

**Nota Técnica nº 35/2015-SGT/ANEEL**

**Em 26 de fevereiro de 2015.**

Processo: 48500.000502/2015-11

**Assunto: Análise dos Pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.**

**I - DO OBJETIVO**

1. Objetivo desta Nota Técnica é analisar os pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária realizados por concessionárias de distribuição de energia elétrica.

**II - DOS FATOS**

2. Entre os meses de dezembro de 2014 e fevereiro de 2015, diversas distribuidoras solicitaram que a ANEEL instaurasse processo para analisar a existência de desequilíbrio econômico e financeiro de seus Contratos de Concessão. No total, 62 concessionárias de distribuição de energia elétrica apresentaram pleito de Revisão Tarifária Extraordinária – RTE.

3. Para justificar o pedido, as concessionárias elencaram uma série de eventos que têm impactado ou irão impactar sobremaneira seus custos. Entre eles destacam-se os custos com Exposição Involuntária ao Mercado de Curto Prazo – MCP -, risco hidrológico dos Contratos de Cota de Garantia Física – CCGF-, Encargo de Serviço do Sistema, tarifa de Itaipu, preço do 14º Leilão de Energia Existente e do 18º Leilão de Ajuste e quota de CDE do ano de 2015.

4. As concessionárias alegam que esses eventos conduziram e/ou conduzirão a um desequilíbrio econômico e financeiro do Contrato de Concessão de Distribuição, o que, no entender das empresas, são suficientes para motivar uma revisão tarifária extraordinária de suas tarifas, com base no que prevê esses mesmos Contratos e a Lei Geral de Concessões (Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995).

Fls. 2 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

5. Para analisar os pleitos, a ANEEL instaurou processo administrativo e, em 05 de fevereiro de 2015, foi emitida a Nota Técnica 29/2015 – SGT/ANEEL, através da qual foi proposta metodologia simplificada de Revisão Tarifária Extraordinária – RTE.

6. Em 06 de fevereiro de 2015 a Diretoria da ANEEL aprovou abertura de Audiência Pública para receber contribuições da sociedade a respeito da metodologia proposta.

### III - ANÁLISE

#### JUSTIFICATIVA PARA A REALIZAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

7. As 62 concessionárias que solicitaram Revisão Tarifária Extraordinária – RTE –, e o número do protocolo (SicNet) do documento por meio do qual foi encaminhado o pedido na ANEEL, estão relacionados na tabela abaixo.

**Tabela 1: Concessionárias que Solicitaram Revisão Tarifária Extraordinária**

Empresa	Nº SicNet	Empresa	Nº SicNet
AES SUL	48513000262/2015-00	CPFL PIRATININGA	48513.002951/2015-00
BANDEIRANTE	48513003618/2015-00	CPFL SANTA CRUZ	48513003777/2015-00
CAIUÁ	48513003493/2015-00	CPFL SUL PAULISTA	48513003755/2015-00
CEAL	48513003176/2015-00	DEMEI	48513.004582/2015-00
CEB	48581.002710/2015-00	DMED	48516.004676/2015-00
CEEE	48513.000667/2015-00	EBO	48576000057/2015-00
CELESC	48513.002662/2015-00	EDEVP	48576000050/2015-00
CELG	48513.003441/2015-00	EEB	48576000058/2015-00
CELPA	48581.000149/2015-00	EFLUL	48513.004573/2015-00
CELPE	48513.003112/2015-00	ELEKTRO	48576.000042/2015-00
CELTINS	48576000054/2015-00	ELETROACRE	48513003179/2015-00
CEMAR	48581.000150/2015-00	ELETROCAR	48513.004467/2015-00
CEMAT	48576000051/2015-00	ELETROPAULO	48513000265/2015-00
CEMIG	48513.003273/2015-00	EMG	48513003492/2015-00
CEPISA	48513003182/2015-00	ENERSUL	48513.003484/2015-00
CERON	48513003170/2015-00	ENF	48576000053/2015-00
CFLO	48576000056/2015-00	EPB	48576000059/2015-00
CHESP	48513.003846/2015-00	ESCELSA	48513003621/2015-00
CNEE	48576000052/2015-00	ESE	48576000055/2015-00
COCEL	48513.004564/2015-00	FORCEL	48576.000119/2015-00
COELBA	48513.002152/2015-00	HIDROPAN	48513.004456/2015-00
COELCE	48581.001865/2015-00	IGUAÇU ENERGIA	48513.005322/2015-00
COOPERALIANÇA	48513.005484/2015-00	JOÃO CESA	48576000125/2015-00
COPEL	48581.001671/2015-00	LIGHT	48513.038833/2014-00
COSERN	48513.002090/2015-00	MUXFELDT	48513.004484/2015-00
CPFL JAGUARI	48513003780/2015-00	NOVA PALMA	48513.004489/2015-00

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Empresa	Nº SicNet	Empresa	Nº SicNet
CPFL LESTE PAULISTA	48513003752/2015-00	RGE	48513.002948/2015-00
CPFL MOCOCA	48513003730/2015-00	SANTA MARIA	48513003730/2015-00
CPFL PAULISTA	48513.002954/2015-00	SULGIPE	48513.004396/2015-00
CERR	48513.003269/2015-00	AMPLA	48581.001805/2015-00
AMAZONAS ENERGIA	48513003173/2015-00	BOA VISTA ENERGIA	48513003167/2015-00

8. Na Nota Técnica 29/2015 foi apresentada a motivação para a realização da RTE para todas as empresas que solicitaram essa revisão. Foram elencados uma série de eventos ocorridos desde a realização dos processos tarifários de 2014 até os dias atuais. Entre eles, destacam-se o 14º Leilão de Energia Existente, o 18º Leilão de Ajuste, os custos previstos com ESS, o “risco hidrológico dos CCGF”, o aumento da tarifa de repasse da potência oriunda da Usina Hidrelétrica de Itaipu e a revisão das quotas de CDE. Como esses eventos não foram – e não havia como sê-lo – previstos e/ou considerados nos reajustes tarifários de 2014, a receita obtida pelas distribuidoras com as tarifas atuais está aquém dos custos incorridos.

9. É normal a existência de descasamento temporário entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, principalmente após o surgimento dos CCEAR-D, cujos preços tendem a ser bastante voláteis em relação ao cenário hidrológico. As regras atuais do setor elétrico preveem que as empresas são responsáveis pelo financiamento desse descasamento até o reajuste tarifário subsequente, quando então o diferencial é repassado para as tarifas através do mecanismo da Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela A - CVA. No entanto, conforme demonstrado na tabela 2 abaixo, o impacto do atual descasamento alcançou valores substanciais.

10. Apesar de as Bandeiras Tarifárias cobrirem parte desse descasamento, o impacto previsto dos itens não cobertos pelas Bandeiras para um conjunto significativo de empresas será elevado. A tabela abaixo apresenta a diferença entre os valores considerados no último reajuste tarifário de CDE e Compra de Energia e aqueles considerando as tarifas atuais, em uma base anual<sup>1</sup>.

**Tabela 2: Comparação entre Parcela B e Adicional de CDE, de Compra de Energia e Ebitda<sup>2</sup> Regulatório (R\$ mil)**

Nome	Adicional de CDE (A)	Adicional de Compra de Energia (B)	Adicional RTE (A + B)	Parcela B Atual Estimado	Ebitda Regulatório Atual
AES SUL	404.437	594.155	1.110.592	634.225	184.652
BRAGANTINA	58.926	38.854	97.780	77.158	12.374
COPEL	1.583.591	1.048.518	2.632.109	1.753.874	327.189
RGE	492.885	457.197	950.081	695.848	199.922
UHENPAL	3.337	5.588	8.925	8.110	1.206
MUXFELDT	3.097	3.413	6.510	4.565	703

<sup>1</sup> O detalhamento do cálculo dos adicionais de receita será apresentado mais à frente. Simplificadamente, esses adicionais correspondem à diferença dos preços (CDE e Energia) do último processo tarifário e do cenário atual multiplicado pelo mercado do último processo. A parcela B foi estimada a partir dos reajustes tarifários recentes. O Ebitda regulatório foi calculado pelo produto do percentual de custo de capital regulatório, acrescidos da Quota de Reintegração Regulatória, pela Parcela B.

<sup>2</sup> Do inglês Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization.

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Adicional de CDE (A)	Adicional de Compra de Energia (B)	Adicional RTE (A + B)	Parcela B Atual Estimado	Ebitda Regulatório Atual
COCEL	15.069	15.332	30.401	24.821	2.644
DEMEI	6.660	8.237	14.897	13.500	1.222
CPFL PIRATININGA	852.267	107.241	959.507	719.874	189.695
ELETROPAULO	2.589.951	890.516	3.480.467	2.753.734	666.604
CNEE	34.907	27.949	62.856	52.668	6.485
CPFL PAULISTA	1.733.324	557.808	2.291.131	1.732.484	432.912
CAIUA	67.067	45.776	112.843	96.546	13.447
HIDROPAN	5.943	6.594	12.537	11.972	2.694
FORCEL	2.700	2.435	5.135	5.044	517
CFLO	14.678	14.349	29.027	23.414	2.012
DME-PC	25.190	7.639	32.829	38.971	10.305
ENERSUL	252.128	155.237	407.365	538.866	134.312
CEMIG	2.287.052	625.729	2.912.781	3.525.554	678.257
CEMAT	385.457	240.365	625.821	773.123	178.150
EDEVP	51.712	31.570	83.282	79.484	8.632
ENERGISA MG	85.199	43.283	128.482	194.746	28.443
CELG	727.875	305.339	1.033.214	1.066.719	181.636
ELETROCAR	9.086	10.044	19.130	22.531	2.232
ESCELSA	500.950	155.536	656.486	713.088	189.725
EFLUL	5.097	1.663	6.760	5.503	618
BANDEIRANTE	812.290	51.352	863.641	826.357	225.391
IENERGIA	12.212	2.457	14.669	18.664	1.714
CEB	365.369	52.610	417.979	405.542	87.596
CELESC	1.276.528	187.777	1.464.305	1.251.764	312.981
ELEKTRO	973.394	254.964	1.228.358	1.295.720	281.993
CJE	30.182	3.877	34.059	27.646	4.673
CSPE	28.601	1.068	29.669	46.081	9.075
LIGHT	1.443.264	336.254	1.779.519	2.198.295	798.093
CEEE	524.746	101.921	626.667	591.238	144.675
ELETROACRE	47.188	11.634	58.821	123.897	23.799
CHESP	5.748	4.139	9.887	18.388	3.187
SANTAMARIA	24.526	17.672	42.198	65.696	13.748
CPEE	18.868	1.818	20.686	39.675	6.772
COOPERALIANÇA	9.928	5.011	14.938	17.073	3.517
JOAOCESA	758	363	1.121	2.056	184
MOCOCA	12.214	973	13.187	31.064	5.127
CERON	172.040	2.944	174.984	273.024	32.914
ENF	16.780	12.846	29.625	43.102	9.457

Fls. 5 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Adicional de CDE (A)	Adicional de Compra de Energia (B)	Adicional RTE (A + B)	Parcela B Atual Estimado	Ebitda Regulatório Atual
COELCE	175.302	137.887	313.189	1.050.269	257.236
CPFL STA CRUZ	59.840	- 18.362	41.478	113.789	15.226
ENERGISA SE	49.302	12.981	62.283	316.563	65.029
SULGIPE	3.815	4.984	8.799	49.518	5.025
ENERGISA BO	13.852	39	13.891	65.253	9.914
COELBA	270.874	-12.197	258.677	1.899.536	473.598
CELTINS	36.351	- 3.844	32.507	331.093	28.203
ENERGISA PB	64.039	- 16.708	47.332	469.176	95.782
CEAL	77.740	- 24.724	53.016	339.719	36.100
CEPISA	49.414	- 14.549	34.865	363.343	11.611
CEMAR	103.788	- 41.155	62.633	906.149	244.402
CELPA	190.956	- 76.044	114.912	1.002.701	197.257
COSERN	79.972	- 40.338	39.634	476.023	115.496
CELPE	202.299	- 123.012	79.287	1.141.316	280.059

11. Como é possível notar, as diferenças superam o valor da Parcela B em alguns casos. Em outros, apesar de não superarem a Parcela B, superam o Ebitda Regulatório, chegando a 600% desse indicador no caso mais extremo. Conforme argumentado na Nota Técnica 29/2015, essa é uma situação atípica, tendo em vista que, em média, a CVA corresponde a algo em torno de 15% do Ebitda.

12. Caso não fosse realizada uma RTE e as empresas não conseguissem financiar esse déficit poderia haver uma inadimplência generalizada no setor elétrico, cujos efeitos se estenderiam para todo o setor elétrico. Por isso, é clara a importância da realização de uma RTE para as empresas cujo déficit se mostre significativo.

13. A tabela demonstra ainda que os efeitos da RTE em algumas empresas não seriam substanciais. É o caso da maioria das empresas do Norte e Nordeste. A explicação para isso é o pequeno efeito da CDE e do 18º Leilão de Ajuste para as empresas dessas regiões, além da inexistência de cotas da Usina de Itaipu, que está alocada integralmente às concessionárias das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

14. Ainda sim, sugerimos realizar a RTE para essas empresas porque a cobertura de custos com compra de energia e pagamento dos encargos pelas distribuidoras precisa ser atualizada. A Nota Técnica 34/2015 (Bandeiras Tarifárias) propõe que se utilize como parâmetro de cálculo dos custos dos CCEAR-D nos processos tarifários o valor do PLD à R\$ 200,00/MWh. Esse procedimento será adotado em todas as RTEs. Assim, caso algumas distribuidoras não tenham a cobertura dos custos com compra de energia realinhada, seus consumidores serão prejudicados, pois permanecerão pagando tarifas que consideram maiores valores de CCEAR-D até o próximo processo tarifário. Como o repasse de recursos das bandeiras tarifárias observa a diferença entre os custos variáveis efetivos com aquisição de energia e a cobertura tarifária, essas distribuidoras receberão menos recursos da Conta Centralizadora. Por outro lado, a distribuidora começará a incorrer em maiores custos com o pagamento das novas quotas da CDE sem que a Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 6 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

isso se reflita nas tarifas. Ainda, o descasamento entre a nova quota da CDE a ser recolhida pelas distribuidoras e a cobertura tarifária referente à quota antiga será considerada no cálculo da CVA-CDE, a ser paga pelos consumidores após o próximo processo tarifário. Portanto, não fazer a RTE para as empresas com pequeno efeito médio sujeita seus consumidores a pagar a nova bandeira tarifária e não se beneficiar dos seus recursos e ainda pagar elevados valores de CVA-CDE.

15. Não obstante, sugere-se que não seja realizada RTE para quatro empresas, quais sejam, Ampla, Amazonas, Boa Vista e CERR. Nos três últimos casos, a RTE não se faz necessária em porque as empresas não sofrerão impacto de aumento do custo de compra de energia em relação às suas coberturas tarifárias, além de não participarem do rateio da CDE. Já no caso da Ampla, entende-se que não é necessária a realização de RTE em função da proximidade do seu reajuste tarifário, que ocorrerá dia 15 de março de 2015.

16. Assim, sugere-se a realização do processo de RTE para as empresas listadas na Tabela 1 com exceção das mencionadas no parágrafo anterior.

## METODOLOGIA

### *Proposta Apresentada na Nota Técnica 29/2015*

17. Na Nota Técnica 29/2015 foi proposta uma metodologia simplificada para a realização da RTE. A partir da constatação da “insuficiência de caixa” em função da alteração dos custos de compra de energia e da CDE, é preciso considerar um acréscimo de receita de forma a mitigar essa insuficiência. É importante ressaltar que não se trata de um cálculo tradicional de reajuste ou revisão tarifária e, portanto, não é necessário adotar as mesmas regras utilizadas nesses processos, pois a RTE não está subordinada aos processos de reajuste e revisão. No entanto, é preciso garantir coerência entre o cálculo da RTE e os processos posteriores, para evitar solavancos oriundos de escolhas metodológicas conflitantes.

18. Além da compra de energia e da CDE, diversos outros custos atuais se diferem, em alguma medida, daqueles considerados nos processos tarifários anteriores, como alguns encargos setoriais e os custos de transmissão/conexão. No entanto, não há evidências de que seus impactos sejam relevantes e, por isso, foi sugerido não considerá-los nesse processo. Com isso, a RTE pode ser realizada de forma mais célere e simples.

19. Conforme Nota Técnica 29/2015, as tarifas serão reposicionadas a partir da alteração da receita requerida do último processo tarifário, computando alterações no custo da energia comprada e no encargo da CDE. As variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo serão apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso, conforme descrito na tabela abaixo.

**Tabela 3 – Apropriação dos efeitos da RTE nas tarifas finais**

<b>Custo</b>	<b>Apropriação da RTE</b>
Quota de CDE 2015	TUSD
Devolução de CDE (Repasse 2013)	TE
Compra de energia	TE

Fls. 7 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

20. Há dois objetivos principais de classificar esses adicionais como “componentes financeiros”. O primeiro é possibilitar a identificação da receita faturada com esses itens posteriormente e simplificar o cálculo da RTE. Isso irá facilitar a realização dos processos tarifários subsequentes, pois não irá afetar os cálculos de CVA e Sobrecontratação/Exposição Involuntária.

21. Com isso, as tarifas “econômicas”, a serem consideradas nos reajustes tarifários subsequentes serão as mesmas do reajuste (revisão) tarifário anterior. A RTE, portanto, não afetará os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B.

22. Feitos esses comentários, passa-se agora às etapas de cálculo da RTE, que serão apresentadas na seguinte ordem: (i) reposicionamento dos custos de CDE e (ii) reposicionamento dos custos de compra de energia.

23. Para os custos de CDE, a nova quota anual de 2015 será comparada com a quota de CDE considerada no último processo tarifário. A diferença entre as duas será apropriada como financeiro nessa receita requerida, computando o primeiro efeito da RTE, conforme equação abaixo:

$$\Delta RR_{QCDE} = (QCDE_{2015} - QCDE_{UPT})$$

Onde:

$\Delta RR_{QCDE}$ : Variação da receita requerida do último processo tarifário em função da nova quota de CDE;

$QCDE_{2015}$ : Nova quota de CDE, definida para 2015;

$QCDE_{UPT}$ : Quota de CDE considerada no último processo tarifário.

24. Em relação à devolução da CDE de 2013, a conta é ainda mais simples. Dado que 2015 é o primeiro ano em que essa devolução está ocorrendo, a variação de receita requerida é idêntica à parcela anual de devolução fixada para este ano.

$$\Delta RR_{DEV} = DEV_{CDE}$$

Onde:

$\Delta RR_{DEV}$ : Variação da receita requerida do último processo tarifário em função da devolução de CDE;

$DEV_{CDE}$ : Valor anual de devolução de CDE definido para o ano de 2015.

25. Passa-se agora ao reposicionamento dos custos com aquisição de energia. As variações nesse custo abrangerão os seguintes efeitos: (i) alteração do dólar e da tarifa de Itaipu; (ii) alteração do preço médio de compra em razão de montantes de contratos não considerados no último processo tarifário, tais como os decorrentes dos Leilões A-0 e A-1 de 2014, do Leilão de Ajuste de 2015 e da realocação de cotas da Resolução Normativa nº 631 de 2014; (iii) alteração do custo de geração própria para as empresas que possuem sistema isolado cujo processo tarifário ocorreu antes de novembro; (iv) alteração na fonte de



Fls. 8 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

recursos para pagamento de custos termoeletricos ou de exposiçao ao mercado de curto prazo, nos termos do Decreto 8.401, que enseja o reposicionamento da cobertura dos produtos termoeletricos ao custo variavel teto da bandeira verde (R\$ 200/MWh); e (v) a exclusao do financeiro de previsao de exposiçao/sobrecontrataçao da Resoluçao Normativa nº 609 de 2014.

26. Para cômputo desses efeitos, define-se primeiro o conceito de RECORTE, a ser utilizado para simplificar a apresentação dos cálculos. RECORTE é o intervalo de tempo entre a data de início da RTE (cuja proposta é que seja 2 de março) e o próximo processo tarifário ordinário.

27. Definido o RECORTE por empresa, o próximo passo é observar quais contratos serão executados nesse intervalo, obtendo-se uma carteira de compra específica para essa janela temporal, conforme base de dados de contratos mantida pela ANEEL.

28. Note-se que essa atualização da base de contratos vigentes no RECORTE exclui da carteira de compra os contratos encerrados em dezembro de 2014 e inclui aqueles não conhecidos quando da realização do último processo tarifário, com a ressalva de que os produtos termoeletricos são fixados ao patamar da bandeira verde. Será considerada sazonalização uniforme (*flat*) dos montantes de referência do contrato em proporção ao tamanho de sua execução durante o intervalo do RECORTE.

29. Para a maioria dos contratos, o montante de referência é anual<sup>3</sup>. Todavia, para o caso dos produtos contratados em Leilão de Ajuste, com prazo inferior a um ano, o montante de referência é igual ao volume total de energia contratada.

30. De modo a facilitar a compreensão da etapa de cálculo de sazonalização, o período associado ao montante de referência será denominado período de referência, de modo que a quantidade de energia considerada para cada produto no RECORTE será determinada pela seguinte equação:

$$Q_{RECORTE_i} = \frac{Período_{RECORTE_i}}{Período_{Ref_i}} \times Q_{Ref_i}$$

Onde:

$i$ : Identificação do produto vigente durante todo ou parte do intervalo do RECORTE;

$Q_{RECORTE_i}$ : Quantidade de energia, em MWh, considerada no RECORTE;

$Período_{RECORTE_i}$ : Número de dias de vigência do produto durante o RECORTE;

$Período_{Ref_i}$ : Número de dias do período de referência para definição do montante de referência do produto;

$Q_{Ref_i}$ : Montante de referência do produto, em MWh.

31. Com o resultado da quantidade de referência dos produtos em vigência durante o RECORTE, é possível estabelecer o custo médio desses produtos, a partir da equação abaixo, excluindo-se os montantes de energia do PROINFA, que têm custo zero:

---

<sup>3</sup> Para os contratos bilaterais, serão assumidos os montantes anuais de entrega registrados no último processo tarifário. A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 9 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

$$CME_{RECORTE} = \frac{\sum_i Q_{RECORTE_i} \times C_i}{\sum_i Q_{RECORTE_i}}$$

Onde:

$CME_{RECORTE}$ : Custo médio da energia do recorte, exceto PROINFA, em R\$/MWh;

$C_i$ : Custo atualizado do produto  $i$ , em R\$.

32. O custo médio da energia do recorte será comparado com o custo médio da energia do último processo tarifário, exceto PROINFA, conforme cobertura concedida à época. A diferença entre os dois custos médios será multiplicada pelo montante de energia requerida do último processo tarifário, sem PROINFA. Exclusivamente para as empresas que tiveram reajuste tarifário no ano de 2015, será subtraído o componente financeiro de exposição ou sobrecontratação considerado nesse processo, resultando na variação da receita requerida em função da alteração de custos de compra de energia, conforme fórmula abaixo:

$$\Delta RR_{Energia} = (CME_{RECORTE} - CME_{UPT}) \times (EnergiaReq_{UPT} - PROINFA_{UPT}) - Exp_{UPT}$$

Onde:

$\Delta RR_{Energia}$ : Variação da receita requerida do último processo tarifário em função da compra de energia;

$CME_{UPT}$ : Custo médio de energia, exceto PROINFA, considerado no último processo tarifário, em R\$/MWh;

$EnergiaReq_{UPT}$ : Energia requerida no último processo tarifário, em MWh;

$PROINFA_{UPT}$ : Montante de energia do PROINFA, em MWh, considerado no último processo tarifário;

$Exp_{UPT}$ : Financeiro de previsão de exposição ou sobrecontratação do último processo tarifário, em R\$.

33. A nova receita requerida resultante da RTE será obtida pela soma das variações de receita requerida decorrentes da quota de CDE, devolução de CDE e compra de energia, conforme equação abaixo:

$$RR_{RTE} = RR_{UPT} + \Delta RR_{QCDE} + \Delta RR_{DEV} + \Delta RR_{Energia}$$

Onde:

$RR_{RTE}$ : Receita requerida recalculada no processo de RTE, em R\$;

$RR_{UPT}$ : Receita requerida do último processo tarifário, em R\$.

34. Como já destacado anteriormente, os impactos da RTE sobre as diferentes classes de consumo dependerão dos pesos das alterações de custo na variação total da receita requerida e da participação das A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

*Fls. 10 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11*

tarifas de energia e de uso na tarifa final de cada consumidor, mediante aplicação da estrutura tarifária vigente.

*Metodologia Final e Contribuições apresentadas na AP 07/2015*

35. Propõe-se a manutenção da metodologia descrita anteriormente com algumas alterações motivadas pelas contribuições apresentadas na AP 07/2015, conforme detalhado a seguir.

36. Diversas contribuições questionaram o critério rateio de custos da CDE entre regiões e grupo de consumidores cativos e livres, e de Itaipu entre as regiões. As contribuições relativas à CDE fogem do escopo da AP 07/2015 e foram analisadas na Audiência Pública 03/2015. Em relação à proposta de alocação diferenciada para Itaipu, o critério de alocação é definido em Lei e Decreto, portanto, fora da alçada da ANEEL.

37. Outras contribuições fora do escopo desta Audiência Pública foram: (1) alteração do art. 5º-A da REN 547; (ii) definição de horários onde não haja pico de energia para que os produtores possam operar seus equipamentos que consomem energia; (iii) incentivo ao acesso a equipamentos de última tecnologia que consomem menos energia; (iv) incentivo ao produtor aquisição de equipamentos geradores de energia solar para uso na atividade rural; (v) criação de cadastro de produtos e tecnologias que possibilitem melhor utilização e economia no consumo de energia e informações sobre tecnologias alternativas; (vi) sugestão para que haja aportes do Tesouro Nacional na CDE; (vii) alongamento do prazo de pagamento da Conta-ACR; (viii) criação de mecanismo em que os consumidores que reduzirem o consumo de energia “paguem uma menor tarifa”; (ix) repasse de parte dos custos da RTE ao governo; (x) criação de um mecanismo permanente de RTE; (xi) concatenação de encargos tarifários com a data de reajuste; (xii) postergação da aplicação da nova quota de CDE; (xiii) encontro de contas entre as receitas e despesas da CDE com correção monetária; (xiv) apropriação da Devolução da CDE de 2013 em TUSD perdas; (xv) constituição contábil de CVA deverá ser ajustada pelo provisionamento da reversão do financeiro da RTE; (xvi) postergação sistemática das liquidações no MCP até julho.

38. Em relação à preocupação quanto à possibilidade de alteração dos mecanismos de estrutura tarifária na RTE, não houve tal proposta na Nota Técnica 29/2015 e os mecanismos serão mantidos.

39. Quanto à solicitação de que os custos com a exposição involuntária de janeiro e fevereiro sejam considerados na RTE, informa-se que esses custos estão sendo inseridos no cálculo da Bandeira Tarifária. Considerá-los na RTE significaria dupla contagem.

40. Diversas contribuições solicitaram a consideração dos valores de CVA estimados de novembro e dezembro de 2014 na RTE. Recomendamos não acatar o pleito. Primeiramente, o reestabelecimento do equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão baseia-se num diagnóstico de custos realizados ou previstos em desacordo com a cobertura tarifária, atuando na correção das tarifas praticadas de modo a evitar a persistência de eventuais diferenças nessas medidas de despesa e receita. Tendo em vista que há um mecanismo ordinário e regulamentado de compensação de custos incorridos e pagos pela concessionária (CVA), não cabe a um processo de Revisão Tarifária Extraordinária antecipar esta compensação. O custo

*Fls. 11 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11*

pago está equacionado e amparado pelo direito de recuperação via CVA, que não mais se configura em insuficiência potencial ou insustentável de cobertura tarifária com efeitos futuros a serem evitados.

41. A motivação que sustenta o processo de RTE em tela não se refere à persistência de efeitos passados, mas de efeitos futuros imprevisos e desproporcionais. Além disso, a eventual consideração de CVA traria prejuízo à celeridade processual, impossibilitando a aplicação da RTE a partir de 2 de março de 2015, especialmente em função da falta de padronização nas informações enviadas pelas empresas e da impossibilidade de uma fiscalização adequada.

42. Algumas contribuições solicitaram um acréscimo de receita relativa aos impactos previstos da RTE sobre as Receitas Irrecuperáveis - RI<sup>4</sup>. Sugerimos não acatar esse pleito por diversas razões. Os custos com RI são típicos do negócio de distribuição e, por isso, são considerados no cálculo da Parcela B. O processo de RTE de parcela B deve ser analisado em processo específico, avaliando-se a Parcela B como um todo, e não somente um item que a compõe. As contribuições que levantaram o tema não apresentaram análise demonstrando que o possível aumento de Receitas Irrecuperáveis provocará desequilíbrio econômico e financeiro da Concessão. É importante lembrar que em 2013 houve um movimento inverso, ou seja, uma substancial redução de custos de Parcela A, sendo que os valores de Receitas Irrecuperáveis foram revistos apenas para as empresas cujo processo tarifário anterior havia sido uma revisão.

43. Foi solicitada também a inclusão na RTE dos valores da Conta-ACR. O custo financeiro do pagamento da Conta-ACR diz respeito ao prazo de amortização do financiamento da operação de crédito, de modo que considerar esse custo na RTE apenas antecipa uma despesa ao consumidores, sem evitar qualquer ônus financeiro. Além disso, essa despesa não gera desequilíbrio de caixa na distribuidora, dado que é concatenada com o aniversário contratual. No caso da Devolução da CDE de 2013, a antecipação no recolhimento se justifica na medida em que melhora o fluxo de receitas e, por conseguinte, de cumprimento de obrigações da CDE. Isso preserva, em última instância, o caixa das concessionárias beneficiárias dos repasses da conta, além de evitar ou reduzir o efeito da correção monetária oriunda de atraso no pagamento de subsídios, que implica aumento de despesas a serem repassadas ao consumidor na fixação da quota subsequente.

44. Quanto ao método de cálculo, as seguintes contribuições não foram acatadas: (i) atualização dos valores de TUST; (ii) Atualização do Proinfa; e (iii) sazonalização dos contratos de energia. Os itens considerados na RTE são, via de regra, aqueles cujo impacto é comprovadamente significativo. Além disso, a inclusão de novos itens na RTE implica sua postergação em razão da complexidade que se agrega ao cálculo, o que pode agravar o problema de caixa que empresas vêm enfrentando.

45. Algumas contribuições sugeriram utilizar no cálculo da tarifa de Itaipu o valor do dólar mais recente. A contribuição foi acatada e considerou-se como referência para o câmbio a média verificada no período 02/02/2015 – 25/02/2015.

46. Foi pleiteada também a realização de uma RTE para permissionárias considerando os atrasos no repasse de CDE por parte da Eletrobrás. Sobre este ponto, a Procuradoria da ANEEL, por meio do Parecer nº 323/2014/ PGE- ANEEL/ PGF/AGU, entendeu que o referido atraso não enseja uma RTE.

---

<sup>4</sup> O conceito e o tratamento regulatório do tema está descrito no Submódulo 2.2 do PRORET.

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

47. Os contratos de compra de energia cujos preços foram atualizados são: (1) CCEAR-D; (2) CCEAR-Q; (3) Leilão de Ajuste; (4) CCGF; (5) Itaipu; (6) ACR-Médio para as empresas passaram por reajuste antes de novembro de 2014; (7) tarifa de suprimento.

48. Foram acrescentados também os efeitos do aumento de receita sobre o P&D. A justificativa é que o encargo não possui neutralidade nem CVA.

49. Por simplificação, foram mantidos os montantes e preços dos contratos bilaterais considerados no último reajuste tarifário.

50. Por fim, destacamos o recebimento da Carta AES-SUL AESS/P-01/15, de 26/02/2015, em que a concessionária solicita o diferimento de R\$ 112 milhões da RTE, de modo a reduzir o impacto tarifário a seus consumidores, e pede que tal valor seja revertido no reajuste de abril de 2015. Considerando que o período de recorte da AES-SUL é um pouco menor que dois meses, a perda de receita da empresa nesse período não impactará sobremaneira seu fluxo de caixa. Adicionalmente, como é a própria empresa quem pede a RTE e o diferimento de parte dela, julgamos que o pleito pode ser atendido, uma vez que seus consumidores serão menos impactados neste momento.

## RESULTADO

51. O efeito médio da RTE por empresa está descrito na tabela abaixo. O percentual apresentado na coluna 2 da tabela 4 corresponde à variação média de tarifa em cada área de concessão. Nas terceira e quarta colunas o impacto é desagregado em dois componentes: Encargos e Compra de Energia.

**Tabela 4: Efeito Médio da RTE por Área de Concessão**

Nome	Total	Encargos	Energia
AES SUL	39,45%	16,0%	23,50%
BRAGANTINA	38,49%	23,2%	15,29%
COPEL	36,38%	21,9%	14,49%
RGE	35,47%	18,4%	17,07%
UHENPAL	36,75%	13,4%	22,45%
MUXFELDT	34,31%	15,9%	17,54%
COCEL	34,58%	16,9%	17,21%
DEMEI	33,70%	15,1%	18,64%
CPFL PIRATININGA	29,25%	26,0%	3,27%
ELETROPAULO	31,94%	23,8%	8,17%
CNEE	35,21%	19,6%	15,65%
CPFL PAULISTA	31,77%	24,0%	7,74%
CAIUA	32,36%	19,2%	13,13%
HIDROPAN	31,78%	15,1%	16,71%
FORCEL	32,20%	16,6%	15,01%

Fls. 13 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Total	Encargos	Energia
CFLO	31,88%	15,8%	15,49%
DME-PC	27,59%	21,2%	6,42%
ENERSUL	27,86%	17,2%	10,62%
CEMIG	28,76%	22,6%	6,18%
CEMAT	26,80%	16,5%	10,29%
EDEVP	29,40%	18,3%	11,14%
ENERGISA MG	26,89%	17,8%	9,06%
CELG	27,54%	19,4%	8,14%
ELETROCAR	27,24%	12,9%	14,30%
ESCELSA	26,35%	20,1%	6,24%
EFLUL	26,98%	20,2%	6,59%
BANDEIRANTE	24,89%	23,4%	1,48%
IENERGIA	23,94%	19,9%	4,01%
CEB	24,14%	21,1%	3,04%
CELESC	24,77%	21,6%	3,18%
ELEKTRO	24,25%	19,2%	5,03%
CJE	22,85%	20,2%	2,60%
CSPE	21,29%	20,5%	0,77%
LIGHT	22,48%	18,2%	4,25%
CEEE	21,87%	18,3%	3,56%
ELETROACRE	20,98%	16,8%	4,15%
CHESP	21,27%	12,2%	8,78%
SANTAMARIA	21,05%	12,2%	8,80%
CPEE	19,09%	17,4%	1,68%
COOPERALIANÇA	20,54%	13,6%	6,84%
JOAOCESA	19,78%	13,3%	6,36%
MOCOCA	16,25%	15,0%	1,20%
CERON	16,89%	16,6%	0,28%
ENF	26,05%	14,4%	11,02%
COELCE	10,28%	5,8%	4,53%
CPFL STA CRUZ	9,15%	13,2%	-4,05%
ENERGISA SE	8,00%	6,3%	1,67%
SULGIPE	7,46%	3,2%	4,20%
ENERGISA BO	5,73%	5,7%	0,02%
COELBA	5,36%	5,6%	-0,25%
CELTINS	4,46%	5,0%	-0,53%
ENERGISA PB	3,82%	5,2%	-1,35%
CEAL	4,66%	6,8%	-2,17%
CEPISA	3,21%	4,6%	-1,34%
CEMAR	3,00%	5,0%	-1,97%

Fls. 14 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Total	Encargos	Energia
CELPA	3,62%	6,0%	-2,40%
COSERN	2,76%	5,6%	-2,81%
CELPE	2,21%	5,6%	-3,43%

52. É possível notar uma elevada dispersão entre as regiões. Áreas de concessão das regiões Sul, Centro-Oeste e Sudeste terão uma RTE sensivelmente mais elevada que as da região Norte e Nordeste. As colunas 3 e 4 da tabela 4 revelam que o maior impacto nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste ocorre tanto em função do maior aumento do custo de compra de energia quanto dos Encargos. O maior aumento de encargos se deve à regra de rateio da CDE, conforme explicado na Nota Técnica 33/2015.

53. O maior o aumento do custo de compra energia também ocorre nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, principalmente em função da maior presença de contratos oriundos do 18º Leilão de Ajuste nas empresas que atuam nessa região e o aumento da tarifa da Usina de Itaipu, que atinge somente as essas concessionárias.

54. É importante ressaltar que os efeitos percebidos por cada consumidor podem variar bastante a depender do subgrupo, posto, modalidade tarifária e classe de consumo ao qual ele pertence. A explicação para as diferenças é que a participação dos encargos e custo de compra de energia na tarifa final de cada um pode variar bastante. Quanto maior a participação desses itens na tarifa final maior será o impacto experimentado pelo consumidor. Por isso, o impacto sobre os consumidores de alta tensão é maior do que o impacto sobre os consumidores de baixa tensão.

55. A tabela 5 abaixo apresenta o efeito médio sobre os consumidores cativos dos subgrupos A e B. De novo, vale ressaltar que se trata de uma média, ou seja, os resultados individuais também irão variar.

**Tabela 5: Efeito Médio sobre os consumidores cativos**

Nome	Alta Tensão	Baixa Tensão
AES SUL	41,7%	36,23%
BANDEIRANTE	22,0%	17,83%
BRAGANTINA	39,0%	30,21%
CAIUA	37,2%	30,51%
CEAL	6,0%	4,07%
CEB	25,7%	22,00%
CEEE	23,9%	19,40%
CELESC	24,4%	21,31%
CELG	30,6%	25,13%
CELPA	4,9%	3,02%
CELPE	2,3%	1,45%
CELTINS	5,2%	4,27%
CEMAR	3,7%	2,78%
CEMAT	28,5%	24,86%

Fls. 15 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Alta Tensão	Baixa Tensão
CEMIG	29,1%	21,41%
CEPISA	4,3%	2,92%
CERON	20,5%	15,75%
CFLO	39,1%	27,48%
CHESP	24,8%	20,35%
CJE	22,4%	18,79%
CNEE	39,7%	34,33%
COCEL	37,7%	31,25%
COELBA	6,1%	4,65%
COELCE	12,9%	9,05%
COOPERALIANÇA	24,7%	17,52%
COPEL	38,9%	31,88%
COSERN	3,3%	2,41%
CPEE	21,9%	17,55%
CPFL PAULISTA	28,8%	27,27%
CPFL PIRATININGA	23,5%	21,47%
CPFL Santa Cruz	11,0%	9,78%
CSPE	17,8%	13,86%
DEMEI	51,0%	30,46%
DME-PC	30,6%	22,88%
EDEVP	33,9%	27,73%
EFLUL	25,5%	19,54%
ELEKTRO	24,7%	19,52%
ELETROACRE	27,1%	19,51%
ELETROCAR	32,4%	25,07%
ELETROPAULO	32,5%	28,08%
ENERGISA BO	7,0%	5,03%
ENERGISA MG	30,8%	24,50%
ENERGISA PB	4,5%	3,18%
ENERGISA SE	9,7%	7,26%
ENERSUL	29,6%	26,69%
ENF	32,4%	24,80%
ESCELSA	25,6%	23,62%
FORCEL	36,5%	27,11%
HIDROPAN	38,6%	26,15%
IENERGIA	26,5%	21,08%
JOAOCESA	22,3%	18,97%
LIGHT	25,6%	21,06%
MOCOCA	19,1%	13,97%
MUXFELDT	39,9%	30,09%
RGE	39,1%	33,04%
SANTAMARIA	24,0%	20,30%



Fls. 16 Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 – Processo nº 48500.000502/2015-11

Nome	Alta Tensão	Baixa Tensão
SULGIPE	9,8%	6,36%
UHENPAL	46,6%	35,21%

#### IV - CONCLUSÃO

56. Esta Nota Técnica versou sobre os diversos pedidos de RTE encaminhados à ANEEL e os fundamentos desses pedidos. Foi aplicado um procedimento de cálculo específico e simplificado para tratar a relevante alteração de custos da CDE e de compra de energia, contemplando as alterações na alocação de custos decorrentes do Decreto 8.401, de 5 de fevereiro de 2015.

#### V - RECOMENDAÇÃO

57. Recomenda-se a aprovação dos cálculos realizados e a realização da Revisão Tarifária Extraordinária das empresas listadas na Tabela 1 desta Nota Técnica, exceto Ampla, Amazonas, CERR e Boa Vista, pelos motivos expostos nesta Nota Técnica.

**ALEXANDRE KENJI TSUCHIYA**  
Especialista em Regulação

**PAULO FÉLIX GABARDO**  
Especialista em Regulação

**LUIS CÂNDIDO TOMASELLI**  
Especialista em Regulação

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação

De acordo,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Gestão Tarifária