

Em 19 de maio de 2006.

Processo: 48500.001208/2006-37

Assunto: Proposta de metodologia de cálculo do Fator X para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar a proposta de metodologia de cálculo do Fator X a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## II - DOS FATOS

2. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, cuja finalidade é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Entre as competências da ANEEL, destaca-se a gestão dos contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, bem como a fiscalização dos serviços de energia elétrica prestados.

3. O inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335/97, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, na forma da lei e do contrato de concessão.

4. Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica determinam que o valor da Parcela B da receita da concessionária, estabelecido pela ANEEL na revisão tarifária periódica, será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IGP-M  $\pm$  X".

5. Em novembro de 2002, a ANEEL submeteu a Nota Técnica nº 326/2002-SRE/ANEEL ao processo de Audiência Pública AP ANEEL nº 023/2002, visando propor metodologia de cálculo do Fator X.

6. Em virtude das contribuições recebidas nessa Audiência Pública, foi elaborada a Nota Técnica nº 214/2003-SRE/ANEEL, contendo alterações metodológicas em relação à proposta da Nota Técnica nº 326/2002-SRE/ANEEL, tais como a incorporação, no Fator X, do componente Xc (satisfação do consumidor) e do disposto na Resolução CNPE nº 1, de abril de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética -CNPE, mediante um componente adicional denominado Xa.

Fls. 2 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

7. Considerando as alterações substanciais realizadas na metodologia do Fator X, a Nota Técnica nº 214/2003–SRE/ANEEL foi submetida ao processo de Audiência Pública AP nº 043/2003 e, após a análise das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos, a metodologia foi consolidada por meio da Resolução Normativa nº 55, de 5 de abril de 2004.

8. As experiências e contribuições obtidas ao longo do primeiro ciclo revisional são fatores que motivam a proposta de aprimoramento objeto desta Nota Técnica.

### III. ANÁLISE

#### III. A INTRODUÇÃO

9. A metodologia de cálculo do Fator X, utilizada no primeiro ciclo de revisões, foi definida pela Resolução ANEEL nº 55/2004, na qual o Fator X é composto por: (i) componente  $X_e$ , que reflete os ganhos de produtividade esperados, em função da mudança na escala do negócio, dado o incremento do consumo de energia elétrica na área servida; (ii) componente  $X_c$ , que reflete a avaliação dos consumidores sobre a prestação do serviço de sua concessionária; e (iii) o componente  $X_a$ , que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA para a parcela mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

10. No decorrer do primeiro ciclo de revisões, os agentes contribuíram com sugestões e críticas, e o regulador verificou quais pontos da metodologia ainda podem ser aprimorados. Dessa forma, esta Nota Técnica foi dividida em duas partes. A primeira apresenta a proposta de metodologia do Fator X para o Segundo Ciclo de Revisão Tarifária, enquanto que a segunda parte (item III.C) ressalta quais foram os aprimoramentos propostos em relação à metodologia definida pela Resolução ANEEL nº 055/2004.

#### III.B – PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X PARA O SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

11. Para o segundo ciclo de revisão tarifária, o cálculo do Fator X deverá ser realizado pela aplicação da seguinte fórmula:

$$X = X_e \times (\text{IGPM} - X_a) + X_a \quad (1)$$

onde:

$X_e$  = componente que reflete os ganhos de produtividade esperados, derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica, tanto por maior consumo dos consumidores existentes como pela incorporação de novos consumidores no período entre revisões tarifárias;

$X_a$  = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA para a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

Fls. 3 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

12. A seguir, serão expostas as metodologias de cálculo de cada componente do Fator X.

### III.B.1 – COMPONENTE X<sub>e</sub>

13. No momento do reposicionamento tarifário, as tarifas são estabelecidas com base no nível de custos e investimentos eficientes para o Ano-Teste, ou seja, o ano tarifário seguinte à data da revisão. Entretanto, para os anos posteriores, a concessionária tende a obter ganhos de escala ao atender uma demanda maior com custos incrementais menores. Esse ganho de produtividade não é decorrente de uma maior eficiência na gestão da empresa sobre seus custos operacionais, mas sim de um aumento no mercado atendido. Em termos práticos, isso significa que a concessionária pode obter uma receita maior sem que os custos correspondentes aumentem na mesma proporção. Por isso, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito do ganho de produtividade refletido na receita da empresa deve ser repassado às tarifas pagas pelos consumidores.

14. Nesse sentido, o componente X<sub>e</sub> tem como finalidade repassar aos consumidores o efeito dos ganhos esperados da concessionária em virtude do crescimento do mercado, ou seja, por um incremento no consumo dos clientes já existentes (crescimento vertical) ou pela conexão de novos consumidores na área atendida (crescimento horizontal).

15. O cálculo do componente X<sub>e</sub> deverá ser realizado pelo método de fluxo de caixa descontado - FCD, do tipo *forward looking*, que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente X<sub>e</sub> é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).

16. As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (2)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (3)$$

Onde:

FC<sub>1</sub> = Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

RO<sub>1</sub> = Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

O&M<sub>1</sub> = Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, tendo em conta a evolução da componente devida à "trajetória regulatória" adotada para a inadimplência dos consumidores;

A<sub>1</sub> = Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

A<sub>0</sub> = Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

d<sub>1</sub> = Valor da depreciação no período tarifário; e

Inv<sub>1</sub> = Investimentos realizados no período tarifário.

Fls. 4 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

17. A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos ( $A_0$ ) ao valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário ( $A_1$ ).

$$A_0 = \text{VPL} (FC_1) + \text{VPL} (A_1) \quad (4)$$

18. Nesse sentido, a capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (2) e (3) com a equação (4):

$$A_0 = \text{VPL} (RO_1 - O \& M_1 - Inv_1) + \text{VPL} (A_0 + Inv_1 - d_1) \quad (5)$$

que também pode ser expressa como:

$$A_0 = \frac{(RO_1 - O \& M_1 - Inv_1)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_1 - d_1)}{(1+r)} \quad (6)$$

19. O componente  $X_e$  a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto " $r$ ", que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de " $N$ " anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao custo de capital da concessionária (WACC), estabelecido na revisão tarifária periódica. Assim, a equação de cálculo do componente  $X_e$  pode ser dada por:

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{(RO_i (1 - X_e)^{(i-1)} - O \& M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + rWACC)^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + rWACC)^N} \quad (7)$$

onde:

$g$  = alíquota resultante do imposto de renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e  
 $A_N$  = valor dos ativos ao final do período tarifário.

20. Dessa forma, assegura-se que a receita da Parcela B no período tarifário considerado seja suficiente para cobrir os custos operacionais e permitir um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e investimentos realizados no período.

21. Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (7), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração. Tais variáveis são descritas a seguir.

Fls. 5 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

### **III.B.1.1 – RECEITA**

22. A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado para o período tarifário e pela tarifa média do reposicionamento tarifário. Para a definição da projeção de mercado, deve-se considerar que a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD/ANEEL está implementando, para o segundo ciclo tarifário, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, em fase de encaminhamento para o processo de Audiência Pública.

23. Dentro do PRODIST, em um de seus módulos, as distribuidoras deverão informar qual o crescimento de mercado projetado para o período tarifário, visando subsidiar o planejamento da expansão das redes elétricas. A informação de crescimento de mercado, prestada pela distribuidora, deverá seguir as regras estatísticas definidas no PRODIST e poderá ser auditada conforme os critérios estabelecidos.

24. Assim, visando manter a coerência entre os procedimentos regulatórios adotados, propõe-se que, para efeito de cálculo da receita do período tarifário, sejam utilizadas as projeções de mercado informadas pelas concessionárias à SRD/ANEEL por meio do PRODIST. Cabe ressaltar que as projeções informadas serão analisadas pela SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam consistência com os valores enviados por cada concessionária ao Ministério de Minas e Energia – MME em atendimento ao art. 17 do Decreto nº 5.163/2004, que estabelece que os agentes de distribuição deverão informar, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes.

25. Em relação à tarifa média do reposicionamento tarifário (em R\$/MWh), utilizada no cálculo da receita tarifária, adota-se o quociente entre o valor da Parcela B definida na revisão tarifária e o mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, tal preço base será modificado com a inclusão do componente  $X_e$  com o propósito de refletir os ganhos projetados de produtividade.

### **III.B.1.2 – CUSTOS OPERACIONAIS**

26. Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da “Empresa de Referência”, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada grupo de custo, adota-se uma regra para se estimar o custo futuro relativo às parcelas mão-de-obra e material e serviços, conforme Figura a seguir.

**Figura I – Projeção dos Custos Operacionais**

	<b>Operação e Manutenção</b>	<b>Gestão Comercial</b>	<b>Administração</b>
<b>Mão-de-Obra</b>	Os custos com mão-de-obra são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, a qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário.		
<b>Material e Serviços</b>	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento das vendas de energia elétrica, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e as vendas totais.	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento da quantidade de consumidores, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e a quantidade total de consumidores.	Os custos com material e serviços são mantidos constantes nos valores definidos para a <i>Empresa de Referência</i> .

27. Para estimar a quantidade futura de consumidores de cada concessionária, deverá ser utilizado um modelo de tendência histórica, baseado em informação histórica da quantidade de clientes, discriminados por nível de tensão, para o período mais longo disponível.

### III.B.1.3 DEPRECIAÇÃO

28. É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa de depreciação é aquela estabelecida na revisão tarifária periódica.

### III.B.1.4 - IMPOSTOS

29. Para imposto de renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido, é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

### III.B.1.5 - INVESTIMENTOS

30. As projeções de investimentos incluem os investimentos em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes, e aqueles referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

Fls. 7 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

31. Vale ressaltar que os investimentos necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software etc, são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”.

### **III.B.1.5.1 - Investimentos em expansão**

32. Para o segundo ciclo de revisões tarifárias, a SRD/ANEEL irá utilizar instrumentos capazes de fazer uma avaliação técnica dos investimentos em expansão dos sistemas elétricos de distribuição. Entre esses instrumentos, podem ser citados o Sistema de Planejamento Agregado de Investimentos nas redes primárias e secundárias de distribuição - SISPAI, os custos modulares regionalizados da distribuição, o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD e o Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição do PRODIST.

33. O SISPAI é uma ferramenta que requer a inserção de toda rede de distribuição real da concessionária, bem como dos conhecimentos dos critérios de planejamento da área em estudo. A ferramenta, em síntese, produz um crescimento arborescente das redes, com base em cenários de crescimento de mercado, que, associados aos critérios quantitativos e qualitativos, balizam o montante de investimentos necessários para atender a determinada qualidade pretendida, com o menor valor global de investimentos já considerando o nível de perdas técnicas resultante.

34. Portanto, os investimentos em redes elétricas de média e baixa tensões (A4 e B), adotados no cálculo do componente Xe, terão como base o SISPAI e outras ferramentas, considerando o percentual de crescimento do consumo de energia para o período correspondente. O crescimento do mercado dos consumidores com livre opção de compra de energia também será incluído nessa avaliação.

35. Os investimentos em redes elétricas de alta tensão (acima de 25 kV, grupos tarifários A3a, A3 e A2) serão analisados por meio da projeção de demanda por barramento da rede, associada à apresentação de um estudo de fluxo de carga por essas redes bem como o plano de ampliação justificado.

36. É importante destacar que os investimentos em redes elétricas, a serem adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensões quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado regulatoriamente e serão resultantes da análise, por parte da SRD/ANEEL e SRE/ANEEL, no que se refere à viabilidade econômica do investimento global para a concessionária, ao impacto tarifário e ao efetivo benefício técnico frente ao investimento a ser realizado.

### **III.B.1.5.2 - Investimentos em renovação do sistema de distribuição**

37. Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil. Em decorrência dessa premissa, é necessário efetuar a renovação da rede realizada em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Nesse sentido, os investimentos em renovação para cada tipo de ativo será dado por:

Fls. 8 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

$$\text{Investimentos em Renovação} = \sum_{k=1}^{\infty} \text{AIS}_{-kn} \times T$$

onde:

n = Vida útil do ativo considerado expresso em anos;

AIS<sub>(-kn)</sub> = Ativo Imobilizado em Serviço - AIS correspondente ao ano (-kn), isto é, a base de capital do ativo considerado no ano (-kn), sendo n a vida útil. Por exemplo, se o ativo tiver uma vida útil de 30 anos, AIS (-kn) reflete a incorporação dos ativos verificada no ano -kn; e

T = taxa percentual de crescimento médio anual do AIS.

38. Para o cálculo do AIS<sub>-n</sub>, aplica-se a seguinte expressão:

$$\text{AIS}_{-kn} = \frac{\text{AIS ATUAL}}{(1 + T)^{kn}}$$

39. Na fórmula anterior, considerou-se que houve um crescimento percentual anual de T nos últimos n anos, sendo n, como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação resultarão das fórmulas anteriores da seguinte forma:

$$\text{Investimento em Renovação} = \frac{\text{AIS ATUAL} \times T}{(1 + T)^n - 1}$$

40. O quociente  $T / ((1+T)^n - 1)$  é denominado *fator de renovação*. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Em relação à taxa percentual T, é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos ativos elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Adota-se a percentagem que representa a média das taxas máximas de crescimento dos ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, isso permite calcular um *fator de renovação* que, aplicado ao AIS respectivo, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL com fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

### III.B.1.6 - BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA E VALOR RESIDUAL

41. A base de remuneração regulatória a ser considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da *Empresa de Referência*. O valor residual é estimado somando-se ao valor dos ativos, no início do período tarifário, os investimentos líquidos de depreciações do período tarifário. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

Fls. 9 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

### III.B.2 – COMPONENTE Xa

42. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução CNPE nº 1, de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República, determinou que a ANEEL "(...) mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGPM + X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão-de-obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira."

43. Seguindo a diretriz estabelecida pelo CNPE, a ANEEL adicionou o componente Xa na composição do Fator X, de forma que os custos relativos à mão-de-obra da Parcela B fossem reajustados pela variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA. Além disso, o componente Xa foi desenvolvido para que a sua aplicação, em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

44. Para fins de determinação do componente Xa, deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO;
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação. A soma desses dois itens é denominada RC.

#### III.B.2.1 – Custos Operacionais

45. A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos – CO<sub>ME</sub> e a mão-de-obra – CO<sub>MO</sub>, sendo que a soma das parcelas CO<sub>ME</sub> e CO<sub>MO</sub> representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

46. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o índice de ajuste dos custos operacionais – IACO, específico para cada concessionária, pode ser dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left( \frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left( \frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA$$

onde:

IGPM = Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

IPCA = Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

Fls. 10 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

CO<sub>ME</sub> = Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO<sub>MO</sub> = Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

### **III.B.2.2 – Remuneração do Capital e Depreciação**

47. No item anterior, a ANEEL propõe que a variação de preços dos custos operacionais deva ser obtida pela aplicação do IGP-M sobre a parcela materiais e serviços e pela aplicação do IPCA sobre a parcela mão-de-obra. Entretanto, para determinar qual o índice adequado para refletir a variação de custos da remuneração do capital e da depreciação, deve ser feita uma análise anterior no que se refere ao período apropriado para que sejam repassados aos consumidores os ganhos de eficiência e a redução nos custos dos insumos da Parcela B.

48. Em relação aos custos operacionais, a transferência dos ganhos de produtividade deve ser feita a cada revisão tarifária porque, do ponto de vista de decisão empresarial, é possível que a estrutura de custos operacionais da empresa seja adaptada à nova realidade de uma gestão eficiente. Porém, no que se refere à base de remuneração, não é razoável que a regulação econômica imponha a um monopólio natural, a cada revisão tarifária, ganhos de produtividade e redução de custos relacionados ao desenvolvimento tecnológico dos ativos de distribuição.

49. A justificativa para essa afirmação encontra-se nas características do setor de distribuição de energia elétrica, tais como custos elevados de implantação do sistema elétrico, custos incrementais que podem ser decrescentes e prazos longos de vida útil dos ativos (em média 25 anos) e, portanto, longo prazo de amortização de investimentos. Dessa forma, é inadequada uma regulação que pressupõe decisões empresariais com objetivo de adaptar toda a rede elétrica aos padrões de eficiência técnica e aos preços efetivos dos insumos vigentes a cada revisão tarifária; ou, dito de outra forma, que possa existir substituição intensiva de ativos a cada quatro anos.

50. Em outro extremo, não seria adequado para os consumidores que não houvesse repasse algum de eficiência técnica e de preços correntes dos insumos às tarifas por um período de 25 anos.

51. Assim, dentro do princípio do equilíbrio na relação entre os consumidores e as concessionárias, entende-se que a reavaliação completa dos ativos de distribuição se dê em intervalos de aproximadamente 10 anos. Antes disso, o valor dos ativos a ser considerado em cada revisão seria obtido pela incorporação de novos ativos, pela retirada dos equipamentos trocados, além, é claro, da atualização monetária da base de remuneração inicialmente definida no primeiro ciclo.

52. Após a análise do período adequado de repasse dos ganhos de eficiência e redução de custos aos consumidores, pode-se, então, definir qual o índice de preços, a ser aplicado sobre a base de remuneração, que seja compatível com uma reavaliação completa dos ativos a cada 10 anos, aproximadamente.

53. Na escolha desse índice, verifica-se que a aplicação do componente Xa sobre a Parcela B (composta por custos operacionais, remuneração de capital e depreciação) implica uma atualização de seus

Fls. 11 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

valores mediante uma média ponderada entre IGP-M e IPCA, em que o IGP-M refere-se à parcela materiais e serviços e o IPCA à parcela mão-de-obra. Conseqüentemente, os ativos da concessionária também seriam corrigidos por essa média, tendo em vista que a remuneração de capital e a depreciação decorrem da base de remuneração.

54. O objetivo da adoção de uma média ponderada entre o IGP-M e IPCA é a busca por uma cesta de índices que reflita, de forma mais aderente, a evolução anual dos preços dos insumos do serviço de distribuição (custos operacionais e base de remuneração). Porém, a aplicação dessa cesta de índices sobre a remuneração de capital e depreciação traz uma inconsistência regulatória, na medida em que visa efetuar o repasse anual dos valores de mercados dos custos que compõem a base de remuneração, o que se contrapõe metodologicamente a uma reavaliação completa dos ativos que se dá em um período em torno de 10 anos.

55. Nesse sentido, a aplicação da referida cesta de índice sobre a remuneração do capital e a depreciação não é apropriada e produz inconsistência regulatória para o segundo ciclo tarifário, pois estaria buscando o repasse anual dos preços de mercado das parcelas relativas à mão-de-obra da base de remuneração. Isso porque, conforme argumentado anteriormente, considera-se adequado que a reavaliação dos ativos, tanto em preços quanto em ganhos de eficiência, ocorra em períodos maiores que o da revisão tarifária.

56. Assim, tendo em vista que a base de remuneração definida no primeiro ciclo tarifário ficará inalterada (a menos de baixas e adições) por um período de dois ciclos tarifários, conforme proposta a ser submetida ao processo de Audiência Pública, e que o indexador contratual estabelecido entre o poder concedente e a concessionária é o IGP-M, o regulador propõe a aplicação desse índice nos itens associados à base de remuneração (remuneração de capital e depreciação) da Parcela B.

### III.B.2.3 – Cálculo do componente Xa

57. Diante do exposto, para o segundo ciclo tarifário, a aplicação do componente Xa deverá ser dada conforme fórmula a seguir.

$$Xa = IGPM - \left\{ \left[ \frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[ \frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\}$$

onde:

IGPM = Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

CO = Custos operacionais da concessionária;

RC = Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB = Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

IACO = Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

Fls. 12 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

sendo:

$$IACO = \left( \frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left( \frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA$$

onde:

IGPM = Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

IPCA = Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

CO<sub>ME</sub> = Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO<sub>MO</sub> = Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

### III.C – SÍNTESE DOS APERFEIÇOAMENTOS PROPOSTOS PARA O CÁLCULO DO FATOR X

58. A metodologia de cálculo do Fator X para o primeiro ciclo de revisão tarifária foi estabelecida pela Resolução ANEEL nº 55/2004. Para o segundo ciclo revisional, a ANEEL propõe as seguintes alterações na metodologia da referida Resolução (levando à proposta apresentada no item anterior III.B):

#### i) Atualização da fórmula do fluxo de caixa do componente Xe

59. Os tributos foram retirados da fórmula de cálculo do componente Xe, presente na Resolução ANEEL nº 55/2004, com o objetivo de compatibilizá-la com os aditivos aos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica, que estabeleceram a exclusão do PIS/COFINS e P&D da Parcela B.

#### ii) Alteração na metodologia de projeção da demanda

60. No primeiro ciclo tarifário, a ANEEL estimou o crescimento de mercado de cada concessionária mediante o mercado do Ano-Teste; os valores históricos do consumo de energia; o número de consumidores das categorias tarifárias (residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros); e pela previsão de crescimento das variáveis macroeconômicas. Além disso, o método adotado para realizar as projeções de mercado foi o modelo econométrico de regressão linear clássica, denominado Mínimos Quadrados Ordinários.

61. Para o segundo ciclo revisional, o método de previsão de mercado deverá ser coerente regulatoriamente com procedimentos que a SRD/ANEEL passará a adotar para a definição das tarifas de energia. Entre esses procedimentos, destaca-se o PRODIST, que, em um de seus módulos, permitirá a análise da expansão das redes elétricas com base no crescimento de mercado projetado para o período tarifário. Portanto, para a projeção da receita da concessionária, utilizada no fluxo de caixa do componente Xe, deve-se utilizar a mesma projeção adotada no PRODIST.

Fls. 13 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

62. A estimativa de crescimento de mercado será informada pelas distribuidoras no âmbito do PRODIST. Essa projeção será analisada pela SRE/ANEEL, em conjunto com a SRD/ANEEL, para verificar se guarda consistência com os valores informados pelas distribuidoras ao MME, em atendimento ao do art. 17 do Decreto nº 5.163/2004, o qual estabelece que todos os agentes de distribuição deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes. Depois de verificada a sua consistência, a projeção de crescimento de mercado poderá ser utilizada no cálculo do componente Xe.

### **iii) Projeção dos Investimentos**

63. Conforme a Resolução ANEEL nº 055/2004, os investimentos em distribuição eram calculados de acordo com o modelo desenvolvido por Alboury (1983)<sup>1</sup>, no qual os investimentos eram obtidos pela aplicação de uma equação empírica que os relacionava com crescimento do consumo e do número de clientes. Além disso, os investimentos em subtransmissão eram informados pelas concessionárias e, após a realização de uma análise econômica e técnica, chegava-se ao valor regulatório reconhecido.

64. Para o segundo ciclo de revisões tarifárias, a SRD/ANEEL passa a utilizar instrumentos capazes de fazer uma avaliação com caráter técnico dos investimentos na expansão dos sistemas elétricos de distribuição. Entre estes instrumentos podem ser citados o SISPAI e o PDD. Portanto, os investimentos resultantes da aplicação dessas ferramentas, após análise por parte da SRD/ANEEL e SRE/ANEEL, no que se refere à viabilidade econômica do investimento para a concessionária, ao impacto tarifário e ao efetivo benefício técnico frente ao investimento a ser realizado, serão aqueles utilizados no cálculo do componente Xe.

### **iv) Eliminação do componente Xc**

65. O componente Xc, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 55/2004, incluiu a avaliação dos consumidores, frente ao serviço de distribuição prestado pela concessionária, na composição das tarifas, com o objetivo de induzir a concessionária a melhorar o relacionamento com seus consumidores.

66. Para o primeiro ciclo tarifário, a avaliação do consumidor sobre o serviço prestado pela concessionária foi dada pela utilização do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC, de forma que a concessionária, cujo serviço prestado fosse avaliado com um índice menor que 70, teria uma redução tarifária. Por outro lado, aquela concessionária com um índice maior que 70 seria beneficiada com um aumento tarifário. Embora esse mecanismo incentive a concessionária a buscar a satisfação do consumidor, o regulador entende que a pesquisa IASC necessita de aprimoramentos para que possa refletir a avaliação do consumidor de forma adequada.

---

<sup>1</sup> "Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua", 1983, Editorial BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento).

Fls. 14 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

67. Assim, visando aperfeiçoar a metodologia adotada no primeiro ciclo revisional, a ANEEL, por meio da Superintendência de Regulação da Comercialização – SRC e da Superintendência de Mediação Administrativa – SMA, apresentará, para o próximo ciclo, um instrumento que possa mensurar de forma transparente e adequada a real percepção do consumidor em relação aos serviços prestados. Os resultados desse instrumento deverão ser convertidos em multas, que serão utilizadas para a modicidade tarifária. Portanto, propõe-se que o componente Xc seja retirado da composição do Fator X.

#### **v) Componente Xa**

68. Entre os aperfeiçoamentos na metodologia de cálculo do Fator X, a ANEEL propõe que, para o segundo ciclo revisional, o componente Xa do Fator X represente a aplicação do IPCA sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais, enquanto que o IGP-M seja aplicado sobre a parcela materiais e serviços dos custos operacionais e sobre a totalidade da remuneração de capital e depreciação.

69. Para os custos operacionais, identifica-se que o IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice adequado para refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Entretanto, em relação à remuneração de capital e à depreciação, verifica-se que a aplicação do IPCA sobre a parcela mão-de-obra traria inconsistência regulatória frente à metodologia proposta pela ANEEL para a reavaliação da base de remuneração, que será submetida ao processo de Audiência Pública.

70. Conforme já mencionado no item III.B.2.2, a aplicação do IPCA sobre a parcela mão-de-obra da remuneração de capital e da depreciação estaria simulando o repasse anual dos valores de mercado dos custos que compõem a base de remuneração, o que contrapõe metodologicamente à reavaliação de ativos proposta, que se daria apenas a cada dois ciclos tarifários.

71. Portanto, tendo em vista que a base de remuneração definida no primeiro ciclo tarifário ficará inalterada (a menos de baixas e adições) por um período de dois ciclos tarifários, conforme proposta a ser submetida ao processo de Audiência Pública, e que o indexador contratual estabelecido entre o Poder Concedente e a Concessionária é o IGP-M, a ANEEL propõe a aplicação desse índice nos itens associados à base de remuneração (remuneração de capital e depreciação) da Parcela B.

#### **IV. DO FUNDAMENTO LEGAL**

- § 2º do art. 9º e art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- Art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de julho de 2004.
- Inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Fls. 15 da Nota Técnica nº 168/2006–SRE/ANEEL, de 19/05/2006 – Processo nº 48500.001208/2006-37

## V. DA CONCLUSÃO

72. Diante das análises apresentadas, a SRE/ANEEL propõe, para o segundo ciclo de revisão tarifária, a metodologia apresentada no item III.B, que difere daquela aplicada no primeiro ciclo revisional nos seguintes aperfeiçoamentos:

- a) Utilização da projeção de consumo enviada pela concessionária à SRD/ANEEL, no âmbito do PRODIST, após análise de consistência com os valores informados pela concessionária ao MME em atendimento ao art. 17 do Decreto nº 5.163/2004, o qual estabelece que todos os agentes de distribuição deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes;
- b) Adoção do montante global de investimentos em expansão da rede, definido regulatoriamente pela SRE/ANEEL e SRD/ANEEL, com base na utilização de ferramentas tais como SISPAI e PDD;
- c) Eliminação do componente Xc, de forma que seja apresentado pela SRC/ANEEL e SMA/ANEEL um instrumento alternativo para se considerar a percepção do consumidor frente ao serviço da concessionária; e
- d) Alteração da fórmula de cálculo do componente Xa para que somente os custos relativos à parcela mão-de-obra dos custos operacionais sejam atualizados pelo IPCA.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

73. Fundamentando-se no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação da proposta de metodologia de cálculo do Fator X, conforme detalhado na conclusão acima, a ser submetida em Audiência Pública.

**BELARMINO ELIAS**

**CRISTINA SCHIAVI NODA**

**JOSÉ JURÂNIO ROCHA**

Líder do Processo

**De acordo:**

**EDUARDO DE ALENCASTRO**

Superintendente de Regulação Econômica - Interino