

---

# **ANÁLISE DA REGULAMENTAÇÃO DO FATOR X**

preparado para

**ABRADEE**

por

**Frederico B. M. Gomes**

Dezembro de 2003

## Índice

1	Introdução .....	3
2	O Fator Xe.....	3
2.1	Metodologia de Cálculo do Fator Xe.....	3
2.2	O Fator Xe e o Risco de Mercado na Distribuição de Energia Elétrica .....	4
2.3	O Fator Xe e os Contratos de Concessão.....	5
2.4	Metodologia de Recálculo do Fator Xe .....	8
3	O Fator Xa.....	9
3.1	A Natureza do Fator Xa .....	9
3.2	O Fator Xa e o Ajuste da Base de Remuneração Regulatória .....	10
4	O Fator K .....	11
4.1	O Fator K e o Tratamento da Inflação no Ano Teste.....	11
4.2	O Fator K e a Ocorrência de Eventos Extraordinários no Período Tarifário....	13
5	O Fator X e as "Heranças do Passado" .....	14
6	O Fator X e a Universalização .....	15
7	Efeito do Crescimento de Mercado no Ano-teste .....	16
8	O fator Xe e a Reposição dos Ativos .....	16
9	A Remuneração dos Ativos através da Anualidade .....	<u>18</u>

Excluído: 19

## 1 Introdução

O texto aqui apresentado contém uma análise da regulação da questão do Fator X pela ANEEL, através da análise dos seguintes documentos:

- Nota Técnica N° 214/ 2003-SER/ANEEL - Consolidação da metodologia de cálculo do Fator X na revisão periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica.
- Econ 326/2002/SER/ANEEL - Cálculo do Fator X na revisão periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica - Proposta de metodologia
- Notas Técnicas da ANEEL referentes às revisões tarifárias das distribuidoras
- Nota Técnica ANEEL N° 178/ 2003
- Relatório ANEEL - Respostas e Esclarecimentos da ANEEL às Contribuições e Comentários Recebidos nas Audiências Públicas sobre as Revisões Tarifárias Periódicas
- Contratos de concessão das distribuidoras

Os textos reproduzidos destes documentos estão apresentados em itálico

## 2 O Fator Xe

### 2.1 *Metodologia de Cálculo do Fator Xe*

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item II.3*

*"Este enfoque para o cálculo do Fator X – denominado componente de produtividade ( $X_e$ ) – está descrito no item VI.1 das Notas Técnicas sobre revisão tarifária periódica. No Anexo V destas Notas se descreve em detalhes que a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) pretende determinar exclusivamente os efeitos de uma maior produtividade na gestão da empresa regulada, derivados de uma mudança na escala do negócio que não se deve a uma maior eficiência da concessionária. Com efeito, o crescimento do mercado de vendas, seja vertical (de consumo de energia elétrica dos consumidores existentes) ou horizontal (conexão de novos clientes em área servida), pode ser atendido pela concessionária com custos incrementais menores que os definidos no reposicionamento tarifário. Esse efeito é o que se quantifica mediante o componente  $X_e$  pelo método proposto. Ou seja, se trata de ganhos de produtividade obtidos em virtude do crescimento do mercado e não da gestão da concessionária sobre seus custos operacionais. Igualmente ao tratamento dado aos ganhos de eficiência obtidos pela concessionária durante o primeiro período tarifário, a ANEEL considera justo que a concessionária se aproprie integralmente dos ganhos de eficiência que ela for capaz de obter ao longo do segundo período tarifário, com relação aos valores de*

*custos fixados na revisão tarifária periódica, segundo o conceito de “Empresa de Referência” (ER). Trata-se de um reconhecimento à maior eficiência da concessionária, coerente com o regime de regulação por incentivos. Entretanto, não é justo que os ganhos de produtividade – isto é, os ganhos que não decorrem da eficiência da concessionária – sejam por ela retidos. Daí o componente  $X_e$  pelo método FCD repassar integralmente tais ganhos aos clientes da concessionária.”*

O dicionário Aurélio dá a seguinte definição, no contexto econômico, à palavra produtividade:

Econ. Relação entre a quantidade ou valor produzido e a quantidade ou valor dos insumos aplicados à produção; eficiência produtiva.

Vê-se, portanto, que as palavras produtividade e eficiência são rigorosamente sinônimos, no contexto que a ANEEL as utiliza.

Mesmo aceitando a distinção que faz a ANEEL entre eficiência e produtividade é discutível a afirmativa de que existem "ganhos de produtividade obtidos em virtude do crescimento do mercado e não da gestão da concessionária sobre seus custos operacionais". O mundo está cheio de exemplos de empresas que exatamente por má gestão não conseguiram se aproveitar de aumentos na sua escala de produção. O grau que uma empresa consegue se aproveitar de um aumento no seu mercado depende de uma gestão eficiente sobre seus custos operacionais. Este afirmativa é particularmente verdade no contexto atual das concessionárias de distribuição em função dos seguintes aspectos:

- Os ganhos de produtividade a serem alcançados não são aqueles julgados possíveis pela concessionária, ou medidos a posteriori, e sim aqueles que a ANEEL determina que a seu juízo são possíveis de serem alcançados. Neste contexto, uma gestão eficiente torna-se particularmente importante para se evitar prejuízos ou mesmo minimizá-los, se os ganhos de produtividade regulatórios forem impossíveis de serem alcançados mesmo com as melhores práticas administrativas.
- Os referidos ganhos de produtividade dependem da natureza dos novos consumidores que estão sendo incorporados ao mercado. Consumidores esparsamente distribuídos e de baixo consumo provocarão deseconomias de escala. No momento em que estão sendo estabelecidas metas de universalização, será grande a participação destes consumidores na expansão do mercado. Entretanto, a ANEEL não levou em consideração os efeitos desta universalização na determinação dos valores do  $X_e$ .

## **2.2 O Fator $X_e$ e o Risco de Mercado na Distribuição de Energia Elétrica**

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item III.1*

*"Num cenário macroeconômico e setorial caracterizado por condições de razoável estabilidade e previsibilidade, o risco do mercado é inerente ao negócio de distribuição*

*de energia elétrica e deve ser assumido pela concessionária distribuidora. No entanto, as condições existentes no momento em que a revisão tarifária periódica é realizada criam incertezas com relação à evolução do mercado de vendas que tornam recomendável adotar mecanismos que assegurem a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário...."*

A afirmação da ANEEL que o risco de mercado é inerente ao negócio de distribuição de energia elétrica e deve ser assumido pela concessionária distribuidora significa que esta assume o prejuízo de uma queda no mercado mas deve, em contrapartida, se apropriar dos lucros resultantes do seu aumento.

Esta afirmativa é coerente com o que aconteceu durante e após o racionamento. A perda de receita das concessionárias decorrente diretamente da queda de mercado associada ao racionamento foi compensada por um aumento extraordinário das tarifas, pois esta queda foi provocada por um ato do Poder Concedente. No entanto, em 2002, apesar da permanência da queda no consumo após o racionamento, as empresas não foram compensadas, pois esta situação foi encarada como uma atitude espontânea do consumidor e considerada como um risco de mercado, cujas conseqüências deveriam ser assumidas pelas concessionárias. De forma equivalente, na região Sul, não sujeita ao racionamento, nenhuma compensação foi concedida, apesar do mercado ter caído em 2001, como óbvia conseqüência do racionamento decretado nas outras regiões do país. Os efeitos desta queda de mercado ainda permanecem e os níveis de consumo em 2003 são inferiores aos observados antes do racionamento. Diante desta situação, é razoável que as concessionárias se apropriem dos ganhos resultantes do aumento de mercado até a próxima revisão.

### **2.3 O Fator Xe e os Contratos de Concessão**

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item III.1*

*"...Assim, para garantir a efetiva implementação do conceito de neutralidade inerente ao componente Xe, a ANEEL estabeleceu o procedimento de recálculo desse componente por ocasião da próxima revisão tarifária periódica. O enfoque metodológico adotado para cálculo do componente Xe é do tipo "forward looking", já que visa determinar os efeitos no fluxo de fundos da concessionária derivados de uma maior produtividade na gestão do serviço de distribuição de energia elétrica devido às mudanças na escala do negócio. Essas mudanças decorrem do crescimento do mercado atendido, seja por um maior consumo dos clientes já existentes (crescimento vertical) ou pela conexão de novos consumidores na área atendida (crescimento horizontal). O enfoque do FCD considera investimentos estimados para atender o crescimento previsto do consumo (MWh) e do número de consumidores, conforme apresentado no Anexo V das Notas Técnicas disponibilizadas nas audiências públicas. No contexto atual do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, existem incertezas relacionadas à evolução do mercado no próximo período tarifário. Tais incertezas resultam dos efeitos do racionamento de 2001, da impossibilidade de se prever de forma razoável o comportamento dos potenciais clientes livres, da perspectiva de mudança do modelo institucional do setor elétrico e do*

*cenário de restabelecimento da estabilidade macroeconômica.*

*Nessas condições, considera-se conveniente eliminar o efeito dessas incertezas sobre a gestão das concessionárias no próximo período tarifário. Para tanto, se adotará um mecanismo adequado e transparente para eliminar esse efeito, que consiste em recalcular o componente Xe, mediante o método FCD, quando o comportamento do mercado de vendas deixar de ser um evento futuro e se tornarem conhecidos os valores reais de demanda de energia e de investimentos realizados. Isso ocorre ao se concluir o segundo período tarifário, no qual se aplica o componente Xe determinado na revisão tarifária periódica. A partir de eventuais diferenças que possam existir entre o valor de Xe recalculado e o valor aplicado durante cada reajuste do período tarifário, se determinarão montantes de receita que se adicionarão ou se deduzirão da Parcela B, a ser definida no marco da próxima revisão tarifária periódica, que se realizará ao se concluir o segundo período tarifário. Desse modo estará assegurada a efetiva implementação do conceito de neutralidade inerente a esse componente do Fator X.*

*Além disso, em cada reajuste tarifário anual serão calculadas as diferenças entre os valores anuais acumulados do mercado de vendas previsto (na data da revisão tarifária periódica) e do mercado efetivamente verificado e, quando essas diferenças, em valores absolutos, resultarem superiores a 2,5% do valor acumulado do mercado de vendas previsto, o recálculo do componente Xe será efetuado antecipadamente, isto é, na data do reajuste tarifário anual da concessionária."*

Esta questão deve ser analisada à luz dos contratos de concessão, que estabelecem:

*"Subcláusula Sexta - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:*

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_{0,x} (IVI \pm X)}{RA_0}$$

*IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

*X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

*Subcláusula Sétima - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em*

*empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.*

*Subcláusula Oitava - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta desta cláusula. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais, o valor de X será zero”.*

As regras de reajuste e revisão previstas nesta cláusula são resultados da adoção no Brasil do “regime de serviço pelo preço”, previsto na Lei N° 8.987/1995. A concepção básica deste regime é a de criar um mecanismo automático de incentivo ao aumento da produtividade das concessionárias, permitindo que estas se apropriem dos ganhos decorrentes deste aumento, acima do valor do Fator X, nos intervalos entre as revisões tarifárias.

A criação de regra automática de reajuste anual das tarifas nos intervalos entre as revisões tem a vantagem de simplificar e tornar mais efetiva a atuação do poder concedente, que não estará obrigado a se envolver em um complexo processo de negociação com as concessionárias todos os anos. Trata-se, portanto, de diminuir o custo regulatório. Coerentemente com este objetivo, o contrato de concessão, como reproduzido acima, estabelece que "no processo de revisão das tarifas, estabelecido na subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X". É, portanto, possível concluir que o recálculo anual do Fator X é contraditório com a filosofia do serviço pelo preço e com o que dispõem os contratos de concessão. Em termos práticos, a proposta da ANEEL significa a realização de uma revisão tarifária anualmente. Estas observações valem também sobre os fatores Xa e Xc, cujos valores serão fixados anualmente.

A impossibilidade de se proceder à revisão do valor do Xe no intervalo entre revisões implica em cuidados especiais na sua fixação. O método de 'forward looking' proposto pela ANEEL esbarra na dificuldade de realização das projeções de mercado reconhecidas por esta e reproduzidas no texto acima. Se é impossível nas condições atuais realizar projeções de mercado com um mínimo de confiabilidade, a solução óbvia seria eliminar o seu efeito no fator X, deixando que a concessionária assuma os riscos decorrentes da evolução do mercado, absorvendo os ganhos de eficiência decorrentes do aumento de mercado e assumindo as perdas decorrentes de uma eventual diminuição do mesmo. Isto não traria prejuízos permanentes aos consumidores, pois na próxima revisão estes ganhos seriam devidamente repassados aos mesmos. Esta alternativa é perfeitamente coerente com o sistema de "price cap", que significa exatamente a fixação de parâmetros a priori, alteráveis somente em situações excepcionais, e revistos por ocasião das revisões futuras, quando se promove o compartilhamento de ganhos de produtividade. Fica difícil aceitar o repasse a priori de aumentos de eficiência baseados na evolução futura de variáveis difíceis de prever, como a própria ANEEL reconhece. Transferir para os consumidores ganhos de produtividade sobre os quais não existe um mínimo de segurança quanto a sua existência futura não é do interesse destes, pois diante dos riscos da deterioração

financeira das concessionárias, eles estariam sujeitos ao risco do não recebimento de um serviço adequado. Do ponto de vista legal, este procedimento é também duvidoso, pois não estaria sendo garantido o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Uma alternativa à simples eliminação do Xe, que não contornaria os problemas acima apresentados mas poderia minimizar os seus efeitos, seria a realização de uma projeção de mercado conservadora, o que poderia colocar os riscos das distribuidoras em níveis aceitáveis, mantendo ao mesmo tempo o princípio de antecipação do compartilhamento dos ganhos de produtividade. Em termos práticos, poderia se adotar nas projeções de mercado o cenário econômico mais conservador, apresentado pela ANEEL nas notas técnicas das revisões tarifárias.

Mesmo que os contratos de concessão permitissem que a ANEEL revisse os valores do fator X no fim do segundo período tarifário, esta proposta não é uma boa solução regulatória pois durante quatro ou cinco anos, as empresas não terão como saber os seus resultados econômico-financeiros finais, que dependerão do recálculo dos valores do fator X. Pode ser afirmado também que são grandes as incertezas quanto às condições de realização deste recálculo, que poderá inclusive ser suspenso, bastando para isto que a ANEEL considere, na época da sua realização, que ele legalmente não pode ser efetivado, o que se tornará mais provável ser for grande o passivo acumulado a ser pago pelos consumidores. Na situação inversa, isto é, se forem os consumidores que tiverem algo a receber, será menor a motivação da ANEEL de não realizar este recálculo. Observe-se ainda que dependendo do valor acumulado do passivo que for criado ao longo do tempo, as concessionárias estarão obrigadas a se financiar em níveis significativamente superiores àqueles fixados na regulamentação da ANEEL.

## **2.4 Metodologia de Recálculo do Fator Xe**

O Item III.1.1b da Nota Técnica N° 214/2003 apresenta a metodologia para recálculo do componente Xe com as quantidades efetivamente verificadas do mercado de vendas. A análise deste item permite concluir que, no recálculo do Xe, o único dado verificado a ser utilizado refere-se aos valores do mercado de venda. Os outros parâmetros são todos regulatórios. Esta conclusão está em contradição com o texto do Item III.1 da mesma nota técnica, onde é afirmado:

*"Para tanto, se adotará um mecanismo adequado e transparente para eliminar esse efeito, que consiste em recalcular o componente Xe, mediante o método FCD, quando o comportamento do mercado de vendas deixar de ser um evento futuro e se tornarem conhecidos os valores reais de demanda de energia e de investimentos realizados".*

Esta contradição existe também em relação ao documento "Respostas e esclarecimentos...", onde é afirmado:

*"Nessas condições, considera-se conveniente eliminar o efeito dessas incertezas sobre a gestão das concessionárias no próximo período tarifário. Para tanto, se adotará um mecanismo razoável e transparente para eliminar esses efeitos, que consiste em proceder*

*ao recálculo do Fator  $X_e$ , mediante o método FCD, quando o comportamento do mercado avaliado deixar de ser um evento futuro e se tornarem conhecidos os valores reais de demanda de energia e de investimentos."*

De que forma o conhecimento dos "investimentos realizados" influenciará o recálculo do fator  $X_e$ ?

Mesmo que a ANEEL venha a considerar "os investimentos realizados" no recálculo do Fator  $X_e$ , ainda assim este estaria sendo feito de forma incompleta pelas seguintes razões:

- A correção proposta relacionada à evolução do mercado se refere somente a alterações dos valores globais da energia vendida, desconhecendo-se por completo que o faturamento das concessionárias depende também da estrutura do consumo relativo das diversas classes, que também se altera com o tempo e está sujeita a erros de previsão;
- Os custos operacionais, mesmo quando puramente regulatórios, também se alteram em função de novas exigências de qualidade, abrangência (universalização), diminuição de perdas e da inadimplência.

A correção correta de todos estes fatores levaria à realização de completa revisão tarifária anual, em clara contradição com o regime legal de serviço pelo preço e com os contratos de concessão, além de gerar um aumento nos custos de regulação (vide a este respeito o item 2.3 deste texto).

### **3 O Fator $X_a$**

#### **3.1 A Natureza do Fator $X_a$**

Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item III.3:

*"Após a apresentação da metodologia de cálculo do Fator X nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução CNPE n° 1, de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República, resolveu "(...) estabelecer 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.*

*Isso posto, nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram as revisões tarifárias periódicas no ano de 2003, até o presente, o Fator X foi descrito com os ajustes nos componentes  $X_e$  e  $X_c$  acima mencionados e com a inclusão de um terceiro componente, denominado  $X_a$ , que se refere ao estabelecido na referida Resolução do CNPE. A metodologia proposta nesta Nota Técnica permite determinar o valor do componente  $X_a$*

*do Fator X de modo de que a aplicação do índice (IGPM - X<sub>a</sub>), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário."*

A aplicação pela ANEEL do fator X<sub>a</sub> torna ainda mais claro as incoerências resultantes da utilização do fator X definido a posteriori. Os contratos de concessão estabelecem que o valor da parcela B será indexado por (IGPM-X). Se X for definido a priori como exigem os contratos, o único fator fixado a posteriori seria o IGPM, o que tornaria impossível a eliminação de sua influência. Ao estabelecer que o fator X<sub>a</sub> será determinado a posteriori, tornou-se possível alterar completamente o mecanismo de indexação, tornando mesmo inútil a referência no contrato ao IGPM. O método que a ANEEL adotou não eliminou mas atenuou fortemente a influência do IGPM. Se a ANEEL quisesse eliminá-la, bastaria estabelecer que X<sub>a</sub> seja igual a (IGPM-IPCA) fazendo com que o indexador seja IPCA. Este raciocínio reforça o argumento de que não se pode fixar o valor do fator X a posteriori, pois não é razoável supor que a referência no contrato ao IGPM seja inútil.

O efeito prático da introdução do Fator X<sub>a</sub> foi a mudança do indexador estabelecido nos contratos de concessão, como pode ser constatado pelo texto do Item 2.4 da Nota técnica N° 214/2003, onde é afirmado: *"Cada diferença anual pode ser atualizada em termos reais pela taxa rwacc e corrigida também pela variação do índice de ajuste contratual (IVI-X<sub>a</sub>), entre o fim do ano "i" da sua ocorrência e a data do fim do segundo período tarifário. A soma dessas diferenças será considerada pela ANEEL na determinação da Parcela B para o terceiro período tarifário."*

### **3.2 O Fator X<sub>a</sub> e o Ajuste da Base de Remuneração Regulatória**

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item III.3.2*

*"É válido asseverar que tanto a remuneração sobre o capital como a depreciação são proporcionais ao valor de reposição desses ativos ou Base de Remuneração Regulatória bruta (BRR<sub>b</sub>). O valor da BRR bruta deve ser determinado segundo os procedimentos descritos na Resolução ANEEL n° 493/2002. Também pode ser considerado o denominado Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos necessários para o serviço (adaptados), calculado segundo o procedimento exposto no Anexo IV das Notas Técnicas sobre a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras, apresentadas pela ANEEL nas audiências públicas específicas sobre cada revisão. Esse procedimento permite estabelecer com razoável precisão, para os ativos de cada concessionária, as parcelas da BRR<sub>b</sub> que correspondem, respectivamente, a materiais e equipamentos (CC<sub>ME</sub>) e a mão de obra (CC<sub>MO</sub>). Obviamente, deve ser observado que CC<sub>ME</sub> + CC<sub>MO</sub> = BRR<sub>b</sub>.*

*Para ajustar o valor do parâmetro RC durante o período tarifário pode-se então aplicar a fórmula:*

$$IARC = \left( \frac{CC_{ME}}{BRR_b} \right) \times IGPM + \left( \frac{CC_{MO}}{BRR_b} \right) \times IPCA \quad (3.2)$$

*O valor do IARC resultante da equação (3.2) também é específico para cada concessionária."*

No cálculo da Parcela B, a ANEEL estabelece o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros em moeda constante para o financiamento da base de ativos das concessionárias. A correção monetária aplicada à parcela B quando dos reajustes visa, entre outros objetivos, avaliar estes custos aos seus preços correntes<sup>1</sup>. O indicador de inflação a ser aplicado neste processo independe completamente da composição dos fatores de custo no investimento, pois nenhum agente financeiro alteraria suas taxas nominais de juros ou suas taxas de retorno face a uma maior ou menor participação da mão de obra nos empreendimentos a serem financiados. Trata-se de uma correção puramente monetária que visa considerar corretamente o valor dos custos acima referidos. O indicador a ser utilizado deve ser aquele que melhor se adapta às condições do mercado financeiro, que utiliza comumente o IGPM na correção de custos e taxas financeiras, não havendo, portanto, nenhuma razão para se utilizar outro indicador na correção da base de ativos das concessionárias.

## 4 O Fator K

### 4.1 O Fator K e o Tratamento da Inflação no Ano Teste

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item V.1:*

*"A ocorrência de inflação no primeiro ano do período tarifário seguinte à revisão tarifária pode alterar a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento, já que o valor da Parcela B não será modificado até a data do primeiro reajuste tarifário anual da concessionária, onde será aplicado o índice ( $IVPB_1 = IVI_1 - Xa_1$ ) desse primeiro ano. O equilíbrio pode ser restabelecido considerando-se o valor médio de cada ano "i" do índice ( $IVI - Xa$ ), segundo o procedimento apresentado a seguir:*

*Se  $IVPB_1, IVPB_2, \dots, IVPB_{n-1}$  são os valores do índice de variação da Parcela B ( $IVPB$ ) a serem considerados nos reajustes anuais do segundo período tarifário, são definidos os índices:*

$$IPB_0 = 1$$

$$IPB_1 = IPB_0 \times IVPB_1$$

$$IPB_2 = IPB_1 \times IVPB_2$$

.....

<sup>1</sup> Observe-se que a ANEEL deixou de considerar a inflação do primeiro ano, assunto que será tratado no Item 4.2 deste texto.

$$IPB_{n-1} = IPB_{n-2} \times IVPB_{n-1}$$

Define-se também o “Valor final previsto na revisão tarifária periódica” da receita da Parcela B do ano “i” do segundo período tarifário ( $VPB_{fi}$ ) como:

$$VPB_{f1} = VPB_{r1}$$

$$VPB_{f2} = VPB_{r2} \times IVPB_1$$

$$VPB_{f3} = VPB_{r3} \times IVPB_1 \times IVPB_2$$

.....

$$VPB_{fn} = VPB_{rn} \times IVPB_1 \times IVPB_2 \times IVPB_{n-1}$$

Sendo o parâmetro  $VPB_{ri}$  o valor regulatório previsto na revisão tarifária periódica para a Parcela B do ano “i” do período tarifário, definido no item (a) da seção III.1.1 desta Nota Técnica, o “Valor regulatório efetivamente verificado” da Parcela B do ano “i” do segundo período tarifário ( $VPB'_{fi}$ ) é definido da seguinte forma:

$$VPB'_{f1} = VPB'_{r1} \times 0.5 (IPB_0 + IPB_1)$$

$$VPB'_{f2} = VPB'_{r2} \times 0.5 (IPB_0 + IPB_1) \times 0.5 (IPB_1 + IPB_2)$$

$$VPB'_{f3} = VPB'_{r3} \times 0.5 (IPB_0 + IPB_1) \times 0.5 (IPB_1 + IPB_2) \times 0.5 (IPB_2 + IPB_3)$$

.....

$$VPB'_{fn} = VPB'_{rn} \times 0.5 (IPB_0 + IPB_1) \times 0.5 (IPB_1 + IPB_2) \times 0.5 (IPB_2 + IPB_3) \times 0.5 (IPB_{n-1} + IPB_n)$$

Sendo  $VPB'_i$  o Valor regulatório efetivamente verificado da Parcela B do ano “i” do período tarifário definido no item (b) da seção III.1.1 desta Nota Técnica.

Cada diferença anual ( $VPB'_{fi} - VPB_{fi}$ ) na Parcela B é corrigida pela variação do índice de ajuste contratual ( $IGPM - X_a$ ), entre o fim do ano “i” da sua ocorrência e a data do fim do segundo período tarifário. A soma dessas diferenças será considerada pela ANEEL na determinação da Parcela B para o terceiro período tarifário.

É importante salientar que o mecanismo proposto não é uma nova aplicação do procedimento de reajuste tarifário anual previsto no contrato de concessão. A Parcela B permanece “blindada” durante todo o segundo período tarifário, conforme estabelecido no contrato de concessão. Ao fim desse período, a ANEEL verifica se a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida na revisão tarifária periódica foi efetivamente mantida. Se houver alterações, a Agência procede à sua correção, segundo os mecanismos expostos nesta Nota Técnica. Dessa forma, esse conceito essencial do contrato de concessão é devidamente preservado.”

Sobre este mecanismo cabem as mesmas observações realizadas no Item 2.3. Trata-se da correção de uma insuficiência tarifária que ocorre ao longo do período tarifário somente no fim deste período, com todos os problemas já apontados.

Existe alternativa ao tratamento deste problema que poderia ser adotada pela ANEEL, a qual eliminaria as objeções apresentadas, com será mostrado a seguir.

Como os preços relativos aos custos da concessionária foram considerados na data da revisão, a ocorrência de inflação no primeiro ano do segundo período tarifário certamente alterará a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida na revisão. É necessário aumentar a Parcela B no primeiro ano pela metade da inflação neste ano. Como os dados sobre a inflação não estão disponíveis no início do ano, a maneira de corrigir aproximadamente esta falha seria corrigir estas tarifas utilizando-se o fator  $0,5(IVPB_{-1}+1)$ , onde  $IVPB_{-1}$  é o índice inflacionário do último ano antes da revisão<sup>2</sup>.

Esta aproximação proposta é coerente com a forma com que as tarifas vêm sendo corrigidas desde a assinatura dos contratos de concessão. De fato, durante o primeiro ano após esta assinatura, as tarifas não foram corrigidas e passaram a ser corrigidas do segundo ano em diante pela inflação do ano anterior. Desta forma, a inflação passada é utilizada como uma estimativa da inflação futura e esta filosofia fica mantida na proposta apresentada.

#### **4.2 O Fator K e a Ocorrência de Eventos Extraordinários no Período Tarifário**

*Texto Nota Técnica N° 214/ 2003- Item V.2:*

*"O método do FCD é também a ferramenta regulatória apropriada para contemplar os efeitos no equilíbrio econômico-financeiro decorrentes de eventos extraordinários que impliquem investimentos ou despesas significativas da concessionária não previstas na revisão tarifária periódica.*

*Com efeito, a aplicação do método do FCD com os montantes de custos operacionais e/ou investimentos associados a esses eventos, previamente aprovados pela ANEEL, que constituem os parâmetros CO e INV na equação que define a anuidade do fluxo de caixa (AFC). Isso permite determinar os valores da Parcela B e/ou do componente Xe do Fator X que deveriam ser aplicados nos anos do período tarifário seguintes à data do cálculo, de modo a restabelecer a condição de equilíbrio econômico-financeiro.*

*Esses novos valores poderão ser aplicados pela ANEEL nesses anos, mediante uma revisão tarifária extraordinária. Alternativamente, podem ser calculadas as diferenças desses valores anuais com os valores "regulares" da Parcela B dos mesmos anos do período tarifário. Cada diferença anual pode ser atualizada em termos reais pela taxa  $r_{wacc}$  e corrigida também pela variação do índice de ajuste contratual  $(IVI-Xa)$ , entre o fim do ano "i" da sua ocorrência e a data do fim do segundo período tarifário. A soma dessas diferenças será considerada pela ANEEL na determinação da Parcela B para o terceiro período tarifário."*

Como a própria ANEEL reconhece neste texto, a revisão extraordinária, prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, pode ser utilizada para a tratamento adequado da ocorrência de eventos extraordinários no período tarifário. A outra alternativa

---

<sup>2</sup> Na prática, com relação à revisão de 2003, como a inflação dos meses seguintes começa a ser conhecida, esta pode ser utilizada caso a ANEEL reconheça este direito para as distribuidoras.

apresentada, que pressupõe uma correção das tarifas no fim do período tarifário. Como já foi afirmado no Item 2.3 deste texto, pois durante quatro ou cinco anos, as empresas não terão como saber os seus resultados econômico-financeiros finais, que dependerão do recálculo dos valores do fator X. Pode ser afirmado também que são grandes as incertezas quanto às condições de realização deste recálculo, que poderá inclusive ser suspenso, bastando para isto que a ANEEL considere, na época da sua realização, que ele legalmente não pode ser efetivado, o que se tornará mais provável ser for grande o passivo acumulado a ser pago pelos consumidores. Na situação inversa, isto é, se forem os consumidores que tiverem algo a receber, será menor a motivação da ANEEL de não realizar este recálculo. Observe-se ainda que dependendo do valor acumulado do passivo que for criado ao longo do tempo, as concessionárias estarão obrigadas a se financiar em níveis significativamente superiores àqueles fixados na regulamentação da ANEEL.

## 5 O Fator X e as "Heranças do Passado"

Nos países que adotam a regulação por incentivos através do Fator X não é utilizada a metodologia de empresa de referência, pois se parte da análise das empresas reais, procurando determinar os ganhos possíveis de produtividade tanto do setor como um todo, como de cada empresa através da distância, em termos de eficiência, que cada uma se encontra em relação ao conjunto das empresas. Este conceito foi apresentado pela ANEEL ainda em 2002, através da Nota Técnica N° 326/2002 que contém proposta de metodologia do cálculo do Fator X para a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

*Texto da Nota Técnica N° 326/2002:*

*“IV – 1. Premissas da Proposta Metodológica*

*A metodologia proposta considera as seguintes premissas:*

- i) O potencial médio de ganhos de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica em seu conjunto, relacionado com a utilização de todos os fatores de produção, é superior ao potencial de ganhos de produtividade da economia;*
- ii) Além do potencial de ganhos de eficiência do segmento de distribuição de energia elétrica, cada concessionária possui distintos potenciais de ganhos de eficiência operacional relativa, isto é, quando comparada com as melhores práticas de empresas semelhantes;*
- iii) Diferenças de desempenho entre concessionárias justificam a adoção de valores diferentes para o Fator X para cada concessionária;*
- iv) Dadas as especificidades do caso brasileiro, analisar o potencial de ganhos de produtividade sob essas duas óticas – do segmento de distribuição em seu conjunto e da concessionária específica – é uma forma adequada de identificar o potencial produtivo efetivo de cada empresa e, conseqüentemente, estabelecer tarifas justas mediante a aplicação do Fator X;*

v) *Pode não ser factível projetar para o segundo período tarifário a ocorrência de ganhos de eficiência na mesma magnitude dos obtidos no período tarifário pós-privatização. Assim, pode ser necessária uma análise de sensibilidade com vistas a assegurar a consistência e a qualidade dos resultados obtidos para o Fator X para o próximo período tarifário.*”

Trata-se, portanto, da determinação do Fator X através da quantificação dos ganhos de produtividade do setor como um todo e da produtividade relativa entre as empresas. Esta metodologia pressupõe que as tarifas das empresas não seriam fixadas imediatamente após a revisão através da empresa de referência, pois neste caso as tarifas já teriam sido fixadas considerando que todas as empresas já estariam no nível de eficiência máxima e o resultado para o cálculo do Fator X seria necessariamente zero.

Como a ANEEL adotou a empresa de referência desde o início do segundo período tarifário, ela abandonou a metodologia proposta na citada nota técnica e adotou nova metodologia, gerando todos os problemas já abordados anteriormente neste texto. Existe, entretanto uma terceira alternativa, descrita a seguir, que é coerente com a adoção da empresa de referência e trata adequadamente a questão que a ANEEL denominou de "heranças do passado".

Em todas as notas técnicas da ANEEL referentes aos processos de revisão das distribuidoras consta o seguinte texto;

*“62.... É necessário reconhecer que a empresa real enfrenta certas “heranças do passado” que não estão contempladas (e nem devem estar) no desenho regulatório da “Empresa de Referência”. Essas “heranças” são específicas de cada contrato de concessão e representam certas restrições e obrigações para a empresa concessionária, as quais, em geral, não se estendem de forma permanente no tempo, nem compreendem todas as áreas de atividade da distribuidora.”*

Apesar da ANEEL reconhecer explicitamente a necessidade da consideração destas "heranças do passado", cujos custos deveriam se somados aos custos da "empresa de referência". Em termos práticos, entretanto, isto não foi efetivamente realizado pela ANEEL, talvez por não ter encontrado um instrumento adequado para o tratamento da questão. Entretanto, este instrumento existe, pois como estas heranças do passado são variáveis e não se estendem permanentemente no tempo, elas poderia facilmente serem tratadas através do fator X, sem nenhuma contradição com os contratos de concessão.

## **6 O Fator X e a Universalização**

De forma equivalente à utilização do fator X para a inclusão das "heranças do passado", ele poderia ser também utilizado para os investimentos associados à universalização. Conhecidos os planos de investimentos das distribuidoras para o atendimento das metas de universalização, poderiam ser quantificados os seus efeitos nos níveis tarifários e alterados os valores do Fator X ao longo do segundo período tarifário para a sua correta consideração.

## 7 Efeito do Crescimento de Mercado no Ano-teste

Dos itens que compõem a Parcela B da Receita Requerida, tanto os Custos Operacionais quanto a Base de Remuneração, devem refletir qualquer aumento de mercado esperado para o ano-teste. O valor utilizado de ambos no cálculo do reposicionamento tarifário da ANEEL reflete condições de mercado da data de revisão. Resta, portanto, corrigi-los pelo aumento médio do mercado.

No documento da ANEEL de respostas e esclarecimentos, referido na introdução, esta questão foi tratada e nele consta o seguinte:

*Texto Respostas e Esclarecimentos da ANEEL às Contribuições e Comentários Recebidos nas Audiências Públicas sobre as Revisões Tarifárias Periódicas*

*"No que se refere à variação física de insumos e de ativos ao longo do ano-teste, isto está devidamente contemplado no cálculo do Fator X. O método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), adotado para cálculo do Fator X, considera investimentos estimados para atender o crescimento previsto do consumo (MWh) e do número de consumidores,..."*

Se a tarifa calculada para o ano teste não está correta, ela deveria ser corrigida, o que poderia ser facilmente realizada pela ANEEL, pela consideração correta dos investimentos e dos custos operacionais relativos aos mercados de referências utilizados nas revisões. Ao remeter a solução do problema para o cálculo do Fator X, a ANEEL submete as empresas às incertezas apontadas na análise deste fator realizada no Item 2.

## 8 O fator Xe e a Reposição dos Ativos

Ao contrário do que é afirmado na Nota Técnica N° 214/ 2003, o Fator Xe não está relacionado exclusivamente ao aumento de produtividade na gestão da empresa decorrente do aumento de escala do negócio, isto é, do crescimento do mercado consumidor. Esta afirmativa pode ser comprovada pela simples razão de que o fator Xe não é zero, se for considerado um mercado estável, com taxa nula de crescimento. O que o Fator Xe está também considerando é a variação da Base de Remuneração Regulatória Líquida, que normalmente tende a cair ao longo do tempo, em função das hipóteses adotadas em relação aos investimentos em expansão e reposição de ativos.

Em relação à reposição dos ativos em distribuição, a mesma nota técnica estabelece que:

$$INVD_r(t) = BRRb(t) * T / ((1+T)^{VU} - 1)$$

onde:

*T = taxa de crescimento médio anual dos ativos fixos, em %.*

*VU = vida útil econômica dos ativos necessários para o serviço, em anos;*

*BRRb(t) = valor da Base de Remuneração Regulatória bruta no ano t.*

$INVD(t) = \text{investimentos em reposição dos ativos em distribuição no ano}$

Na fórmula acima, a taxa de crescimento do numerador não deveria ser igual à taxa do denominador, pois no numerador deveria ser adotada a taxa de crescimento de n anos atrás, e a denominador a taxa média durante estes mesmos n anos. Como VU está próxima de 30 anos, é impossível que estas taxas sejam iguais pois o crescimento do mercado, e portanto dos investimentos, a 30 anos atrás foi muito superior à taxa média nestes 30 anos. O resultado é uma subestimação dos investimentos em renovação. Portanto, a fórmula correta deveria ser:

$$INVD_t(t) = BRRb(t) * T' / ((1+T)^{VU} - 1)$$

onde:

T = taxa de crescimento médio anual dos ativos fixos, em %

T' = taxa de crescimento dos ativos fixos VU anos atrás, em %

VU = vida útil econômica dos ativos necessários para o serviço, em anos

BRRb(t) = valor da Base de Remuneração Regulatória bruta no ano t

INVD(t) = investimentos em reposição dos ativos em distribuição no ano

Ainda em relação a esta questão, nas diversas notas técnicas da ANEEL referentes às revisões tarifárias das distribuidoras, conta o seguinte texto:

*"Em relação à taxa T(%), é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos Ativos Elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Devido a não se dispor desta série histórica, adotaram-se as percentagens de 9% e 6% (que representam a média das taxas máximas de crescimento) para crescimento de ativos de distribuição e de ramais de consumidores, respectivamente, com base na experiência prática de consultores contratados pela ANEEL. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, isto permite calcular um fator de renovação que, aplicado ao AIS respectivo, redunde nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, foram utilizados os valores de 30 anos, para as redes e subestações de distribuição, e de 20 anos para os ramais de consumidores. Estes valores, na opinião de consultores da ANEEL, representam de forma razoável a vida útil média para estes tipos de ativos".*

Sobre os valores apresentados para a taxa T, cabem as seguintes observações:

- A adoção dos mesmos valores para todas as distribuidoras não se justifica, pois a dinâmica de crescimento do mercado nos últimos 30 anos variou muito de empresa para empresa, não havendo sendo possível a adoção de um valor típico aplicado a todas elas.
- A adoção de "valores mínimos esperados em renovação" prejudica as empresas, pois o seu aumento diminui o valor do Xe. Se a ANEEL quer ser conservadora, como

forma de evitar danos injustificados às mesmas, deveria adotar valores máximos e não mínimos.

- A taxa média de crescimento dos ativos de distribuição, de 9%, parece excessivamente alta. As taxas médias anuais de crescimento do mercado, e mais ainda dos investimentos<sup>3</sup>, nos últimos 30 anos foi, pelo menos para a maioria das empresas, inferior a este nível, o que pode ser comprovado por uma consulta ao histórico do crescimento do mercado no país nas últimas décadas (vide Tabela 1).
- Finalmente, observe-se que os resultados para o cálculo dos investimentos em reposição dos ativos são extremamente sensíveis à taxa média de crescimento dos ativos de distribuição.

**Tabela 1 - Crescimento do mercado no país nas últimas décadas (fonte: Eletrobrás)**

ANO	Consumo (TWh)	Cresc. Anual Médio na Década
1970	36.1	
1980	114.2	12.2%
1990	200.8	5.8%
2000	305.6	4.3%
	Cresc. Médio Anual 1970-2000	7.4%

As considerações acima permitem fazer um exercício, somente para exemplificar, de cálculo dos investimentos em reposição, corrigindo-se a fórmula proposta pela ANEEL e adotando-se dados mais compatíveis com o crescimento do mercado. A grande diferença entre os dois resultados mostra que os resultados da ANEEL são muito baixos, o que provoca um aumento indevido nos valores do fator Xe.

Com  $T = 9\%$ , a fórmula proposta pela ANEEL, obtém-se:

$$INVD_r(t) = 0,0073 * BRRb(t)$$

Aplicando-se a fórmula corrigida, para  $T' = 9\%$  e  $T = 6\%$ , obtém-se:

$$INVD_r(t) = 0,0190 * BRRb(t)$$

Para garantir a coerência do cálculo do valor Xe com a sua finalidade exclusiva de capturar os ganhos de escala decorrentes do crescimento do mercado, e para eliminar os problemas acima apontados relativos à estimativa dos investimentos em renovação, a solução seria a adoção da remuneração dos ativos através de uma anualidade calculada considerando-se exclusivamente a Base de Remuneração Regulatória Bruta, o que dispensa estimativas referentes aos investimentos para renovação dos ativos. O detalhamento desta proposta encontra-se na próxima seção.

## 9 A Remuneração dos Ativos através da Anualidade

<sup>3</sup> Na prática, as taxas de crescimento dos ativos são inferiores às do crescimento do mercado.

O processo inflacionário observado nas últimas décadas no Brasil constitui forte argumento para a não utilização dos registros contábeis para a determinação dos valores dos ativos das concessionárias de distribuição. A alternativa é constituída pelo método do Valor Novo de Reposição (VNR), que, apesar de existirem diferentes variantes para sua determinação, procura determinar o custo de renovar as obras e bens econômicos destinados a prestar o mesmo serviço com as tecnologias e preços vigentes. Uma vez obtido o VNR, é determinada uma anualidade que independe da idade dos ativos da empresa e que é capaz de recuperar os investimentos da mesma ao longo de sua vida útil, considerando-se a taxa de remuneração regulatória. Essa é a prática utilizada por todos os países que utilizam a metodologia do VNR. Para exemplificar, a Lei das Concessões Elétricas do Peru estabelece, no seu Art. 70, que se deve calcular a anualidade requerida para recuperar os custos de investimento dos ativos em 25 anos, incluída uma taxa de atualização de 12%.

A anualidade não só dispensa o uso dos registros contábeis, como também tem a vantagem de fazer com que o valor da tarifa independa da idade dos ativos. A consideração da idade dos ativos faria com que duas empresas idênticas tivessem tarifas diferentes apesar de prestarem o mesmo serviço, sendo que a empresa mais antiga teria tarifas menores.

Em relação a este assunto, a Nota Técnica ANEEL n° 178/2003 estabelece que:

*“Entende-se como valor de mercado em uso, para efeito da aplicação da resolução ANEEL n° 493/2003, o valor de um bem instalado, com as características técnicas em que se encontra, idêntico ou similar ao avaliado, considerando que o mesmo esteja em operação, calculado por intermédio da aplicação de uma depreciação técnica, sobre o valor novo de reposição, calculada com base nas vidas úteis e percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade conforme o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a partir da data em operação do ativo.”*

Desta forma, o valor de mercado em uso, que será remunerado, é o resultado da multiplicação do valor novo de reposição por um índice que depende do percentual de depreciação acumulada registrado na contabilidade. Isto elimina as vantagens assinaladas do método do VNR, que torna a remuneração do capital independente da idade dos ativos e dos registros contábeis.

A partir dos dados dos processos de revisão tarifária, é possível estimar os valores preliminares adotados pela ANEEL para os valores novos de reposição, para os valores de mercado em uso (através dos valores utilizados para a base de ativos bruta e a base de ativos líquida, respectivamente), e, conseqüentemente para as depreciações acumuladas. A Tabela 2 apresenta estes dados para algumas das empresas que já passaram pelo processo de revisão. Nela são apresentados também os valores percentuais resultados da divisão das depreciações acumuladas pelos valores novos de reposição, que nada mais é do que uma estimativa da idade média dos ativos em relação à sua vida útil.

**Tabela 2 – Idade Média Contábil dos Ativos**

Empresa	Base Bruta de Remuneração <sup>4</sup> (R\$ milhões)	Base Líquida de Remuneração <sup>5</sup> (R\$ milhões)	Depreciação Acumulada (R\$ milhões)	Idade Média Contábil
AES-SUL	1.571	752	659	46,71%
BANDEIRANTE	2.755	1.395	1.360	49,36%
CELPA	8.275	5.242	3.033	36,65%
CEMAT	1.180	726	454	38,51%
COELBA	1.566	890	676	43,19%
COELCE	4.180	2.098	2.082	49,81%
COSERN	1.997	998	999	50,02%
CPFL	11.371	4.838	6.533	57,45%
ELEKTRO	8.203	4.982	3.221	39,27%
ELETROPAULO	439	276	163	37,11%
ENERGIPE	823	458	365	44,36%
ENERSUL	5.314	2.605	2.709	50,98%
LIGHT	3.173	1.676	1.497	47,18%
PIRATININGA	2.170	1.233	937	43,18%
RGE	1.414	765	649	45,92%

O exame dos dados referentes à idade relativa média dos ativos mostra as incoerências resultantes da utilização dos dados contábeis. Não só eles são extremamente variáveis, o que é difícil de explicar, como várias empresas apresentam valores próximos ou superiores a 50%. Ora, para empresas como estas, cujos mercados cresceram fortemente nos últimos 25 anos (vida média estimada pela ANEEL para os ativos), os valores deveriam ser necessariamente menores que 50%, pois valores próximos a este só deveriam acontecer em empresas com mercado estável, sem crescimento algum.

Adicionalmente, conforme Tabela 2, o menor valor encontrado para a idade relativa média dos ativos foi o da Eletropaulo, empresa cujas taxas de crescimento nos últimos anos foram relativamente pequenas, quando comparadas às outras empresas do setor. Isto mostra que os dados de depreciação acumulada não estão coerentes, pois era de se esperar que a idade dos ativos da Eletropaulo fosse superior, não inferior, à das outras empresas.

Todos estes problemas referentes ao uso de dados contábeis para a estimativa da Base Líquida de Remuneração seriam evitados pela adoção da anualidade pois esta é calculada a partir da Base de Remuneração Bruta, independentemente, portanto, do conhecimento da idade média dos ativos. A anualidade é também defendida no recente relatório "The Regulatory Challenge of Asset Valuation: A Case Study from the Brazilian Electricity Distribution Sector", preparado para o Banco Mundial e de autoria de Vivien Foster e Pedro Antmann. Nele se lê:

<sup>4</sup> Nos termos da resolução N° 493/2002, a Base Bruta de Remuneração equivale ao Valor Novo de Reposição, VNR.

<sup>5</sup> Nos termos da resolução N° 493/2002, a Base Líquida de Remuneração equivale ao Valor de Mercado em Uso.

*“...This latter approach is known as the Gross Optimized Replacement Cost (GORC) because it results from a process of optimization that does not take the age of the assets into account. The different treatment of depreciation between the GORC and the DORC methodologies is reflected in the formula used to translate the regulatory asset base into an annuity for price-setting purposes. In the case of Depreciated Optimized Replacement Cost (DORC), the company receives a rate of return on the DORC, plus a depreciation charge determined by the age of the assets. In the case of GORC, a so-called ‘sinking fund factor’ is used, which is equivalent to the annuity of a loan with a principal equal to GORC, a term equal to the economic life of the assets, and a rate of interest equal to the regulatory cost of capital. Over time, the two methodologies should give the same revenue stream to the regulated company. However, GORC tends to provide a stable revenue stream, while under DORC the revenue stream is inversely related to the age of the assets, and therefore tends to cycle up and down. (Ironically, this means that a company with very old assets that need to be replaced, would receive a lower revenue, than a company with a brand new asset base and consequently minimal investment requirements.). The ‘sinking fund factor’ used under the GORC also avoids the creation of inequities between different generations of consumers by expressing the costs of the electricity service in the form of a stable perpetuity....”*