

## **Acórdão 2210/2008 – Plenário TCU**

Número Interno do Documento

AC-2210-41/08-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE II / Plenário

Processo: 021.975/2007-0

Natureza

Solicitação do Congresso Nacional

Entidade

Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Interessados

Interessado: Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados

### **Sumário**

SOLICITAÇÃO DE AUDITORIA ORIUNDA DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. METODOLOGIA ADOTADA PELA ANEEL, PARA REAJUSTAMENTO DE CONTRATOS DE CONCESSIONÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. SOLICITAÇÕES DE NATUREZA IDÊNTICA APENSADAS. CONHECIMENTO. INCONSISTÊNCIAS NA METODOLOGIA EXAMINADA. APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE GANHOS PELAS CONCESSIONÁRIAS, SEM COMPARTILHAMENTO COM O CONSUMIDOR FINAL. AFRONTA A DISPOSITIVO LEGAL QUE REGE A CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS. EXERCÍCIO DE CONTROLE REPRESSIVO PELO TRIBUNAL. DETERMINAÇÃO DE MEDIDAS CORRETIVAS, EXTENSIVAS ÀS DEMAIS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. ATENDIMENTO A QUESTIONAMENTOS FORMULADOS. COMUNICAÇÕES. REMESSA DE CÓPIAS. ARQUIVAMENTO. CONSTITUIÇÃO DE PROCESSO DE MONITORAMENTO

### **Assunto:**

Solicitação do Congresso Nacional

Ministro Relator: Benjamin Zymler

Representante do Ministério Público: não atuou

Unidade Técnica: SEFID

Advogado Constituído nos Autos: não há

Dados Materiais

Apensos: TC - 021.972/2007-8 e TC - 018.422/2007-7

### **Relatório do Ministro Relator**

Origina-se o presente processo de solicitação de Auditoria formulada pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, por intermédio do Of. Pres. n. 245/07, tendo por objeto os processos de reajuste tarifário da CELPE - Companhia Energética de Pernambuco, no período de 2002 à 2007.

2. A solicitação em apreço decorreu do Requerimento nº 36/07, de autoria do Deputado Federal Eduardo da Fonte, aprovado em 15.8.2007.

3. Encaminhada a matéria à SEFID, submeteu-se a este Relator proposta preliminar de diligência junto à ANEEL, com vistas à obtenção dos elementos técnicos que fundamentaram os índices de reajustes tarifários da CELPE, no período enfocado.

4. Autorizada a diligência, foram encaminhados àquela Unidade Técnica os documentos e planilhas de cálculos pertinentes. Em seqüência, foi realizada uma reunião técnica entre a equipe da ANEEL e a equipe de inspeção, oportunidade na qual foram registrados em ata os entendimentos firmados a respeito da interpretação dada pela Agência sobre pontos da metodologia empregada.

5. A par desses elementos, SEFID procedeu à avaliação da legalidade e legitimidade dos reajustes, enfocando a questão quanto à regularidade dos cálculos aplicados no reajuste em relação à metodologia em vigor e, também, quanto à aderência dessa metodologia aos princípios legais que regem a concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica.

6. Reproduzo, a seguir, essência da análise efetuada pela SEFID, nos moldes acima mencionados, a qual foi precedida de exposição acerca da metodologia empregada pela ANEEL para atualizações tarifárias, senão vejamos:

"(...)

Metodologias de atualização tarifária adotadas pela ANEEL

2. De acordo com a lei 9.427/96, as atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua principal finalidade é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

3. Nesse sentido, o modelo de remuneração de concessionárias de energia elétrica é baseado na premissa de que a tarifa aplicada à quantidade energia vendida gera a receita necessária para cobrir os custos da empresa. Contudo, compete ao ente regulador criar mecanismos de incentivos para que as empresas administrem seus custos de maneira eficiente, buscando o princípio da modicidade tarifária.

4. A ANEEL divide, metodologicamente, os custos de concessionárias de distribuição em duas

parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja, aqueles que não dependem da sua operação. A segunda parcela representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor. A tabela a seguir, detalha os principais componentes de cada parcela.

Tabela 1: Detalhamento da composição das parcelas A e B

<b>PARCELA A</b> (custos não-gerenciáveis)	<b>PARCELA B</b> (custos gerenciáveis)
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>Despesas de Operação e Manutenção</b>
Cota de Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas de Conta Consumo Combustível	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de custos do Proinfra	Despesas gerais e outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
<b>Encargos de Transmissão</b>	<b>Despesas de Capital</b>
Uso das instalações da Rede básica de Transmissão Energia Elétrica	Cotas de depreciação
Uso das instalações de Conexão	Remuneração do capital
Uso das instalações de Distribuição	
Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
<b>Compra de Energia Elétrica</b>	<b>Outros</b>
Energia de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Contratos Iniciais, Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	PIS/COFINS

5. Quando da assinatura do contratos de concessão, as empresas reconhecem que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nos contratos, é suficiente para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.

6. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de atualização têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato. Dessa forma, existem três métodos de atualização tarifária: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária.

7. O reajuste tarifário é realizado anualmente e busca restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Para isso, as Parcelas A e B são calculadas, possibilitando a determinação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que é aplicado na atualização das tarifas vigentes.

8. A revisão tarifária periódica é um processo mais detalhado de atualização que, geralmente, ocorre a cada quatro anos. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato de concessão, realizando análises mais profundas e detalhadas na determinação dos valores de cada componente das Parcelas A e B. O objetivo desse processo é calcular o reposicionamento tarifário e estabelecer o Fator X.

9. O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes - para um dado nível de qualidade do serviço - e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência.

10. O Fator X é um "número índice" fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido nos contratos de concessão, com o objetivo de ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio não decorrentes de aumento da eficiência operacional.

11. Por fim, a revisão tarifária extraordinária é um mecanismo, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

Cálculos aplicados de acordo com a atual metodologia de reajuste tarifário

12. Uma análise preliminar das planilhas de cálculo dos processos de reajuste tarifário da CELPE, entre 2002 e 2007, enviadas pela ANEEL, apontou que as tarifas cresceram 78% nesse período. Ao mesmo tempo, a inflação acumulada no mesmo período, medida pelo IGPM, foi de 61%.

13. Para cada componente que compõe o índice de reajuste tarifário (IRT), examinaram-se os procedimentos e cálculos realizados nas planilhas de cada processo do período em questão. A tabela a seguir resume o valor do IRT de cada ano, os principais fatores que contribuíram para o reajuste e a aderência dos cálculos analisados à metodologia adotada pela ANEEL.

Tabela 2: Análise componentes de custo na formação do IRT e sua aderência à metodologia adotada pela ANEEL

Ano	IRT	Principais itens de custo que contribuíram na composição do IRT	Participação do item no IRT	Aderência a metodologia
2002	15,17%	Encargos setoriais Parcela B	4,98% 4,49%	OK
2003	28,47%	Parcela B Compras de Energia	13,68% 11,63%	OK
2004	11,42%	Compras de Energia Encargos de Transmissão	3,26% 2,74%	OK
2005	1ª REVISÃO TARIFÁRIA DA CELPE			
2006	19,82%	Encargos Financeiros Parcela B	10,75% 7,48%	OK
2007	12,45%	Parcela B	7,33%	OK

14. A partir das análises realizadas, pode-se afirmar que os resultados dos procedimentos e cálculos realizados pela ANEEL nos referidos processos encontram-se em conformidade com as regras de reajuste estabelecidas nos contratos de concessão.

#### Análise da metodologia de reajuste tarifário

15. No tocante à análise da metodologia empregada pelos contratos de concessão, os estudos realizados apontam evidências de que a método adotado para o reajuste tarifário apresenta uma grave falha conceitual que leva ao desequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

16. Para apresentar os achados, a análise do problema será apresentada da seguinte forma:

- I. principais diferenças entre as metodologias de revisão periódica e reajuste anual;
- II. inconsistências da metodologia de reajuste tarifário;
- III. estimativas dos impactos sobre as tarifas;
- IV. impactos na CELPE.

#### **I. Principais diferenças entre as metodologias de revisão periódica e reajuste anual**

17. Tanto a metodologia de reajuste quando a de revisão são baseadas na determinação da receita necessária para cobrir os custos na prestação do serviço, ou seja, consistem no cálculo das Parcelas A e B. Contudo, o processo de definição dessas parcelas difere em cada uma das metodologias.

#### **Cálculo do reposicionamento tarifário no processo de revisão periódica**

18. O valor do reposicionamento tarifário é definido como a razão entre a Receita Requerida (receita necessária para manter o equilíbrio econômico-financeiro após a revisão) e a Receita Verificada (receita auferida pela empresa com as tarifas vigentes).

19. A Receita Verificada é determinada aplicando-se as tarifas vigentes, no momento da revisão, à demanda do mercado referenciado no ano-teste, que é definido como o mercado estimado para período de 12 (doze) meses imediatamente posterior à data de início da vigência das novas tarifas.

20. Por sua vez, a Receita Requerida é definida como a soma das parcelas A e B, calculadas segundo critérios estabelecidos pela ANEEL na Resolução nº 236/06.

21. Para se calcular a Parcela A, determinam-se os custos de compra de energia, os encargos tarifários e os custos de transmissão. Já a Parcela B é calculada pela definição de custos operacionais eficientes a partir da construção de uma empresa de referência e pela determinação da remuneração justa do capital investido a partir da definição da base de remuneração e do custo de capital.

Figura 1: Processo de definição dos componentes do reposicionamento tarifário na revisão periódica

22. Nesse ponto, é importante ressaltar que o processo de definição de cada componente da Parcela B é feito através de critérios técnicos desenvolvidos pelo ente regulador, com o intuito de garantir a

solidez metodológica de todo o processo a partir de um cálculo aprofundado de cada um desses componentes (custos operacionais e custo de capital).

23. Apesar de eventuais críticas e possibilidades de aperfeiçoamento dessa metodologia, não se pode contestar a intenção do regulador de imprimir um forte caráter técnico na definição da Parcela B no processo de revisão tarifária.

24. Além do valor do reposicionamento tarifário, também é definido durante a revisão tarifária o valor do Fator X. Apesar de não ser relevante para a análise do problema em questão, é importante salientar que essa componente também é obtida através de critérios técnicos definidos em resolução específica da ANEEL.

### **Cálculo do índice de reajuste tarifário**

25. O índice de reajuste tarifário é dado pela razão entre a Receita na Data de Reajuste em Processamento - DRP (receita capaz de manter o poder de compra da empresa após o reajuste) e a Receita na Data de Referência Anterior - DRA (receita auferida pela empresa no período anterior).

26. A receita em DRA refere-se à receita efetivamente arrecadada nos últimos 12 (doze) meses que antecederam o reajuste tarifário. Por outro lado, a receita em DRP é calculada com base na soma dos valores estimados para as parcelas A e B da concessionária.

27. A principal diferença entre as metodologias de revisão e reajuste reside na forma como é calculada a parcela B da receita. A metodologia do reajuste não utiliza os critérios definidos na Resolução nº 236/06 da ANEEL.

28. O processo de definição do IRT passa, primeiramente, pela apuração da Receita em DRA conforme já explicado. O segundo passo consiste em determinar os gastos efetivamente incorridos com a Parcela A durante o período de 12 (doze) meses que antecedeu o reajuste. O valor da Parcela B é finalmente calculado como a diferença entre os valores da Receita em DRA e da Parcela A.

Figura 2: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRA no reajuste anual

29. Por outro lado, a definição da receita em DRP começa pela determinação do valor da Parcela B, que é feita corrigindo a mesma parcela B calculada em DRA pela inflação e pelo Fator X.

30. O último passo consiste em determinar a parcela A a partir dos custos não-gerenciáveis estimados, tomando como base a mesma demanda existente em DRA, ou seja, a dos últimos 12 (doze) meses anteriores à data do reajuste.

Figura 3: Processo de definição das parcelas A e B da Receita em DRP no reajuste anual

31. Há dois pontos importante dentro do processo de reajuste tarifário que merecem ser ressaltados: a estimativa da Parcela B tem menor nível de detalhamento técnico quando comparada ao processo de revisão tarifária; a demanda considerada refere-se ao período dos 12 (doze) meses anteriores à atualização e não a uma estimativa dos meses posteriores como na metodologia de revisão.

32. O método adotado no reajuste para o cálculo da Parcela B é feito com base na diferença entre a receita efetivamente arrecadada e os custos não-gerenciáveis efetivamente despendidos. Não guarda nenhuma relação com as metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital utilizadas no processo de revisão.

33. A segunda diferença entre as metodologias de revisão e reajuste é relativa ao período de tempo utilizado para calcular os componentes das parcelas A e B. Na revisão tarifária é feita uma estimativa da demanda futura para balizar o valor justo da tarifa, enquanto que no processo de reajuste tarifário, as potenciais variações de demanda são ignoradas.

## **II. Inconsistências da metodologia de reajuste tarifário**

34. A principal inconsistência metodológica do processo de reajuste tarifário é causada pelas duas diferenças já apontadas entre este processo e o de revisão: determinação do valor da Parcela B e desconsideração das variações futuras de demanda.

35. Como já foi explicado, dentro do reajuste tarifário, o valor da Parcela B é calculado como a diferença entre os valores da receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida. Ao optar por esse caminho, a metodologia abandona todo o rigor técnico utilizado no cálculo dos custos operacionais e dos custos de capital no processo de revisão e o substitui por uma forma simplificada de cálculo baseada na diferença de duas variáveis que nada tem a ver com os custos gerenciáveis da empresa.

36. O impacto dessa escolha faz com que as variações de receita derivadas das variações de demanda, que não são consideradas no momento do reajuste, sejam absorvidas pela Parcela B do ano seguinte. Em um cenário de demanda crescente, a metodologia proporciona um ganho adicional da concessionária, que não é compartilhado com o consumidor.

Figura 4: Efeitos da variação de receita devida ao crescimento da demanda no IRT

37. Como exemplo, suponha que um determinado processo de reajuste tenha definido uma tarifa de R\$100/KWh, considerando uma demanda de 100KWh. A receita esperada, portanto, é de R\$ 10.000. Em outras palavras, a tarifa proposta deve garantir o poder de compra da empresa para que seja capaz de cobrir seus custos e fornecer a energia demandada.

38. Caso a demanda aumente em 20%, para 1.200KWh, o poder de compra da empresa também aumentará em 20%, para R\$12.000. Contudo, não é correto afirmar que os custos da empresa aumentam na mesma proporção. Ou seja, a empresa arrecadou R\$2.000 adicionais, mas seus custos não subiram na mesma proporção.

39. A razão pela qual é possível afirmar que os custos da empresa não variam na mesma proporção da variação da quantidade de energia vendida reside no fato da existência de custos fixos dentro das parcelas A e B.

40. Na parcela A, por exemplo, os custos de compra de energia são variáveis, enquanto que de encargos setoriais e de transmissão não são diretamente proporcionais ao crescimento da quantidade de energia vendida. Já dentro da parcela B, custos administrativos podem ser considerados como exemplos de custos fixos.

41. O Fator X, calculado na revisão tarifária e aplicado nos processos de reajuste, tem o objetivo de compartilhar os ganhos de escala dos itens de custo fixo da parcela B. Contudo, ao aplicá-lo no valor determinado pela metodologia de reajuste, perde completamente a coerência econômica, pois o número determinado pelo reajuste não guarda nenhuma correspondência com o real valor da parcela B, calculado durante o processo de revisão tarifária (a partir das metodologias de empresa de referência, base de remuneração e custo de capital).

42. Além disso, os efeitos decorrentes do uso do Fator X, não se aplicam aos itens de custo fixo da

parcela A, o que faz com que não exista nenhum mecanismo de compartilhamento de ganho para esses componentes de custo.

43. A única possibilidade para que o valor da parcela B calculado de forma simplificada no reajuste seja igual ao cálculo mais detalhado feito na revisão seria uma situação hipotética de crescimento nulo de demanda. De acordo com os estudos da Empresa de Pesquisa Energética publicados no último Plano Decenal de Energia (2007-2016), o crescimento nulo ou negativo da demanda não é razoável nem mesmo em cenários pessimistas de crescimento econômico.

44. De qualquer forma, o cenário de crescimento negativo da demanda traz para a empresa arrecadação menor do que a prevista. Contudo, o histórico e as previsões atuais revelam que tal cenário não é viável. Somente um evento externo, como ocorreu na crise energética de 2001, poderia provocar uma diminuição do consumo de energia elétrica. Ainda assim, aplica-se o mecanismo de revisão extraordinária para reequilibrar os contratos em tais situações.

45. Portanto, fica evidente que a metodologia utilizada para o reajuste tarifário desequilibra o contrato em favor das concessionárias de energia elétrica, gera ganhos ilícitos e prejudica o interesse público em favor do lucro privado indevido.

46. A metodologia atual permite que as empresas se apropriem dos ganhos de escala do negócio, mesmo quando não decorram de um aumento de eficiência operacional. Esses ganhos, derivados do aumento do consumo, deveriam ser repassados aos consumidores em sintonia com o princípio da modicidade tarifária. Dessa forma, a metodologia utilizada desvirtua a finalidade do mecanismo de reajuste, que é manter o poder de compra da concessionária durante o período tarifário.

### **III. Estimativas dos impactos sobre as tarifas**

47. O impacto nas tarifas das deficiências do modelo de reajuste tarifário é função de três variáveis: proporção dos componentes das parcelas A e B no valor total da receita estimada; relação entre custos fixos e variáveis da parcela B; crescimento esperado da demanda.

48. Para melhor ilustrar o impacto nas tarifas, foi feita uma simulação capaz de demonstrar, caso a metodologia de reajuste tarifário refletisse as variações de demanda, quanto as tarifas poderiam ser reduzidas em um cenário de demanda crescente de energia, considerando uma concessionária hipotética com as seguintes premissas:

- Composição dos componentes de custo da empresa:
  - Parcela A (custos com compras) - 40%
  - Parcela A (encargos setoriais e custos de transmissão) - 20%
  - Parcela B - 40%
- 50% dos componentes de custo da parcela B são variáveis com a demanda
- Crescimento de demanda anual (5,1%) de acordo com PDE 2007-2016

Gráfico 1: Simulação da sensibilidade da tarifa de energia à variação da demanda

49. A simulação proposta demonstra que, no cenário adotado de crescimento no consumo de energia elétrica, as tarifas da concessionária hipotética poderiam ficar 1,92% menores, de forma a manter o

equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

50. Considerando uma demanda total brasileira de energia elétrica de 375,6TWh e uma tarifa média por MWh de R\$ 259,80, é possível estimar um impacto anual de R\$1,8 bilhões no mercado nacional, utilizando as premissas da simulação realizada.

51. Contudo, é preciso ressaltar que os impactos são sensíveis às premissas adotadas. Uma simulação que adotasse a premissa de que 100% dos custos da Parcela B são variáveis, por exemplo, traduziria uma redução de tarifas de aproximadamente 1% e um impacto no mercado de aproximadamente R\$1 bilhão.

52. Independente das premissas adotadas, é notório que o prejuízo causado aos usuários tem alta materialidade. Além disso, é importante alertar que o efeito dessa falha metodológica se propaga ao longo do ciclo tarifário, aumentando ainda mais seus impactos negativos.

53. Para que seja feito um cálculo mais preciso dos impactos que a adequação dessa metodologia poderá trazer para as tarifas da CELPE, assim como para as tarifas de todas as outras concessionárias, é necessário que sejam obtidos dados reais de cada uma das variáveis citadas. De qualquer forma, mesmo adotando premissas conservadoras, o modelo permite constatar a alta materialidade dos valores em questão.

## **V. Impactos na CELPE**

54. Os processos de reajuste tarifário da CELPE, entre 2002 e 2007 utilizaram a metodologia descrita nesse documento e resultaram, portanto, em uma situação de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato em favor das concessionárias, ao não repassar para as tarifas alguns ganhos de escala que não foram decorrentes do aumento da eficiência operacional.

55. Os efeitos da distorção metodológica apontada podem ser observados ao comparar a evolução do valor da Parcela B e a evolução do índice que deveria balizar as correções dessa parcela.

56. O Gráfico 2 mostra como o valor da Parcela B da CELPE evoluiu ao longo do primeiro e do segundo ciclo tarifário (a 1ª revisão ocorreu em 2005). Os dados coletados demonstram que, entre 2002 e 2004, o valor da Parcela B cresceu 78,29%, enquanto a inflação acumulada corrigida pelo Fator X cresceu 51,42%. Já no segundo ciclo, o valor da Parcela B cresceu 34,69%, enquanto a inflação acumulada corrigida pelo Fator X cresceu 4,64%.

Gráfico 2: Comparação entre a variação anual acumulada da Parcela B e do IGPM - Fator X

57. Os dados revelam que a correção obtida pela Parcela B está muito acima do natural indexador de suas variações (IGPM - Fator X). A diferença observada ocorre devido a atual metodologia de reajuste que permite que a Parcela B absorva ganhos de escala não advindos de melhorias na eficiência da operação e, sim, do aumento de demanda. Esses ganhos incrementam a receita das empresas além da necessidade de manutenção do seu poder de compra e deveriam ser repassados para os consumidores na forma de redução nas tarifas.

58. Por outro lado, ao analisar a variação anual da Parcela B, nota-se que está entre os dois elementos mais importantes na composição do índice de reajuste tarifário em todo o período analisado, com exceção do ano de 2004.

Tabela 3: Análise componentes de custo na formação do IRT

Ano IRT Principais itens de custo que contribuíram na composição do IRT Participação do item no IRT

2002 15,17% Encargos setoriais

Parcela B 4,98%

4,49%

2003 28,47% Parcela B

Compras de Energia 13,68%

11,63%

2004 11,42% Compras de Energia

Encargos de Transmissão 3,26%

2,74%

2006 19,82% Encargos Financeiros

Parcela B 10,75%

7,48%

2007 12,45% Parcela B

Encargos Financeiros 7,33%

4,17%

59. Portanto, pode-se constatar que a variação da Parcela B contribui de forma significativa para a formação do IRT e está sendo atualizada acima do indexador que garante a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

#### Conclusões

60. Ao final das análises conduzidas por esta unidade técnica, conclui-se que os cálculos que suportam os reajustes tarifários da CELPE, entre os anos de 2002 e 2007, foram realizados com exatidão e de acordo com a metodologia em vigor. Contudo, foi constatado que uma importante causa da evolução das tarifas acima da inflação é a incompatibilidade da metodologia adotada nos reajustes com os princípios que reagem a regulação por incentivos no setor, positivados pelas Leis 8.987/95 e 9.427/96.

61. Como foi demonstrado ao longo das análises apresentadas, a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

62. Nesse sentido, torna-se imprescindível corrigir a metodologia de reajuste tarifário atual, presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica. Para isso, o ente

regulador deve criar mecanismos que não permitam que ganhos de escala advindos do crescimento da demanda sejam indevidamente absorvidos pela Parcela B.

63. Destaca-se a competência do TCU, em cumprimento à Constituição Federal e à legislação em vigor, de fiscalizar tanto as atividades-meio quanto as atividades-fim das agências reguladoras. Sendo um dos principais objetivos dessa fiscalização impedir que qualquer impropriedade detectada prejudique os usuários finais do serviço concedido.

64. Para dar efetividade a sua missão, o Tribunal pode emitir determinações e recomendações, no intuito de, respectivamente, ajustar a conduta do jurisdicionado à legislação em vigor e contribuir, observando da discricionariedade do gestor, para o aprimoramento da administração pública.

65. O TCU já emitiu esse posicionamento em diversas oportunidades como nos Acórdãos no 2138/07-P, no 0200/07-P e, mais recentemente, no 628/08-P o qual transcreve-se parte do voto do Ministro Relator Benjamin Zymler:

"16. Reitero, neste sentido, o entendimento segundo o qual tenho me pautado, quando o tema recai sobre a fiscalização do TCU relativamente ao acompanhamento de outorgas ou execução contratual de serviços públicos concedidos, pelas agências reguladoras.

17. Sem embargo de reconhecer que as orientações advindas das análises técnicas efetivadas pelo Tribunal contribuem para as agências reguladoras pautarem-se dentro dos princípios constitucionais da legalidade e da eficiência, enfatizo que o controle do TCU é de segunda ordem, na medida que o limite a ele imposto esbarra na esfera de discricionariedade conferida ao ente regulador.

18. A partir desta premissa, verificada qualquer violação de disposição legal expressa, em ato vinculado, poderá o Tribunal determinar ao agente regulador que adote medidas tendentes ao saneamento do ato tido por irregular. Já, no caso de ato discricionário, praticado de forma motivada e em prol do interesse público, cabe a esta Corte, tão-somente, recomendar a adoção das providências que reputar adequadas."

66. Portanto, ao aplicar metodologias que contradizem disposições legais expressas às quais está vinculada, a ANEEL fica sujeita a determinações do TCU de acordo com o discorrido nos parágrafos anteriores.

#### Benefícios da Ação de Controle

67. Foge do escopo da análise o cálculo detalhado dos impactos quantitativos do aperfeiçoamento da metodologia de reajuste anual nas tarifas da CELPE e das demais concessionárias de energia elétrica. O cálculo exato dos valores depende do modo como serão implementados os ajustes metodológicos necessários, sendo essa tarefa competência do ente regulador.

68. Contudo, é possível ter uma estimativa desses impactos como já demonstrado. A simulação proposta nos parágrafos 57 a 63 revelou que os benefícios decorrentes da redução das tarifas pode alcançar valores entre R\$1,0 bilhão e R\$1,8 bilhões anualmente.

69. Além disso, o ajuste da metodologia solidifica a legitimidade técnica do processo de reajuste tarifário anual, trazendo ganhos qualitativos para confiabilidade do sistema regulatório como um todo.

#### Proposta de Encaminhamento

70. Ante todo o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:

I- determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com fulcro no inciso I, art. 14 da Lei 9.427/96 e § 1o, art. 6o da Lei 8.987/95, que:

a) ajuste a metodologia atual de reajuste tarifário presente no contrato de concessão da CELPE, corrigindo as seguintes inconsistências:

- a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda;

- os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato;

b) apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, um cronograma de implementação dos ajustes metodológicos referidos no item a;

c) avalie o impacto, no equilíbrio econômico-financeiro do contrato, da metodologia utilizada nos reajustes da CELPE desde o início da concessão até a presente data;

d) apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, a avaliação referida no item c;

e) estenda os ajustes metodológicos que vierem a ser feitos no contrato da CELPE às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país;

II- comunicar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados as decisões que vierem a ser proferidas pelo Tribunal, em resposta ao Of. Pres. no 243/07 e ao Of. Pres. 245/07, de 15/08/2007, encaminhados pelo Deputado Cezar Silvestre com Propostas de Fiscalização e Controle no 16/2007 e no 36/2007 de autoria do Deputado Eduardo da Fonte;

III- remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia(MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão das Agências Reguladoras do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

IV- Arquivar os presentes autos.

(...)"

7. Encontra-se apensado a este feito o TC - 021.972/2007-8, consubstanciando a Proposta de Fiscalização e Controle (PFC) de nº 16/2007, também oriunda da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, a partir de Requerimento do Deputado Federal Chico Lopes, circunscrevendo idêntico objeto ao exercício de 2005, apenas.

8. Outrossim, em razão de inequívoca conexão material, determinei fosse apensado aos presentes autos o TC - 018.422/2007-7, que também trata de Solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, tendo por escopo a realização de Auditoria no processo de reajustamento da CEMIG Distribuição S/A, no período de 2004 a 2007.

9. Encaminhado a este Tribunal pelo Presidente da referida Comissão Parlamentar, a Solicitação referida originou-se do Requerimento nº 32/07, de autoria do Deputado Federal Elismar Prado, no qual foram estabelecidos os seguintes parâmetros para a realização da Auditoria requerida:

"- averiguar se foram considerados nos processos de reajuste de 2004, 2005, 2006 e 2007, os efeitos decorrentes da utilização do valor das receitas de uso do sistema de distribuição, que constou de item autônomo e também compôs o item Outras Receitas;

- calcular o montante financeiro e percentual da não consideração dos efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre o capital próprio, na forma prevista na Lei nº 9.249/1995, desde 2003;

- analisar se a metodologia, os cálculos efetuados e os valores constantes das resoluções homologatórias, encontram-se em consonância com os ditames legais e com as ponderações feitas pelo TCU."

10. De posse da matéria, a SEFID procedeu à análise devida, constatando, a partir das planilhas de cálculo dos processos de reajuste tarifário da CEMIG, efetuados entre 2004 e 2007, que as tarifas cresceram 42,6%, patamar muito superior à inflação acumulada no mesmo período, que registrou o índice de 13,4%.

11. Após analisar a metodologia de reajustamento tarifário adotado pela ANEEL, no contrato firmado com a CEMIG, a Unidade Técnica chegou à mesma conclusão do processo principal (TC - 021.975/2007-0), sugerindo idêntico encaminhamento ao proposto para a CELPE. O teor desta proposição, se acolhido por este Tribunal, protraí-se para todas as concessionárias de energia elétrica do país, inclusive à CEMIG. Por tal razão, a SEFID registrou sua opção em não fazer propostas idênticas às aquelas formuladas no presente processo.

12. Com relação às questões específicas suscitadas no Requerimento que deu origem ao TC - 018.422/2007-7, reproduzo a seguir a manifestação da SEFID a este respeito, com a respectiva proposta de encaminhamento para aquele feito, verbis:

"(...)

## **I- Conclusão**

59. A equipe técnica buscou responder todos os questionamentos presentes na Solicitação do Congresso encaminhada a esta Corte de Contas:

a) Averiguar se foram considerados nos processos de reajuste de 2004, 2005, 2006 e 2007 os efeitos decorrentes da utilização do valor das receitas de uso do sistema de distribuição, que constou de item autônomo e também compôs o item outras receitas.

60. Os efeitos decorrentes da utilização do valor das receitas de uso do sistema de distribuição, que constou de item autônomo e também compôs o item Outras Receitas, citados no Acórdão n.º 200/2007-P, não podem ter sido incorporados nas tarifas de 2004, 2005, 2006 e 2007 pois não fazem parte do processo de reajuste tarifário e também não foram considerados na revisão tarifária de 2003.

61. Além disso, os citados efeitos devem ser considerados apenas no 2o ciclo de revisão tarifária da CEMIG. O acompanhamento da revisão tarifária da CEMIG, referente ao 2o ciclo de revisões, está

sendo analisado no processo TC 030.181/2007-2 e ainda não foi apreciado pelo Tribunal.

b) Calcular o montante financeiro e percentual da não consideração dos efeitos do benefício fiscal decorrente da distribuição de juros sobre capital próprio, na forma prevista na Lei no 9.249/1995, desde 2003.

62. A estimativa feita pela Unidade Técnica, no processo revisão tarifária da CEMIG em 2003 (TC 002.739/2003-7)) apontou um impacto de R\$ 84,6 milhões na receita requerida e de 2,08% no índice de reposicionamento tarifário.

63. Por outro lado, a metodologia de reajuste tarifário não se baseia na determinação da remuneração do capital para o cálculo da Parcela B, no processo de definição do IRT. Portanto, não faz sentido calcular os potenciais efeitos do benefício fiscal da distribuição de juros sobre o capital próprio dentro dos processos de reajuste tarifário dos anos de 2004, 2005, 2006 e 2007.

c) Analisar se a metodologia, os cálculos efetuados e os valores constantes das resoluções homologatórias encontram-se em consonância com os ditames legais e com as ponderações feitas pelo TCU.

64. Os resultados dos procedimentos e cálculos realizados pela ANEEL nos referidos processos encontram-se em conformidade com as regras de reajuste estabelecidas nos contratos de concessão. Por outro lado, a metodologia de reajuste tarifário já foi analisada pela equipe técnica do Tribunal no processo TC - 021.975/2007-0 (fls. 25-40), ainda não apreciado pelo TCU.

65. Constatou-se que o Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é superavaliado devido à incompatibilidade da metodologia adotada nos reajustes com os princípios que reagem a regulação por incentivos no setor, remunerando ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gerando impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$1 bilhão ao ano.

66. Entretanto, por já ter sido objeto de proposta de encaminhamento em outro processo, optou-se por não refazer as mesmas propostas, pois seus resultados aplicar-se-ão a todas as concessionárias de energia elétrica do país, inclusive à CEMIG.

## VI - Proposta de Encaminhamento

67. Ante todo o exposto, submetem-se os presentes autos à consideração superior, propondo:

I - comunicar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados as decisões que vierem a ser proferidas pelo Tribunal neste processo e no processo no TC-021.975/2007-0, em resposta ao Of. Pres. no 180/07, de 28/06/2007, encaminhados pelo Deputado Cezar Silvestre com o Requerimento no 32/2007 de autoria do Deputado Elismar Prado;

II - remeter cópias do Acórdão, bem como do Relatório e do Voto, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia(MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

III - Arquivar os presentes autos.

(...)"

É o Relatório.

### **Voto do Ministro Relator**

O art. 232, III, do Regimento Interno/TCU confere legitimidade aos Presidentes de Comissões do Congresso Nacional, da Câmara dos Deputados e do Senado Federal, para que solicitem a realização de Auditoria por este Tribunal, quando por aquelas aprovados.

2. Enfeixada esta hipótese neste processo e naqueles que a ele se encontram apensados, deve o Tribunal deles conhecer.

3. Os processos de reajuste tarifário da CELPE - Companhia Energética de Pernambuco -, no período de 2002 a 2007, ora enfocados, foram devidamente analisados pela SEFID, conforme o Relatório precedente, o qual faço integrar às minhas razões de decidir.

4. Do exame preliminar, verificou-se que, no interregno auditado, as tarifas cresceram 78%, suplantando, assim, o índice de inflação acumulada no período, que foi de 61%.

5. A matéria foi examinada sob as dimensões da regularidade dos cálculos aplicados no processo de reajustamento e também da aderência da metodologia empregada aos princípios legais subjacentes à concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica.

6. Da explanação introdutória acerca da metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL, para efetivar a atualização tarifária dos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, importa realçar, neste Voto, alguns aspectos que se afiguram importante, no entendimento da Unidade Técnica, e com os quais me ponho de acordo.

7. O modelo regulatório adotado no setor elétrico orienta-se pelo regime de incentivos, de forma a equilibrar o aumento na qualidade e eficiência do serviço prestado com a modicidade tarifária. Para tanto, adota-se metodologia em que a receita auferida pelo concessionário, com a distribuição e venda de energia, seja não apenas necessária à cobertura de seus custos, mas também vantajosa sob o ponto de vista negocial, de forma a estimular e justificar os investimentos privados no setor.

8. Calcada nesta premissa, a sistemática engendrada para o reajustamento das tarifas, destina-se à manutenção do valor real da receita do concessionário. Nesta linha, divide-se os custos por este incorridos no processo de distribuição, em Parcela A e Parcela B. Refere-se a primeira àqueles custos não gerenciáveis, por parte do concessionário. Já, a Parcela B reflete os custos gerenciáveis, os quais devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor.

9. A despeito do descompasso verificado entre o crescimento das tarifas praticadas pela CELPE, no período compreendido entre 2002 e 2007, e a inflação acumulada no mesmo período, respectivamente 78% e 61% (com base no IGP-M), a análise das planilhas apresentadas pela concessionária mostraram-se conformes às regras de reajuste estabelecidas pela ANEEL, nos contratos de concessão.

10. Não obstante esta conformidade, a discrepância nos indicadores acima referidos sinalizou inconsistência na sistemática de reajustamento praticada pelo Agente Regulador, porquanto, logo a priori, não se verifica equilíbrio entre a receita auferida pelo concessionário e a evolução da inflação

acumulada no período correspondente. Este descompasso vai de encontro à finalidade do reajuste, que consiste justamente na preservação do "poder de compra" da receita do concessionário.

11. No adensado estudo empreendido pela SEFID, integralmente reproduzido no Relatório que apresento a Vossas Excelências, identificou-se a causa da distorção no modelo examinado, que permite às empresas concessionárias apropriarem-se de ganhos de escala do negócio, em decorrência do aumento no consumo, sem que haja a contrapartida na redução da tarifa e, também, no aumento da eficiência operacional do serviço prestado.

12. De acordo com a Unidade Técnica, o principal ponto que vulnera a consistência da metodologia adotada funda-se na determinação do valor da Parcela B e na desconsideração das variações futuras de demanda.

13. Com efeito, na sistemática adotada pela ANEEL, a Parcela B é definida como a diferença entre a receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida. Em um cenário realista, em que se verifica uma demanda crescente, este método propicia um ganho adicional ao concessionário, o qual o não é repassado para o consumidor.

14. Isto se deve ao fato de não serem consideradas, no momento do reajuste, as variações na demanda que, por conseguinte, refletem-se na receita que delas derivam. Ao ter-se em conta que o índice de reajuste tarifário (IRT) é definido pela razão entre a Receita na Data de Reajuste em Processamento (DRP) e a Receita na Data de Referência Anterior (DRA) - esta última auferida pela empresa no período anterior - fica evidente a absorção do incremento da demanda nos reajustes praticados.

15. Como asseverou a Unidade Técnica, a única forma de que a metodologia empregada não resulte em desequilíbrios do contrato, em desfavor dos consumidores e privilegiando indevidamente as empresas concessionárias, se verificaria em um contexto de crescimento nulo de demanda. Ora, tal hipótese verificou-se apenas na crise energética de 2001.

16. Outro aspecto a salientar, que reforça a inconsistência metodológica em apreço, concerne à desvinculação entre os ganhos de escala auferidos pelas empresas concessionárias, por ocasião dos reajustamentos, e o aumento na eficiência operacional daquelas. Convém lembrar que é na Parcela B que se embutem os custos gerenciáveis da concessionária.

17. Portanto, se considerarmos que a Parcela B tem seu valor definido como a diferença entre os valores da receita efetivamente arrecadada e a Parcela A efetivamente despendida, como já dito acima, pode-se inferir que a política de reajustes tarifários adotada pela ANEEL não se presta a induzir a otimização de custos gerenciáveis por parte da concessionária, de sorte que estes custos se revertam em ganhos de eficiência os quais, de alguma forma, possam vir a beneficiar o mercado consumidor.

18. Percebe-se, do quanto exposto, que, na forma como se processam os reajustes tarifários das empresas concessionárias de energia elétrica, não há benefícios perceptíveis ao consumidor, que possam se traduzir em modicidade tarifária.

19. Em suma, ganha o concessionário com o acréscimo decorrente da variação da demanda, em regra crescente, e perde o consumidor final ao não compartilhar deste ganho. Outrossim, sob o enfoque da prestação do serviço, a própria política tarifária concebida pelo Agente Regulador dissocia os reajustes tarifários dos custos que se prestariam a estimular e fomentar a melhora no serviço adequado (Parcela B), tornando praticamente inócuo o regime de regulação por estímulo, que se adotou no setor de energia elétrica.

20. E, como bem asseverado pela Unidade Técnica, "é importante alertar que o efeito dessa falha metodológica se propaga ao longo do ciclo tarifário, aumentando ainda mais seus impactos negativos" (GRIFEI). A esse respeito, convém destacar a asserção contida nas conclusões da SEFID, no sentido de que "a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$ 1 bilhão ao ano."

21. Por pertinente ao encaminhamento proposto pela SEFID para o presente feito, consistente em determinar à ANEEL que promova a correção das inconsistências metodológicas ora apontadas, gostaria de ater-me à expressão "ilegalmente" acima transcrita, de forma a contextualizar e fundamentar o Acórdão que proponho em anexo.

22. Como venho reiterando ao longo de minha atuação em processos afetos às atividades regulatórias, reafirmo que o controle exercido pelo TCU neste campo tem caráter marcadamente ancilar ao Poder Concedente, no que se refere ao acompanhamento de outorgas ou execução de contratos de serviços públicos concedidos.

23. Neste sentido, a Unidade Técnica reproduziu excerto do Voto em suporte ao Acórdão nº 2138/2007 - TCU - Plenário, dentre outros, no qual se encontra expresso o meu entendimento de que "verificada qualquer violação de disposição legal expressa, em ato vinculado, poderá o Tribunal determinar ao agente regulador que adote medidas tendentes ao saneamento do ato tido por irregular. Já no caso de ato discricionário, praticado de forma motivada e em prol do interesse público, cabe a esta Corte, tão-somente, recomendar a adoção das providências que reputar adequadas".

24. Não obstante, entendo que sempre se faz necessária uma análise do caso concreto para determinar a existência de vício que demande uma ação corretiva do Tribunal.

25. A hipótese em exame levou a Unidade Técnica especializada deste Tribunal a verificar que a metodologia de reajuste adotado no contrato firmado com a CELPE possui, em síntese, as seguintes inconsistências, para as quais formula proposta de correção, senão vejamos:

- a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala decorrentes do aumento da demanda;

- os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio financeiro do contrato.

26. A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em seu art. 6º, erige como pressuposto à concessão ou permissão a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários. Adiante, no parágrafo primeiro do artigo mencionado, estabelece as condições que configuram o serviço público como adequado, conforme a seguir reproduzido:

"Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas." (Grifei)

27. O incontestado atributo de cogência que emana do dispositivo acima transcrito não confere

margem de discricionariedade ao Ente Regulador, de modo a permitir elasticidade na interpretação do que venha a ser tarifa módica, *conditio sine qua* para que se legitime a concessão do serviço público.

28. Diante disto, a delimitação do que venha a ser uma tarifa módica faz-se necessária, para emissão de juízo acerca da matéria ora tratada. A despeito da miríade conceitual que envolve a modicidade tarifária, relacionando-a, em regra, ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, trago elucidativo excerto do trabalho de conclusão do Curso de Direito de Energia Elétrica da Universidade Cândido Mendes - UCAM (Janeiro/2007), intitulada: Tributação, Encargos Setoriais e a Modicidade Tarifária. Vejamos:

"(...)

Com o advento do Novo Modelo do Setor Elétrico, a modicidade tarifária voltou ao centro das atenções, pois forma um dos princípios basilares desse Novo Modelo.

Existe uma confusão acerca da definição do que é "modicidade tarifária", não havendo um consenso acerca dos requisitos para qualificação de "tarifa módica". Há quem defenda que as tarifas são módicas quando possibilitam que a universalidade possa usufruir do serviço público, não impedindo que os mais pobres tenham acesso.

No entanto, tarifa módica não quer dizer necessariamente tarifa barata. Tarifa módica é a menor tarifa possível que garanta a segurança do abastecimento (diminuição do risco de déficit) e a qualidade dos serviços prestados. Uma tarifa que garanta uma oferta de energia maior que a demanda.

(...)" (Grifei)

29. Interessou-me o excerto acima transcrito porquanto, para além do necessário equilíbrio econômico-financeiro, deve-se reconhecer, no contrato de concessão, uma necessária relação entre a modicidade tarifária e a demanda.

30. Este é o ponto que assoma no presente trabalho, no qual se verifica, justamente, uma assincronia entre o incremento na demanda sem a devida contrapartida na tarifa.

31. Tal descompasso se efetiva com o método de reajustamento analisado, em que o constante crescimento da demanda, e a receita deste derivada, são absorvidos pela Parcela B do ano seguinte e propagados na definição de receitas futuras, tal como demonstrou a SEFID.

32. Desta forma, garante-se uma oferta de energia maior que a demanda, porque o processo de reajustamento se antecipa à expectativa de crescimento daquela variável, incorporando-a na tarifa ajustada.

33. Em um cenário comprovadamente realista de constante crescimento da demanda, ainda que em situações de baixo aquecimento econômico, o modelo ora em análise sempre se prestará a assegurar uma oferta de energia maior que a demanda, uma vez que desconsidera as variações futuras desta. Ademais, seja qual for a quantidade de energia vendida, os custos da concessionária não variam na mesma proporção, uma vez que, tanto a Parcela A como a Parcela B, embutem custos fixos.

34. Portanto, a despeito de garantir a oferta de energia, o crescimento constante da demanda não guarda correlação com a tarifa praticada, desequilibrando a relação em favor da concessionária.

35. Na linha da análise técnica empreendida, e também considerando o aspecto de evolução tarifária em patamares bem superiores ao da inflação, fica evidente que a apropriação de ganhos de escala pela concessionária, sem o devido compartilhamento com os usuários, além de tender a aumentar ao longo do tempo, afasta o caráter de modicidade que deve revestir a tarifa do serviço público, por força de imperativo legal.

35. A circunstância acima descrita compromete, ainda, o desejável aumento de eficiência operacional, buscado pelo modelo regulatório do setor elétrico. Tal se justifica pela opção em desprezar os custos gerenciáveis da empresa no processo revisional das tarifas.

36. Do quanto exposto entendo pertinentes as conclusões firmadas pela SEFID, no sentido de que "uma importante causa da evolução das tarifas acima da inflação é a incompatibilidade da metodologia adotada nos reajustes com os princípios que regem a regulação por incentivos no setor, positivados pelas Leis 8.987/95 e 9.427/96", também de que "a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário".

37. Feitas estas ponderações, acerca do caso concreto, reputo não apenas conveniente, mas necessário, que o Tribunal determine à ANEEL que promova as medidas corretivas sugeridas pela Unidade Técnica, no sentido de proceder aos ajustes necessários à correção das inconsistências verificadas na metodologia adotada pela Agência, no contrato da CELPE, estendendo estes ajustes às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país, sem prejuízo das demais medidas alvitradas pela Unidade Técnica, as quais encampo no Acórdão que proponho a este Plenário.

38. Tal como proposto pela Unidade Técnica, o entendimento a se firmar neste processo também o será com relação aos que se encontram a ele apensados. No Acórdão que proponho, adscrevo as conclusões relativas aos questionamentos suscitados em relação à CEMIG, formuladas no TC - 018.422/2007-7, tal como registrado no Relatório que subsidia este Voto.

Assim, acolhendo a manifestação da SEFID, VOTO por que o Tribunal adote o Acórdão que ora submeto a este Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 8 de outubro de 2008.

BENJAMIN ZYMLER

Relator

## **Acórdão**

Vistos, relatados e discutidos estes autos de Solicitação de Auditoria oriunda do Congresso Nacional, o Tribunal Pleno, diante das razões expostas pelo Relator, ACORDA em:

9.1. determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com fulcro no inciso I, art. 14 da Lei 9.427/96 e § 1o, art. 6o da Lei 8.987/95, que:

9.1.1. ajuste a metodologia atual de reajuste tarifário presente no contrato de concessão da CELPE, corrigindo as seguintes inconsistências:

9.1.1.1. a Parcela B calculada no reajuste tarifário absorve indevidamente os ganhos de escala

decorrentes do aumento de demanda;

9.1.1.2. os ganhos de escala, decorrentes do aumento da demanda, não são repassados para o consumidor, provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato;

9.1.2. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, um cronograma de implementação dos ajustes metodológicos referidos no subitem 9.1;

9.1.3. avalie o impacto, no equilíbrio econômico-financeiro do contrato, da metodologia utilizada nos reajustes da CELPE desde o início da concessão até a presente data;

9.1.4. apresente ao TCU, no prazo de 60 (sessenta) dias, a avaliação referida no item 9.1.3;

9.1.5. estenda os ajustes metodológicos que vierem a ser feitos no contrato da CELPE às demais empresas concessionárias de energia elétrica do país;

9.2. comunicar à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados as Deliberações que vierem a ser proferidas pelo Tribunal, em resposta aos expedientes que originaram este processo e aqueles a ele apensados;

9.3. remeter cópias deste Acórdão, bem como do Relatório e Voto que o fundamentam, à Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados; à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); à Casa Civil da Presidência da República; ao Ministério de Minas e Energia(MME); à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle do Senado Federal; à Subcomissão Temporária de Regulamentação dos Marcos Regulatórios do Senado Federal; à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; a 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; à Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda;

9.4. arquivar os presentes autos

## Quorum

13.1. Ministros presentes: Walton Alencar Rodrigues (Presidente), Guilherme Palmeira, Ubiratan Aguiar, Benjamin Zymler (Relator) e Raimundo Carreiro.

13.2. Auditores convocados: Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho

## Publicação

Ata 41/2008 - Plenário

Sessão 08/10/2008

Aprovação 09/10/2008

Dou 10/10/2008

Referências (HTML)