

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
PIPGE  
(EP/FEA/IEE/IF)

**REGULAÇÃO TARIFÁRIA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DA METODOLOGIA DE REVISÃO  
TARIFÁRIA ADOTADA PELA ANEEL**

Claudia De Rosa Peano

São Paulo

2005

CLAUDIA DE ROSA PEANO

**Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Escola Politécnica/ Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Mestre em Energia

Orientação: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo

2005

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .**

### **FICHA CATALOGRÁFICA**

Peano, Claudia De Rosa.

Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL. / Claudia De Rosa Peano; orientador Francisco Anuatti Neto. – São Paulo, 2004. 102 p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia Elétrica – revisão tarifária 2. Distribuição de Energia Elétrica – regulação I. Título.

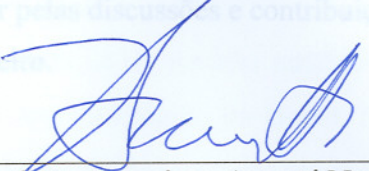
**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**  
**EP – FEA – IEE - IF**

**AGRADECIMENTOS**

**CLAUDIA DE ROSA PEANO**


*“Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL”*

Tese defendida e aprovada em 29/04/2005 pela Comissão Julgadora:



---

Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto – IEE/USP  
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



---

Prof.ª Dr.ª Elbia Aparecida Silva Melo – UFSC



---

Prof. Dr. Richard Lee Rochstetler – IPE/USP

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais e irmãos pelo apoio e colaboração.

Aos meus filhos Beatriz, Juliana e Gabriel pela compreensão e palavras de incentivo.

Ao Marcos pelo encorajamento, amor e carinho.

Aos Professores, funcionários e colegas do PIPGE da USP.

Ao Professor Francisco Anuatti Neto pela orientação e confiança.

Ao Professor Ildo Luis Sauer pelas discussões e contribuições.

À CAPES pelo apoio financeiro.

## RESUMO

PEANO, C. R. **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL.** 2005. 102 p. Dissertação de mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Este trabalho analisa a metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. São apresentadas as abordagens teóricas relacionadas à regulação de monopólios naturais, a fim de fornecer elementos teóricos para a discussão da definição do detalhamento regulatório do setor. Especial ênfase é dada ao ambiente institucional vigente e ao marco regulatório existente a fim de identificar como estes podem conter restrições à escolha dos mecanismos de revisão tarifária. É apresentada uma descrição geral da metodologia a ser analisada, bem como um detalhamento dos métodos escolhidos pelo órgão regulador. A análise procura investigar a hipótese de que os processos de desenvolvimento e implementação da metodologia de revisão tarifária estão sendo realizados de modo a contribuir com a criação de uma boa reputação regulatória, capaz de reduzir incertezas e promover a eficiência do setor. Para tanto, a metodologia é analisada segundo o critério da transparência, coerência e consistência dos mecanismos escolhidos, bem como sua adequação ao arcabouço institucional herdado. Conclui-se que, apesar de apresentar relativa coerência e transparência, a metodologia tem problemas de consistência e é inadequada ao grau de maturidade e à capacitação administrativa do sistema regulatório.

## ABSTRACT

PEANO, C. R. **Energy utilities tariff regulation in Brazil: an analysis of the tariff readjustment methodology chosen by ANEEL.** 2005. 102 f. Work. Program of Post-Graduation in Energy. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

This work analyses the methodology of the tariff readjustments for the energy distribution companies in Brazil that was adopted by ANEEL since the end of 2002. The theoretical approach related to natural monopoly regulation will be presented in order to supply the theoretical elements needed for the sector regulatory definition discussion. Special interest will be given to the institutional endowment and the existing regulatory frame to identify how those two can create restrictions to the tariff readjustment mechanisms design. The general description of the methodology that will be evaluated is presented, as well as a detailed description of the regulatory agency chosen methods. The analysis looks forward to evaluate the hypothesis that the methodology development and implementation processes are being done in order to contribute to the creation of a good regulatory reputation that will reduce the uncertainties and promote the sector efficiency. To achieve this goal, the methodology is evaluated against transparency, coherency and consistency of the mechanisms chosen, as well as its adequacy to the inherited institutional endowment. The conclusion is that even if some coherency and transparency are presented, the methodology has consistency problems and is not suitable to the maturity level and administrative capacity of the regulatory system.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Revisões Tarifárias Definitivas.....	64
Tabela 2 – Revisões Tarifárias Pendentes.....	65
Tabela 3 – Evolução dos Processos de Revisão Tarifária.....	69
Tabela 4 – Comparação dos Valores Provisórios e Definitivos da BR.....	71
Tabela 5 – Evolução do Valor dos Custos Operacionais Eficientes.....	76
Tabela 6 – Base de Remuneração X Valor Contábil do Ativo.....	79
Tabela 7 – Custos Operacionais Eficientes X Despesas Operacionais e de Manutenção.....	84
Tabela 8 – Cálculo do Fator $X_0$ .....	90



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Detalhamento do Desenho Regulatório.....	23
Figura 2 – Conclusão Teórica.....	26
Figura 3 - Análise Vertical X Análise Horizontal.....	28
Figura 4 – Composição da Receita Requerida.....	48
Figura 5 – Metodologia de Revisão Tarifária.....	58
Figura 6 - Restrições ao Detalhamento Regulatório.....	59
Figura 7 – Cálculo do Custo de Capital.....	73

## SUMÁRIO

<b>Introdução.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2 – Abordagem Institucionalista da Regulação e o Detalhamento do Desenho Regulatório.....</b>	<b>5</b>
2.1 - Abordagens Teóricas da Regulação.....	5
2.2 - A Nova Economia Institucional e a Regulação de Monopólios Naturais.....	10
2.3 - Detalhamento do Desenho Regulatório.....	16
2.4 - Considerações Finais.....	26
<b>Capítulo 3 – O Arcabouço Institucional Brasileiro e a Metodologia de Revisão Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica.....</b>	<b>28</b>
3.1 - Arcabouço Institucional e Desenho Básico da Regulação no Setor Elétrico Brasileiro.....	29
3.1.1 Histórico da Reforma do Setor.....	29
3.1.2 Histórico do Processo de Definição da Metodologia de Revisão Tarifária.....	31
3.1.3 Análise das Restrições do Desenho Básico.....	39
3.1.4 Conclusões Acerca do Desenho Básico do Setor.....	45
3.2 - Detalhamento do Desenho Regulatório: a metodologia de revisão tarifária.....	46
3.2.1 Detalhamento dos Principais Itens da Revisão.....	49
3.3 - Análise da Adequação da Metodologia de Revisão Tarifária ao Ambiente Institucional Vigente (análise vertical).....	59
3.4 – Considerações Finais.....	63
<b>Capítulo 4 – Análise da Transparência, Coerência e Consistência da Metodologia de Revisão Tarifária (análise horizontal).....</b>	<b>66</b>
4.1 – Análise da Transparência.....	67
4.2 – Análise da Coerência.....	78
4.3 – Análise da Consistência.....	87
<b>Conclusões.....</b>	<b>95</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>99</b>
<b>Anexo.....</b>	<b>102</b>

## **Introdução**

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) está prevista nos contratos de concessão das empresas locais de energia elétrica, sendo que, em dezessete delas<sup>1</sup>, a primeira revisão tarifária ocorreu no ano de 2003. Apesar disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou os processos ao final de 2002 sem que houvesse uma metodologia consolidada para ser aplicada.

Após quase dois anos das revisões ocorridas, ainda permanecem provisórios os percentuais de Reposicionamento Tarifário e do Fator X de nove empresas em razão da não definição dos valores definitivos para os ativos remuneráveis das mesmas. As oito empresas restantes tiveram o resultado final homologado um ano após as respectivas datas de revisão. Dessas, três empresas questionaram a resolução definitiva, fazendo com que a ANEEL suspendesse seus processos para nova avaliação. Para uma delas a agência já resolveu alterar o percentual novamente e, como consequência, teve que homologar um reajuste extraordinário, o qual está sendo questionado pelo governo e pelos consumidores.

Os percentuais de Reposicionamento Tarifário variaram entre uma média de 25% e 30%<sup>2</sup>, sendo que, para algumas empresas, os aumentos tiveram que ser parcelados ao longo do segundo período tarifário por serem superiores ao que seria devido se fosse aplicado o índice de reajuste anual. Sob pressão pelos elevados aumentos, a ANEEL, sob orientação do governo, introduziu um mecanismo no Fator X que, na prática, representou uma mudança no índice de correção contratual<sup>3</sup>, buscando neutralizar o impacto de desvalorizações cambiais sobre as tarifas.

Tais acontecimentos introduziram incertezas quanto à credibilidade do sistema regulatório existente, reforçando as motivações do atual Governo de submeter ao

---

<sup>1</sup> Existem sessenta e quatro concessionárias locais de energia elétrica no país.

<sup>2</sup> O mais baixo foi o da LIGHT(-3,64%) e o mais alto foi o da ENERSUL (43,59%).

<sup>3</sup> IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado) da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Legislativo a votação de uma nova Lei de Agências<sup>4</sup>, o que vem causando ainda mais dúvidas com relação à manutenção das regras definidas no marco regulatório e nos contratos.

A privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica envolveu grande soma de recursos em transações que não podem ser revertidas sem prejuízo para as partes. A continuidade dos investimentos no setor, no entanto, dependerá sobremaneira do relacionamento entre regulador e regulado, sendo o processo de definição e execução da metodologia de revisão tarifária um item de extrema importância. Isto porque o mecanismo de revisão previsto nos contratos pode impactar de modo relevante a credibilidade de um compromisso importante assumido *ex-ante*, qual seja, o da manutenção do EEF (Equilíbrio Econômico-Financeiro) dos contratos. Além disso, como componente de detalhamento do desenho regulatório, deve ser adequada ao arcabouço institucional e ao desenho básico existente, o qual prevê um regime de regulação por incentivos. Ou seja, o processo de definição da metodologia de revisão tarifária apresenta, tanto elementos de incentivos, já que irá delinear uma parte importante dos incentivos do contrato, como de custos de transação, pelo fato de ser uma cláusula de repactuação, cuja definição pode alterar a credibilidade do contrato para lidar com conflitos futuros ou corrigir distorções não previstas.

Em resumo, a análise dos critérios e métodos adotados pela ANEEL para a revisão tarifária do setor<sup>5</sup> é fundamental para entender as possíveis conseqüências que sua aplicação pode ter sobre o desempenho das empresas, assim como sobre o bem estar dos consumidores.

A presente dissertação objetiva analisar a metodologia de revisão tarifária da ANEEL a fim de verificar a eficácia da adoção dos novos mecanismos segundo os aspectos de

---

<sup>4</sup> O descontentamento com relação ao sistema regulatório e à reforma do setor elétrico executada pelo governo anterior já havia sido manifestado pelos atuais integrantes do governo, então na oposição.

<sup>5</sup> Neste trabalho foi usada a denominação setor para a atividade de distribuição de energia elétrica que é, em realidade, um segmento pertencente à cadeia do setor elétrico (geração-transmissão-distribuição).

garantia da continuidade na prestação dos serviços de qualidade adequada e da promoção da modicidade tarifária, preservando o EEF do contrato.

Em particular, este trabalho pretende investigar a hipótese de que os processos de desenvolvimento e implementação da metodologia de revisão tarifária estão sendo realizados de modo a contribuir com a criação de uma boa reputação regulatória, capaz de reduzir incertezas e promover a eficiência do setor.

Para tanto, requer-se que o processo apresente as seguintes características<sup>6</sup>:

- a) Transparência: os ritos formais existem e são cumpridos para a devida legalidade dos processos, oferecendo, às partes interessadas e aos agentes independentes, a possibilidade de se reproduzir o processo decisório e os resultados do regulador;
- b) Coerência: os métodos empregados são compatíveis entre si e com os outros aspectos do contrato;
- c) Consistência: os métodos adotados podem ser mantidos ao longo da vida do contrato, ou seja, conduzem à estabilidade das regras, com a necessidade de poucas alterações e adaptações às circunstâncias exógenas a ele.

Com a finalidade de cumprir tais objetivos, a presente pesquisa utiliza-se de desenvolvimentos teóricos e documentos técnicos oficiais, caracterizando-se como do tipo analítico-descritiva e de natureza documental. Além disso, procedeu-se à coleta de dados da ANEEL sobre as revisões tarifárias já ocorridas, a fim de auxiliar o entendimento do problema e ilustrar as conclusões apresentadas.

Como desenvolvimento teórico, foi selecionada uma abordagem institucionalista de regulação econômica, a qual apresenta os principais elementos teóricos necessários para tratar o problema com o enfoque proposto. Tal abordagem enfatiza as instituições como redutoras da incerteza inerente às relações contratuais duradouras, e como mitigadoras do risco de ajustes decorrentes de fatores imprevistos ao longo do tempo. Este seria o

---

<sup>6</sup> Anuatti, Pelin e Peano (2004)

caso da regulação da distribuição de energia elétrica, que atua no processo de governança dos contratos de concessão, numa relação do tipo agente-principal, o que implica lidar com problemas de informação assimétrica e de incentivo.

Além deste primeiro capítulo introdutório, o trabalho está dividido em quatro capítulos. No capítulo dois, serão apresentadas as bases da abordagem teórica selecionada para a análise do problema. No capítulo três será descrita a metodologia de revisão tarifária, detalhando os critérios adotados pela ANEEL para os principais pontos da revisão. Neste capítulo serão apresentados, ainda, dados referentes às revisões ocorridas em 2003, com algumas conclusões preliminares. O capítulo quatro trará a análise da metodologia à luz da teoria escolhida e segundo os critérios propostos acima (transparência, coerência e consistência). No último capítulo serão resumidas as principais conclusões e recomendações do trabalho de pesquisa.

## **Capítulo 2 – Abordagem Institucionalista da Regulação e o Detalhamento do Desenho Regulatório**

O objetivo deste capítulo é apresentar os princípios teóricos de uma abordagem institucionalista da regulação de monopólios naturais, a qual fornecerá os parâmetros para a análise proposta neste trabalho de dissertação.

### **2.1 – Abordagens Teóricas da Regulação**

Assim como outras indústrias de rede local, o segmento de distribuição de energia elétrica constitui monopólio natural. A razão principal para isso é a presença de grandes economias de escala e de densidade, ou seja, uma vez feito o elevado investimento de construção da rede principal, a conexão de um consumidor local pequeno tem um custo marginal muito baixo.

O dilema reside em como a sociedade pode impedir que uma firma se beneficie da situação monopolista e fixe o seu preço, obtendo lucros extraordinários.

As soluções mais comumente adotadas pelos países para solucionar tal dilema têm sido explorar essas atividades por meio de empresas controladas pelo setor público (monopólios estatais), ou permitir que uma empresa privada detenha o monopólio, mediante concessão, regulando a indústria para evitar abusos de preços (monopólios regulados).

Como visto no capítulo anterior, o objeto de estudo desta dissertação está relacionado à regulação da atividade de distribuição de energia elétrica, mais precisamente com a metodologia de revisão tarifária, cujo desenvolvimento e implementação pela ANEEL apresenta-se em curso. Trata-se de análise do detalhamento de desenho regulatório e depende, portanto, da visão teórica que se tem da regulação econômica, ou seja, da visão do porquê e dos objetivos da regulação.

Segundo uma perspectiva histórica da evolução da teoria de regulação, até os anos setenta, predominava a visão de que a intervenção regulatória existe onde há falhas de

mercado, caso dos monopólios naturais e da presença de externalidades. Em razão disso, segundo essa abordagem denominada como do “interesse público”, o principal objetivo da regulação consiste na busca da eficiência econômica pela maximização do bem estar. Ou seja, o regulador é dito benevolente no sentido de que suas ações procuram atender a uma demanda por um nível melhor de bem estar social.

Já no início dos anos sessenta, os fundamentos teóricos dessa abordagem convencional da regulação passaram a receber críticas. Em 1962, em importante estudo dos efeitos da regulação sobre os preços de energia elétrica<sup>7</sup>, Stigler e Friedland concluíram que houve um impacto insignificante na redução de preços desse setor, evidenciando a incapacidade da intervenção regulatória em inibir um comportamento monopolista, mesmo se tratando de regulação de monopólio natural<sup>8</sup>. Em alguns casos, como neste estudo, a previsão teórica de que a regulação econômica forçaria o monopolista a adotar preços de acordo com o custo médio do serviço não se comprovou, colocando em dúvida sua validade.

Além disso, como apontam Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (2000), essa abordagem pode ser considerada incompleta, pois assume que a regulação surge para corrigir falhas de mercado, sem, no entanto, explicar por quais mecanismos isto acontece. A ocorrência de diversos casos de regulação em setores onde não há significativas economias de escala, nem mesmo externalidades, acabaram por expor a fragilidade e incompletude teórica desse modelo.

Tais problemas, aliados às transformações em curso nas economias capitalistas avançadas<sup>9</sup>, forçaram uma grande revisão teórica dos fundamentos da regulação econômica a partir dos anos setenta. Os estudos empíricos reforçavam a reclamação constante de que, em realidade, as políticas regulatórias acabavam por favorecer as

---

<sup>7</sup> George J. Stigler and Claire Friedland, “What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity”. **Journal of Law and Economics**, v. 5, p.1-16, Oct. 1962.

<sup>8</sup> Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (2000)

<sup>9</sup> Para um resumo da evolução histórica da teoria da regulação de monopólios ver Fiani (2001).



concessionárias e colocavam em cheque a principal hipótese da teoria tradicional, qual seja, a de que o regulador tem como objetivo o bem público.

Como consequência desenvolveu-se a Teoria da Captura, a qual afirma que a regulação ocorre como resposta a uma demanda da indústria. Sendo assim, a agência reguladora acaba sendo controlada por essa última e atua a seu favor, ou seja, os legisladores e reguladores são capturados pelos regulados.

Apesar de receber críticas pelo fato de ser simétrica à abordagem tradicional<sup>10</sup>, a Teoria da Captura motivou o deslocamento da discussão da regulação das “falhas de mercado” para a regulação em si. Assim, a nova abordagem favoreceu o surgimento de outros conceitos na análise, como “grupos de interesse” e de “*rent-seeking*”, e sugeriu a idéia de que a regulação ocorre como resultado de demandas por transferências de renda entre grupos de interesse, significando que o regulador não maximiza bem estar, mas sim, o apoio dos grupos envolvidos. A partir de então, iniciaram-se as tentativas de formulação de modelos mais sofisticados para o comportamento regulatório, os quais procuravam especificar uma função objetivo para o regulador que capturasse as influências políticas, bem como outras dimensões da realidade, descartando a maximização do bem estar social como sua principal preocupação e procurando escapar do dilema regulador benevolente-capturado<sup>11</sup>.

Neste sentido, Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (2000) consideram de grande contribuição as conclusões de Stigler expostas em sua “Teoria da Regulação Econômica<sup>12</sup>” acerca das motivações da regulação e de como estas motivações influenciam a forma de regular. Alguns anos mais tarde, suas análises seriam formalizadas por Sam Peltzman<sup>13</sup> em um modelo, cuja principal premissa é a de que o

---

<sup>10</sup> A Teoria da Captura também é considerada incompleta, pois somente troca a hipótese do regulador benevolente para a do regulador capturado e passivo diante das pressões de grupos de interesse.

<sup>11</sup> Ver Berg e Tschirhart (1988) para um amplo histórico desses modelos.

<sup>12</sup> Stigler, George J. (1971): The Theory of Economic Regulation. **Bell Journal of Economics and Management Science**, n.2, p.3-21, Spring. 1971.

<sup>13</sup> Sam Peltzman, Toward a More General Theory of Regulation, **Journal of Law and Economics**, v.19 p. 211-240, Aug. 1976.

regulador escolhe a política regulatória de modo a maximizar apoio político para se manter na função.

Além dessas abordagens, a literatura sobre comportamento do regulador teve grande evolução nos últimos dez anos com a aplicação de duas teorias que compõem a base do referencial denominado de Nova Economia Institucional (NEI).

Uma delas, a Teoria dos Incentivos, foca no problema da informação e utiliza uma abordagem agente-principal<sup>14</sup> para entender o processo regulatório. Segundo esta abordagem, o regulador, como principal, detém menos informação do que o agente (regulado) sobre a estrutura da demanda e sobre a maneira mais eficiente de combinar os insumos para prestar o serviço. Em função dessa assimetria informacional<sup>15</sup>, a qual torna ineficientes os mecanismos tradicionais da regulação<sup>16</sup>, a principal preocupação do regulador passa a ser a implementação de esquemas de incentivo que induzam o agente a revelar as informações.

Grande parte dessa literatura se ocupa em reduzir as ineficiências regulatórias provenientes de assimetria de informações, contribuindo por meio do desenho de mecanismos<sup>17</sup>, cujo conjunto compõe a denominada regulação por incentivos<sup>18</sup>.

Além do foco nas restrições informacionais, existe uma outra abordagem regulatória que se preocupa com as restrições transacionais presentes na regulação. Segundo essa abordagem, baseada na Teoria dos Custos de Transação, existem custos não desprezíveis, tanto na elaboração de um contrato, como na execução do mesmo<sup>19</sup>. Quanto mais longo é o prazo de um contrato, maiores são as dificuldades em prever todas as contingências na sua assinatura (*ex-ante*). Como consequência disso, os

---

<sup>14</sup> Sappington e Stiglitz (1986 apud BERG; Tschirhart, 1988 p.311)

<sup>15</sup> Pode ser de dois tipos: 1) risco moral e 2) seleção adversa. A primeira se refere às ações que as empresas tomam e que afetam o custo e a qualidade dos produtos. A segunda ocorre quando a firma tem mais informações que o regulador sobre variáveis como tecnologia e curva de demanda (LAFFONT; TIROLE, 1993).

<sup>16</sup> Regulação pelo custo do serviço.

<sup>17</sup> Laffont e Tirole (1993)

<sup>18</sup> No item 2.3 deste capítulo serão descritos alguns desses mecanismos.

<sup>19</sup> Williamson, O E. (1985, cap.1)

contratos são firmados propositadamente de modo incompleto, deixando para o período de sua execução a solução dos problemas imprevistos que vierem a ocorrer. Tal fato coloca importância especial na governança do contrato, ou seja, no modo como as partes se relacionarão a fim de resolver esses problemas e promover os ajustes que se fizerem necessários.

Apesar de reduzir os custos na fase de elaboração, os contratos incompletos acabam por gerar um potencial de custos *ex-post* maiores devido à possibilidade de comportamento estratégico das partes, o que reforça ainda mais o papel da governança contratual no sentido de inibir esses comportamentos.

A regulação de monopólios naturais encaixa-se perfeitamente neste tipo de análise, já que envolve atividades com investimentos específicos e de longa maturação, sujeitos a um relacionamento do tipo agente-principal, ou seja, com assimetria de informações. Dentro dessa visão, o regulador pode ser visto como um guardião de contratos de longo-prazo entre fornecedores e consumidores, com o objetivo de administrar as complexidades advindas desse tipo de relação (GOLDBERG, 1976).

Percebe-se, portanto, que a revisão teórica da regulação ocorrida a partir da década de setenta procura adicionar à análise convencional as restrições e limitações reais, bem como apontar as imperfeições dessa atividade. No entanto, como concluem Berg e Tschirhart (1988, p.321):

Nenhuma teoria de comportamento regulatório tem sido capaz de, sozinha, explicar totalmente as motivações e os impactos da regulação. Esse fenômeno é muito complexo para que possa ser caracterizado por um conjunto de equações. Além disso, as teorias existentes não são mutuamente excludentes.

Ademais, os inúmeros estudos empíricos realizados não são conclusivos no sentido de confirmar, ou não, as hipóteses de que a regulação favorece um ou outro grupo de interesse. Entretanto, é irrefutável a influência dessas discussões na prática regulatória em diversos países, nos últimos vinte anos. A tendência à “desregulação” das reformas econômicas iniciadas nos anos oitenta levou à adaptação da regulação de monopólios

naturais à nova situação, exigindo inovações e tornando a atividade mais complexa e sofisticada<sup>20</sup>.

## 2.2 - A Nova Economia Institucional e a Regulação de Monopólios Naturais

A Nova Economia Institucional (NEI), desenvolvida na década de setenta, constitui-se em uma vertente de estudos da Organização Industrial que, assim como outras, preocupa-se em examinar o grau de eficiência das estruturas de mercado<sup>21</sup>. Apesar de ter como antecedente teórico o institucionalismo da década de trinta<sup>22</sup>, diferentemente deste, o novo institucionalismo não se coloca como um referencial substituto à análise tradicional da firma e do mercado<sup>23</sup>, mas complementar.

Assim como na microteoria neoclássica, as abordagens da NEI adotam o individualismo metodológico. No entanto, a constatação, a partir da década de sessenta, de que as falhas de mercado e as estruturas não competitivas são explicadas, em grande parte, pelos custos de transação, trouxeram o foco da análise para estes últimos, em detrimento do foco tradicional nas economias de escala e nas indivisibilidades tecnológicas (WILLIAMSON, 1985).

A idéia central que deu origem a esse novo enfoque foi introduzida já na década de trinta por Ronald Coase<sup>24</sup> e parte da análise da natureza da firma, na qual, diferentemente da análise convencional, a firma não é somente uma função de produção, mas uma estrutura de governança. Esta atua no sentido de economizar custos de transação provenientes de comportamentos oportunistas e da racionalidade limitada dos agentes. Ou seja, os problemas de contratação *ex-ante* e *ex-post* definem a alternativa mais eficiente de organização econômica dentre os extremos que são o mercado e uma organização

---

<sup>20</sup> Ver Vogel (1996 apud FIANI, 2001, p.77)

<sup>21</sup> Ver Vinhaes (2003, p.14) para um resumo das várias vertentes da Organização Industrial.

<sup>22</sup> Coase (1937 apud WILLIAMSON, 1985, p.3), Commons (1934 apud WILLIAMSON, 1985, p.3) e Hayek (1945 apud WILLIAMSON, 1985, p.8)

<sup>23</sup> Segundo Oliver Williamson, um dos precursores da abordagem neo-institucionalista, a microeconomia tradicional, ou economia neoclássica, falha no tratamento de determinados fenômenos microeconômicos importantes pelo fato de ser muito abstrata e formal.

<sup>24</sup> Coase, R. "The Nature of the Firm", 1937

hierárquica centralizada (firma verticalizada), sendo que, de um extremo a outro, perde-se em incentivos e se ganha em controles administrativos.

Nesse contexto, as instituições e estruturas de governança são as regras do jogo (NORTH, 1990) e têm grande importância na criação de um ambiente favorável às soluções necessárias para os casos de contratações complexas, onde há mais incerteza. Sendo assim, elas têm capacidade de coerção e devem ser desenhadas de modo a reduzir incerteza e gerar um ganho de coordenação por meio do estabelecimento de estruturas consistentes, ou seja, capazes de realizar os ajustes necessários ao longo do tempo de forma não conflitiva.

Como visto no item anterior, a Teoria dos Incentivos e a Teoria dos Custos de Transação constituem a base da NEI e, portanto, a visão institucionalista da regulação incorpora os principais conceitos dessas duas teorias, quais sejam, a assimetria de informações (seleção adversa e risco moral) e a governança dos contratos (incompletude contratual, oportunismo e racionalidade limitada).

Vale ressaltar, que, diferentemente da Teoria dos Incentivos, onde o que importa são as questões relativas aos direitos de propriedade e aos alinhamentos de incentivos *ex-ante*, a Teoria dos Custos de Transação assume que a racionalidade limitada dos agentes impede que sejam antecipadas todas as barganhas no momento de assinatura do contrato. Em função disso, os contratos são deixados incompletos, o que torna as instituições de suporte à fase *ex-post* o foco das preocupações. Nessa etapa, a atuação dessas instituições deve se pautar pela definição de regras e mecanismos que reduzam incerteza proveniente de incompletude contratual e comportamentos oportunistas. Para tanto, o objetivo não é somente resolver os conflitos que vão surgindo, mas tentar antecipar as contingências através da definição de uma estrutura de governança que as elimine ou pelo menos as atenuem (WILLIAMSON, 1985).

A aplicação dessa abordagem para o caso específico de atividades que se constituem em monopólios naturais<sup>25</sup>, leva à visão de que a regulação desses setores constitui-se em importante alternativa de estrutura de governança que, como tal, deve atuar na redução das incertezas causadoras de ineficiências econômicas.

Esta visão parte do princípio de que os monopólios naturais existem não por causa dos custos decrescentes, mas pela natureza do produto e do setor, os quais requerem que uma relação de longo-prazo entre produtores e consumidores seja preferível, bem como da dificuldade de determinar *ex-ante* os termos específicos dessa relação. Em razão das características específicas desses setores, a relação contratual de longo-prazo será a mais eficiente, sejam eles regulados ou não (GOLDBERG, 1976).

A regulação, ao reduzir risco, pode ser vantajosa, apesar de atuar em detrimento da flexibilidade, quando comparada a uma alternativa de mercado. Nos monopólios naturais esta vantagem é ainda mais clara, pois em geral são setores capital-intensivos, com ativos específicos e de longa duração. Nesse caso, a agência reguladora e a firma regulada se associam por um período futuro longo em que passarão por uma série de negociações, onde os erros podem ser corrigidos entre uma negociação e outra (WILLIAMSON, 1976).

Pensando assim, a atividade regulatória, grosso modo, consiste em garantir uma taxa de retorno em troca de conseguir reduzir custos com adaptações a contingências, sendo estes variáveis de acordo com o grau de incerteza e da evolução tecnológica da indústria. Quanto mais complexo o setor, maiores serão os custos de adaptações *ex-post* e, portanto, maior é o ganho líquido que se obtém em regular o mercado. Esse ganho pode ser mensurado comparando-se a economia dos custos de transação proporcionada pela regulação com a perda de flexibilidade em garantir uma taxa de retorno para a firma (WILLIAMSON, 1976).

---

<sup>25</sup> Esse é o caso da atividade de distribuição de energia elétrica, à qual se relaciona o objeto de estudo dessa dissertação.

A fim de reduzir os custos de transação e melhorar os benefícios da regulação, a literatura aponta alguns mecanismos. Um deles consiste na definição de comprometimentos que restrinjam a liberdade de ação futura existente em contratos incompletos, como é o caso dos contratos de concessão de monopólios naturais. Tal mecanismo, obviamente, reduz a flexibilidade do contrato, no entanto, pode contribuir para minimizar incertezas nos casos em que há sérios problemas de credibilidade entre as partes (WILLIAMSON, 1985).

Segundo Dixt (1996), para agregar credibilidade os comprometimentos precisam ser críveis, o que, por sua vez, exige que sejam: (1) claros e observáveis por todos *ex-ante*; e (2) irreversíveis *ex-post*. Podem se referir a uma contingência específica prevista na assinatura do contrato, como pode ser uma regra geral relativa a contingências imprevisíveis.

A aplicação do conceito de credibilidade na regulação, como forma de reduzir incertezas e custos de transação, é proveniente dos estudos sobre credibilidade em políticas macroeconômicas<sup>26</sup>. Aplicando-se para a regulação setorial, a idéia central é a de que a utilização de regras na condução das políticas regulatórias reduz a possibilidade de inconsistência intertemporal das intervenções, o que muitas vezes leva à má reputação do regulador. Esta última, por sua vez, atinge negativamente a credibilidade das políticas, levando os agentes a tomar atitudes preventivas, como o sub-investimento, o que acaba por prejudicar a eficiência do setor.

Alguns autores apontam também a coerência das decisões tomadas pelo regulador como fundamental para reforçar sua credibilidade<sup>27</sup>. A sinalização clara de uma diretriz de atuação, ou seja, a construção de uma doutrina regulatória, reforça a credibilidade na capacidade do regulador em arbitrar conflitos, aumentando a eficácia das políticas adotadas. A reputação do regulador, e do sistema como um todo, deve ser

---

<sup>26</sup> Kydland e Prescott (1977 apud DIXT, 1996), realizaram importante estudo sobre o problema da credibilidade da política monetária.

<sup>27</sup> Pinto Jr. H. Q. e Pires M. C. P. “Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios” fev/2000, ANP.

constantemente sustentada a fim de atingir estabilidade, o que leva tempo. No entanto, uma ou duas decisões erradas podem jogar todo esforço por terra (STERN; HOLDER, 1999).

Além da coerência e da consistência intertemporal, a transparência com que são executados os processos regulatórios, bem como a clareza das regras escolhidas, também podem contribuir sobremaneira para a credibilidade da agência. Stern e Holder (1999) citam uma série de razões para que as intervenções e os processos regulatórios se dêem de forma transparente:

- Reduz a possibilidade de injustiça e de incompetência;
- Contribui para que os grupos de interesse entendam as razões pelas quais os reguladores tomaram determinadas decisões e tenham maior segurança em questioná-las;
- Ajuda a estimular a participação dos agentes; e
- Aumenta a previsibilidade das políticas, pois mudanças de enfoque dos reguladores são mais fáceis de detectar.

Ainda sobre a atuação do regulador na redução de custos de transação, em importante estudo comparativo sobre o setor de telecomunicações em cinco países, Levy e Spiler (1993) propõem a análise da herança institucional<sup>28</sup> a fim de estabelecer o desenho regulatório apropriado a um país. Este depende da capacidade institucional de administrar o *trade off* entre comprometimento com regras estáveis, de um lado, e flexibilidade de adaptação a contingências, de outro.

Isto significa que, se o arcabouço institucional existente não for suficiente para tornar críveis os comprometimentos assumidos e evitar, assim, a ação administrativa arbitrária,

---

<sup>28</sup> A herança institucional compreende, tanto as normas explícitas (legislativo, executivo e judiciário), como as normas informais de um país, que são seus padrões históricos, políticos, culturais e conflitos sociais.



o desenho regulatório deve minimizar este problema, compondo-se de regras mais específicas. Esse tipo de estratégia, no entanto, se dá em detrimento da escolha de esquemas mais flexíveis e, conseqüentemente, mais eficientes, os quais seriam preferíveis, principalmente em se tratando de setores dinâmicos.

Segundo referido estudo, os países que possuem esquemas regulatórios mais flexíveis são aqueles que, mesmo sem apresentar restrições legais explícitas ao comportamento arbitrário do poder governamental<sup>29</sup>, possuem normas informais e processos institucionais de argumentação e formação de consenso que limitam tal comportamento.

North (1990)<sup>30</sup> caracteriza a herança institucional de um país como sendo composta de cinco atributos:

- 1) Instituições executivas e legislativas: mecanismos de eleição dos seus membros; mecanismos de elaboração e implementação das leis e regulamentos; relacionamento entre os braços legislativos e executivos;
- 2) Instituições judiciárias: mecanismos de indicação de juizes; mecanismos de determinação da estrutura interna do judiciário; imparcialidade na resolução de conflitos entre entes privados e entre estes últimos e o governo;
- 3) As normas e os costumes informais de comportamento geralmente aceitos pelos indivíduos para restringir o comportamento individual e institucional;
- 4) O modo de contenção de interesses sociais na sociedade (balanço de forças e importância ideológica); e
- 5) A capacitação administrativa do país e de suas instituições.

Para Levy e Spiller (1993), mesmo que um país possua instituições capazes de desenvolver mecanismos específicos para melhorar a credibilidade dos

---

<sup>29</sup> Essas restrições podem se dar por meio da definição de regras mais específicas, limitações na possibilidade de mudanças nas regras e um poder judiciário forte para fazer cumprir as regras.

<sup>30</sup> (Apud STERN; Holder, 1999, p.41)

comprometimentos, a possibilidade de adotar esquemas complexos de regulação, os quais são difíceis de entender e implementar, depende ainda da capacitação técnica administrativa existente para evitar excessivas disputas.

Concluindo, o desenho básico da regulação, que constitui os mecanismos de resolução de conflitos e de restrição a comportamentos arbitrários, deve ser adequado ao arcabouço institucional herdado pelo país. Além disso, a escolha do detalhamento do desenho regulatório, o qual envolve as regras de preços e os mecanismos de incentivos, depende, não só do desenho básico e do arcabouço institucional, como também da capacitação técnico-administrativa existente, sob pena de um mau desempenho da regulação e do setor. Berg (2000) menciona, ainda, o grau de maturidade em que o sistema regulatório se encontra, como restrição importante ao desempenho das políticas de regulação.<sup>31</sup>

Em resumo, a abordagem da nova economia institucional incorpora as diversas limitações reais da regulação na análise do comportamento do regulador e da escolha regulatória. Como visto, a fim de combater as principais imperfeições regulatórias decorrentes de assimetria informacional e de incompletude contratual, essa abordagem indica que as intervenções do órgão regulador devem se pautar pela transparência, pela coerência e consistência intertemporal, bem como pela adequação ao arcabouço institucional e o desenho básico existente. Tais atributos são necessários à credibilidade das políticas e à redução da incerteza do setor.

### **2.3 - Detalhamento de Desenho Regulatório**

O item anterior apresentou, em linhas gerais, o modo como a nova economia institucional analisa o comportamento e as escolhas do regulador. Neste item pretende-se discutir, à luz dessa abordagem, como deve ser a definição do detalhamento do desenho regulatório, no qual se insere a regra de revisão de preços na regulação da distribuição de energia elétrica, que é o objeto de estudo desta dissertação.

---

<sup>31</sup> Este aspecto será mais bem explicado no capítulo quatro.

Como visto anteriormente, a abordagem institucionalista incorpora os problemas de agência e de governança contratual na atuação regulatória e, portanto, na definição do detalhamento da regulação.

No que diz respeito ao problema de agência, o detalhamento da regulação deve levar em conta os problemas decorrentes de assimetria de informação (seleção adversa e risco moral) existentes numa relação do tipo agente-principal, como é a relação entre regulado e regulador na concessão de monopólios naturais. Isto significa que qualquer intervenção ou escolha regulatória acaba por estabelecer um sistema de incentivos de algum tipo (bom, ruim, forte ou fraco) por meio de recompensas e penalidades, na tentativa de levar a firma regulada a atingir os objetivos desejados pelo regulador<sup>32</sup>.

Em função da assimetria de informações, torna-se menos custoso e, portanto, mais eficiente permitir algum nível de discricionariedade para a firma regulada, a qual poderá usá-la de modo a aumentar sua eficiência e, conseqüentemente, seu retorno. Ou seja, ao incentivar a firma a reduzir custo, a regulação acaba por permitir uma maior extração de renda pela firma. Tais ações são desejáveis do ponto de vista do bem estar geral, no entanto, cabe à política regulatória definir os mecanismos para a extração de parte desta renda extraordinária apropriada pelo regulado, melhorando a eficiência distributiva.

O detalhamento regulatório tem, portanto, dois objetivos principais conflitantes: reduzir custo e extrair renda da firma. Estes dois objetivos são representados pelos seguintes mecanismos extremos de regulação de preços<sup>33</sup>:

- a) Preço fixo: possui alto poder de incentivo, pois todo o esforço de redução de custo será apropriado pela firma. Por outro lado, uma redução exógena de custos não permite a extração de renda.
- b) *Cost plus*: não oferece incentivo, já que o preço reembolsa todo o custo do serviço, no entanto é ideal para extração de renda.

---

<sup>32</sup> Berg e Tschirhart (1988)

<sup>33</sup> Laffont e Tirole (1993)

A regulação por incentivos atua no intervalo entre esses dois extremos, administrando o *trade-off* entre provisão de incentivo e extração de renda. Seguem-se, abaixo, os mecanismos de incentivos mais comumente usados na regulação de monopólios naturais de serviços públicos<sup>34</sup>:

#### 1. Preço-teto (*price cap*)<sup>35</sup>

É o mecanismo de regulação por incentivos mais utilizado atualmente. Consiste no estabelecimento de limites máximos (*caps*) para a cesta média de tarifas, estando a concessionária livre para fixar seus preços abaixo deste limite.

Os esquemas de reajustes destes preços teto variam desde o mais simples, no qual permanecem fixos em termos reais por toda a duração do contrato (*rate freeze* ou *rate moratória*), até fórmulas mais complexas que podem ser generalizadas de acordo com a expressão abaixo:

$$DPC = P - X +/- Z$$

Onde: DPC = reajuste do *price cap*;  
 P = índice de inflação;  
 X = fator de produtividade;  
 Z = variação de custos não gerenciáveis

O índice de inflação P pode ser, tanto um índice geral de preços da economia, como um índice de preços de insumos do setor, dependendo do estilo de *price cap* adotado. Nos EUA prevalece a escolha por índices setoriais que guardam uma relação mais próxima com a tradição do país de regulação pelo custo do serviço, bem como com a opção mais comum de cálculo do Fator X, por meio do método da Produtividade Total dos Fatores (PTF), o qual analisa a produtividade histórica da indústria. Já no estilo britânico de

<sup>34</sup> Ver Vogelsang (2002) e Lowry e Kaufmann (2002) para a descrição e análise dos mecanismos de incentivo mais utilizados.

<sup>35</sup> Existe uma variação nesse mecanismo, denominada de receita-teto (*revenue cap*), a qual estabelece limites para a receita e inclui um fator Y na fórmula referente ao crescimento da oferta do serviço prestado.

*price cap*, bem como em vários países que adotaram esse tipo de regulação concomitantemente ao processo de privatização, é mais comum a utilização de índices do tipo macroeconômicos. Isto porque nesses casos o fator X é calculado por métodos prospectivos, de modo a tentar capturar os ganhos de eficiência esperados com a privatização, em relação à média geral da economia.

Vogelsang (2002) remete o sucesso da aplicação desse mecanismo ao fato de ser estável, por embutir mecanismos de ajustes na sua fórmula, e poder combinar incentivo à redução de custos com a flexibilidade de rebalanceamento da estrutura de preços. Além disso, considera um mecanismo viável no longo prazo pois, em períodos fixos que variam geralmente entre três e cinco anos, são realizadas revisões tarifárias e recalculado o fator X de modo a restabelecer o equilíbrio da concessão que por ventura tenha sido afetado em decorrência de contingências não previstas, mudanças produtivas, tecnológicas ou estruturais na economia.

É importante notar neste regime que os mecanismos de ajustes das tarifas máximas dependem mais de fatores externos do que nos esquemas tradicionais de regulação pela taxa de retorno, onde há uma relação mais direta entre preço e custo efetivo do serviço prestado<sup>36</sup> e, conseqüentemente, uma maior vulnerabilidade a ineficiências e sobreinvestimento (efeito “Averch-Johnson”).

Apesar disso, pode ser considerado um mecanismo com riscos maiores, justamente por não poder acompanhar tão de perto a evolução dos custos efetivos da empresa. A adoção do fator Z, que repassa mais freqüentemente alguns custos que a empresa não pode gerenciar, ameniza essa desvantagem, sem, no entanto, eliminá-la totalmente, o que pode se refletir em um aumento no custo de capital das empresas, anulando parte dos ganhos de eficiência.

---

<sup>36</sup> Nos últimos anos algumas inovações foram introduzidas na regulação pelo custo do serviço a fim de elevar o poder de incentivo e a eficácia deste tipo de regulação. É o caso da adoção de intervalos regulatórios fixos para revisão tarifária, utilização de índices de preços no lugar da variação de preços dos insumos, cálculo da taxa de retorno de acordo com os parâmetros de uma empresa eficiente etc.

Outra desvantagem do mecanismo de preço-teto, comumente apontada na literatura, reside na dificuldade de controlar a qualidade do serviço prestado, dado que a concessionária está fortemente incentivada a reduzir custos. Nesse caso, uma maior preocupação e disponibilidade de recursos para monitorar a qualidade são necessários, em detrimento da eficiência regulatória.

## 2. Regulação por comparação

O princípio básico desse tipo de regulação consiste em estabelecer os preços de uma empresa de acordo com o desempenho de suas pares no mercado. Esse é medido através de indicadores (*benchmarks*) de outras firmas que atuam no mesmo tipo de atividade.

Tem sido usado com sucesso nos casos em que não há disponibilidade de dados sobre os custos efetivos das empresas, bem como em combinação com outros tipos de regulação, a fim de reduzir a dependência com relação às informações de custo fornecidas pelas empresas. Neste sentido, um exemplo seria utilizar os *benchmarks* para calcular o Fator X ou até para construir um índice setorial de reajuste para os preços-teto<sup>37</sup>.

Esquemas de regulação por comparação são considerados de forte poder de incentivo e, conseqüentemente, agregam maiores riscos no caso de regulação de monopólios naturais. Isto porque, em geral, estes últimos são concessões locais que podem distanciar-se muito do *benchmark* em função de fatores como geologia, clima, densidade populacional, renda, impostos e outros.

Para amenizar esse problema, uma solução utilizada de forma precursora no setor de distribuição de eletricidade do Chile, é a construção de uma firma eficiente hipotética (empresa de referência) a partir de modelos de engenharia que consideram as melhores práticas e tecnologias adaptadas às condições de mercado da concessionária. Por ser um método, cujos resultados são muito sensíveis à especificação desses modelos, requerem investimentos em estudos e dependem de algum julgamento do regulador para sua implementação. Em função disso, a credibilidade do processo de construção da firma

---

<sup>37</sup> Ver Farrell and Mitchell (1998 e 1999 apud VOGELSANG, 2002), para outros exemplos.

ideal depende da qualidade técnica do regulador e da transparência de seus principais coeficientes técnicos (ANUATTI NETO, PELIN e PEANO, 2004).

### 3. Compartilhamento de lucros

A regulação por compartilhamento de lucros consiste em permitir a repartição direta com o consumidor das variações de lucro da empresa. É um dos mecanismos de incentivo mais antigo que se tem notícia, tendo sido praticado na Inglaterra já no século dezenove e nas empresas de energia elétrica dos EUA durante a primeira metade do século passado (VOGELSANG, 2002). Apresenta muitas variações na maneira como o desempenho é compartilhado, podendo se dar por meio de ressarcimentos *ex-post* ao desempenho medido, como através de ajustes nas tarifas no início de um período regulatório. Estes últimos apresentam maior poder de incentivo e maior risco para as empresas.

Lowry e Kaufmann (2002) analisam três mecanismos de regulação por incentivos que utilizam esse tipo de abordagem na regra tarifária:

- a) *Stretch factor*: percentual acima da produtividade esperada para o período, adicionado ao Fator X nos regimes de preço-teto. Em geral varia de 0,5% a 1% e pode aparecer destacado do Fator X propriamente dito, com a denominação de “dividendo do consumidor”, ou simplesmente implícito no Fator X.
- b) Ajuste inicial: reduz a tarifa já no ano base do período tarifário, independentemente do desempenho futuro da empresa. Assemelha-se ao *stretch factor*, com a diferença que beneficia o consumidor de uma vez, no início do período regulatório.
- c) Mecanismos de compartilhamento de ganhos: ajustam as tarifas quando a taxa de retorno permanece dentro de um determinado intervalo durante um período histórico recente. Normalmente utiliza-se como medida o ROE (retorno sobre o patrimônio) a fim de estabelecer o desempenho da empresa, sendo que o percentual de partilha varia de acordo com a distância em relação ao intervalo proposto. Podem ser

progressivos (o percentual de benefício ao consumidor cai com o aumento com a taxa de retorno) com ou regressivos (percentual do consumidor cresce com os aumentos do ROE).

Os mecanismos de compartilhamento de lucros são considerados bons em termos de eficiência e justiça, no entanto enfrentam problemas administrativos sérios decorrentes da dificuldade de mensuração e monitoramento periódico dos ganhos da empresa. Esses problemas podem se agravar nos casos em que nem todas as atividades são reguladas, bem como quando há muitas transações entre empresas afiliadas.

Cada um dos sistemas de regulação por incentivos descritos acima apresenta uma série de possibilidades de variações em seus mecanismos, além de combinações entre eles. A adoção de um determinado esquema pode afetar sobremaneira a eficiência e o desempenho das empresas de serviço público reguladas. Com que critérios, então, pode ser feita a escolha dos mecanismos, entre os inúmeros possíveis, para o detalhamento do desenho regulatório?

Gómez-Lobo e Vargas (2002) apontam quatro objetivos a serem considerados na fixação de tarifas em um monopólio natural:

- i) prover um sinal de preços adequado ao uso racional do produto;
- ii) garantir a condição de autofinanciamento da empresa através de um retorno normal, protegendo os consumidores de tarifas excessivas
- iii) gerar incentivos adequados para que a empresa seja operada de forma eficaz em termos de custos e de investimentos; e
- iv) dar garantias aos operadores de que o regulador não atuará de forma oportunista, reduzindo as tarifas depois que os investimentos tenham sido realizados.

Como visto anteriormente, um enfoque analítico que leva em conta as limitações decorrentes de restrições informacionais existentes na regulação considera eficientes os



desenhos que melhor lidam com a assimetria informacional. Como resultado, as alternativas que apresentam mecanismos de incentivo do tipo RPI –X (preços-teto) e *benchmark* são claramente superiores àquelas que guardam uma relação mais direta com o custo do serviço observado ou fornecido pela empresa<sup>38</sup>. Ou seja, na abordagem cujo enfoque são as restrições informacionais, os detalhamentos regulatórios baseados nesses dois esquemas são a opção mais eficiente para a regulação de preços em monopólios naturais.

Ainda dentro da abordagem institucional, se considerarmos que as limitações derivadas de restrições transacionais e da governança do processo de regulação também são importantes, a análise da escolha do detalhamento do desenho regulatório torna-se mais abrangente. Seu objetivo passa a ser o de reforçar os compromissos assumidos pelas partes envolvidas e reduzir a incerteza derivada das incompletudes presentes, tanto no contrato implícito existente na relação regulador-regulado, como no contrato entre regulado e poder concedente (GOLDBERG, 1976).

A Figura 1 a seguir ilustra os dois tipos de abordagem do problema:

<b><u>RESTRICÇÕES INFORMACIONAIS</u></b>	<b><u>RESTRICÇÕES TRANSACIONAIS</u></b>
<p>Mecanismos de incentivo mais eficientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• RPI-X</li> <li>• Benchmark</li> </ul>	<p>Mecanismos que reforcem os compromissos e reduzam incerteza:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Devem considerar a Herança Institucional e serem Transparentes, Coerentes e Consistentes</li> </ul>

**Figura 1 – Detalhamento do Desenho Regulatório**

Fonte: Elaboração Própria

<sup>38</sup> Beesley e Littlechild (1989) apontam as seguintes vantagens do sistema RPI-X sobre a regulação pela taxa de retorno: intervalo regulatório exógeno, baseia-se no desempenho futuro dos custos e da demanda (*forward-looking*), mais graus de liberdade para ajustes, permite maior discricionariedade do regulador.

Em estudo mencionado no item anterior, Levy e Spiler (1993) propõem um enfoque analítico para o setor de telecomunicações que considere as restrições transacionais. Com base na experiência de cinco países, o estudo conclui que a herança institucional e o desenho regulatório básico possível determinam qual o detalhamento regulatório viável para um setor.

Isto implica em que, dadas as restrições impostas por estas duas dimensões e que são específicas em cada país, os mecanismos de detalhamento de desenho regulatório não possam ser prontamente transferidos de um ambiente institucional para outro, ou seja, nem sempre é viável adotar a solução mais eficiente em termos da atividade regulatória. Como visto no item anterior esta abordagem mais abrangente tem uma maior preocupação em adequar o detalhamento do desenho regulatório ao arcabouço institucional e ao desenho básico possível. Se esta adequação for pobre há riscos de inconsistência intertemporal das regras adotadas, o que levará à perda de credibilidade na regulação.

Na prática, isto significa que, apesar de um esquema com base na regulação pela taxa de retorno ser menos eficiente, pode ser o mais indicado em alguns casos por oferecer menor risco de expropriação. Este aspecto é importante em países que não possuem instituições que permitam um desenho básico capaz de inibir decisões arbitrárias.

Países com uma herança institucional mais forte e que não necessitam de regras específicas para tornar os comprometimentos críveis podem usar regras como o RPI-X do tipo inglês, combinado com *benchmark*, sem revisões periódicas e com fator X a ser fixado pelo órgão regulador conforme monitoramento dos custos e da qualidade do serviço. Ou seja, este tipo de arcabouço institucional permite desenho básico flexível e o detalhamento mais eficiente possível.

Entre esses dois extremos analíticos estão os países que possuem instituições capazes de dar suporte aos comprometimentos, mas não podem ter um desenho básico tão flexível e portanto precisam adotar regras mais específicas. Essas reduzem a possibilidade de

discricionabilidade do regulador, porém restringem a possibilidade de esquemas de detalhamento mais eficientes.

Nesse sentido, dependendo das restrições de desenho básico, faz-se necessária a utilização de mecanismos complementares aos esquemas puros de preço-teto e de taxa de retorno, a fim de produzir regras mais críveis. Esses mecanismos podem ser: intervalos regulatórios fixos, revisões periódicas, regra clara de cálculo da taxa de retorno, repasses automáticos ou periódicos de custos não gerenciáveis, reajustes anuais com índices de preços, etc.

Ao introduzir esses mecanismos complementares, no entanto, a regulação torna-se mais complexa e consumidora de recursos. Em função disso, Levy e Spiler (1993) apontam a intensidade da demanda administrativa como um outro item importante a ser observado na escolha do esquema regulatório. Para tanto, deve-se observar dois aspectos: a) quanto trabalhoso, consumidor de tempo e controverso e b) quanto difícil de entender e implementar apropriadamente. Quanto maior a demanda administrativa, maior a necessidade de capacitação de pessoal técnico e administrativo do órgão regulador a fim de minimizar futuros riscos de credibilidade regulatória.

De acordo com esse critério a regulação por comparação, usando empresa de referência pode demandar muitos recursos já que o regulador deve simular os custos e ativos da firma eficiente, adaptar essa simulação periodicamente às mudanças nas melhores práticas tecnológicas, estimar a taxa de retorno competitiva e calcular as tarifas. Além disso, como dito anteriormente, essa sistemática exige um bom nível técnico do regulador a fim de resolver possíveis controvérsias acerca dos índices adotados no modelo de construção da empresa de referência.

Também considerada de grande demanda administrativa é a regulação tradicional pela taxa de retorno. Isto porque o regulador deve monitorar as receitas, custos e ativos da empresa anualmente a fim de verificar se a taxa de retorno está de acordo com o estabelecido. É muito comum haver discussão em relação à soma de ativos a serem

incluídos na base de remuneração e nos custos prudentes. Uma maneira de reduzir a demanda administrativa é a introdução de intervalos fixos maiores entre as revisões.

Em resumo, se o ambiente institucional não favorece a adoção de uma regra do tipo RPI-X, a qual exige comprometimento, mas é mais simples e de menor intensidade administrativa, e se, além disso, não houver capacitação técnica ou experiência regulatória adequada, é preferível escolher um regime de regulação pela taxa de retorno nos moldes tradicionais do que com elementos de *benchmark*.

A Figura 2 abaixo esquematiza as idéias concluídas a partir do referencial teórico estudado e que será aplicado nos próximos capítulos a fim de cumprir os objetivos desse trabalho.

Arcabouço Institucional	Desenho Básico	Detalhamento
FRACO	RESTRITO	<i>REGULAÇÃO PELA TAXA DE RETORNO</i>
		MECANISMOS PARA MELHORAR CREDIBILIDADE
FORTE	FLEXÍVEL	<i>RPI-X BENCHMARK</i>

**Figura 2 – Conclusão Teórica**

Fonte: Elaboração Própria

## 2.4 - Considerações Finais

A revisão teórica apresentada neste capítulo acerca do comportamento do regulador, bem como da escolha do desenho e do detalhamento regulatório sob a ótica da Nova Economia Institucional aponta as seguintes conclusões para a análise do objeto de estudo desta dissertação:

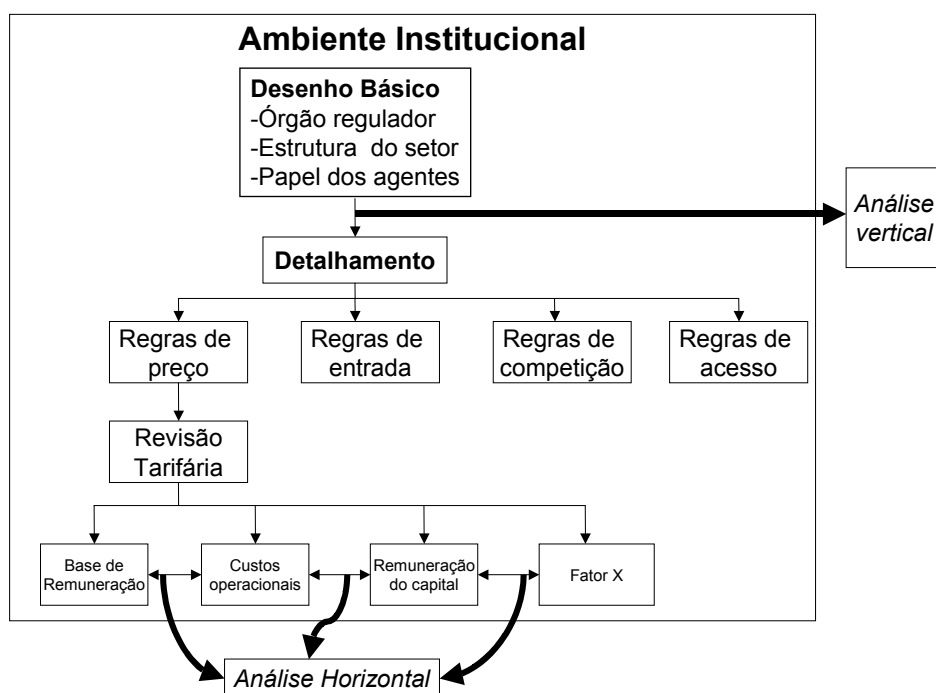
- As intervenções regulatórias objetivam reduzir a incerteza decorrente da possibilidade de oportunismos, racionalidade limitada e especificidade de ativos presentes na regulação de monopólios naturais.
- Para tanto as intervenções do órgão regulador devem se pautar pela transparência, pela coerência e consistência intertemporal, bem como pela adequação ao arcabouço institucional e o desenho básico existente. Tais atributos são necessários à credibilidade das políticas e à redução da incerteza do setor.
- A escolha do desenho regulatório é importante para o desempenho e eficiência das empresas prestadoras de serviço público.
- Eficiência importa na escolha, já que alguns esquemas, como preço-teto e *benchmark*, são mais eficientes que os outros.
- A herança institucional e a flexibilidade do desenho básico, além da capacidade técnica para lidar com sistemas regulatórios complexos, também são importantes e podem restringir a escolha do detalhamento do desenho regulatório a esquemas menos eficientes.
- Não há o melhor esquema regulatório para todos os países, dado que cada mecanismo não se adapta a qualquer ambiente institucional.

O sistema mais eficiente é aquele que é flexível para lidar com ajustes de modo menos conflitivo possível, dadas as restrições institucionais e de capacitação técnica existentes.

### Capítulo 3 - O Arcabouço Institucional Brasileiro e a Metodologia de Revisão Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica

Da abordagem teórica apresentada no capítulo anterior, concluiu-se que as regras e intervenções tarifárias devem ser coerentes, consistentes, adequadas ao ambiente institucional vigente e que a preocupação com a transparência também adiciona credibilidade na medida que facilita a participação dos agentes no processo.

A partir dessas conclusões, a fim de cumprir os objetivos deste trabalho serão feitos dois tipos de análise da metodologia de revisão tarifária ilustrados na Figura 3 abaixo: *i*) uma denominada vertical, que procura analisar a adequação dos métodos e técnicas adotados nas RTP's ao ambiente institucional, ao desenho básico e à capacitação técnica e administrativa do sistema regulatório; e *ii*) outra denominada horizontal, a qual procura analisar a transparência, a coerência e a consistência dos métodos em si.



**Figura 3 – Análise Vertical X Análise Horizontal**

Fonte: Elaboração Própria

O ambiente institucional permeia toda a regulação do setor, ou seja, tanto o desenho básico, como os itens de detalhamento. No desenho básico estão delineados as características do órgão regulador, a estrutura competitiva do setor e o papel dos agentes. No detalhamento estão os aspectos que fazem a regulação funcionar como definida no desenho básico: são as regras de preço e reajustes, as regras de entrada, de acesso e de competição.

Neste capítulo, em particular, procurar-se-á analisar os métodos de revisão tarifária presentes na regulação de preços do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil sob o ponto de vista de sua adequação ao arcabouço institucional e ao desenho básico regulatório existente, ou seja, a análise denominada neste trabalho como vertical.

Para tanto, no primeiro item a seguir, será apresentado um breve resumo dos principais pontos do marco regulatório do setor no que se refere à regulação de preços, bem como uma análise das limitações impostas por este último e pelo ambiente institucional vigente, para o detalhamento do desenho do setor. Num segundo item será descrita a mecânica das revisões tarifárias que estão sendo realizadas de acordo com a metodologia definida pela ANEEL. Finalmente, no terceiro item será apresentada a análise de adequação da metodologia ao arcabouço institucional e ao desenho básico existente (análise vertical).

### **3.1 - Arcabouço Institucional e Desenho Básico da Regulação no Setor Elétrico Brasileiro**

#### **3.1.1 - Histórico da Reforma do Setor**

O ambiente institucional no qual se insere atualmente o setor elétrico brasileiro vem passando por profundas modificações desde o início da década de 90, quando foram dados os primeiros passos para a sua reestruturação, à semelhança do que vinha ocorrendo em outros países onde o modelo tradicional com monopólios estatais nacionais verticalizados dava sinais claros de esgotamento e de falta de investimentos.

Do ponto de vista da regulação tarifária vigorava, até então, o regime de remuneração garantida e fixada em lei, com base no custo do serviço, e um sistema complexo de subsídios e contas compensatórias de modo a equalizar o preço da energia elétrica em todo o país. Apesar dessa sistemática, os preços reais desse serviço encontravam-se freqüentemente defasados em decorrência dos planos econômicos de estabilização inflacionária da década de 80, os quais interferiam de forma arbitrária nos reajustes das tarifas do setor.

Em março de 1993, foi dado um passo importante para iniciar o desmonte desse sistema com a aprovação da Lei 8.631, a qual extinguiu a remuneração garantida e a equalização tarifária entre as regiões. Com isso, as empresas passaram a fixar seus preços aos consumidores finais, sujeito à homologação do Poder Concedente<sup>39</sup>. O objetivo da lei era o de introduzir uma política tarifária eficiente e estimular a eficiência econômica das concessionárias (PIRES, 1999). O parágrafo 2º do artigo primeiro desta lei estabelece que: “Os níveis de tarifas [...] corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, [...] de modo a garantir a prestação dos serviços adequados”.

A partir dessa mudança foi possível implementar a recuperação e o rebalanceamento tarifário do setor com vistas à privatização das concessionárias de energia, prevista no Programa Nacional de Desestatização (PND)<sup>40</sup>.

Em realidade, as bases para o processo de privatização das empresas de energia foram fornecidas anteriormente pela nova Constituição de 1988, em seus artigos 175 e 176. O primeiro passou ao Poder Público a incumbência de prestar serviços de interesse geral “[...] diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação”, devendo ser regulamentado por lei, incluindo aí a política tarifária. O artigo 176 estabelecia que somente brasileiros ou empresas brasileiras de capital nacional

---

<sup>39</sup> Esta nova sistemática foi alterada em junho de 1995 pelas leis e medidas provisórias do Plano Real, o qual instituiu a desindexação de todos os preços da economia, proibindo reajustes das tarifas em prazo inferior a um ano.

<sup>40</sup> O PND foi criado pela Lei 8.031 de 12/04/1990 e em junho de 1992 foram incluídas as primeiras concessionárias de energia elétrica: a LIGHT e a ESCELSA.



poderiam adquirir as concessões. Esta restrição foi derrubada por meio de emenda constitucional, em 1995, a qual flexibilizou a definição de empresa brasileira.

Com mais este passo, o Congresso permitiu a continuidade do processo de privatização, o qual se deu com a edição de leis infraconstitucionais regulamentando o regime de concessões e definindo o novo desenho básico do setor<sup>41</sup>. São elas, a Lei de Concessões (8.987/95), a Lei de instituição da ANEEL (9.427/96) e a Lei 9.648/98. Esta última definiu a nova configuração geral do setor, como resultado das propostas apresentadas por empresa de consultoria contratada pelo governo<sup>42</sup>.

No que se refere ao detalhamento da política tarifária do segmento de distribuição, pode-se dizer que seu início se deu a partir dos contratos de concessão assinados por ocasião das privatizações da ESCELSA e da LIGHT, ocorridas antes mesmo da criação do órgão regulador. A este, posteriormente, coube a tarefa de complementá-lo, tendo essas restrições contratuais como ponto de partida, além daquelas presentes nas leis citadas acima.

### **3.1.2 - Histórico do Processo de Definição da Metodologia de Revisão Tarifária**

Dentro da nova estrutura, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL foi criada em dezembro de 1996<sup>43</sup>, entre outros objetivos, para regular e fiscalizar as concessões de distribuição de energia elétrica. Compete ao órgão regulador, portanto, efetuar o controle das tarifas de distribuição através da homologação de reajustes e da execução dos processos de revisão tarifária periódica e extraordinária.

---

<sup>41</sup> Apesar das primeiras privatizações do setor elétrico terem ocorrido em 1995 (ESCELSA) e 1996 (LIGHT), o desenho mais consistente e abrangente do setor só tomou forma com a Lei 9648/98, que definiu, dentre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado.

<sup>42</sup> A reforma setorial pretendida tinha as seguintes características básicas: 1) introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; 2) criação de mecanismos de defesa da concorrência nos segmentos competitivos como desverticalização e livre acesso com tarifas não discriminatórias; e 3) desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos com mercado cativo (distribuição e transmissão), que permaneceram como monopólios Pires (1999).

<sup>43</sup> Em realidade sua implementação se deu apenas em 1998, quando foi nomeada a diretoria.

A Lei de Concessões de Serviços Públicos (No 8.987/1995) e os Contratos de Concessão assinados nas privatizações determinaram as diretrizes básicas para o exercício da regulação tarifária do setor, quais sejam, as tarifas estabelecidas na assinatura do contrato são máximas (preços-teto) e devem ser reajustadas anualmente por um índice de inflação, o IGPM (Índice Geral de Preços - Mercado), deduzido de um Fator X.

Pode-se afirmar, portanto, que o desenho básico regulatório do setor é o de um regime de regulação por incentivos. Isto porque não há uma garantia explícita de remuneração dos custos totais e a presença do Fator X induz a um ganho de produtividade mínimo, além do qual a empresa pode se apropriar por certo intervalo de tempo, que varia de três a cinco anos (intervalo regulatório), dependendo do contrato. O marco regulatório prevê, ainda, que ao final desses intervalos sejam feitas revisões tarifárias a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro (EEF) do contrato e de calcular o Fator X que deverá vigorar no período regulatório seguinte.

Apesar de a Lei de Concessões estabelecer que “[...] são cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e revisão das tarifas”, os contratos foram assinados sem que estes últimos estivessem plenamente definidos e mencionam apenas que:

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.<sup>44</sup>

A não explicitação *ex-ante* dos critérios e procedimentos para a Revisão Tarifária Periódica (RTP) das distribuidoras constituiu-se em aspecto relevante de incompletude contratual, gerando incertezas futuras acerca de um compromisso importante presente no marco regulatório do setor, qual seja, o da manutenção do EEF ao longo do período de concessão. Além disso, a RTP deve ser o momento onde se faz a repartição com o consumidor de eventuais rendas excessivas extraídas no intervalo regulatório anterior,

---

<sup>44</sup> Cláusula Sétima dos contratos de concessão

garantindo também a modicidade tarifária. Ou seja, é um mecanismo de ajuste contratual extremamente importante, considerando-se que a atividade em questão envolve grande quantidade de ativos específicos num relacionamento de longo prazo entre as partes e na prestação de um serviço público de relevante sensibilidade social.

Neste contexto, coube à ANEEL, nos anos que se sucederam às privatizações, o desafio de proceder ao detalhamento do desenho regulatório do setor, incluindo a definição de uma metodologia para as RTP's das concessionárias de distribuição. Este processo iniciou-se com a primeira revisão da ESCELSA<sup>45</sup>, em julho de 1998, quando o regulador apresentou para Consulta Pública<sup>46</sup> a discussão de alguns métodos e critérios possíveis de serem adotados na reposição tarifária das concessionárias. Ao final, sem uma conclusão da discussão<sup>47</sup>, foram homologadas em início de agosto as novas tarifas da ESCELSA, bem como o Fator X para os dois anos anteriores à próxima RTP, a qual aconteceria em julho de 2001. Aproximadamente um ano antes, em 11 de setembro de 2000, foi convocada uma nova Audiência Pública<sup>48</sup> com o objetivo de: “Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, que estabelece os conceitos econômicos para reajustes e revisões tarifárias”.

Juntamente com a convocação da audiência foi disponibilizada uma proposta de minuta de resolução para procedimentos da RTP, bem como uma Nota Técnica (NT)<sup>49</sup> apresentando, entre outros, as diretrizes básicas para a discussão dos principais pontos envolvidos na elaboração de uma metodologia:

- a) definição de EEF;
- b) definição de Ano Teste;
- c) valor da Base de Remuneração;

---

<sup>45</sup> Concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Espírito Santo.

<sup>46</sup> “Aviso de Processo de Revisão Tarifária”, ANEEL, 15/07/1998

<sup>47</sup> Não há registro de contribuições recebidas no site da ANEEL, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

<sup>48</sup> “Aviso de Audiência Pública no 007/2000”, ANEEL, 11/09/2000

<sup>49</sup> “Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária”, Nota Técnica no 25/2000, ANEEL, 08/09/2000

- d) cálculo da Taxa de Retorno;
- e) Despesas Operacionais e de Manutenção;
- f) Atividades Extra Concessão; e
- g) Cálculo do Fator X.

Além das várias contribuições espontâneas e de pareceres de especialistas encomendados pelo próprio órgão regulador, foi realizado um seminário com apresentações dos diversos agentes<sup>50</sup>. Como resultado, a segunda RTP da ESCELSA foi homologada em 06 de agosto de 2001, acompanhada de uma NT<sup>51</sup> extensa, a qual definiu a sistemática da revisão e explicitou mais claramente os cálculos realizados, assim como os critérios e métodos adotados para os principais tópicos. Percebe-se, portanto, uma significativa evolução no que tange à transparência do processo entre a primeira e a segunda revisão da concessionária do ES, podendo esta última servir de base para as revisões das demais empresas<sup>52</sup>. Cabe ressaltar, no entanto, que não se conseguiu, ainda, atingir uma coerência entre todos os mecanismos adotados e a própria NT 97/2001 menciona a possibilidade de aprimoramentos para as revisões seguintes.

Dando continuidade ao processo, em fevereiro de 2002, a ANEEL lançou edital de credenciamento<sup>53</sup> a fim de qualificar “[...] empresas de consultoria para suporte aos serviços de revisão tarifária”. Os trabalhos apresentados como resultado deste processo deveriam estabelecer as bases para a definição de um conjunto mais coerente e consistente de métodos a serem aplicados nas revisões que se iniciariam a partir de fevereiro do ano seguinte.

Apesar da evolução na transparência do processo, um item importante como o método de valoração da Base de Remuneração, cujo critério adotado não ficara claro na segunda

---

<sup>50</sup> As apresentações e contribuições coletadas pela AP 007/2000 estão reunidas no site da ANEEL.

<sup>51</sup> Nota Técnica no 97/2001/SER/ANEEL de 08/08/2001

<sup>52</sup> O cronograma dos contratos previa a realização de RTP em 64 empresas distribuidoras entre 2003 e 2006, sendo 17 em 2003 e 27 em 2004.

<sup>53</sup> Edital de credenciamento 001/2002.

revisão da ESCELSA, ainda carecia de uma definição. Em função disso, a ANEEL convocou nova audiência pública em junho de 2002<sup>54</sup>, que resultou na Resolução no 493 de 03/09/2002, a qual estabeleceu um critério geral para a definição deste item. No entanto, o método escolhido, do custo de reposição pelo valor de mercado depreciado, não resolveu de imediato a questão por não ser uma prática comumente adotada pelas empresas, o que levou o regulador a iniciar um processo de credenciamento de empresas especializadas em sua aplicação para as concessionárias.

Além disso, na audiência pública sobre a Base de Remuneração, a ABRADDEE<sup>55</sup> manifestou-se contrariamente ao método proposto pela ANEEL e registrou sua preferência pelo uso do valor econômico mínimo da privatização, gerando acalorado debate com o órgão regulador.

Logo em seguida, outro ponto importante a sofrer aprimoramentos foi o cálculo do Fator X, objeto de audiência pública convocada em outubro de 2002<sup>56</sup>. Naquele momento foi apresentada para discussão uma proposta metodológica para este item, diferente daquela utilizada na segunda revisão da ESCELSA e, apesar das várias contribuições apresentadas, a proposta não foi transformada em resolução.

Foi somente no início de 2003, por ocasião das primeiras revisões tarifárias de várias empresas, que a ANEEL concluiu uma metodologia única, e que continha importantes inovações em relação ao que havia sido discutido e adotado anteriormente<sup>57</sup>. Introduziu-se pela primeira vez na metodologia das RTP's o conceito de Empresa de Referência (ER), que é um mecanismo conhecido de *Benchmark Regulation*, utilizado na regulação de tarifas de serviços públicos em outros países. Este conceito está presente, não só no cálculo dos Custos Operacionais, mas também na apuração do Fator X, do Custo e Estrutura de Capital, e da Base de Remuneração. Para cada distribuidora local foi

---

<sup>54</sup> AP 005/2002, ANEEL

<sup>55</sup> Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica

<sup>56</sup> Aviso de Audiência Pública no 023/2002 e NT no 326/2002/SER/ANEEL

<sup>57</sup> Notas técnicas apresentadas em fevereiro/2003 juntamente com os avisos de audiência pública para discussão das propostas de revisão.

construída uma empresa hipotética eficiente, da qual se extraíram os valores para os principais parâmetros das revisões.

No caso do Fator X, além deste passar a ser apurado com os dados extraídos da ER<sup>58</sup>, a nova metodologia adotou a abordagem do Fluxo de Caixa Descontado para calcular o ganho de produtividade esperado (Xe), diferentemente do que foi proposto na audiência sobre este tópico, bem como do que foi adotado para as revisões da ESCELSA. Foi introduzido, também, um novo componente no Fator X, o Xc, referente à pesquisa de qualidade do serviço, o qual seria apurado anualmente<sup>59</sup> e com base na opinião dos consumidores e não em indicadores de qualidade, como feito nas revisões da ESCELSA.

Outro ponto importante da nova metodologia diz respeito à Base de Remuneração. Como não houve tempo hábil para a conclusão do processo de credenciamento das empresas, da aplicação do método e da validação dos valores apurados para os ativos das distribuidoras, a nota técnica explica que as revisões ocorridas foram processadas com um valor provisório estimado a partir do valor histórico contábil corrigido pelo IGPM até a data da revisão, sendo em algumas empresas aplicado sobre este um percentual de ajuste. A NT menciona ainda a intenção da ANEEL de desenvolver um outro método, o do Valor Novo de Reposição (VNR) de uma rede adaptada e inclui um anexo referente a este item, no qual consta uma explicação geral de como construir esta rede adaptada sem, no entanto, a explicitação desses cálculos.

Como consequência do não cumprimento da Resolução 493 e, portanto, da não disponibilidade do valor definitivo para a BR das empresas, as revisões propostas foram homologadas, após discussão em audiência pública, permanecendo provisórios o valor da BR, do cálculo da parcela B, do reposicionamento tarifário e do percentual do Xe.

Em função disso, as resoluções homologatórias emitidas em abril de 2003 eram preliminares e estabeleciam, entre outros, que:

---

<sup>58</sup> Até então eram os dados efetivos da empresa.

<sup>59</sup> Tal inovação constituiu-se em uma mudança relevante no mecanismo de revisão, já que, até então, o Fator X era estabelecido na RTP e permanecia inalterado até a revisão seguinte. Com o novo componente (Xc), o Fator X passou a ser calculado em cada reajuste anual, podendo ser diferente a cada ano.

1- O Fator X teria um terceiro componente, o Xa, também calculado em cada reajuste tarifário anual, cuja metodologia seria definida futuramente pela ANEEL em audiência pública;

2- O componente Xe do Fator X sofreria um recálculo na revisão tarifária seguinte a fim de considerar a diferença entre os dados de alguns parâmetros previstos e dos efetivamente verificados<sup>60</sup>;

3- Nas empresas em que o percentual de reposicionamento tarifário calculado na revisão resultasse superior ao que seria o reajuste anual, este último seria o teto no momento da revisão, sendo o excedente parcelado e agregado aos reajustes anuais dos próximos dois a três anos.

Alguns meses após a realização do processo de revisão das dez primeiras empresas, a ANEEL divulgou documento<sup>61</sup> com respostas e esclarecimentos gerais da metodologia e de questões específicas relativas às empresas, levantadas nas audiências públicas.

Como ainda existiam dúvidas e pontos pendentes de definição, a ANEEL convocou nova audiência pública, realizada em janeiro de 2004, para discussão de uma NT<sup>62</sup> que procurou consolidar os critérios e métodos de cálculo do Fator X. Além de aprimorar e tornar mais transparentes os cálculos dos componentes Xe e Xc, a ANEEL apresentou nesta NT o método de apuração do componente Xa, até então, inexistente.

Como resultado desse novo processo de consulta pública, no qual vários agentes apresentaram comentários e contribuições<sup>63</sup>, foi emitida a Resolução Normativa No 55, em 05 de abril de 2004, estabelecendo definitivamente a metodologia de cálculo do Fator X nas RTP's.

---

<sup>60</sup> No caso de a diferença entre o mercado de vendas previsto e o realizado ser superior a 2,5%, o recálculo do Xe poderia ocorrer no próprio reajuste anual.

<sup>61</sup> “Respostas e Esclarecimentos da ANEEL às Contribuições e Comentários Recebidos nas Audiências Públicas sobre as Revisões Tarifárias Periódicas”, SRE/ANEEL, 15/09/2003.

<sup>62</sup> “Consolidação da Metodologia de Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica” - AP 43/2003-Nota Técnica No 214-SRE/ANEEL de outubro de 2003.

<sup>63</sup> Ver site da ANEEL com contribuições da AP 43/2003.

Ainda em meados de 2004, após auditoria operacional sobre os processos de RTP em andamento, o Tribunal de Contas da União (TCU) expediu Acórdãos requerendo a alteração das resoluções tarifárias da ANEEL, em função de problemas metodológicos. Apesar de fazer parte da rotina do órgão o pedido de esclarecimentos, houve grande impacto no mercado, pois o TCU recomendava à ANEEL a aplicação dos efeitos dos Juros Sobre Capital Próprio (JCP) no cálculo da remuneração do capital, fato que reduziria os percentuais de reposição tarifária definidos para CEMIG, LIGHT, ELETROPAULO e CERJ. Ao final a ANEEL convenceu o TCU de que a recomendação não procedia e que os efeitos da inclusão dos JCP não seriam aqueles, permanecendo os percentuais sem modificação.

No que tange à Base de Remuneração, mesmo tendo a ANEEL divulgado, em julho de 2003, uma NT<sup>64</sup> com o objetivo de dar maiores esclarecimentos acerca da metodologia do custo de reposição a valor de mercado depreciado (Resolução no. 493), o processo resultou na não validação, por parte da área de fiscalização do órgão regulador, dos valores apurados em várias empresas. Em razão disso, essas empresas ainda não possuem o resultado final da revisão tarifária, mesmo tendo transcorrido mais de um ano do início do processo.

De 2003 até início de 2006, das 64 concessionárias distribuidoras de energia, 63 terão passado pela primeira revisão tarifária<sup>65</sup>, sendo 17 em 2003, 26 em 2004, 16 em 2005 e 4 em 2006.

Percebe-se, portanto, que o desenvolvimento e a implementação da metodologia de revisão tarifária das empresas distribuidoras vêm ocorrendo concomitantemente à realização das primeiras revisões previstas nos contratos. Apesar de ainda não estar finalizado, esse processo representa um passo importante na redução de incertezas futuras para o setor.

---

<sup>64</sup> “Esclarecimentos sobre a aplicação da Resolução ANEEL No 493, de 3 de setembro de 2002”, Nota Técnica No 178/2003-SFF/SRE/ANEEL, 30 de julho de 2003.

<sup>65</sup> A ESCELSA passou por sua terceira revisão tarifária periódica em agosto de 2004.



### 3.1.3 - Análise das Restrições do Desenho Básico

Neste item pretende-se analisar quais são as restrições impostas pelo novo arcabouço institucional do setor à tarefa da ANEEL de detalhamento do desenho regulatório da atividade de distribuição de energia. Essa análise permite, ainda, verificar quão flexível é o desenho básico vigente no Brasil e quais são as necessidades de desenvolvimento de mecanismos específicos no detalhamento da regulação tarifária de modo a agregar credibilidade e, conseqüentemente, reduzir incerteza do setor.

Para tanto serão examinados três tipos de restrição presentes nas leis básicas e nos contratos do setor <sup>66</sup>:

#### a) Restrições explícitas no arcabouço institucional e no desenho básico

A Lei de Concessões e os contratos de concessão da ESCELSA e da LIGHT, assinados anteriormente à criação do sistema regulatório do setor, explicitaram alguns mecanismos e diretrizes para o detalhamento da regulação tarifária.

Aprovada em fevereiro de 1995, a Lei de Concessões, regulamenta o regime geral de concessão previsto no artigo 175 da Constituição Federal, entre outros. Em seus capítulos 4 e 6 que tratam, respectivamente, da política tarifária e do contrato de concessão, existem definições importantes para o desenho básico dos setores regulados. O artigo 9º estabelece que:

A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

§2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

§4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.<sup>67</sup>

---

<sup>66</sup> Esse tipo de análise foi realizada por Levy e Spiler (1996) em estudo já citado anteriormente, cuja preocupação é analisar, dentro do arcabouço institucional e do desenho básico vigente no país, quais os mecanismos capazes de reduzir a possibilidade de expropriação administrativa.

<sup>67</sup> Grifo nosso

Observa-se que o regime adotado foi o da tarifa pelo preço, sem nenhuma menção à necessidade de cobrir o custo do serviço, como previa a Lei de 1993, que promoveu a desqualificação tarifária do setor. Apesar disso, nota-se uma preocupação com a redução de riscos, dada pela salvaguarda da possibilidade de fazer revisões a fim de corrigir eventuais desequilíbrios da concessão.

O artigo 23 dessa mesma lei estabelece que os critérios e os procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas devem constar do contrato de concessão e o artigo 29 determina que cabe ao poder concedente “[...] homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato.”

Com a aprovação da Lei de Concessões, foi possível realizar a primeira privatização do setor de distribuição de energia. Foi assim que, já em junho de 1995, foi assinado o contrato de concessão da ESCELSA, cujas subcláusulas primeira e segunda da cláusula nona, em coerência com a Lei de Concessões, estabelecem que:

- As tarifas constantes no anexo do contrato poderão ser reajustadas, a critério do poder concedente ou por solicitação da concessionária, com o objetivo de garantir o EEf do contrato;
- A concessionária pode solicitar, ou o poder concedente pode realizar, revisão nas tarifas, “caso haja alteração na estrutura de custos ou de mercado” que modifiquem o EEf inicial do contrato.

É importante notar que não estão explicitados no contrato da ESCELSA os critérios e procedimentos para os reajustes e revisões, como prevê a Lei de Concessões, nem a definição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

O contrato de concessão da LIGHT, privatizada no ano seguinte (4 de junho de 1996), também não trouxe regras explícitas para as revisões tarifárias, mas apresentou uma sistemática objetiva de reajustes anuais para repasse de custos que não são gerenciáveis pela empresa (Parcela A), como compra de energia e encargos. Além disso, os demais

custos (Parcela B), sobre os quais as empresas possuem poder discricionário, seriam reajustados anualmente pelo IGPM, acrescido ou subtraído de um Fator X <sup>68</sup>, a ser definido pelo poder concedente por ocasião das revisões periódicas. Com relação a estas últimas, o contrato da LIGHT ainda prevê que:

O PODER CONCEDENTE, de acordo com o cronograma adiante apresentado, 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 a modicidade das tarifas.<sup>69</sup>

Observa-se que o contrato da LIGHT apresentou uma grande evolução em relação ao da ESCELSA no que tange à redução de incertezas acerca do modo como seriam implementados no futuro os reajustes, as revisões e as repartições com o consumidor de ganhos de produtividade da concessionária, o que vem a favorecer a modicidade tarifária. Incorporou, também, uma inovação regulatória importante ao interpretar a “*tarifa pelo preço*”, determinada na lei, como o regime de preço-teto com intervalos regulatórios fixos, o qual já vinha sendo adotado nos processos de privatização de alguns países.

Do modo como estava definido no contrato da ESCELSA, corria-se o risco de caminhar para uma regulação pelo custo do serviço, já que a concessionária poderia solicitar a qualquer tempo a revisão das tarifas. Ademais, a experiência de estabilização da moeda dada pelo Plano Real era ainda muito recente, sendo, portanto, necessário uma regra clara de reajustes nos contratos do Brasil a fim de reduzir incertezas com relação a descontrole de preços dos insumos<sup>70</sup>.

Ainda assim, vale destacar, permaneceu no contrato uma cláusula que permite revisões extraordinárias, além das periódicas, a fim de manter o EEF do contrato “[...] caso haja alterações significativas nos custos das concessionárias”.

---

<sup>68</sup> Todos os contratos determinam que o fator X seja igual a zero nos anos que compreendem o primeiro intervalo regulatório.

<sup>69</sup> Grifo nosso

<sup>70</sup> Ver Gomes e Monnerat (1996) para um resumo das preocupações do BNDES em reduzir o risco regulatório dos contratos e atrair um maior número de interessados para as privatizações.

Estas características do contrato da LIGHT, no que se refere à política de reajustes e revisões, permaneceram em todos os demais contratos assinados posteriormente à criação da ANEEL, o que se deu em dezembro de 1996. Além disso, continuou incompleta a definição de equilíbrio econômico-financeiro e o detalhamento dos critérios e procedimentos para as revisões periódicas, remetendo esta tarefa ao órgão regulador, o qual passou a representar o PODER CONCEDENTE nos contratos de concessão.

Segundo Pires (2000), essas e outras incompletudes são reconhecidas pelo poder concedente através da Décima Segunda Subcláusula, da Cláusula Segunda de todos os contratos, a qual estabelece que:

Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral, e aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, expedidas pelo poder concedente e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, aos serviços objetos da concessão outorgada, a ela submetendo-se a concessionária, como condições implícitas deste contrato.

Isto significa que os contratos estão sujeitos às normas regulamentares e ao poder concedente, o qual pode aprovar legislação complementar que se sobrepõe ao contrato.

Além da Lei de Concessões e dos contratos de concessão, a lei que instituiu a ANEEL também disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e confirma para estes: 1) o estabelecimento de tarifas baseadas no serviço pelo preço e 2) a apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade<sup>71</sup>. Também confirma a adoção do regime de preços-teto para o setor, introduzido desde o contrato da LIGHT:

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:.

IV – em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.<sup>72</sup>

---

<sup>71</sup> Ver artigo 14 da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996.

<sup>72</sup> Grifo nosso.

## b) Restrições a mudanças no sistema regulatório

Este tipo de análise é importante a fim de dimensionar a facilidade com que um sistema pode ser mudado quando um governo eleito não está comprometido com o processo de privatização, por exemplo, ou quando o regulador, diante de muitas restrições à sua atuação, procura pressionar para uma reforma do sistema que produza maior autonomia.

Um arcabouço institucional em que as regras do jogo podem ser facilmente alteradas exige um desenho regulatório e um detalhamento mais específico e explícito nos termos contratuais, ou em algum tipo de documento legal garantido por um sistema judiciário historicamente comprometido com direitos de propriedade (LEVY; SPILLER, 1996).

No Brasil, a divisão do poder de criar e mudar leis entre Poder Executivo e Poder Legislativo constitui-se, em princípio, em fator redutor desse tipo de risco. Apesar disso, historicamente tem sido o Poder Executivo o principal formulador de leis, as quais são aprovadas por um Poder Legislativo muitas vezes carente de independência (LEE et al., 2004). Tal fato gera problemas de credibilidade com relação à manutenção de comprometerimentos assumidos no desenho regulatório e pode explicar a decisão de explicitar alguns comprometerimentos no desenho básico do setor, como mostrado no item anterior.

Segundo Mueller e Pereira (2002), a criação de agências reguladoras independentes no Brasil, assim como o desenho básico específico em cada setor, tiveram como grande motivador a necessidade de lidar com problemas de credibilidade. Os autores citam uma série de eventos, os quais podem ter contribuído para isso:

O Brasil tem uma história repleta de eventos de oportunismo do governo; calotes em pagamento de dívida, confisco de poupança, uso de tarifas públicas no controle da inflação, vários congelamentos de preços, manipulação de variáveis econômicas, desrespeito a contratos e a direitos de propriedade intelectual, mudanças de regras arbitrárias, etc.<sup>73</sup>

---

<sup>73</sup> Tradução do Autor

Em função disso, e diante da necessidade premente de atrair investimentos em infraestrutura, os últimos dois governos, mesmo de partidos diferentes, vêm tentando construir reputação no sentido evitar este tipo de evento e melhorar a credibilidade do país. Além disso, as garantias contratuais explícitas na Lei de Concessões e nos contratos, relativas a indenizações em caso de encampação e de atos unilaterais que afetem o EEF, servem como salvaguardas a eventuais mudanças que possam ocorrer no sistema regulatório e no grau de autonomia atual das agências reguladoras.

c) *Enforcement* das restrições

A credibilidade das restrições do desenho básico e daquelas referentes a mudanças no sistema regulatório depende da existência de um judiciário independente, imparcial e capaz de resolver conflitos potenciais. Ao lado do desenho da agência reguladora, um judiciário forte também é muito importante como salvaguarda contra interferências arbitrárias no processo regulatório a fim de expropriar rendas.

O Poder Judiciário no Brasil está separado do Executivo e do Legislativo e é suficientemente forte e imparcial para julgar esses tipos de conflitos<sup>74</sup>. No entanto, por problemas de morosidade nos processos<sup>75</sup>, há risco de que os atrasos nas decisões eventualmente produzam desequilíbrios nas concessões, bem como suspensão de investimentos, os quais nem sempre se efetuem após as decisões tomadas.

Este problema poderia ser contornado com um sistema de arbitragem, à semelhança do que ocorre em alguns países. Os árbitros possuem conhecimento especializado e utilizam estratégias para que as partes conflitantes entrem em acordo sem a necessidade de seguir o processo judicial.

Segundo Pires (1999), apesar de a arbitragem por parte da agência estar prevista na Lei de Concessões, não há consenso sobre o tema já que a Lei de Arbitragem (9.307/96)

---

<sup>74</sup> Recentemente o judiciário resolveu uma questão importante com relação à regulação tarifária no setor de telecomunicações. O novo governo decidiu usar um indexador diferente do que está estabelecido no contrato com o objetivo de segurar a inflação, mas a justiça restabeleceu o índice contratual.

<sup>75</sup> Mueller e Pereira (2002)

prevê a aplicação desse instrumento somente nos contratos comerciais. Faz-se necessário que abranja também aqueles de natureza administrativa, que é o caso da regulação de concessões.

### **3.1.4 - Conclusões acerca do desenho básico do setor**

Apesar de o Brasil ter instituições capazes de restringir arbitrariedades, bem como estrutura de poderes independentes, problemas de credibilidade nessas instituições e de *enforcement*, talvez, tenham exigido a explicitação de algumas restrições importantes no marco regulatório (Lei de Concessões, contratos e Lei da Aneel) com o objetivo de reduzir incerteza, em detrimento da flexibilidade.

Mesmo assim, pode-se dizer que o sistema regulatório do setor elétrico ainda apresenta grande flexibilidade para o seu detalhamento em função da opção feita por deixar as mudanças adaptativas e repactuações, como é o caso dos procedimentos e critérios de revisão tarifária, fora dos contratos. Como visto anteriormente, estas adaptações podem ser incorporadas na regulamentação setorial ou no detalhamento realizado *ex-post*<sup>76</sup>. Ou seja, foi uma opção de desenho que deu flexibilidade ao contrato, mas que, ao mesmo tempo, transferiu à ANEEL papel importante, especificamente na definição do mecanismo de revisão tarifária.

A previsão de um mecanismo de revisões periódicas no contrato foi uma maneira de tornar mais crível o comprometimento com a manutenção do EEF da concessão, presente no desenho básico regulatório (Lei de Concessões), sem abrir mão da escolha de um regime tarifário de incentivos (preço-teto) nos contratos. Esta última refletiu a preocupação em adotar uma regulação mais eficiente que leva em conta os problemas de assimetria de informações e procura contribuir para a modicidade tarifária. O atendimento a esses dois objetivos, aparentemente contraditórios, de manutenção do EEF e de modicidade tarifária, pode ser viabilizado por meio do adequado detalhamento dos procedimentos e regras para as revisões tarifárias periódicas.

---

<sup>76</sup> Pires (2000, p.80)

Agregar credibilidade ao cumprimento desses dois comprometimentos importantes parece ser o desafio mais importante da ANEEL nessa tarefa a ela delegada. De seu sucesso depende a eliminação de fonte de incerteza importante presente no sistema regulatório desse segmento do setor elétrico<sup>77</sup>.

### **3.2 - Detalhamento do Desenho Regulatório: a metodologia de revisão tarifária.**

O objetivo deste item do trabalho é descrever a sistemática da revisão tarifária do setor, bem como o funcionamento dos mecanismos vigentes, os quais estão sendo praticados pela ANEEL.

No item 3.1.2 acima foi apresentado o histórico da elaboração e implementação da metodologia a fim de compreender sua situação atual e as incompletudes existentes até o momento. Cabe agora apresentar o desenho geral da metodologia em vigor, a qual está delineada nas últimas normas emitidas pela ANEEL. São elas:

- a) Resolução No 493 (03/09/2002): metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração;
- b) Nota Técnica No 030/2003-SER (20/01/03): informações sobre a metodologia e os conceitos adotados nas revisões tarifárias;
- c) Anexos das notas técnicas com as propostas das revisões iniciadas a partir de janeiro de 2003;
- d) Resoluções homologatórias das revisões tarifárias;
- e) Notas Técnicas complementares às resoluções homologatórias;
- f) Respostas e esclarecimentos às contribuições e comentários recebidos nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas (15/09/03);

---

<sup>77</sup> Este aspecto será tratado neste trabalho no item relativo à análise da consistência da metodologia de revisão tarifária.



- g) Nota Técnica No 214/2003-SER (out/03): consolidação dos critérios de cálculo do Fator X, submetida a audiência pública realizada em janeiro de 2004;
- h) Resolução Normativa No 55 (05/04/04): metodologia de cálculo do Fator X.

O processo de revisão tarifária periódica compreende duas etapas distintas:

- Reposicionamento: as tarifas são levadas ao nível da receita requerida para cobrir custos eficientes de operação, dado um nível determinado de qualidade do serviço, e remunerar adequadamente investimentos incorridos com prudência;
- Cálculo do Fator X: meta de ganho de produtividade a ser aplicado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias, conforme a fórmula a seguir:

$$IRT = \frac{PA_1 + PB_0 \times (IGPM \pm X)}{RA_0}$$

Onde: IRT = Índice de Reajuste Tarifário  
 PA = Parcela A (custos não gerenciáveis)  
 PB<sub>0</sub> = Parcela B (custos gerenciáveis)  
 IGPM = Variação do Índice Geral de Preços  
 X = Percentual de ganho de produtividade  
 RA<sub>0</sub> = Receita anual verificada

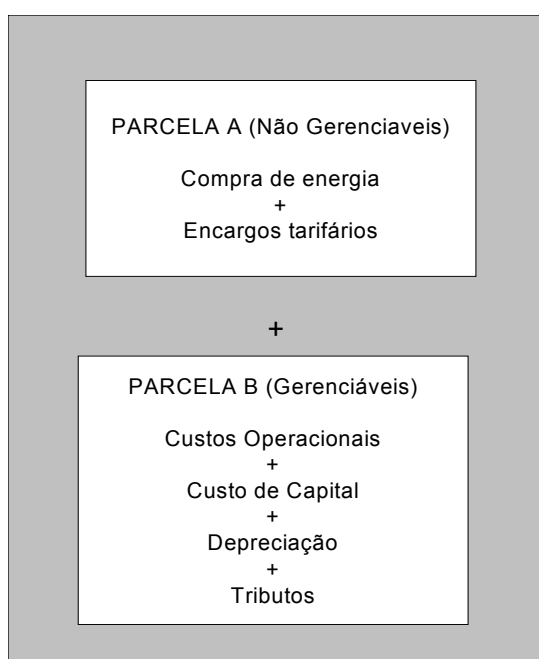
As variações efetivas dos custos da Parcela A, ditos não gerenciáveis, têm regra de repasse anual, enquanto que os gerenciáveis (Parcela B) são mantidos em termos reais<sup>78</sup> ao longo do intervalo regulatório e objeto da revisão periódica ao seu final. Os custos da Parcela B compreendem os custos operacionais da atividade de distribuição propriamente dita, a remuneração do capital, a depreciação e tributos.

O processo de revisão tarifária periódica se inicia alguns meses antes da data contratual de revisão com uma proposta da ANEEL, a qual permanece por cerca de um mês sob consulta e avaliação pública. Dela consta a proposta para o reposicionamento da receita

<sup>78</sup> Adicionado do Fator X que pode ser positivo (ganho de produtividade) ou negativo (perda de produtividade).

requerida e para o Fator X, além dos anexos com as informações mais detalhadas sobre as principais variáveis que resultaram no cálculo final. São elas: i) custos operacionais eficientes; ii) taxa de retorno; iii) estrutura de capital; iv) base de remuneração; e v) cálculo do Fator X.

A Figura 4 abaixo ilustra a composição da Receita Requerida (RR) apurada pela ANEEL para o cálculo do reposicionamento tarifário.



**Figura 4 – Composição da Receita Requerida**

Fonte: Elaboração Própria

A partir do cálculo da RR, o Reposicionamento Tarifário (RT) é obtido como resultado da divisão desta última pela Receita Verificada (RV) no ano-teste<sup>79</sup>, deduzidas as Receitas Extraconcessão (REC), a Receita de Suprimento (RS) de energia elétrica, quando houver, e Outras Receitas (OR)<sup>80</sup> que possam contribuir para a modicidade tarifária do serviço regulado, conforme apresentado a seguir:

<sup>79</sup> Corresponde aos doze meses subsequentes à data da revisão tarifária.

<sup>80</sup> As mais relevantes são as receitas provenientes do uso da rede, a chamada TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)

$$RT (\%) = \frac{RR - REC - RS - OR}{RV}$$

A RV corresponde à receita que seria auferida pela concessionária com os preços vigentes antes da revisão tarifária e considerando-se o mercado de venda projetado para o ano-teste. Esta projeção é fornecida pela empresa e precisa ser validada pela ANEEL. De modo coerente, os custos operacionais apurados pela ANEEL devem corresponder àqueles necessários à prestação de serviço no ano-teste.

Após o período de consulta pública, durante o qual podem ser registradas contribuições, é realizada uma audiência pública, a fim de discutir a proposta. A partir de então a ANEEL emite uma resolução homologando a revisão e a aplicação do percentual de reposicionamento das tarifas.

### **3.2.1 - Detalhamento dos principais itens da revisão**

A metodologia de revisão tarifária, apresentada inicialmente em janeiro de 2003, introduziu uma inovação importante para o detalhamento do desenho regulatório do setor. Foi a escolha da empresa de referência (ER) para o cálculo dos **custos operacionais eficientes**.

Como dito no capítulo 2, a Empresa de Referência é um tipo de regulação por incentivos que utiliza a comparação com uma referência, ou *benchmarking*, e não as informações da empresa, a fim de determinar os custos eficientes a serem cobertos pela tarifa. No caso da ER adotada no setor elétrico brasileiro, a comparação é com uma empresa modelo teórica, com enfoque de engenharia, construída a partir de indicadores que buscam refletir as melhores práticas e tecnologias apropriadas à prestação eficiente do serviço nas condições locais<sup>81</sup>.

---

<sup>81</sup> Uma outra alternativa seria através da comparação com as empresas existentes, cujos parâmetros servem à construção de uma fronteira eficiente ou de um padrão médio de desempenho. Esta alternativa tem a desvantagem de desconsiderar as especificidades locais da concessão.

Este tipo de abordagem para a ER tem como precursor o modelo regulatório adotado no Chile, no entanto sua metodologia ainda carece de consolidação, fato que pode levar a problemas de credibilidade. Segundo Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004) a credibilidade dessa metodologia depende de dois fatores: a) da qualidade técnica de seus proponentes; e b) da transparência de seus principais coeficientes técnicos.

A metodologia de ER está descrita no Anexo I das notas explicativas das revisões tarifárias das distribuidoras e procura definir o desenho da empresa eficiente (infra-estrutura necessária), bem como os métodos de cálculos dos custos de pessoal, materiais e serviços necessários para a operação e manutenção do serviço de distribuição.

No que tange ao desenho da ER, a nota explicativa destaca a necessidade de considerar os aspectos sócio-geográficos, climáticos, normativos e outros específicos à área de concessão, a fim de gerar os parâmetros de eficiência tais como: a) proporção de empregados para a realização das atividades; b) quantidade de escritórios regionais; c) produtividade média do serviço de leitura; d) relação funcionário por metro quadrado de escritório; etc. Apesar disso, não estão claros nas notas explicativas os critérios exatos de obtenção desses parâmetros, nem como esses aspectos citados impactam a construção dos parâmetros.

Com relação à apuração dos custos da ER, a premissa básica assumida é a de que a concessionária gera uma demanda suficiente para o desenvolvimento de um mercado competitivo de fornecimento em grande parte dos processos e atividades necessários à sua operação e manutenção. Nesses casos isso significa que há possibilidade de terceirização e, portanto, os preços de mercado dos serviços terceirizados constituem-se em referencial de custos para a ER. Naqueles casos em que não há mercado para contratação dos serviços, os processos e tarefas são desdobrados em pessoal e materiais necessários para realizá-los e valorados pelos preços de mercado desses dois insumos na região da concessão <sup>82</sup>.

---

<sup>82</sup> Ver item V.1.1 das notas explicativas das revisões tarifárias referente a Custos Operacionais Eficientes.

No que se refere ao cálculo do **custo de capital**, este resulta da multiplicação da taxa de retorno adequada pelo capital a ser remunerado (base de remuneração).

No caso da **taxa de retorno**, a metodologia da ANEEL é a do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) de uma firma modelo com estrutura de capital composta 50% por dívida e 50% por capital próprio. Esta **estrutura de capital ótima** foi definida com base em comparação com a estrutura de capital de empresas de distribuição no Brasil e em outros países que adotam há mais tempo o regime de regulação por preço-teto (Chile, Argentina, Reino Unido e Austrália)<sup>83</sup>. Além do resultado desta comparação a metodologia considerou uma especificidade da tributação brasileira que é a possibilidade de dedução de juros sob capital próprio do imposto de renda, o que leva a uma tendência de equilíbrio maior entre capital próprio e dívida nas empresas que atuam no Brasil.

$$WACC = r_{CAPM} * 0,5 + r_D * 0,5 * (1-T)$$

Onde:

$r_{CAPM}$  = custo do capital próprio

$r_D$  = custo do capital de terceiros

T = alíquota de Imposto de Renda + Contribuição Social = 34%

O custo de capital próprio é calculado de acordo com o método do CAPM (*Capital Assets Pricing Model*) que consiste em estimar os riscos gerais e específicos existentes na operação de uma distribuidora de energia elétrica no Brasil.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r$$

onde:

$r_{CAPM}$  = 17,47% (custo de capital próprio);

$r_f$  = 6,01% (taxa livre de risco);

$\beta$  = 26,39% (Beta);

$r_m - r_f$  = 7,76% (prêmio de risco de mercado);

$r_r$  = 9,41% (outros prêmios de risco); sendo:

---

<sup>83</sup> Ver o Anexo III das notas explicativas das revisões para a descrição do método de escolha da estrutura ótima de capital.

$$r_r = r_R + r_B + r_X$$

onde:

$r_R = 3,33\%$  (prêmio de risco regulatório);

$r_B = 4,08\%$  (prêmio de risco Brasil);

$r_X = 2,00\%$  (prêmio de risco cambial).

Do mesmo modo, para o custo de capital de terceiros foi adotada a abordagem comumente apelidada de “CAPM de dívida” que adiciona à taxa “livre de risco” os prêmios adicionais para emprestar recursos a uma distribuidora de energia elétrica no país.

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X = 15,76\%$$

sendo:

$r_d =$  custo do capital de terceiros nominal em dólares;

$r_f = 6,01\%$  (taxa livre de risco);

$r_C = 3,67\%$  (prêmio de risco de crédito);

$r_B = 4,08\%$  (prêmio de risco Brasil);

$r_X = 2,0\%$  (prêmio de risco cambial).

O resultado da aplicação desses métodos para as revisões tarifárias a partir de 2003 foi um WACC nominal denominado em dólares de 13,93%, o qual resulta numa taxa, em reais, de 11,26% após considerar a inflação dos EUA estimada em 2,4%. Este percentual gerou uma taxa de retorno bruta de 17,07% para todas as empresas<sup>84</sup>, a qual é multiplicada pela BR, resultando na Remuneração Bruta de Capital (RBC) que compõe a Parcela B nas revisões.

<sup>84</sup> A partir da taxa líquida de 11,26%, obtém-se a taxa bruta da seguinte maneira:  $11,26/(1-0,34)$ , onde 34% é a alíquota de IR e CS.

A definição da metodologia de cálculo da **base de remuneração** foi dada em setembro de 2002 através da Resolução No 493 da ANEEL. Esta define que a BR deve ser calculada de acordo com o custo de reposição<sup>85</sup>, através do valor de mercado do ativo em uso, o qual resulta da diferença entre o valor novo do ativo idêntico (ou similar) em uso e a depreciação acumulada desde que o ativo entrou em operação. A vida útil total do ativo deve ser estabelecida pelo Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e servirá para determinar a vida útil restante do ativo após a avaliação.

Tal metodologia requer o credenciamento pela ANEEL de empresas avaliadoras para que o regulador possa controlar o processo de avaliação segundo as etapas e os critérios estipulados na resolução acima. Em função disso e da complexidade do método, as avaliações não ficaram prontas por ocasião das revisões, o que obrigou a agência a utilizar um método provisório. Este não é apresentado de forma clara nas notas explicativas das revisões, as quais mencionam apenas que a BR provisória resulta da aplicação de um percentual sobre o valor histórico do ativo corrigido pelo IGPM até a data da RTP. Não é possível verificar nas notas técnicas a explicação para esse percentual de ajuste, o qual varia de 65% a 100% do ativo imobilizado corrigido.

De qualquer modo, estão em curso as validações das BR's pelo método apresentado na Resolução 493 e somente oito das dezessete empresas revisadas em 2003 tiveram o processo de validação totalmente concluído até o momento. Nas demais, permanecem provisórios os percentuais de reposicionamento tarifário até que se conclua a validação total da BR.

Com relação à metodologia de cálculo do **Fator X**, apresentada na Resolução Normativa No 55 emitida pela ANEEL em abril deste ano, esse item da revisão tarifária é calculado a partir de três componentes da seguinte forma:

$$X = (X_e + X_c) * (IGPM - X_a) + X_a$$

---

<sup>85</sup> Este método é usado para os seguintes itens, os quais representam cerca de 95% do valor dos ativos: terrenos; edificações, obras civis e benfeitorias; e máquinas e equipamentos. Os demais podem ser avaliados pelo custo corrente corrigido.

Sendo:

**i) Xe**

Este componente reflete unicamente os ganhos de produtividade esperados para o intervalo regulatório derivados de ganho de escala resultante, tanto da expansão da rede (novos clientes), como do aumento no consumo dos clientes existentes.

É calculado a cada revisão tarifária periódica através do método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), o qual procura captar os efeitos dos ganhos de escala sobre o Valor Presente Líquido dos ativos remuneráveis da concessão. Considera, portanto, os investimentos estimados para o período regulatório a fim de atender ao crescimento projetado da demanda total.

De acordo com o modelo apresentado, o cálculo da parcela Xe do Fator X advém da seguinte equação:

$$\text{VPL(FC)} = \text{BRRLi} - \text{VPL (BRRLf)}$$

sendo:

VPL (FC) = valor presente líquido do fluxo de caixa gerado no período regulatório;

BRRLi = Base de Remuneração Regulatória no início do período tarifário;

VPL (BRRLf) = valor presente líquido da BRR no final do período tarifário.

A BRRLf é determinada a partir da adição dos investimentos líquidos de depreciações à BRRLi e os VPL's são calculados utilizando-se como taxa de desconto o WACC apurado para a empresa modelo (11,26%).

O Xe é calculado de modo que o valor gerado com o FCD no período tarifário não exceda o valor presente dos investimentos líquidos realizados, dada a taxa de retorno ( $r_{wacc}$ ) definida na reposição tarifária. A parcela Xe entra na equação acima dentro da expressão do fluxo de caixa mostrada a seguir em sua forma simplificada.

$$\text{FC} = \text{VPB} * (1 - \text{Xe}) - \text{TRIB} - \text{CO} - \text{INV}$$



onde:

VPB: valor da parcela B;  
 TRIB: Tributos PIS/PASEP, COFINS e P&D;  
 CO: custos operacionais;  
 INV: investimentos.

Em resumo, o modelo de cálculo da parcela  $X_e$  do Fator X pelo FCD envolve as seguintes variáveis e parâmetros:

$$X_e = f \{BRRL_i, D, INV_s, b, k, T, VU, a_1, a_2, a_3, Q(0), C(0), PIB, POP, P(0), WACC, W, g, Co\&m(0), Ca(0), Cc(0)\}$$

onde:

BRRL<sub>i</sub>: base de remuneração regulatória no início do período tarifário (Dado Base calculado conforme Resolução 493);

INV<sub>s</sub>: investimento em subtransmissão (Dado Base fornecido pela empresa);

b: coeficiente que reflete a economia de densidade (Parâmetro Exógeno extraído de estudos empíricos);

k: constante de proporcionalidade entre ativos por unidade de superfície e demanda por unidade de superfície (Parâmetro Exógeno extraído de estudos empíricos);

T: taxa de crescimento médio anual dos ativos fixos (Parâmetro Exógeno representa a média das taxas máximas de crescimento);

VU: vida útil econômica dos ativos, em anos (Parâmetro Exógeno extraído do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico);

a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, a<sub>3</sub>: coeficientes obtidos pela regressão da série histórica das vendas de energia da concessionária com o PIB e o número de clientes da concessionária;

Q(0): vendas de energia no ano base, em MWh (Dado Base do ano-teste fornecido pela empresa);

C(0): quantidade de consumidores no ano base (Dado Base do ano-teste fornecido pela empresa);

PIB: taxa prevista do crescimento do PIB (Parâmetro Exógeno extraído de dados oficiais);

POP: taxa prevista de crescimento da população (Parâmetro Exógeno extraído de dados oficiais);

P(0): tarifa média no início do período tarifário (Parâmetro extraído da Revisão Tarifária);

WACC: custo de capital regulatório (Parâmetro da empresa modelo extraído da Revisão Tarifária);

W: capital circulante líquido (Parâmetro da empresa modelo extraído da Revisão Tarifária e calculado como 5% da Parcela B sem impostos);

g: alíquota de imposto de renda (Parâmetro fornecido pela empresa);

Co&m (0): custos de operação e manutenção (Dado Base extraído da ER);

Ca (0): custos administrativos (Dado Base extraído da ER);

CC (0): custos da gestão comercial (Dado Base extraído da ER);

D: depreciação do período tarifário (Dado Base calculado conforme contabilidade).

Analisando-se a origem dos *inputs* do modelo de cálculo da parcela Xe constata-se um grande peso de dados base e parâmetros provenientes da ER ou de estimativas de uma empresa modelo. Observa-se, portanto, a preocupação do regulador em utilizar um mínimo de dados fornecidos pela empresa, tendo como resultado um Fator X que reflete, na verdade, os ganhos de produtividade esperados para uma empresa teórica a qual representa um padrão de eficiência escolhido pela ANEEL.

## ii) Xc

Esta parcela incorpora ao cálculo do Fator X um prêmio/punição relativo à qualidade dos serviços prestados e à eficiência da concessionária, avaliados do ponto de vista do consumidor. Este último é apurado através de pesquisa de satisfação junto aos clientes da empresa a qual resulta em um indicador desenvolvido pela ANEEL denominado IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor).

O valor de Xc é calculado a cada reajuste anual de acordo com a seguinte fórmula:

$$Xc = (IASC_b - IASC_c)/14, \quad \text{sendo } -1 \leq Xc \leq 1$$

Onde:

IASC<sub>c</sub>: último índice ANEEL de Satisfação do Consumidor disponível na data do reajuste tarifário;

IASC<sub>b</sub>: *benchmarking* de índice de satisfação.

O valor do  $IASC_b$  foi definido como 70 para todas as concessionárias. Segundo a explicação contida na Resolução No 55, dentro da escala de notas da pesquisa esse valor indica que os clientes estão satisfeitos de modo geral com a concessionária.

### iii) Xa

Introduzida no Fator X sob determinação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)<sup>86</sup>, a parcela Xa do fator X será aplicada a cada reajuste tarifário anual de modo que a variação do índice IGPM-Xa “[...] assegure a preservação da condição de EEF do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário”<sup>87</sup>. Ou seja, a aplicação dessa parcela de ajuste ao índice contratual do regime de preço-teto visa corrigir distorções no EEF ocorridas ao longo do período regulatório tarifário causadas pela indexação das tarifas pelo IGPM. Tais distorções decorrem do fato de o IGPM ser muito concentrado em preços no atacado e, portanto, ser mais sensível à variação cambial. Quando esta é muito significativa o IGPM se descola de outros índices macroeconômicos que apresentam uma ponderação mais equilibrada, podendo provocar distorções no EEF da concessionária.<sup>88</sup>

De acordo com a Resolução No 55, o Xa será aplicado no cálculo do reajuste anual das tarifas de modo que:

$$VPB_1 = VPB_0 * (1 - X_e - X_c) * [1 + (IGPM - X_a)]^{89} \quad (1)$$

Como  $IGPM - X_a = IAPB$ , então temos que o reajuste da parcela B será:

$$VPB_1 = VPB_0 * (1 - X_e - X_c) * (1 + IAPB) \quad (2)$$

De (2) depreende-se que o novo mecanismo não é somente um ajuste por meio do fator X, como sugere a nota técnica, mas sim a troca efetiva do IGPM pelo IAPB como

<sup>86</sup> Resolução CNPE No. 1 de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República

<sup>87</sup> ANEEL (Nota técnica No 214, p.14)

<sup>88</sup> Ver Peano e Parente (2004) sobre uma discussão mais aprofundada a respeito do uso de indexadores nos regimes de preço-teto e as distorções causadas pelo IGPM nas tarifas do setor elétrico brasileiro.

<sup>89</sup> A fórmula na resolução não tem “1+”, mas acredita-se que a expressão correta deve contê-lo.

indexador da Parcela B, já que o Xa será aplicado anualmente.

O IAPB, como definido, representa a variação média do IGPM e do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor do IBGE), ponderada pelos componentes de custo da Parcela B, sendo a estrutura desta última definida pela Empresa de Referência na última revisão tarifária.

O novo índice resultante (IAPB) introduz o IPCA para indexar as parcelas de Mão de Obra e mantém o IGPM na correção dos itens de Remuneração de Capital e de Tributos e Outros Encargos.

Pode-se concluir que o novo mecanismo terá algum efeito na medida em que o IGPM se descolar do IPCA, fazendo com que o IAPB seja diferente do IGPM e produzindo um Xa diferente de zero.

A Figura 5 abaixo resume os métodos utilizados para os principais itens da revisão tarifária:

<b>Item da Revisão</b>	<b>Metodologia</b>
Custos Operacionais	<i>Benchmarking</i> com empresa modelo
Base de Remuneração	Custo de reposição (valor de mercado do ativo em uso)
Taxa de Retorno	WACC/CAPM de empresa modelo
Estrutura de Capital	<i>Benchmarking</i> e empresa modelo
Fator X	Xe = Fluxo de Caixa Descontado da empresa modelo Xc = <i>Benchmarking</i> de satisfação ao consumidor Xa = IGPM – IPCA

**Figura 5 – Metodologia de Revisão Tarifária**

Fonte: Elaboração Própria

### 3.3 - Análise da adequação da metodologia de revisão tarifária ao ambiente institucional vigente (análise vertical)

O levantamento das restrições institucionais e de desenho básico regulatório do setor elétrico brasileiro, realizado no início deste capítulo, permitiu algumas conclusões acerca de como deveria se dar o detalhamento regulatório, onde se insere a metodologia de revisão tarifária do segmento de distribuição (ver Figura 6 abaixo).

Desenho Básico	Mudanças no Sistema	<i>Enforcement</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>•IGPM – X</li> <li>•Revisões periódicas</li> <li>•Modicidade tarifária</li> <li>•Revisões extraordinárias em caso de desvio do EEF</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Poderes separados e independentes</li> <li>•Problemas de credibilidade e de reputação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Judiciário independente, forte e imparcial</li> <li>•Problemas de agilidade</li> <li>•Não há arbitragem</li> </ul>

**Figura 6 – Restrições ao Detalhamento Regulatório**

Fonte: Elaboração Própria

Como visto, o arcabouço institucional vigente apresenta alguns problemas relativos à credibilidade e reputação, gerando incertezas quanto à possibilidade de comportamentos oportunistas por parte do regulador, bem como quanto à capacidade de resolver os conflitos de modo eficiente. Em função disso, o marco regulatório do setor foi delineado de modo a reforçar os compromissos assumidos e reduzir essas incertezas. Foi deste modo que o contrato de concessão explicitou o índice de preços que reajusta as tarifas anualmente, definiu o número de anos entre as revisões tarifárias, sendo que essas últimas devem ser orientadas pela modicidade tarifária, e estabeleceu a possibilidade de revisões extraordinárias a fim de corrigir desvios no EEF da concessão.

Diante dessas restrições, e conforme as conclusões teóricas do capítulo dois, o detalhamento da regulação do setor deve procurar desenhar mecanismos específicos e que agreguem credibilidade, mesmo que isso se dê em detrimento da flexibilidade a adaptações futuras. Com isso, espera-se que as intervenções tarifárias sejam realizadas de modo a necessitar minimamente da discricionariedade do regulador.

Por outro lado, a análise da experiência desse processo em outros países com problemas de credibilidade e que, portanto, necessitam de mecanismos menos flexíveis de regulação, mostra que a complexidade desses deve ser condizente com a capacidade técnica, administrativa, e com os recursos existentes para implementá-los de modo eficiente. Ou seja, ainda que existam técnicas reconhecidamente mais eficientes do ponto de vista da atividade regulatória, elas precisam estar adequadas à estrutura existente e ao nível de maturidade em que o sistema se encontra. Nos casos em que essa condição não for atendida de forma satisfatória, recomenda-se que os métodos exijam pouca discricionariedade, mas que sejam simples, mesmo que isso se dê em detrimento da eficiência regulatória (LEVY; SPILLER, 1993).

Voltando para o problema deste trabalho, pode-se afirmar que a metodologia de RTP definida pela ANEEL pretende reunir as técnicas mais adequadas sob o ponto de vista da eficiência:

- na regulação: não considera os custos reais, buscando evitar problemas com assimetria de informação; e
- econômica: procura simular as condições de competição, a fim de estimular a eficiência nas empresas.

No entanto, cabe discutir se a metodologia da ANEEL apresenta grau de complexidade adequado aos recursos disponíveis para sua implementação de modo estável no tempo.

O método de *benchmarking* com uso de empresa de referência construída a partir de indicadores de engenharia constitui-se em instrumento regulatório muito detalhista na

medida que se propõe a descobrir os custos eficientes exatos da empresa regulada. Segundo Gómez-Lobo e Vargas (2002), ao fazer isto, o regulador acaba entrando em aspectos relativos à microgestão da concessão, o que intensifica a assimetria de informação, dado que o regulador não possui todas as informações relevantes para fundamentar a defesa de melhorias potenciais na eficiência do operador a este nível de gestão. Isto porque as informações muito detalhadas são mais facilmente manipuláveis do que se o regulador adotasse um enfoque mais simples, sobre os custos agregados da empresa regulada, sem ter que apontar exatamente onde a empresa deve promover melhoras de eficiência. Além disso, os autores destacam, com base na experiência chilena, que a ER é extremamente intensiva em tempo e recursos, tanto com consultores, como com a própria estrutura da agência.

Com relação a este aspecto, Levy e Spiller (1993) apontam a necessidade de adequação da intensidade administrativa demandada pelos métodos a serem adotados com os recursos técnicos, administrativos e capacitação humana da agência reguladora. Segundo os autores, quando isso não ocorre, ou por falta de recursos ou por escassez deles, há sérios riscos de instabilidade regulatória. Para eles o modelo de ER não é tão problemático em termos de tempo demandado e controvérsias potenciais, já que é realizado somente nas revisões tarifárias e evita as discussões com relação aos ativos a serem considerados na BR. O maior problema reside na necessidade de treinamento regulatório sofisticado para entender e julgar em que medida os preços resultantes do método são realmente aproximações daqueles praticados pela firma eficiente.

No caso da metodologia da ANEEL, o modelo adotado para a construção da ER também apresenta grande nível de detalhamento, com a agravante de aqui não ter sido usada a empresa de referência para apurar a base de remuneração (VNR da rede adaptada), mas sim o valor novo de reposição dos ativos existentes da concessionária. Quanto a este método (Resolução 493), cumpre destacar os problemas de implementação e as inúmeras controvérsias surgidas, as quais têm dificultado a conclusão dos processos de RTP das empresas e introduzido ruídos e incertezas quanto à consistência do método.

Apesar dos problemas com o cálculo das BR's, não parece haver problemas com a implementação da ER no que se refere ao potencial de capacitação técnica existente da agência, ou dos consultores, já que os processos referentes a esse método ocorreram com relativa tranqüilidade. No entanto cabe discutir se os recursos empregados, os quais são escassos<sup>90</sup>, valem os benefícios da utilização desse método. As dúvidas apontadas acima acerca da capacidade do método em evitar assimetrias de informação e promover a modicidade tarifária parecem prejudicar essa relação custo-benefício.

Outro ponto importante a ser incluído nessa análise diz respeito ao grau de maturidade atual do sistema regulatório. Segundo Berg (2000), o sistema regulatório possui um ciclo de vida com fases que vão do nascimento, passando pela infância, a juventude e a maturidade. Em cada uma dessas fases existem restrições a serem consideradas a fim de analisar o desempenho do sistema.

No caso da ANEEL, pode-se dizer que esta passa pela infância, a qual, segundo o autor é uma fase de fragilidade do sistema, onde as empresas não aceitam serem pressionadas por redução de custos, os consumidores não enxergam ainda os benefícios da regulação e a imprensa serve de porta-voz aos interesses descontentes com a reforma<sup>91</sup>, ou seja, os cidadãos em geral não conhecem as tarefas delegadas à agência. Nesse período a diretoria e o corpo técnico estão desenvolvendo os procedimentos necessários de modo coerente e consistente com o mandato legal herdado e testando esses procedimentos em interações com os vários grupos de interesse. Além disso, estão prioritariamente buscando coletar dados e estabelecer um padrão uniforme de contabilidade desses dados.

Considerando-se tais aspectos, a metodologia de revisão tarifária adotada não parece adequada ao baixo grau de maturidade do sistema, dada a intensidade de recursos que o método requer, numa fase em que existem prioridades que também exigem fortes demandas de recursos.

---

<sup>90</sup> Os recursos com que conta a ANEEL para a realização de seus objetivos têm sido frequentemente contingenciados em razão das metas fiscais impostas pelo governo federal a fim de estabilizar a economia.

<sup>91</sup> No caso do Brasil adicione-se a isso tudo o processo de re-reforma do setor elétrico e a possibilidade de se votar uma nova Lei de Regulação.



A preocupação com a modicidade tarifária neste momento deve ser prioritária, mas deve ser buscada com mecanismos mais simples. Vale ressaltar, ainda, que a redução do custo de capital, decorrente da melhor percepção de risco país deverá ser uma das causas mais importantes de redução tarifária nos próximos anos. Hoje, o prêmio de risco de títulos soberanos do Brasil sobre títulos considerados sem risco<sup>92</sup> está em 420 pontos-base, enquanto que estava em cerca de 800 pontos-base (a média dos últimos 10 anos) no final de 2002. Grosso modo, essa melhoria da percepção de risco pode representar uma queda de quase 4% no custo de capital das empresas.

Vale, portanto, o esforço em simplificar a metodologia para que problemas de credibilidade do sistema não elevem o risco da regulação compensando essa queda no risco país e prejudicando a modicidade tarifária.

### **3.4 – Considerações Finais**

Como conclusão da análise apresentada neste capítulo (análise vertical), pode-se afirmar que os métodos escolhidos pela ANEEL, por serem compostos de regras específicas e que deixam pouca margem à discricionariedade do órgão regulador, são adequados a um ambiente institucional com problemas de credibilidade na manutenção dos compromissos assumidos, como aquele em que se insere o setor elétrico brasileiro. Por outro lado, os mecanismos adotados para apuração dos Custos Operacionais e da Base de Remuneração apresentam elevado grau de complexidade e de dificuldade de implementação, o que não é compatível com a capacitação técnica e com o nível atual de maturidade do sistema regulatório no país.

Antes de iniciar a segunda etapa de análise proposta neste trabalho (análise horizontal), são apresentadas abaixo algumas tabelas que mostram a situação atual dos processos de revisão tarifária iniciados no ano de 2003.

---

<sup>92</sup> Morgan Stanley EMBI

**Tabela 1 – Revisões Tarifárias Definitivas**

Empresa	Proposta			1a Homologação Preliminar			Homologação Definitiva					
	Data	Repos	Fator X	Data	Repos	Fator X	Data	Repos	Xe	Xc	Xa	Fator X
						(Xe)						(**)
<b>CEMAT</b>	fev-03	24,99%	2,40%	abr-03	26,00%	2,30%	abr-04	29,48%	2,25%	0,66%	-0,30%	2,77%
<b>AES-SUL</b>	mar-03	17,13%	1,81%	abr-03	16,22%	1,81%	abr-04	15,92%	1,07%	0,66%	-0,29%	1,53%
<b>RGE</b>	mar-03	24,14%	1,72%	abr-03	27,36%	1,72%	abr-04	27,96%	1,12%	0,32%	-0,29%	1,22%
<b>CELPA</b>	jun-03	27,49%	1,01%	ago-03	27,05%	1,15%	ago-04	20,21%	0,99%	1,00%	1,81%	4,00%
<b>ELEKTRO(*)</b>	jul-03	28,21%	2,38%	ago-03	27,93%	2,38%	ago-04	28,69%	0,96%	0,26%	1,80%	3,14%
<b>BANDEIRANTE(*)</b>	set-03	21,88%	1,84%	out-03	18,08%	1,83%	out-04	10,51%	1,02%	0,08%	1,67%	2,89%
<b>PIRATININGA(*)</b>	set-03	21,19%	1,64%	out-03	19,71%	1,62%	out-04	13,01%	0,89%	0,22%	1,68%	2,89%
<b>LIGHT</b>	set-03	6,15%	1,69%	nov-03	4,15%	1,69%	out-04	-3,64%	0,90%	0,66%	1,59%	3,31%
<b>Média</b>		21,40%	1,81%		20,81%	1,81%		17,77%				2,72%
<b>Desvio Padrão</b>		6,66%	0,41%		7,64%	0,36%		10,63%				0,86%

(\*) reajuste parcelado

(\*\*)  $[(Xe+Xc)*(IGPM-Xa)+Xa]$ 

Fonte: ANEEL

Elaboração: Própria

Das dezessete empresas que tiveram a primeira revisão tarifária no ano passado, apenas oito<sup>93</sup>, mostradas acima, tiveram o processo de revisão tarifária concluído até o momento. Observa-se que a homologação definitiva ocorreu após um ano da data contratual da revisão. Tal fato se deu em função de indefinições na metodologia do fator X (Xe, Xa e Xc), consolidada somente em janeiro de 2004, mas principalmente pela demora na validação da BR conforme a Resolução 493.

Nota-se que, em quatro empresas, houve uma variação grande entre a proposta inicial e o percentual final do reposicionamento tarifário. São elas a CELPA, BANDEIRANTE, PIRATININGA e LIGHT. Esta última teve o índice reduzido de 6,15% para – 3,64%. No caso das três últimas, as validações das BR's foram suspensas e os reajustes voltaram a ser provisórios.

As demais empresas já passaram pelo primeiro reajuste tarifário anual do novo período regulatório e ainda aguardam a validação da BR para finalizar o processo de revisão (Tabela 2). Nesses casos o índice de reposição permanece provisório até a validação final da BR, a qual deverá alterar o cálculo do Xe, também. A ANEEL determina que

<sup>93</sup> A ELEKTRO teve sua BR parcialmente validada, ou seja, a validação se deu em março de 2003. Falta validar as baixas e adições ocorridas entre março e julho de 2003, que é a data da revisão. As diferenças serão compensadas no Xe de 2005.

todos esses ajustes decorrentes de diferenças entre os valores finais e os provisórios sejam compensados nos reajustes de 2005.

**Tabela 2 – Revisões Tarifárias Pendentes**

Empresa	Proposta			1a Homologação Preliminar			2a Homologação Preliminar					
	Data	Repos	Fator X	Data	Repos	Fator X (Xe)	Data	Repos	Xe	Xc	Xa	Fator X (**)
ENERSUL(*)	fev-03	42,64%	2,39%	abr-03	42,26%	2,35%	abr-04	43,59%	0,98%	0,58%	-0,29%	1,35%
CEMIG (*)	fev-03	27,49%	1,02%	abr-03	31,53%	1,00%	abr-04	37,86%	1,10%	0,29%	-0,30%	1,16%
CPFL	fev-03	18,77%	2,56%	abr-03	19,55%	2,56%	abr-04	21,10%	1,57%	0,05%	-0,24%	1,46%
COELCE (*)	fev-03	27,65%	1,47%	abr-03	31,29%	1,47%	abr-04	32,39%	1,19%	0,73%	-0,32%	1,70%
COSEERN	mar-03	12,06%	1,78%	abr-03	11,49%	1,78%	abr-04	14,54%	0,79%	-0,02%	-0,31%	0,50%
ENERGIPE(*)	mar-03	29,32%	1,40%	abr-03	35,18%	1,40%	abr-04	35,61%	0,92%	0,09%	-0,32%	0,74%
COELBA (*)	mar-03	30,93%	1,14%	abr-03	31,49%	1,14%	abr-04	31,28%	1,57%	0,45%	-0,30%	1,82%
ELETROPAULO	mai-03	9,62%	2,58%	jul-03	10,95%	2,54%	jul-04	ND	2,37%	0,71%	1,08%	4,43%
CERJ	nov-03	11,59%	1,62%	dez-03	15,52%	1,29%	ND	ND	ND	ND	ND	ND
<b>Média</b>		<b>23,34%</b>	<b>1,77%</b>		<b>25,47%</b>	<b>1,73%</b>		<b>30,91%</b>				<b>1,65%</b>
<b>Desvio Padrão</b>		<b>10,41%</b>	<b>0,57%</b>		<b>10,66%</b>	<b>0,58%</b>		<b>9,24%</b>				<b>1,13%</b>

(\*) reajuste parcelado

(\*\*)  $[(Xe+Xc)*(IGPM-Xa)+Xa]$

Fonte: ANEEL

Elaboração: Própria

Até o momento a Cerj, tem apenas a homologação preliminar do reposicionamento tarifário e do componente Xe, faltando, ainda, validar a BR, a fim de homologar a resolução definitiva. É interessante notar que em todas elas o percentual de reposicionamento tarifário se elevou entre a proposta inicial e a última revisão. Em média o reajuste se elevou de 23% para 31%.

#### **Capítulo 4 – Análise da Transparência, Coerência e Consistência da Metodologia de Revisão Tarifária (análise horizontal).**

No capítulo anterior foram descritas as técnicas adotadas pela ANEEL para compor a metodologia de revisão tarifária. Como visto, nesse processo de detalhamento da regulação do segmento de distribuição de energia elétrica o órgão regulador optou por mecanismos complexos, sofisticados e que procuram lidar com as limitações reconhecidas da atividade regulatória. São eles:

- 1- Fator X pelo método do Fluxo de Caixa Descontado da empresa modelo
- 2- *Benchmark* com empresa modelo para apurar os custos operacionais eficientes, o custo de capital e a estrutura de capital.
- 3- Determinação da Base de Remuneração pelo custo de reposição do ativo novo em uso

Segundo a abordagem teórica apresentada no capítulo dois deste trabalho, a regulação de monopólios naturais pode ser vista como um instrumento eficaz a fim de promover a redução de custos de transação, os quais tendem a ser elevados nestes tipos de atividade. Para que isso ocorra, no entanto, a escolha da política regulatória deve se nortear não só pela busca da eficiência, através da minimização de assimetrias de informação, como também pela adoção de mecanismos que reduzam incerteza na resolução de conflitos e, portanto, adicionem credibilidade ao sistema, bem como reforcem os compromissos assumidos a priori. Esses dois objetivos podem ser alcançados por meio de um sistema regulatório que seja: 1) adequado às restrições institucionais existentes e 2) composto por regras e intervenções transparentes, coerentes e consistentes ao longo do tempo.

Com base nessa conclusão teórica, ainda ao final do capítulo anterior iniciou-se a primeira etapa da análise da metodologia de revisão tarifária procurando responder à seguinte questão: as técnicas escolhidas pela ANEEL para compor a metodologia de

revisão tarifária foram adequadas ao ambiente institucional brasileiro e ao desenho básico pré-existente do setor?

Independentemente do resultado da análise feita anteriormente, nesta etapa do trabalho procurar-se-á concluir a segunda parte da análise que requer investigar se os métodos escolhidos:

- i)* são claros;
- ii)* apresentam coerência interna, contribuindo para formar uma doutrina regulatória; e
- iii)* possuem consistência suficiente para serem mantidos ao longo do tempo.

Em resumo, este capítulo tem como objetivo analisar se as escolhas feitas são **transparentes, coerentes e consistentes**, ou seja, se a metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL adiciona credibilidade ao sistema, afetando positivamente a relação de longo prazo e o desempenho do setor.

#### **4.1 – Análise da Transparência**

Este item da análise consiste em averiguar se no processo de revisão tarifária

- a) Os ritos formais existem e são cumpridos; e
- b) As partes interessadas e os agentes independentes conseguem reproduzir o processo decisório e os resultados do regulador.

Como dito anteriormente, o processo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica inicia-se com a apresentação de uma proposta da ANEEL<sup>94</sup> formulada a partir de informações enviadas pela concessionária, bem como de parâmetros definidos pela agência. Nessa proposta, disponibilizada como nota técnica ao público através da internet, é explicitado o cálculo geral do reposicionamento tarifário, além do

---

<sup>94</sup> Em realidade a proposta apresentada publicamente já é resultado de reuniões anteriores entre a ANEEL e as concessionárias.

detalhamento em anexos da metodologia aplicada no cálculo dos principais itens (Base de Remuneração, Fator X, Custos Operacionais, Custo de Capital, Estrutura de Capital e Receitas Extraconcessão). Juntamente à divulgação da proposta é marcada a data da audiência pública destinada a sua discussão, sendo que, no intervalo entre a divulgação da proposta e a realização da audiência<sup>95</sup>, os agentes podem enviar contribuições à ANEEL, a qual também as disponibiliza ao público.

Essa possibilidade de participação dos agentes no processo de revisão pode contribuir para uma maior transparência das decisões já que se constitui em oportunidade de questionar os parâmetros adotados pela agência, dando a esta última, também, uma maior chance de esclarecer os resultados obtidos.

Observa-se um grande número de contribuições enviadas ao órgão regulador, além de relevante participação dos agentes nas audiências públicas<sup>96</sup>. Por parte do órgão regulador, cumpre destacar a prática de divulgar ao público as explicações técnicas sobre as decisões tomadas, o que pode contribuir sobremaneira para a transparência e credibilidade do processo<sup>97</sup>. A tabela abaixo mostra o acompanhamento da evolução dos processos de revisão de oito empresas, dentre as dezessete com revisão em 2003, que já obtiveram a resolução final<sup>98</sup>.

---

<sup>95</sup> As audiências ocorrem antes de completar um mês da divulgação da proposta.

<sup>96</sup> Há o registro das contribuições e da lista de participantes e expositores no site da ANEEL ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

<sup>97</sup> Não está sendo analisado neste trabalho se as explicações divulgadas pela agência atendem de forma satisfatória às dúvidas levantadas pelos agentes ao longo do processo, o que exigiria um estudo sistematizado de todas as contribuições e respostas divulgadas pela ANEEL.

<sup>98</sup> Até o momento do término deste trabalho as resoluções finais das concessionárias BANDEIRANTE, PIRATININGA e LIGHT foram suspensas em função da não concordância com relação ao valor da Base de Remuneração validada pela ANEEL.

**Tabela 3 – Evolução dos Processos de Revisão Tarifária**

	CEMAT	AES-SUL	RGE	CELPA	ELEKTRO	BANDEIRANTE	PIRATININGA	LIGHT
REVISÃO	8-abr-03	19-abr-03	19-abr-03	7-ago-03	27-ago-03	23-out-03	23-out-03	7-nov-03
.proposta	7-fev-03	3-mar-03	7-mar-03	16-jun-03	7-jul-03	8-set-03	8-set-03	22-set-03
.audiência	26-fev-03	19-mar-03	20-mar-03	9-jul-03	29-jul-03	2-out-03	1-out-03	14-out-03
.preliminar	7-abr-03	16-abr-03	16-abr-03	6-ago-03	27-ago-03	22-out-03	22-out-03	6-nov-03
.explicação	21-jul-03	21-jul-03	21-jul-03	21-ago-03	17-out-03	8-dez-03	5-dez-03	8-dez-03
.final	7-abr-04	16-abr-04	16-abr-04	5-ago-04	26-ago-04	22-out-04	22-out-04	5-nov-04
.explicação	28-abr-04	28-abr-03	28-abr-04	-	17-ago-04	4-out-04	6-out-04	21-out-04

Fonte: ANEEL

Elaboração: Própria

Pode-se notar que desde o ano passado a ANEEL tem conseguido reduzir o intervalo entre a emissão de uma resolução e a disponibilização de explicações sobre seus resultados, indicando uma evolução importante na curva de aprendizado da agência.

Tais fatos permitem concluir que o processo de revisão tarifária ocorre por meio de ritos formais bem definidos, os quais são cumpridos pelo órgão regulador para todas as concessionárias.

Cabe analisar, a seguir, o item (b) descrito acima que diz respeito à transparência da aplicação das metodologias adotadas para o cálculo geral e para os itens principais que compõem as revisões.

No que se refere à transparência do cálculo geral do Reposicionamento Tarifário, é possível, a partir dos valores apresentados para as variáveis principais, reproduzir o resultado alcançado para o percentual de alinhamento das tarifas<sup>99</sup>. Ou seja, pode-se afirmar que a nota técnica que apresenta a sistemática de cálculo da reposição tarifária é suficientemente clara e transparente.

Em relação ao cálculo dos itens específicos, entretanto, surgem algumas dificuldades na reprodução destes valores.

Seguem-se os comentários específicos aos principais itens:

<sup>99</sup> No Anexo do trabalho encontra-se a reprodução do cálculo do reposicionamento tarifário das dezessete empresas que tinham data de revisão tarifária em 2003.

## 1 - Base de Remuneração

A metodologia de cálculo da BR, definida pela Resolução No 493, determina a avaliação dos ativos em uso da concessionária pelo valor novo de mercado. Tal método considera a base de ativos registrados nas informações contábeis da empresa<sup>100</sup>, porém não usa o valor contábil dos mesmos para determinar a BR, já que este pode conter distorções. A valoração do ativo remunerável é feita pelo custo de reposição, sendo este equivalente ao valor do ativo novo depreciado pelo número de anos que está em uso.

Como dito anteriormente, somente oito empresas tiveram a BR validada e a revisão homologada definitivamente até o momento. As demais já passaram pelo primeiro reajuste tarifário anual, referente ao novo período regulatório, sem que os valores de suas BR's tivessem sido validados. Dentre as concessionárias que finalizaram o processo, três (BANDEIRANTE, PIRATININGA e LIGHT) tiveram as validações anunciadas e suspensas posteriormente em decorrência de desacordo com relação aos números finais, os quais ficaram muito abaixo dos provisórios, resultando em revisão significativa dos percentuais de reposição tarifária. A tabela abaixo apresenta os valores provisórios e definitivos da BR, bem como os percentuais de reposição antes e após a validação da BR:

---

<sup>100</sup> A ANEEL faz uma conciliação dos ativos registrados com aqueles informados pelos departamentos comerciais e de engenharia, bem como com os ativos físicos existentes.



Tabela 4 – Comparação dos Valores Provisórios e Definitivos da BR

	PROVISÓRIO		DEFINITIVO	
	BR	REPOS	BR	REPOS
	R\$ milhões	%	R\$ milhões	%
<b>CEMAT</b>	726	26,00%	691	29,48%
<b>AES-SUL</b>	765	16,22%	671	15,92%
<b>RGE</b>	890	27,36%	833	27,96%
<b>CELPA</b>	1.233	27,05%	ND	20,21%
<b>ELEKTRO</b>	1.709	27,93%	1.602	28,69%
<b>BANDEIRANTE</b>	1.676	18,08%	1.092	10,51%
<b>PIRATININGA</b>	1.395	19,71%	930	13,01%
<b>LIGHT</b>	4.982	4,15%	3.515	-3,64%

ND (não disponível)

Fonte: ANEEL

Elaboração: Própria

Observa-se que, no caso da LIGHT, a validação pela Resolução 493 como foi anunciada implicaria em uma revisão no percentual de reposição tarifária de um acréscimo de 4,15% para um reajuste negativo de 3,64%. A própria diretoria da ANEEL reconheceu o problema e voltou atrás alguns dias depois, anunciando um reajuste extraordinário de 6,13% nas tarifas da empresa a fim de evitar problemas com o EEF da concessionária. Segundo o novo diretor do órgão regulador a BR validada estava muito baixa, o que poderia prejudicar o EEF da empresa, bem como a qualidade do serviço prestado<sup>101</sup>. Foi definido, então, o novo valor para a BR da LIGHT, de R\$ 4,3 bilhões, mas sem uma explicação oficial do órgão sobre como se chegou ao novo valor<sup>102</sup>.

Um julgamento externo de fatos como esse é dificultado pelo fato de a agência não disponibilizar ao público em geral os cálculos realizados pelo método da Resolução 493. Além disso, a ANEEL não divulga qual a lógica por trás do percentual arbitrado, aplicado ao custo histórico corrigido de algumas empresas, a fim de chegar aos valores provisórios da BR.

<sup>101</sup> Jornal Valor Econômico de 23/02/2005

<sup>102</sup> A empresa passa por um processo de renegociação e estruturação de sua dívida e a validação da BR em R\$ 3,5 bilhões, com conseqüente revisão do percentual de reposicionamento, provocou grande desconforto entre os credores, os quais tinham decidido suspender o processo. No momento o reajuste extraordinário precisa ser autorizado pelo Ministério da Fazenda, pois ocorreu a menos de um ano do anterior, e a empresa está enfrentando protestos do Estado do RJ que não concorda com o novo percentual.

No caso dessas três empresas citadas, as respectivas notas explicativas afirmam que os valores provisórios foram obtidos a partir de laudo preliminar apresentado pela empresa, no caso da LIGHT, e do custo histórico corrigido, no caso das outras duas.

De qualquer modo, a demora na validação das BR's das empresas, bem como a falta de transparência envolvendo o cálculo de um item tão importante da revisão tarifária, constitui-se em fator de grande incerteza para o desempenho do setor, além de ser altamente negativo, tanto para a credibilidade da metodologia de revisão tarifária, como para a reputação do órgão regulador.

## 2- Custo e Estrutura de Capital

No que se refere à metodologia de custo de capital, o respectivo anexo das revisões tarifárias explicita de forma clara as técnicas utilizadas e possibilita a reprodução do cálculo geral. A Figura 7 abaixo, extraída da nota técnica referente a este item da revisão, apresenta os números que compõem o cálculo do percentual de remuneração de capital adotado para esta primeira revisão tarifária e que deverá vigorar em todo o segundo período regulatório.

Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)	
Estrutura de Capital Meta $\left(\frac{P}{P+D}\right)$	50,00%
Taxa Livre de Risco ( $r_f$ )	6,01%
Beta médio de empresas distribuidoras do EUA desalavancado ( $\beta_u$ )	15,90%
Beta médio realavancado pela estrutura meta de capital BZ ( $\beta$ )	26,39%
Spread de risco de mercado $[r_M - r_f]$	7,76%
Risco do negócio e financeiro $\beta[r_M - r_f]$	2,05%
Risco Soberano ( $r_S$ )	8,29%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco BZ (B1) ( $r_C^B$ )	4,21%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco de empresas distribuidoras BZ - B1 ( $r_C$ )	3,67%
Risco País ( $r_B = r_S - r_C^B$ )	4,08%
Risco Cambial ( $r_X$ )	2,00%
Risco Regulatório $(\beta_{reg} - \beta_{regM}) \times [r_M - r_f] (r_R)$	3,33%
Custo de Capital Próprio Nominal $r_P = r_f + \beta[r_M - r_f] + r_B + r_X + r_R$	17,47%
Custo de capital de terceiros nominal em dólares $r_D = r_f + r_C + r_B + r_X$	15,76%
WACC nominal em dólares $r_{WACC} = \frac{P}{P+D} r_P + \frac{D}{P+D} r_D (1-T)$	13,93%
Taxa de inflação EUA ( $\pi$ )	2,40%
WACC real $r_{WACC}^r = \frac{1+r_{WACC}}{1+\pi} - 1$	11,26%

**Figura 7 – Cálculo do custo de capital**

Fonte: ANEEL

Cada um dos parâmetros acima é acompanhado do detalhamento dos respectivos métodos e técnicas de cálculo, o que facilita o entendimento e a reprodução dos resultados.

### 3 - Custos Operacionais

O Anexo I da nota técnica apresenta de forma esquemática o modelo de construção da ER, bem como os resultados finais encontrados para os vários subitens, sendo possível reproduzir o cálculo geral dos custos operacionais eficientes. Apesar disso, não são disponibilizados os coeficientes adotados<sup>103</sup>, nem as justificativas técnicas ou econômicas para os valores utilizados em cada região. Tais informações seriam

<sup>103</sup> Tamanho de equipe típica, tempo médio e frequência necessária para realização de uma dada tarefa, por exemplo.

interessantes a fim de testar a coerência e consistência do modelo pela análise de sua aplicação para as várias distribuidoras.

Como dito anteriormente, esse tipo de mecanismo que utiliza a comparação com uma empresa fictícia, construída a partir de modelos de engenharia, não se encontra totalmente consolidado quando se observa a experiência internacional, razão pela qual deve-se ter maior cautela no que se refere à transparência dos parâmetros utilizados e dos resultados obtidos. Gómez-Lobo e Vargas (2002, p.102) criticam o modelo de ER adotado no Chile, destacando a dificuldade de ser entendido por analistas externos:

A quantidade de informações que se deve analisar, o número de variáveis e parâmetros incorporados e a complexidade dos modelos computacionais para se chegar a uma tarifa final, fazem com que o processo tenha as características de uma 'caixa preta' onde não é fácil saber como certos parâmetros influenciam os resultados finais. Por isso, neste tema torna-se relevante o velho ditado de que às vezes 'as árvores' não deixam enxergar 'o bosque'.<sup>104</sup>

Outro empecilho à transparência e entendimento do modelo reside no fato de que a introdução da ER na metodologia de revisão tarifária não seguiu o processo adotado para os demais métodos, os quais receberam inúmeras contribuições e foram discutidos em audiências específicas. A utilização da ER foi apresentada já na proposta de revisão sem discussão prévia do tema.

No Chile, onde o método foi adotado há mais tempo e de modo precursor, o processo funciona da seguinte maneira: o regulador publica as bases de um estudo da Empresa Modelo um ano antes da revisão tarifária e recebe comentários que contribuem para a definição das bases definitivas a serem adotadas. A partir de então a empresa e o regulador desenvolvem simultaneamente estudos para uma ER e, até cinco meses antes da revisão, trocam os respectivos estudos, tendo a empresa trinta dias para apresentar suas discordâncias em relação ao estudo do regulador, seguidos de mais quinze dias em que as partes negociam as diferenças e procuram chegar a um consenso. Se este não ocorrer, o regulador remete o caso para uma Comissão de Especialistas formada por três membros, um nomeado pela concessionária, outro pelo regulador, e um terceiro, por

---

<sup>104</sup> Tradução do autor.

ambas as partes. A comissão tem trinta dias para se manifestar sobre as divergências em cada parâmetro, optando por um deles e não sendo permitido adotar valores intermediários. Ao final a decisão é tomada por maioria simples.

Apesar das críticas relatadas acima, observa-se na experiência chilena uma maior preocupação com a transparência no processo de construção e definição dos parâmetros da Empresa Modelo do que no caso do setor de distribuição de energia no Brasil. Talvez por esta razão, a determinação dos custos operacionais pelo método da ER tenha sido um dos itens que mais questionamentos suscitou nas audiências públicas das revisões tarifárias, levando a várias modificações entre o valor proposto e o homologado. Observa-se, pelas explicações apresentadas pela ANEEL nas decisões homologatórias, que inúmeros tópicos da ER passaram por discussões privadas entre a agência e as concessionárias, tendo vários pleitos sido atendidos, tanto em termos do método em geral, como de especificidades de algumas distribuidoras.

A Tabela 5 abaixo mostra a evolução dos valores calculados para os custos operacionais da ER durante o processo de revisão<sup>105</sup>. Neste há o valor da proposta inicial, formulada pela ANEEL, seguido da divulgação do resultado provisório na data da revisão (PRELIMINAR I) e por um novo resultado provisório, em 2004, na data do primeiro reajuste anual (PRELIMINAR II). Nos casos em que a BR já foi validada, a decisão definitiva foi divulgada juntamente com o reajuste de 2004:

---

<sup>105</sup> Aqui também foram examinadas somente as empresas com revisão em 2003.

**Tabela 5 – Evolução do Valor dos Custos Operacionais Eficientes (R\$ milhões)**

	PROPOSTA ( A )	PRELIMINAR I ( B )	( B )/( A )	PRELIMINAR II ( C )	( C )/( B )	DEFINITIVA ( D )	( D )/( B )
<b>CEMAT</b>	171	184	7,7%	-	-	200	9,0%
<b>ENERSUL</b>	111	122	10,4%	129	5,4%	-	-
<b>CEMIG</b>	811	870	7,3%	958	10,1%	-	-
<b>CPFL</b>	335	394	17,6%	ND	ND	-	-
<b>COELCE</b>	241	259	7,5%	ND	ND	-	-
<b>COSERN</b>	97	107	10,3%	113	5,6%	-	-
<b>ENERGIPE</b>	69	75	10,2%	81	6,8%	-	-
<b>AES-SUL</b>	153	166	8,9%	-	-	174	4,5%
<b>RGE</b>	438	447	2,0%	-	-	457	2,2%
<b>COELBA</b>	340	381	12,1%	411	7,9%	-	-
<b>ELETROPAULO</b>	624	654	4,7%	ND	ND	-	-
<b>CELPA</b>	246	246	-0,1%	-	-	ND	ND
<b>ELEKTRO</b>	332	333	0,2%	-	-	356	7,0%
<b>BANDEIRANTE</b>	187	191	2,3%	-	-	201	5,4%
<b>PIRATININGA</b>	177	182	2,6%	-	-	191	4,9%
<b>LIGHT</b>	483	514	6,4%	-	-	534	3,9%
<b>CERJ</b>	284	287	1,3%	ND	ND	-	-
<b>VAR MEDIA</b>			6,6%		7,2%		5,3%

ND (não disponível)

Fonte: Aneel

Elaboração: Própria

Pode-se notar que os valores dos custos operacionais eficientes sofreram elevações ao longo do processo. Entre as propostas iniciais e os valores definidos após as audiências públicas (PRELIMINAR I) os valores aumentaram, em média 6,6%. Nas empresas cujos reajustes de 2004 continuaram provisórios (PRELIMINAR II) os custos operacionais definidos como eficientes subiram outros 7,2% e, no caso das definitivas, 5,3%. Composto as duas revisões dos valores, os aumentos médios ficaram entre 12%, entre as definitivas e 14% entre aquelas que ainda têm valores provisórios.

#### 4-Fator X

Diferentemente da ER, a metodologia de cálculo do Fator X foi bem debatida desde que se iniciou a primeira revisão da ESCELSA, em 1998, até a audiência pública específica convocada para discutir o tema, ao final de 2003. Nesta última os agentes e a sociedade enviaram inúmeras contribuições, sendo que algumas foram atendidas e incorporadas à resolução final que trata da metodologia do Fator X<sup>106</sup>. Outras não foram atendidas. No

<sup>106</sup> Este é o caso do recálculo do Xe que havia sido proposto e foi eliminado, bem como da metodologia do Xc que sofreu muitas críticas e foi bastante alterado em função das contribuições enviadas.

entanto percebe-se que a possibilidade de discussão e exposição de idéias contribuiu para uma melhor transparência do método<sup>107</sup>.

Apesar disso, no que se refere à possibilidade de reprodução dos resultados, existem algumas restrições a serem mencionadas, relativas à metodologia de apuração das parcelas Xe e Xa que compõem o fator X.

No caso da parcela Xe, o Anexo referente ao cálculo do Fator X não explicita o fluxo de caixa descontado para todas as empresas. Somente após a revisão da CELPA, cuja proposta pública inicial foi apresentada em junho de 2003, é que a ANEEL passou a divulgar o cálculo deste item. Até então, só eram apresentados os valores encontrados para o Xe nos cenários projetados, não sendo possível reproduzir os cálculos. Mesmo nas notas complementares, que contêm os dados da re-revisão, não há a reprodução do cálculo do fluxo de caixa das empresas.

Com relação ao Xa, não é possível reproduzir totalmente seu cálculo já que a apuração do IAPB (Índice de Ajuste da Parcela B) depende do IARC (Índice de Ajuste da Remuneração do Capital) do seguinte modo:

$$IAPB = \left( \frac{CO}{VPB} \right) \times LACO + \left( \frac{RC}{VPB} \right) \times IARC + \left( \frac{TOE}{VPB} \right) \times IGPM$$

onde:

RC = remuneração sobre o capital e a depreciação;

CO = custos operacionais;

TOE = tributos e outros encargos;

VPB = valor da Parcela B da receita da concessionária;

O IARC, por sua vez, resulta da média ponderada de IGPM e IPCA, onde os pesos equivalem à participação dos itens máquinas e equipamentos ( $CC_{ME}$ ) e mão-de-obra ( $CC_{MO}$ ) na base de remuneração regulatória bruta ( $BRR_b$ ), como mostra a fórmula abaixo.

<sup>107</sup> Houve uma crítica generalizada no que se refere à existência das parcelas Xa e Xc, no entanto a ANEEL as manteve na resolução final com modificações.

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

Ocorre que esses pesos são extraídos do VNR, ou seja, do valor da rede adaptada. Como o cálculo do VNR não é divulgado, não é possível a reprodução dos resultados desta parcela do Fator X.

#### 4.2 – Análise da Coerência

A análise da coerência da metodologia de revisão tarifária consiste em investigar se os métodos empregados na RTP são compatíveis entre si e em relação aos outros aspectos da regulação do setor.

Da descrição dos métodos feita no capítulo três, pode-se concluir que a ANEEL procurou dar uma coerência geral à metodologia de revisão ao adotar a ER, ou seja, optou por combinar o regime de preço-teto com a regulação por comparação usando o mecanismo de Empresa Modelo em quase todos os itens da revisão. Partindo-se desse princípio, segue análise de cada um dos principais itens.

##### 1 - Base de Remuneração

Pode-se dizer que o método escolhido (Resolução 493) é parcialmente coerente com a regulação por incentivos e com a Empresa de Referência, já que considera os dados efetivos da empresa no que se refere à quantidade física de ativos. O método descrito na nota técnica como Valor Novo de Reposição (VNR) da rede adaptada, por sua vez, guardaria uma maior coerência com a filosofia geral da metodologia, dado que os ativos necessários à prestação do serviço na região seriam dimensionados para a empresa modelo<sup>108</sup>. Por outro lado, a opção pelo método da 493 indica uma preocupação do regulador em adotar um mecanismo de avaliação da BR que não se distancie tanto da

---

<sup>108</sup> Não se está afirmando aqui que o VNR é melhor que o método apresentado pela 493, mas apenas que não é coerente com o mecanismo da ER, o qual imprime uma filosofia geral à metodologia, qual seja o distanciamento da tarifa em relação aos custos efetivos das empresas.



estrutura de ativos real da empresa e que, portanto, reduza os riscos de desequilíbrios da concessão.

A Tabela 6 abaixo mostra uma comparação dos valores da base de remuneração regulatória (ativos remuneráveis) com os respectivos valores de ativo imobilizado em serviço apresentado no balanço das empresas imediatamente anterior à data da revisão. A comparação entre esses dois valores dá uma idéia do fator de ajuste sobre o valor de livro dos ativos, resultante da aplicação da metodologia.

**Tabela 6 – Base de Remuneração X Valor Contábil do Ativo**

	<b>Base de Remuneração</b> (R\$ mil) (b)	<b>Ativo Imobilizado em Serviço</b> (R\$ mil) (d)	<b>Fator de Ajuste</b> (%) (b)/(d)	<b>Situação</b>
<b>CEMAT</b>	690.591	864.630	80%	validada
<b>ENERSUL</b>	751.892	591.903	127%	não validada
<b>CEMIG</b>	4.837.778	7.302.571	66%	não validada
<b>CPFL</b>	2.605.204	3.326.894	78%	não validada
<b>COELCE</b>	998.118	1.498.255	67%	não validada
<b>COSERN</b>	457.804	336.355	136%	não validada
<b>ENERGIPE</b>	275.980	193.073	143%	não validada
<b>AES-SUL</b>	670.834	758.002	89%	validada
<b>RGE</b>	833.012	733.376	114%	validada
<b>COELBA</b>	1.774.966	1.763.868	101%	não validada
<b>ELETROPAULO</b>	5.242.509	5.465.537	96%	não validada
<b>CELPA</b>	1.232.828	1.110.746	111%	validada(*)
<b>ELEKTRO</b>	1.601.659	1.203.527	133%	parc validada
<b>BANDEIRANTE</b>	1.091.926	694.342	157%	validada (**)
<b>PIRATININGA</b>	929.688	717.631	130%	validada (**)
<b>LIGHT</b>	3.515.065	3.951.937	89%	validada (**)
<b>CERJ</b>	1.708.541	869.763	196%	não validada
<b>Média</b>			112%	
<b>Desvio Padrão</b>			35%	

Fonte: ABRADÉE/ANEEL

(\*) sem as informações finais

(\*\*) validações suspensas

Antes da análise comparativa proposta acima convém fazer uma ressalva importante. Desde a extinção da correção monetária, em 1995, o valor contábil correspondente à rubrica “ativo imobilizado em serviço” não tem sido mais corrigido nos balanços patrimoniais das empresas. Sendo assim, a comparação entre esses valores e aqueles

definidos para a BR deve levar em conta que estes últimos contém algum tipo de correção no valor dos ativos desde então. De qualquer modo, observa-se uma grande variação no percentual entre a BR regulatória e o valor contábil, sendo o menor o da Cemig (67%) e o maior o da Cerj, em que a BR chega a ser quase o dobro do ativo contábil. Em média, pode-se dizer que os valores das BR's (provisórios e definitivos) ficaram 12% acima do valor contábil.

Ainda no que se refere à coerência da Resolução 493 com o restante da metodologia, parece haver um conflito de objetivos que se reflete na própria coerência interna do órgão regulador. A Superintendência de Regulação Econômica (SRE), responsável pela definição da metodologia, parece defender a utilização do VNR para avaliar a BR, enquanto que a metodologia da 493 foi desenvolvida no âmbito da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). A fim de ilustrar tal incoerência, vale a pena reproduzir o trecho da nota técnica referente à explicação do método de determinação da BR<sup>109</sup>.

109. No momento atual, as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução nº 493/2002. Cabe à ANEEL avaliar a razoabilidade dos montantes resultantes das avaliações realizadas, no contexto do disposto no parágrafo anterior. Por outro lado, na hipótese da concessionária não proceder à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações nos prazos compatíveis com o cronograma da revisão tarifária periódica, cabe à ANEEL arbitrar o valor da base de remuneração a ser considerada na presente revisão.

110. Para ambas as situações e, consistentemente com o conceito de reconhecer nas tarifas somente valores que reflitam eficiência e prudência nas decisões de investimento, a ANEEL está propondo adotar o Valor Novo de Reposição (VNR) de uma rede "adaptada" para o serviço de distribuição que tem que prestar a concessionária, como o valor máximo da base de remuneração não depreciada. O VNR corresponde ao valor de mercado de reposição de cada um dos componentes da "rede adaptada" por um equipamento idêntico, incluindo os custos das obras necessárias para realizar essa reposição. Pelo VNR determina-se o valor de um ativo a partir de sua reposição por outro que permite cumprir com as mesmas funções e a mesma qualidade do serviço, embora não necessariamente de idênticas características. Por esse método, assegura-se que os ativos que o usuário deve pagar através das tarifas do serviço regulado são os estritamente necessários. A principal virtude conceitual desse método reside no fato de que reflete os custos que deveria enfrentar um novo participante e, portanto, as condições de mercado. Neste sentido, é o que melhor aproxima a solução de mercado que se deseja emular através da regulação. Desse modo, a base de remuneração regulatória fica diretamente relacionada com sua principal função, isto é, atender aos clientes existentes ou potenciais. O Anexo IV apresenta a metodologia de avaliação da

---

<sup>109</sup> Este trecho foi extraído da revisão da CELPA, mas é absolutamente igual em todas as revisões, com exceção, é claro, do valor arbitrado para a BR, e da explicação do método de cálculo do valor provisório, o qual difere em algumas empresas.

base de remuneração pelo VNR. A ANEEL vai submeter em audiência pública específica a metodologia do VNR e da Quota de Reintegração Regulatória.

111. Considerando-se que a ANEEL ainda não dispõe do valor da base de remuneração da CELPA, nos termos da Resolução ANEEL nº 493/02, para efeito da presente Nota Técnica adotou-se como referência, em caráter provisório, o percentual de 80% sobre o custo corrente, que corresponde a R\$ 1.232.827.918,61. O custo corrente foi obtido mediante a atualização do custo histórico (contábil) pelo IGP-M estimado até julho de 2003.

Outra questão a ser destacada neste item da análise diz respeito à demora com a qual estão sendo validadas as BR's das empresas e com as diferenças entre os valores provisórios e definitivos em algumas delas. A manutenção de valores provisórios implica em um Fator X também provisório, o que significa que o reajuste anual também não pode ser definitivo e todas as discrepâncias apuradas ao final do processo gerarão correções retroativas à data da revisão que serão compensadas nos reajustes futuros. Tal problema torna-se mais significativo naquelas empresas em que o reposicionamento foi parcelado por ser superior ao IRT (Índice de Reajuste Tarifário) estimado para o ano da revisão. A possibilidade de acúmulo dessas contas compensatórias pode vir a distorcer em demasia os reajustes anuais futuros, ainda que todos os ajustes venham acompanhados da devida compensação financeira, prejudicando a percepção externa com relação à coerência da política tarifária.

Ademais, recomenda-se que, nos casos em que as diferenças entre os valores provisórios e os definitivos forem significativas, o órgão regulador emita uma explicação imediata das discrepâncias a fim de não ficarem dúvidas com relação à capacitação e reputação do regulador.

## 2 - Custo e Estrutura de Capital

A metodologia de cálculo do custo e da estrutura de capital por meio de uma empresa modelo aplicável a todas as concessionárias do setor apresenta coerência com a regulação por incentivos e com o princípio de ER adotado para os custos operacionais.

Ademais, a apuração da taxa de remuneração através do cálculo do custo de oportunidade de investir em uma empresa de distribuição de energia elétrica no Brasil,

sendo este resultante da aplicação do método do CAPM, também é coerente com a prática comumente usada para avaliação de ativos em geral.

É importante ressaltar que os parâmetros de estrutura de capital definidos para a empresa modelo (50% de dívida) diferem muito da situação real das empresas, as quais apresentavam uma alavancagem média de 77% ao final do primeiro trimestre de 2003, de acordo com dados agregados de vinte e duas empresas do setor. Apesar disso, esses dados mostram que essas empresas tiveram R\$ 2,1 bilhões com despesas financeiras devidas durante esse período, projetando um custo médio anual para a dívida agregada de 16%, o que é muito próximo do que foi calculado na revisão que foi 15,8%.

### 3 - Custos Operacionais

A escolha de um método de *benchmarking* para determinar os custos operacionais eficientes na revisão tarifária é coerente com o contrato de concessão, o qual menciona a possibilidade de considerar empresas similares. Além disso, como visto no capítulo dois deste trabalho, esta ferramenta pode contribuir para melhorar a eficiência da regulação por incentivos na medida em que evita o custo de apuração e validação dos dados efetivos da empresa regulada.

Do ponto de vista da coerência intertemporal, no entanto, pode-se dizer que a introdução do método de empresa de referência neste item da revisão pode ser questionada. Isto porque a definição não foi precedida de uma proposta anterior à sua aplicação efetiva, bem como de uma discussão acerca do seu detalhamento, à semelhança do que vinha sendo feito para outros itens importantes como a BR e o Fator X.

Outro ponto que pode ser questionado é a adoção do método já no reposicionamento tarifário, considerando a ER no ano-teste. Uma maior coerência com o método de cálculo do Fator X, que é *forward looking*, seria dada adotando-se uma regra que atrelasse a implementação da ER com um plano de negócios da concessionária a fim de atingir o padrão de eficiência da empresa modelo ao longo do período regulatório. Com isso estar-se-ia mais coerente, também, com a manutenção do EEF já que a adoção da

ER no ano-teste pode causar desequilíbrios já na partida do novo intervalo regulatório. Isto sem mencionar os efeitos de investimentos especiais, como em universalização dos serviços e melhorias de qualidade, os quais deveriam estar considerados na ER de modo prospectivo.

A nota explicativa menciona a possibilidade de adotar um caminho de transição para atingir a ER, mas não foi esse o método adotado para sua implementação. Na projeção dos custos operacionais da ER, usada para cálculo da parcela  $X_e$ , são considerados somente os ganhos de escala, mantendo-se a estrutura de custos inicial. O único item que apresenta uma transição, e que foi decidido após as audiências públicas, é aquele referente aos recursos necessários para cobrir a inadimplência nas empresas.

A Tabela 7 abaixo compara os valores da ER de algumas concessionárias que tiveram revisão em 2003 com os dados contábeis referentes à rubrica “*despesas operacionais e de manutenção*” de 2002<sup>110</sup>.

---

<sup>110</sup>Não foi considerado o item contábil denominado “outras despesas operacionais”, que em algumas empresas podem englobar as despesas gerais e administrativas.

**Tabela 7 – Custos Operacionais Eficientes X Despesas Operacionais e de Manutenção**

(R\$ Milhões)			
	Despesas		(B)/(A)
	Operacionais	Empresa	
	e Manutenção (*)	Referência	
	(A)	(B)	
<b>CEMAT</b>	198.986	200.239	101%
<b>CEMIG</b>	1.516.504	958.285	63%
<b>CPFL</b>	584.907	394.368	67%
<b>COELCE</b>	252.921	258.903	102%
<b>ENERGIPE</b>	61.977	80.647	130%
<b>AES-SUL</b>	141.390	173.791	123%
<b>COELBA</b>	456.945	410.826	90%
<b>ELETROPAULO</b>	1.230.649	653.585	53%
<b>CELPA</b>	261.683	394.368	151%
<b>ELEKTRO</b>	207.545	356.048	172%
<b>LIGHT</b>	530.358	533.775	101%
<b>CERJ</b>	271.559	287.262	106%
<b>Var Média</b>			105%
<b>Desvio Padrão</b>			35%

(\*) dados referentes a 2002 corrigidos pelo IGPM 2002-2003

Fonte: ABRADÉE; ANEEL

Elaboração: própria

Nota-se que as empresas localizadas em regiões mais adensadas como é o caso da CEMIG, CPFL e ELETROPAULO, apresentaram as menores relações entre custos operacionais eficientes e custos contábeis, sendo que o contrário ocorreu nas regiões com mercados menos maduros, como é o caso das concessionárias do nordeste e interior do país. Isto significa que o método pode ter sido eficiente para evitar problemas com a remuneração de sobre-investimentos nas regiões mais maduras, ao mesmo tempo em que permitiu uma folga no EEF nas concessionárias com menor adensamento e que incorrem em maiores custos para prestação do serviço com a qualidade exigida.

No entanto, na média, os valores propostos da ER são 5% superiores àqueles apresentados nas demonstrações financeiras. Tal fato indica que, em geral, a introdução da ER funcionou como um Fator X positivo dado no início do período regulatório, o

qual, dependendo da magnitude, pode ter conseqüências negativas sobre o incentivo à eficiência do setor. De qualquer modo, conclusões mais firmes a esse respeito demandariam um estudo detalhado dos critérios usados na construção do modelo da ER. No item seguinte, relativo à análise da consistência, estar-se-á voltando a esse aspecto.

Uma última consideração no que se refere à coerência da escolha da metodologia de ER diz respeito à sua adequação aos recursos regulatórios existentes. Como dito anteriormente, a metodologia de ER é recente e, portanto, não se apresenta totalmente consolidada, podendo levar a questionamentos sobre os critérios de cálculo dos indicadores usados, mesmo no caso de países em que há uma maior transparência do método. No caso brasileiro, a construção das ER's foi realizada por consultoria contratada pela ANEEL e sua credibilidade depende da capacidade da agência de dispor de recursos financeiros e de pessoal suficientemente capacitado para enfrentar discussões futuras.

#### 4 - Fator X

O desenho regulatório básico não impõe restrição alguma ao detalhamento do Fator X a não ser a preocupação com a manutenção do EEF. Sendo assim, a opção pelo método do FCD para o cálculo da parcela de ganho de produtividade esperado é perfeitamente coerente, pois permite projetar um plano de negócios e estabelecer regras para mudanças no EEF em caso de desvio de alguma variável em relação ao previsto inicialmente.

Apesar disso, considerando-se o modo como a ANEEL definiu o mecanismo, esta vantagem não está sendo totalmente aproveitada na metodologia de revisão tarifária, dado que o regulador optou pelo uso do FCD somente para projetar os ganhos de produtividade provenientes do ganho de escala das concessionárias. Isto se deve ao fato de ter adotado os custos operacionais da ER já no ano-teste, funcionando como a aplicação de um Fator X já na partida do novo período regulatório, como dito acima. Ou seja, se a ER representa a fronteira de eficiência, o mecanismo garante que já estejam refletidos na tarifa inicial os eventuais ganhos que a empresa venha a obter com redução de custos a fim de atingir a referência. Nesse caso restam apenas os ganhos de escala

projetados no FCD da ER, a serem repassados ao longo do período regulatório através da parcela Xe aplicada nos reajustes anuais<sup>111</sup>.

Apesar de ser menos coerente com o princípio da manutenção do EEF, esta escolha por um Fator X concentrado no reposicionamento tarifário, em princípio, tem um poder de incentivo mais forte do que se for mais distribuído ao longo do tempo. No entanto, isto dependerá da distância entre os custos das empresas e o padrão definido na ER. Do modo como está estabelecido o mecanismo, se houver um erro grande na definição dos custos eficientes há riscos de ocorrerem problemas ou com ganhos extraordinários, ou com crises econômico-financeiras das empresas, sem que se possa realizar ajustes consistentes antes da próxima revisão tarifária. Nesse sentido, Gómez-Lobo e Vargas (2002) apontam os problemas de assimetria de informação encontrados pelo regulador chileno ao tentar desenhar a empresa eficiente de modo detalhado e com enfoque de engenharia. Argumentam os autores sobre as vantagens informacionais que as empresas possuem sobre o regulador (ou sobre os consultores) na defesa de potenciais melhoras de eficiência e que fazem com que elas manipulem facilmente as informações, resultando na definição de uma empresa modelo com custos superiores àqueles reais.

Com relação à parcela Xa, como visto no capítulo 3, sua inclusão no Fator X representou, na prática, a troca do IGPM, que é o indexador definido contratualmente, por um outro composto por IGPM e IPCA, a fim de amenizar distorções tarifárias em períodos de grandes variações cambiais, às quais o IGPM é mais sensível.

Embora a intenção explicitada na nota técnica de evitar desequilíbrios econômico-financeiros, a criação dessa parcela não é coerente com um ponto crucial do desenho básico, já que o IGPM foi definido contratualmente como salvaguarda contra uma fragilidade institucional do país, qual seja a possibilidade de ocorrência de crises externas ou internas que levem a fortes desvalorizações cambiais.

---

<sup>111</sup> Poderiam ser considerados também os efeitos de ganho de produtividade da economia como um todo, como aqueles provenientes de avanços em tecnologia e informática.



A opção da ANEEL por esse mecanismo de ajuste dentro do Fator X não encontra restrições sob o ponto de vista contratual, pois o contrato de concessão não deixa explícito que o Fator X deva representar somente os ganhos de produtividade da concessão. Mesmo assim, esse tipo de mudança arbitrária na regra não contribui para o estabelecimento de uma boa reputação regulatória e reduz a credibilidade do processo.

Além disso, a associação de um elemento calculado anualmente e retrospectivo, como é o  $X_a$ , a um outro prospectivo e pré-definido na revisão, caso do  $X_e$ , acaba por distorcer os sinais de incentivo pretendidos com a regulação.

O mesmo pode ser dito da parcela  $X_c$ , a qual objetiva introduzir penalidades e prêmios relativos à satisfação do consumidor por meio do Fator X, sendo calculada anualmente e não pré-definida na revisão, como é o componente  $X_e$ .

Também neste caso do  $X_c$  há uma incoerência com a lógica principal de se adotar um Fator X, qual seja, a de incentivar ganhos de produtividade no período regulatório em curso. Sendo assim, a introdução de uma parcela estranha a essa lógica pode vir a distorcer a eficiência deste importante mecanismo de regulação.

Segundo Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004), tem se tornado mais comum a consideração de pesquisas de satisfação dos clientes cativos em regimes de regulação por incentivo, no entanto, os autores consideram o  $X_c$  errado conceitualmente e sugerem a regulamentação de um sistema de penalidades e premiações pecuniárias pelo desempenho da qualidade requerida, dissociado do cálculo do Fator X. Apontam, ainda, potenciais problemas de viés estratégico nas pesquisas de opinião dos consumidores na medida que estes perceberem que sua avaliação pode ter impacto sobre o nível tarifário.

### **4.3 – Análise da Consistência**

Pretende-se aqui analisar se os métodos adotados na RTP podem ser mantidos ao longo do contrato, ou seja, se conduzem à estabilidade das regras, com necessidade de poucas alterações e adaptações às circunstâncias exógenas a ele.

No capítulo três foram apresentados o ambiente institucional vigente e o desenho regulatório básico do setor elétrico brasileiro a fim de identificar como esses dois aspectos poderiam restringir a escolha do método de revisão tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica no país. A conclusão desse exercício apontou como principal desafio da ANEEL, ao realizar essa tarefa, a definição de mecanismos que agreguem credibilidade a dois comprometimentos importantes assumidos no desenho regulatório básico, quais sejam, a modicidade tarifária e a manutenção do EEF das concessões<sup>112</sup>. Isto significa que a consistência dos mecanismos escolhidos será dada pela capacidade destes em equilibrar o *trade-off* entre esses dois objetivos regulatórios de maneira estável e com uma lógica interna de resolver conflitos e promover adaptações.

A preocupação do desenho básico em garantir a modicidade tarifária está refletida: i) na especificação de que os preços serão máximos (preços-teto); ii) na aplicação de um Fator X por ocasião dos reajustes anuais; iii) na definição de intervalos regulatórios entre revisões tarifárias e iii) na possibilidade de estas últimas contemplarem o uso da técnica de comparação com empresas similares a fim de apurar a estrutura de custos da empresa.

Ao elaborar a metodologia de RTP, a ANEEL procurou reforçar ainda mais essa preocupação ao adotar o valor de reposição do ativo novo depreciado para a BR e o mecanismo de empresa modelo para o cálculo dos custos operacionais eficientes, do Fator X e do custo de capital. Além disso, ao aplicar a ER já no reposicionamento tarifário, o mecanismo imprimiu um forte poder de incentivo à regulação tarifária, na medida que não considerou um intervalo de transição para que a tarifa reflita uma estrutura de custos operacionais eficientes.

A empresa modelo não é um padrão extraído da comparação de empresas similares, mas uma empresa fictícia elaborada a partir de parâmetros de engenharia. Com essa opção, a ANEEL procurou distanciar-se ainda mais dos custos efetivos das empresas, procurando ganhar eficiência e evitar problemas com assimetria de informação.

---

<sup>112</sup> Ver item 3.1.4 deste trabalho.

Por outro lado, esse distanciamento pode elevar os riscos da regulação já que se afasta, também, do compromisso de manutenção de EEF da concessão. Isto porque o mecanismo não estabelece previamente uma regra de ajuste caso os custos da ER venham a ser muito diferentes dos custos reais, fato que pode ocorrer em razão de erro do regulador, ou em decorrência de assimetria de informações, como discutido anteriormente. Do modo como está definido o método, eventuais ajustes só podem se dar por meio de uma revisão extraordinária, o que não agrega consistência à regulação<sup>113</sup>. Esse tipo de revisão deve ser usado preferencialmente em caso de adaptações a fatores exógenos à regulação e que estejam, completa ou parcialmente, fora da alçada de controle da concessionária<sup>114</sup>.

Gómez-Lobo e Vargas (2002, p.88) apontam, ainda, um problema de estratégia regulatória quando se adota a empresa modelo com enfoque de engenharia, como é o caso da ER. Segundo os autores, a moderna teoria de regulação reconhece de partida a assimetria de informação entre empresa e regulador e procura definir mecanismos de incentivo que objetivem induzir a empresa a revelar seus custos reais e não centrar esforços em descobrir quais são estes custos. Seguem argumentando, ainda, que a “revelação” é uma das vantagens dinâmicas desse processo e que não são aproveitadas num mecanismo do tipo ‘empresa modelo’.

A título de ilustração, para elaborar a ER, a ANEEL deve construir uma “rede adaptada” ao mercado que a empresa irá atender nos próximos anos, tendo para isso que determinar parâmetros de eficiência para a organização administrativa e comercial, tamanho da rede e outros muitos detalhes, cujas informações relevantes estão nas mãos das concessionárias. Essa assimetria de informações ao longo do processo de discussão dos parâmetros adotados pela agência pode levar à definição de uma ER com custos maiores que os da empresa real.

---

<sup>113</sup> Este foi o caso do reajuste extraordinário aplicado nas tarifas da LIGHT recentemente e justificado pelo diretor da ANEEL como tendo sido em função da validação da BR da empresa, inicialmente em R\$ 3,5 bilhões, e corrigida posteriormente para R\$ 4,3 bilhões (Jornal do Comércio 22/02/05).

<sup>114</sup> André, Pelin e Anuatti Neto (2000, p.16)

Além disso, como o método em nenhum momento considera os custos reais, corre-se o risco de a concessionária obter ganhos de eficiência ao longo do novo período regulatório e estes não se refletirem na ER para a próxima revisão.

A Tabela 8 abaixo procura calcular qual o efeito final dessa primeira revisão tarifária sobre o EEF das empresas<sup>115</sup>. Para tanto, se faz necessário comparar a Parcela B, resultante da aplicação da metodologia de revisão (PB<sub>1</sub>), com aquela anterior à aplicação do índice de reposição tarifária (PB<sub>0</sub>). O resultado foi denominado Fator X<sub>0</sub> e nada mais é do que o impacto da definição da nova estrutura de custos em t<sub>0</sub> (ano-teste) sobre a remuneração vigente antes da revisão.

**Tabela 8 – Cálculo do Fator X<sub>0</sub>**

	RECEITA		Parcela B0	IGPM	Parcela B0 Corrigida	Parcela B1 revisão	Fator X <sub>0</sub> reposição	Fator X=Xe		total Fator X
	VERIFICADA	Parcela A						anual	composto	
	revisão	revisão								
(a)	(b)	(d)=(a)-(b)	(e)	(f)=(d)*(e)	(g)	(h)=(g)/(f)	(i)	(h)+(i)		
CEMAT	625	398	227	32,48%	301	415	38%	-2,25%	-8,70%	25,96%
ENERSUL	460	326	134	32,48%	177	341	92%	-0,98%	-3,86%	84,61%
CEMIG	4.324	3.602	722	32,48%	957	2.462	157%	-1,10%	-4,33%	146,17%
CPFL	2.931	2.299	633	32,48%	838	1.244	48%	-1,57%	-6,13%	39,30%
COELCE	892	623	269	32,48%	356	563	58%	-1,19%	-3,53%	52,51%
COSERN	432	252	181	32,48%	239	256	7%	-0,79%	-3,12%	3,52%
ENERGIPE	237	160	78	32,48%	103	166	61%	-0,92%	-3,64%	55,54%
AES-SUL	1.115	884	230	32,48%	305	419	37%	-1,07%	-4,21%	31,53%
RGE	973	798	175	32,48%	232	457	96%	-1,12%	-4,41%	87,75%
COELBA	1.415	905	510	32,48%	676	1.013	50%	-1,57%	-6,13%	40,76%
ELETROPAULO	6.073	4.570	1.503	28,22%	1.927	2.247	17%	-2,37%	-6,94%	8,50%
CELPA	735	370	365	25,24%	457	577	26%	-0,99%	-2,94%	22,66%
ELEKTRO	1.654	1.274	380	25,24%	476	902	89%	-0,96%	-2,85%	84,06%
BANDEIRANTE	1.575	1.244	331	21,41%	401	584	45%	-1,02%	-3,03%	40,99%
PIRATININGA	1.600	1.332	268	21,41%	325	530	63%	-0,89%	-2,65%	58,60%
LIGHT	4.215	2.562	1.654	17,33%	1.940	1.699	-12%	-0,90%	-3,54%	-15,53%
CERJ	1.584	1.075	509	12,08%	571	802	41%	-1,29%	-5,06%	33,41%
<b>Média</b>							<b>54%</b>	<b>-1,23%</b>	<b>-4,42%</b>	<b>47,08%</b>
<b>Desvio Padrão</b>							<b>38%</b>	<b>0,45%</b>	<b>1,63%</b>	<b>37,10%</b>

Fonte: ANEEL

Elaboração: Própria

A Receita Verificada (RV), mostrada na coluna (a), resulta do produto do mercado definido para o ano-teste<sup>116</sup> (t<sub>0</sub>) pela tarifa vigente antes da revisão. Subtraindo-se da RV a Parcela A (coluna b), apurada para o ano-teste<sup>117</sup>, obtém-se a remuneração dos custos

<sup>115</sup> Foram consideradas as empresas com data de revisão em 2003.

<sup>116</sup> Período de doze meses subsequente à data da RTP.

<sup>117</sup> Refere-se aos custos não gerenciáveis incorridos a fim de atender o mercado no ano-teste.

anterior à RTP ( $PB_0$  mostrada na coluna d). A fim de comparar esta última com  $PB_1$ , obtida na revisão, faz-se necessário corrigir  $PB_0$  pelo IGPM do último ano, dado que a tarifa em vigor tinha sido reajustada um ano antes.

Os resultados obtidos para o Fator  $X_0$  estão na coluna (h). Com exceção da LIGHT, que apresentou um percentual negativo (-12%), todas as demais tiveram recomposição real da Parcela B, com percentuais que variam de 7%, caso da COSERN, até 157%, como a CEMIG. Na última coluna da tabela apresenta-se o Fator X total, o qual combina o Fator  $X_0$  com o Fator  $X_e$ , o qual corresponde ao ganho de produtividade esperado a ser aplicado como redutor da Parcela B nos reajustes anuais. Em média essas empresas tiveram uma recomposição de 54% na remuneração necessária para cobrir os custos gerenciáveis.

A análise dos números acima não leva a uma conclusão definitiva com relação ao impacto das reposições tarifárias sobre o EEF das empresas, já que, para isso, seria necessário comparar a situação atual com o desempenho econômico-financeiro das mesmas antes da revisão. Entretanto existem três grandes possibilidades para explicar a recomposição real da Parcela B dessas empresas, ocorrida na revisão tarifária<sup>118</sup>:

- 1) A tarifa vigente antes da revisão era insuficiente para cobrir os custos eficientes estabelecidos pela metodologia adotada, sendo recomposto o EEF;
- 2) A tarifa vigente era suficiente para cobrir os custos incorridos no curto prazo, mas esses estavam abaixo dos custos eficientes estabelecidos pela metodologia adotada, sendo o novo EEF estabelecido aquele que garante as condições de longo prazo;
- 3) A tarifa vigente já estava acima do suficiente para cobrir os custos eficientes, e a revisão estabeleceu um novo EEF ainda maior.

O conceito de Equilíbrio Econômico-Financeiro não está definido na legislação, nem nos regulamentos específicos, cabendo ao regulador dar interpretação coerente ao

---

<sup>118</sup> Com exceção da LIGHT, que teve uma redução real de sua Parcela B.

mesmo. A definição de uma regra clara para a caracterização de desvios em relação ao EEF desejado constitui-se em um teste importante para a credibilidade do detalhamento regulatório. Apesar disso, a metodologia de RTP não contribui nesse sentido, pois não define qual o EEF a ser perseguido pela regulação tarifária, nem mesmo estabelece um mecanismo intrínseco de ajuste quando necessário.

André, Pelin e Anuatti Neto (2000, p.5), procuram mostrar que é possível definir precisamente um conceito de EEF que possa ser usado na governança de um contrato de longo prazo. Para isso, o conceito deve ser o de EEF de longo prazo, dado que a concessionária deve garantir a continuidade da prestação do serviço de distribuição ao longo de todo o contrato, ou seja, trinta anos. Além disso, o conceito deve ser compatível com as melhores práticas empresariais, permitir o uso da regulação por incentivos e poder ser empregado nos três momentos do processo regulatório tarifário (Reajustes Anuais, Revisões Periódicas e Revisões Extraordinárias).

Segundo os autores, o Valor Presente Líquido (VPL) da concessionária deve ser o critério balizador dos efeitos das intervenções tarifárias, sendo o EEF de longo prazo definido do seguinte modo:

Uma concessionária de distribuição de energia elétrica estará em equilíbrio econômico financeiro de longo prazo, sempre que o valor da empresa por unidade do produto fornecido, obtido pelo método do fluxo de caixa descontado, considerando-se sempre o período integral da concessão, estiver compreendido dentro de um intervalo deste mesmo valor da empresa previamente acordado.

Na prática, um critério como esse implica no monitoramento, por parte do regulador, da execução de um Plano de Negócios da concessão, baseado em cenários setoriais e macroeconômicos, e acordado na assinatura do contrato. Desse extrai-se o fluxo de caixa operacional da concessão, o qual, descontado pela taxa de remuneração regulatória, resulta no VPL a ser perseguido ao longo de todo o período de concessão e podendo variar dentro de um intervalo definido previamente. Dessa maneira, o nível tarifário é fixado de modo a manter o VPL nesse intervalo.

Numa metodologia desse tipo a empresa modelo, assim como outros mecanismos de regulação por comparação, podem ser inseridos para projetar um cenário de transição ao longo do período regulatório, rumo aos custos operacionais eficientes, levando em consideração os investimentos necessários para tanto. A grande vantagem desse tipo de método é imprimir um enfoque *forward looking* para toda a revisão e estabelecer um caminho para atingir a eficiência no meio do qual se possam fazer ajustes de um modo estável. Dependendo da distância entre o nível de eficiência inicial e aquele que se deseja atingir, talvez seja preciso até elevar o nível tarifário num primeiro momento para depois poder reduzi-lo novamente. Isto em razão da necessidade de preservar o EEF da concessão ao longo da execução do contrato.

Outra vantagem importante proveniente do uso de um Plano de Negócios e do FCD no cálculo das tarifas de monopólios naturais regulados é permitir a construção de um modelo regulatório, o qual pode funcionar como importante ferramenta de simulação, análise de sensibilidade e definição de novos cenários. Com ela o regulador pode avaliar o impacto das intervenções regulatórias sobre a sustentabilidade da concessão, além de agregar transparência ao processo regulatório (ESTACHE et al., 2003). A discussão do Plano de Negócios pode englobar os investimentos propostos pela empresa, além de investimentos especiais de interesse do regulador, como aqueles em universalização e melhoria da qualidade dos serviços<sup>119</sup>.

Em resumo, o detalhamento regulatório do segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil deve administrar o *trade-off* entre dois objetivos dados pelo desenho básico da regulação do setor. São eles o objetivo da sustentabilidade da operação da concessionária, dada pela condição de manutenção do EEF, e o objetivo da eficiência na prestação do serviço, representada pela busca da modicidade tarifária. Em função desse *trade-off* de objetivos, o regime tarifário deve conter mecanismos implícitos de ajuste e de resolução de conflitos a fim de garantir sua consistência no tempo e agregar credibilidade à regulação. Não é o que ocorre com a metodologia de revisão tarifária

---

<sup>119</sup> A CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia) adotou método semelhante na RTP das empresas de gás canalizado do Estado de São Paulo.

adotada pela ANEEL, cujos mecanismos não permitem o entendimento desse *trade-off* e não facilitam a aceitação das intervenções tarifárias pelos diversos grupos de interesse, elevando os riscos do setor. A utilização do Plano de Negócios e do FCD para a determinação do Reposicionamento Tarifário e do Fator X poderia ser uma alternativa a fim de minimizar este problema, na medida em que expõem mais claramente os impactos das políticas tarifárias adotadas.



## **Conclusões**

O objetivo deste trabalho foi analisar a metodologia de revisão tarifária da ANEEL, a partir da investigação da hipótese de que os processos de desenvolvimento e implementação da mesma estão sendo realizados de modo a contribuir com a criação de uma boa reputação regulatória, capaz de reduzir incertezas e promover a eficiência do setor. Para tanto foram feitas duas análises da metodologia: uma, denominada vertical, procura verificar sua adequação ao arcabouço institucional e ao desenho regulatório básico existente; e outra, denominada horizontal, a qual busca identificar se os mecanismos são transparentes, coerentes, e consistentes entre si.

Segundo a abordagem teórica apresentada no início deste trabalho, a regulação de monopólios naturais pode ser vista como um instrumento eficaz a fim de promover a redução de custos de transação, os quais tendem a ser elevados nestes tipos de atividade. Para que isso ocorra, no entanto, a escolha da política regulatória deve se nortear não só pela busca da eficiência, através da minimização de assimetrias de informação, como também pela adoção de mecanismos que reduzam incerteza na resolução de conflitos e, portanto, adicionem credibilidade ao sistema, bem como reforcem os compromissos assumidos a priori. Esta abordagem, portanto, procura ser mais abrangente já que se preocupa com a governança do processo regulatório, o que significa, entre outros, adequar o detalhamento do desenho regulatório ao arcabouço institucional e ao desenho básico possível. Se esta adequação for pobre há riscos de inconsistência intertemporal das regras adotadas, o que levará à perda de credibilidade na regulação

Desta forma, em países com ambiente institucional fraco, no sentido da incapacidade de garantir o cumprimento dos compromissos assumidos e que, portanto, apresentam elevado grau de incerteza quanto à possibilidade de comportamento oportunista, o desenho regulatório básico deve ser mais restritivo e conter salvaguardas. Estas restrições reduzem a flexibilidade de escolha no que tange ao detalhamento das políticas regulatórias (regime de preços, regras de entrada e saída, e competição). Isto implica em que, dadas as restrições impostas por estas duas dimensões (herança institucional e

desenho básico existente) e que são específicas em cada país, os mecanismos de detalhamento de desenho regulatório não possam ser prontamente transferidos de um ambiente institucional para outro, ou seja, nem sempre é viável adotar a solução mais eficiente em termos da atividade regulatória.

A metodologia de revisão tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil completa o detalhamento do desenho regulatório do setor e constitui-se em importante regra de repactuação prevista nos contratos de concessão, sendo a sua definição importante para reduzir custos de transação desses contratos que são de longo prazo.

Do ponto de vista da adequação dos mecanismos que compõem a metodologia de revisão tarifária em relação ao ambiente institucional vigente (análise vertical), concluiu-se que houve uma preocupação do órgão regulador em reduzir a discricionariedade, motivado pelas deficiências institucionais, as quais trazem incertezas quanto à manutenção do sistema regulatório. Tal esforço, no entanto, se deu em detrimento da simplicidade dessas regras, o que seria desejável do ponto de vista do atual estágio de maturidade do sistema, bem como da capacitação técnica e orçamentária disponível para essa atividade.

O mecanismo de *benchmark* conhecido como 'empresa modelo', com enfoque de engenharia, não representa um bom equilíbrio entre a necessidade de regras específicas (com pouca discricionariedade), mas simples de implementar, ou seja, que sejam pouco intensivas em termos técnicos e administrativos.

Essas conclusões são ratificadas pelas dificuldades que a ANEEL vem enfrentando para concluir as revisões nas datas previstas, além de alguns questionamentos sérios com relação aos valores encontrados para a Base de Remuneração de algumas empresas.

Dentro da análise horizontal, o exame da transparência da metodologia demonstra um progresso contínuo no que diz respeito à sistemática de audiências e à agilidade nas explicações dos atos regulatórios. Existe uma boa clareza no que tange ao cálculo geral

do reposicionamento tarifário, sendo possível reproduzi-lo, no entanto, quando se examinam os itens específicos da revisão, há falta de transparência no método de cálculo da Base de Remuneração, dos Custos Operacionais e do Fator X.

No que tange à coerência, pode-se dizer que a utilização da Empresa de Referência em quase todos os itens da revisão demonstra uma preocupação geral com esta característica da metodologia. Entretanto, identificam-se incoerências no cálculo do Fator X, na medida em que foram introduzidos neste item dois elementos ( $X_c$  e  $X_a$ ), cuja lógica é alheia àquela de projetar ganhos de produtividade da concessão. No caso do  $X_a$ , o problema é mais grave, pois significou a troca do indexador (IGPM) definido no contrato.

A análise da consistência dos métodos aponta problemas importantes a serem solucionados. Um deles é a aplicação da ER já no reposicionamento tarifário, sem que haja um caminho de transição. Como a ER é uma empresa fictícia, elaborada a partir de parâmetros de engenharia, privilegia-se o aspecto da eficiência regulatória. Por outro lado, elevam-se os riscos da regulação já que o mecanismo não estabelece previamente uma regra de ajuste caso os custos da ER venham a ser muito diferentes dos custos reais da concessionária. Do modo como está definido o método, eventuais ajustes só podem se dar por meio de uma revisão extraordinária, o que não agrega consistência à regulação.

Os problemas recentes com mudanças extraordinárias no percentual de reajuste da LIGHT comprovam essa conclusão de que o método necessita de aperfeiçoamento a fim de ganhar consistência e credibilidade. Qualquer alternativa nesse sentido deve passar por uma definição de como medir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, de modo a facilitar a caracterização de desvios que necessitem ajustes na forma prevista em contrato. Essa definição, no entanto, deve ser compatível com a regulação por incentivos, a fim de favorecer a modicidade tarifária, a qual também é um comprometimento importante da regulação.

Uma possibilidade aventada neste trabalho foi a utilização do Valor Presente Líquido (VPL) como critério para definir o equilíbrio econômico-financeiro, permitindo desvios

dentro de um limite acordado entre as partes. A vantagem de tal método residiria no enfoque *foward looking* que ele imprimiria em toda a revisão.

Finalmente, o exame de alguns dados da revisão tarifária mostra que os reposicionamentos tarifários concedidos acabaram representando uma melhora geral significativa na receita requerida para cobrir os custos com a Parcela B. Apesar disso, não foi possível concluir se o novo equilíbrio econômico-financeiro estabelecido após a revisão é suficiente para remunerar os custos eficientes. Este tipo de questão induz a outras pesquisas que aprofundem a análise dos dados dessa primeira revisão tarifária a fim de avaliar os efeitos da metodologia sobre o desempenho das empresas do setor.

## **Bibliografia**

ANEEL. Notas Técnicas. Disponível em: <<[http:// www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>>.

ANDRÉ, P. T. A.; Pelin, E. R.; Anuatti Neto, F. **Parecer Conclusivo Sobre a Nota Técnica: conceitos econômicos para reajuste e revisão tarifária.** Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE/USP), São Paulo, 2000.

ANUATTI NETO, F.; Pelin, E. P.; Peano, C. R. **O Papel do Fator X na Regulação por Incentivos e a Conciliação com a Manutenção do Equilíbrio Econômico-Financeiro.** Contribuição enviada para ANEEL referente à AP No 43/2003. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE/USP), São Paulo, 2004.

BEESELEY, M. E.; Littlechild, S. C. The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. **RAND Journal of Economics**, v. 20, n.3, Autumn 1989.

BERNSTEIN, J. I.; Sappington D. E. M. **Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans.** Working Paper 6622, National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA, 1998.

BERG, S. V.; Tschirhart J. **Natural Monopoly Regulation. Principles and Practice.** Cambridge University Press, Cambridge, 1988.

BERG, S. V. **Introduction to the Fundamentals of Incentive Regulation.** University of Florida, 1998.

BERG, S. V. Sustainable Regulatory Systems: laws, resources, and values. **Utilities Policy** , v.9, n.4, p.159-170, 2000

DE ARAÚJO, J. L. **Electricity Pricing Policy in Brazil.** COPED Report, Brighton and Rio de Janeiro, 1991.

DE ARAÚJO, J. L. **Regulação de Monopólios e Mercados: questões básicas.** UFRJ-IE, 2001.

DIXT, A. K. **The Making of Economic Policy: A Transaction-Cost Politics Perspective.** The MIT Press, 1996.

ESTACHE, A.; Pardina, M. R.; Rodríguez, J. M.; Sember, G. **An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators.** World Bank Policy Research Working Paper 3001, março/2003.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras**. UFRJ-IE, 2001.

GOLDBERG, V. P. Regulation and Administered Contracts. **The Bell Journal of Economics**, v.7, n.2, p.426-448, Autumn. 1976.

GOMES, F. B. M.; Monnerat, S. B. A Questão Regulatória nas Privatizações da LIGHT e da ESCELSA. **Revista do BNDES**, v.6, n.12, dez.1996.

GÓMEZ-LOBO, A.; Vargas, M. La Regulación de las Empresas Sanitarias en Chile: una revisión crítica. **Revista Perspectivas**, v.6,n.1, p 89-109, 2002.

LAFFONT, J.; Tirole, J. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. MIT Press, Cambridge (Massachussets), 1993.

LEE A.; Melo M. A.; Mueller B.; Pereira C. **Political Institutions, Policy Making and Policy Outcomes in Brazil** BID, mimeo, 2004.

LEVY, B.; Spiller, P. Regulations, Institutions, and Commitment in Telecommunications. A Comparative Analysis of Five Country Studies. In: **Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics**, 1993.

LOWRY, M. N.; Kaufmann, L. Performance-Based Regulation of Utilities. **Energy Law Journal**, v. 23, n. 2, p.399-457, 2002.

MENDONÇA, H. F. A Teoria da Credibilidade da Política Monetária. **Revista de Economia Política**, v. 22, n.3 p.87, jul-set. 2002.

MUELLER, B.; Pereira, C. Credibility and the Design of Regulatory Agencies in Brazil. **Brazilian Journal of Political Economy**, v.22,n.3, p.65-68.

NORTH, D. C. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge University Press, New York, 1990.

PEANO, C.R.; Parente V. Análise da Adequação do Uso do IGP-M no Reajuste Anual das Tarifas de Distribuição de Eletricidade com Foco nas Distorções Repassadas ao Setor. In: Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos,3, Rio Grande do Sul. **Anais**. 2003.

PIRES, J. C. L. O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro. **Revista do BNDES**,v.6, n.12, p.137-168, dez.1999.

PIRES, J. C. L.; Piccinini, M. S. Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico. **Revista do BNDES**, v.9, n.6, Junho. 1998.

PIRES, M. C. P. **Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: Uma Análise Contratual.** (Dissertação de Mestrado), IE/UFRJ, 2000.

STERN, J.; Holder S. Regulatory governance: criteria for assessing the performance of regulatory systems. An Application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia. **Utilities Policy**, v. 8,n. 1, p. 33-50, Mar.1999.

VINHAES, E. A. **Estrutura de Governança e Comportamento Estratégico em Sistemas Elétricos Reestruturados: Uma Abordagem Institucional do Poder de Mercado na Indústria Elétrica Brasileira.** (Tese de Doutorado), UFSC, 2003.

VISCUSI, W. K.; Vernon, J. M.; Harrington JR., J. E. **Economics of Regulation and Antitrust (3rd edition).** The MIT Press, Cambridge (Mass), London, 2000.

VOGELSANG, I. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective. **Journal of Regulatory Economics**, v. 22, p.15-27, 2002.

WALD A.; Moraes L.R.; Wald A. M. **O Direito de Parceria e a nova Lei de Concessões.** Ed Revista dos Tribunais, São Paulo, 1996.

WILLIAMSON, O.E. **Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications.** New York: Free Press, 1975.

WILLIAMSON, O.E. Franchise Bidding for Natural Monopolies – in General and with Respect to CATV, **The Bell Journal of Economics**, v.7, n.1, p.73-104, Spring. 1976.

WILLIAMSON, O.E.; **The Economic Institutions of Capitalism.** The Free Press, New York,1985.

**ANEXO**

**DADOS DAS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS DAS EMPRESAS  
ANALISADAS**



**CEMIG**

data revisão: 8/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		PROPOSTA 17/2/2003	PRELIMINAR I 7/4/2003	PRELIMINAR II 7/4/2004
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>5.889.743.762</b>	<b>5.783.801.379</b>	<b>6.064.376.976</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>2.334.052.082</b>	<b>2.355.904.787</b>	<b>2.462.354.611</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>811.460.383</b>	<b>870.439.711</b>	<b>958.284.759</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>854.957.601</b>	<b>825.675.815</b>	<b>825.675.815</b>
.taxa de retorno real bruta		17,67%	17,07%	17,07%
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
.base de remuneração líquida	res 493	<b>4.837.778.135</b>	<b>4.837.778.135</b>	<b>4.837.778.135</b>
.base de remuneração bruta		<b>11.370.538.586</b>	<b>11.370.538.586</b>	<b>11.370.538.586</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		6.047.222.669	6.047.222.669	6.047.222.669
..fator de ajuste		80%	80%	80%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>341.116.158</b>	<b>341.116.158</b>	<b>341.116.158</b>
.tx de depreciação regulatória		3,00%	3,00%	3,00%
<b>Tributos</b>		<b>326.517.940</b>	<b>318.149.916</b>	<b>337.277.880</b>
.PIS/PASEP/COFINS		267.734.999	263.831.195	277.254.237
.P&D		58.782.941	54.318.721	60.023.643
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>3.555.691.680</b>	<b>3.427.896.591</b>	<b>3.602.022.364</b>
.compra de energia		<b>2.623.642.585</b>	<b>2.586.290.431</b>	<b>2.574.139.207</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		39.150.883	39.150.883	39.150.883
..preço médio (R\$/MWh)		67,01	66,06	65,75
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,3757	3,3757
.encargos tarifários		<b>932.049.095</b>	<b>841.606.160</b>	<b>1.027.883.158</b>
..CCC		249.637.248	249.637.248	249.637.248
..RGR		87.845.935	70.050.274	185.866.469
..CFURH		-	-	70.460.803
..TFSEE		12.780.299	15.017.581	15.017.581
..NOS		331.071	331.071	331.071
..rede básica		361.084.938	248.245.895	248.245.895
..transmissão nodal		-	39.761.122	39.761.122
..conexão		14.194.747	12.206.582	12.206.582
..transporte de ITAIPU		44.356.561	44.538.091	44.538.091
..CDE		161.818.296	161.818.296	161.818.296
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>4.549.038.663</b>	<b>4.308.919.375</b>	<b>4.324.382.253</b>
..mercado de venda (MWh)		34.876.415	34.208.476	34.407.213
..preço médio (R\$/MWh)		130,43	125,96	125,68
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	<b>3.077.514</b>	<b>3.077.514</b>	<b>3.077.514</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>87.167.953</b>	<b>113.106.808</b>	<b>99.843.749</b>
..arrendamentos e aluguéis		36.023.691	-	-
..prestação de serviços		22.100.327	-	-
..TUSD e TUST		11.187.083	27.640.969	41.027.872
..outras		691.859	70.002.960	58.815.877
..suprimento		17.164.993	15.462.878	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>27,49%</b>	<b>31,53%</b>	<b>37,86%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>27,03%</b>	<b>30,75%</b>	<b>31,22%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2007)</b>				<b>159.388.333</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,02%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,1634%</b>
.Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,02%	1,00%	1,10%
.Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,2961%
.Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,285%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**CEMAT**

data revisão: 8/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 12/2/2003</b>	<b>PRELIMINAR 7/4/2003</b>	<b>DEFINITIVA 7/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>780.212.338</b>	<b>791.040.844</b>	<b>813.125.335</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>367.362.132</b>	<b>380.592.329</b>	<b>414.932.046</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>170.649.054</b>	<b>183.712.556</b>	<b>200.238.770</b>
<b>Custo de Capital Bruto</b>		<b>128.230.566</b>	<b>128.230.566</b>	<b>122.033.935</b>
..taxa de retorno real bruta		17,07%	17,07%	17,07%
..taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
..base de remuneração líquida	res 493	<b>725.657.630</b>	<b>725.657.630</b>	<b>690.590.854</b>
..base de remuneração bruta		<b>1.180.104.205</b>	<b>1.180.104.205</b>	<b>1.329.855.612</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.036.653.757	1.036.653.757	-
..fator de ajuste		70%	70%	-
<b>Depreciação Regulatória</b>	tx*(Imob-Terr)	<b>23.602.084</b>	<b>23.602.084</b>	<b>45.747.033</b>
..tx de depreciação regulatória		2,00%	2,00%	3,44%
<b>Tributos</b>		<b>44.880.427</b>	<b>45.239.329</b>	<b>46.912.307</b>
..PIS/PASEP/COFINS		37.173.932	37.761.103	38.817.009
..P&D		7.706.495	7.478.226	8.095.298
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>412.850.207</b>	<b>410.448.515</b>	<b>398.193.288</b>
..compra de energia		<b>327.715.331</b>	<b>326.899.832</b>	<b>308.476.289</b>
...quantidade de energia no ano-teste(MWh)		4.260.056	4.254.618	4.052.839
...preço médio (R\$/MWh)		76,93	76,83	76,11
...taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,38	3,38
..encargos tarifários		<b>85.134.876</b>	<b>83.548.683</b>	<b>89.717.000</b>
...CCC		22.061.294	22.061.294	22.061.294
...RGR		15.546.527	18.001.675	18.001.675
...TFSEE		1.634.998	1.842.650	1.842.650
...NOS		63.214	63.214	63.214
...rede básica		23.262.533	15.992.992	15.992.992
...lajeado		-	-	6.168.316
...transmissão nodal		-	2.746.991	2.746.991
...conexão		7.994.964	8.267.796	8.267.796
...transporte de ITAIPU		1.892.670	1.893.397	1.893.397
...CFURH		136.523	136.523	136.523
...CDE		12.542.152	12.542.152	12.542.152
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>620.253.956</b>	<b>623.893.126</b>	<b>625.221.522</b>
..mercado de venda (MWh)		3.457.295	3.456.823	3.470.960
..preço médio (R\$/MWh)		179,40	180,48	180,13
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>		-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>4.960.906</b>	<b>4.942.841</b>	<b>3.614.445</b>
..prestação de serviços		551.469	-	-
..aluguéis		3.063.476	-	-
..diversas receitas		-	3.614.445	3.614.445
..TUSD		-	-	-
..suprimento		1.345.961	1.328.396	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>24,99%</b>	<b>26,00%</b>	<b>29,48%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>28,29%</b>	<b>31,43%</b>	<b>31,43%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,30%</b>	<b>2,7703%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	2,40%	2,30%	2,25%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,3006%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,664%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**CPFL**

data revisão: 8/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA</b> <b>17/2/2003</b>	<b>PRELIMINAR I</b> <b>7/4/2003</b>	<b>PRELIMINAR II</b> <b>7/4/2004 (*)</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>3.525.637.404</b>	<b>3.542.388.856</b>	
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>1.200.675.473</b>	<b>1.243.549.413</b>	
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>335.431.040</b>	<b>394.367.634</b>	
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>460.405.374</b>	<b>444.636.766</b>	
.taxa de retorno real líquida		17,67%	17,07%	
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	
...beta		26,39%	26,39%	
...outros riscos		9,41%	9,41%	
....regulatório		3,33%	3,33%	
....país		4,08%	4,08%	
....cambial		2,00%	2,00%	
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	
...(1-t)		66,00%	66,00%	
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	
..inflação EUA		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	
..base de remuneração líquida	res 493	<b>2.605.204.107</b>	<b>2.605.204.107</b>	
..base de remuneração bruta		<b>5.313.831.273</b>	<b>5.313.831.273</b>	
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		3.256.505.134	3.256.505.134	
..fator de ajuste		80%	80%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>212.553.251</b>	<b>212.553.251</b>	
.tx de depreciação regulatória		4,00%	4,00%	
<b>Tributos</b>		<b>192.285.808</b>	<b>191.991.762</b>	
.PIS/PASEP/COFINS		157.201.841	158.428.609	
.P&D		35.083.968	33.563.153	
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>2.324.961.930</b>	<b>2.298.839.443</b>	
<b>.compra de energia</b>		<b>1.808.129.042</b>	<b>1.789.290.490</b>	
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		21.634.412	21.634.412	
..preço médio (R\$/MWh)		83,58	82,71	
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,3757	
<b>.encargos tarifários</b>		<b>516.832.888</b>	<b>509.548.954</b>	
..CCC		134.604.035	134.604.035	
..RGR		21.491.853	25.759.871	
..TFSEE		5.646.437	5.377.304	
..NOS		151.429	151.429	
..rede básica		230.791.833	218.800.833	
..conexão		20.752.288	21.460.469	
..transporte de ITAIPU		20.745.041	20.745.041	
..CDE		82.649.973	82.649.973	
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>2.941.061.000</b>	<b>2.931.352.302</b>	
..mercado de venda (MWh)		19.236.628	19.180.696	
..preço médio (R\$/MWh)		152,89	152,83	
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>		-	-	
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>32.612.470</b>	<b>38.093.712</b>	
..prestação de serviços		6.773.742	6.773.742	
..aluguéis		14.275.032	14.275.032	
..diversas receitas		1.260.075	1.260.075	
..TUSD		9.655.439	14.932.482	
..suprimento		648.182	852.380	
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>18,77%</b>	<b>19,55%</b>	<b>21,10%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>30,76%</b>	<b>29,66%</b>	<b>29,66%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>2,56%</b>	<b>2,56%</b>	<b>1,4642%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	2,56%	2,56%	1,57%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,2378%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,046%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

(\*) os dados ainda não estão disponíveis

**ENERSUL**

data revisão: 8/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA</b>	<b>PRELIMINAR I</b>	<b>PRELIMINAR II</b>
		<b>17/2/2003</b>	<b>7/4/2003</b>	<b>7/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>647.347.036</b>	<b>659.691.950</b>	<b>667.043.678</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>320.827.143</b>	<b>333.255.287</b>	<b>340.648.458</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>110.745.237</b>	<b>122.246.501</b>	<b>128.905.750</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>132.878.279</b>	<b>128.327.278</b>	<b>128.327.278</b>
..taxa de retorno real bruta		17,67%	17,07%	17,07%
..taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
..base de remuneração líquida	res 493	<b>751.891.829</b>	<b>751.891.829</b>	<b>751.891.829</b>
..base de remuneração bruta		<b>1.308.944.010</b>	<b>1.308.944.010</b>	<b>1.308.944.010</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.156.756.659	1.156.756.659	1.156.756.659
..fator de ajuste		65%	65%	65%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>42.288.960</b>	<b>47.121.984</b>	<b>47.121.984</b>
..tx de depreciação regulatória		3,23%	3,60%	3,60%
<b>Tributos</b>		<b>34.914.666</b>	<b>35.559.524</b>	<b>36.281.564</b>
..PIS/PASEP/COFINS		28.487.498	29.286.991	29.626.986
..P&D		6.427.168	6.272.534	6.654.578
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>326.519.893</b>	<b>326.436.664</b>	<b>326.395.221</b>
..compra de energia		<b>234.573.338</b>	<b>236.887.801</b>	<b>236.846.358</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		3.325.019	3.325.019	3.325.019
..preço médio (R\$/MWh)		70,55	71,24	71,23
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,3757	3,3757
..encargos tarifários		<b>91.946.555</b>	<b>89.548.862</b>	<b>89.548.862</b>
..CCC		19.122.582	19.122.582	19.122.582
..RGR		10.563.428	14.529.303	14.529.303
..TFSEE		1.040.494	1.056.467	1.056.467
..NOS		61.429	62.143	62.143
..rede básica		33.117.597	22.768.348	22.768.348
..conexão		13.595.154	14.059.095	14.059.095
..transporte de ITAIPU		2.659.621	2.659.621	2.659.621
..transmissão nodal		-	3.606.133	3.606.133
..CDE		11.387.153	11.387.153	11.387.153
..CFURH		399.098	298.019	298.019
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>448.595.701</b>	<b>457.414.008</b>	<b>460.300.088</b>
..mercado de venda (MWh)		2.770.053	2.799.959	2.822.449
..preço médio (R\$/MWh)		161,94	163,36	163,09
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>7.483.502</b>	<b>8.969.566</b>	<b>6.114.546</b>
..arrendamentos e aluguéis		648.000	-	-
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		528.000	3.976.461	4.535.546
..outras		2.988.000	2.107.025	1.579.000
..suprimento		3.319.502	2.886.080	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>42,64%</b>	<b>42,26%</b>	<b>43,59%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>28,55%</b>	<b>32,59%</b>	<b>32,47%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2007)</b>		<b>57.000.000</b>	<b>55.253.295</b>	<b>28.389.414</b>
<b>FATOR X</b>		<b>2,39%</b>	<b>2,35%</b>	<b>1,3519%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	2,39%	2,35%	0,98%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,29%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,577%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**AES-SUL**

data revisão: 19/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 7/3/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 16/4/2003</b>	<b>DEFINITIVA 16/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.316.514.696</b>	<b>1.306.202.358</b>	<b>1.303.454.645</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>422.818.088</b>	<b>434.141.908</b>	<b>419.143.722</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>152.628.671</b>	<b>166.285.622</b>	<b>173.790.852</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>135.150.909</b>	<b>130.492.616</b>	<b>114.492.977</b>
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,68%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
<b>.base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>764.578.921</b>	<b>764.578.921</b>	<b>670.834.256</b>
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>1.413.805.740</b>	<b>1.413.805.740</b>	<b>1.398.768.591</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		955.723.651	955.723.651	
..fator de ajuste		80%	80%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>64.752.303</b>	<b>64.752.303</b>	<b>58.608.404</b>
..tx de depreciação regulatória		4,58%	4,58%	4,19%
<b>Tributos</b>		<b>70.286.205</b>	<b>72.611.367</b>	<b>72.251.490</b>
..PIS/PASEP/COFINS		57.095.634	59.420.796	59.329.120
..P&D		13.190.571	13.190.571	12.922.370
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>893.696.608</b>	<b>872.060.450</b>	<b>884.310.923</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>722.915.443</b>	<b>699.826.023</b>	<b>712.076.495</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		8.148.961	8.148.961	8.148.961
..preço médio (R\$/MWh)		88,71	85,88	87,38
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,3531	3,3531
<b>.encargos tarifários</b>		<b>170.781.165</b>	<b>172.234.428</b>	<b>172.234.428</b>
..CCC		53.224.408	53.224.408	53.224.408
..RGR		10.372.162	10.372.162	10.372.162
..TFSEE		2.044.638	2.044.638	2.044.638
..NOS		78.571	78.571	78.571
..rede básica		57.296.880	39.391.605	39.391.605
..conexão		12.381.610	12.804.142	12.804.142
..transporte de ITAIPU		7.546.146	7.546.146	7.546.146
..transmissão nodal		-	18.936.005	18.936.005
..CDE		27.836.750	27.836.750	27.836.750
..CFURH		-	-	-
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.111.420.057</b>	<b>1.111.420.247</b>	<b>1.114.724.267</b>
..mercado de venda (MWh)		7.335.139	7.335.139	7.389.554
..preço médio (R\$/MWh)		151,52	151,52	150,85
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>14.757.371</b>	<b>14.532.274</b>	<b>11.228.254</b>
..arrendamentos e aluguéis		8.054.492	8.054.492	8.054.492
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		-	-	-
..outras		3.173.762	3.173.762	3.173.762
..suprimento		3.529.117	3.304.020	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>17,13%</b>	<b>16,22%</b>	<b>15,92%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>29,69%</b>	<b>32,60%</b>	<b>32,60%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,81%</b>	<b>1,81%</b>	<b>1,5275%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,81%	1,81%	1,07%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,29%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,6570%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**RGE**

data revisão: 19/4/2003  
intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 7/3/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 16/4/2003</b>	<b>DEFINITIVA 16/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.212.767.487</b>	<b>1.243.564.161</b>	<b>1.254.558.544</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>437.659.300</b>	<b>446.525.259</b>	<b>456.540.893</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>157.561.436</b>	<b>170.193.492</b>	<b>174.982.742</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>157.228.494</b>	<b>151.843.512</b>	<b>142.172.221</b>
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,67%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
<b>.base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>889.677.534</b>	<b>889.677.534</b>	<b>833.011.757</b>
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>1.567.832.101</b>	<b>1.567.832.101</b>	<b>1.601.018.303</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.112.096.918	1.112.096.918	
..fator de ajuste		80%	80%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>58.323.354</b>	<b>58.323.354</b>	<b>72.045.824</b>
.tx de depreciação regulatória		3,72%	3,72%	4,50%
<b>Tributos</b>		<b>64.616.238</b>	<b>66.221.064</b>	<b>67.340.106</b>
.PIS/PASEP/COFINS		52.387.443	54.436.543	54.882.525
.P&D		12.228.796	11.784.521	12.457.581
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>775.108.187</b>	<b>797.038.903</b>	<b>798.017.651</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>614.540.891</b>	<b>637.754.092</b>	<b>638.732.841</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		7.211.716	7.211.716	7.211.716
..preço médio (R\$/MWh)		85,21	88,43	88,57
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,50	3,3531	3,3531
<b>.encargos tarifários</b>		<b>160.567.295</b>	<b>159.284.811</b>	<b>159.284.811</b>
..CCC		42.659.662	42.659.662	42.659.662
..RGR		10.656.442	10.754.496	10.754.496
..TFSEE		1.960.052	1.861.997	1.861.997
..NOS		73.214	73.214	73.214
..rede básica		63.370.349	43.567.115	43.567.115
..conexão		14.414.923	14.906.838	14.906.838
..transporte de ITAIPU		5.504.992	5.504.992	5.504.992
..transmissão nodal		-	18.028.834	18.028.834
..CDE		21.927.661	21.927.661	21.927.661
..CFURH		-	-	-
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>954.640.539</b>	<b>954.638.028</b>	<b>973.479.608</b>
..mercado de venda (MWh)		6.023.408	6.023.408	6.317.979
..preço médio (R\$/MWh)		158,49	158,49	154,08
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>27.655.138</b>	<b>27.716.001</b>	<b>8.874.421</b>
..arrendamentos e alugueis		8.705.549		
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		-	-	-
..outras		108.023	8.874.421	8.874.421
..suprimento		18.841.567	18.841.580	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFARIA</b>		<b>24,14%</b>	<b>27,36%</b>	<b>27,96%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>30,28%</b>	<b>33,08%</b>	<b>33,08%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,72%</b>	<b>1,72%</b>	<b>1,2237%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,72%	1,72%	1,12%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,2926%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,319%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**COELCE**

data revisão: 22/4/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		PROPOSTA 17/2/2003	PRELIMINAR I 7/4/2003	PRELIMINAR II 7/4/2004 (*)
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.153.484.982</b>	<b>1.185.687.346</b>	
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>546.647.878</b>	<b>562.834.604</b>	
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>240.755.212</b>	<b>258.903.478</b>	
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>176.392.741</b>	<b>170.351.395</b>	
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,67%</b>	<b>17,07%</b>	
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	
...beta		26,39%	26,39%	
...outros riscos		9,41%	9,41%	
....regulatório		3,33%	3,33%	
....país		4,08%	4,08%	
....cambial		2,00%	2,00%	
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	
...(1-t)		66,00%	66,00%	
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	
<b>.base de remuneração líquida</b>		<b>998.118.437</b>	<b>998.118.437</b>	
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>1.997.057.327</b>	<b>1.997.057.327</b>	
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.247.648.046	1.247.648.046	
..fator de ajuste		80%	80%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>66.901.420</b>	<b>66.901.420</b>	
..tx de depreciação regulatória		3,35%	3,35%	
<b>Tributos</b>		<b>62.598.505</b>	<b>66.678.311</b>	
..PIS/PASEP/COFINS		51.095.416	55.540.379	
..P&D		11.503.089	11.137.932	
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>606.837.104</b>	<b>622.852.742</b>	
<b>.compra de energia</b>		<b>474.039.749</b>	<b>496.887.152</b>	
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		7.013.070	7.013.070	
..preço médio (R\$/MWh)		67,59	70,85	
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		-	-	
<b>.encargos tarifários</b>		<b>132.797.355</b>	<b>125.965.589</b>	
..CCC		38.082.963	38.082.963	
..RGR		17.028.053	17.239.817	
..TFSEE		2.480.147	2.268.384	
..NOS		71.786	71.786	
..rede básica		67.381.131	60.050.458	
..conexão		2.176.819	2.675.726	
..transporte de ITAIPU		-	-	
..transmissão nodal		-	-	
..CDE		5.576.456	5.576.456	
..CFURH		-	-	
..MUST contratos iniciais		-	-	
..MUST ITAIPU		-	-	
..CUSD		-	-	
..TUSD		-	-	
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>891.605.487</b>	<b>891.605.487</b>	
..mercado de venda (MWh)		5.917.617	5.917.617	
..preço médio (R\$/MWh)		150,67	150,67	
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>15.375.708</b>	<b>15.099.100</b>	
..arrendamentos e aluguéis		7.169.858		
..serviços		6.886.399		
..aluguel de postes		-	-	
..iluminação pública		-	-	
..TUSD		508.586	14.101.191	
..outras		44.934		
..suprimento		765.931	997.909	
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>27,65%</b>	<b>31,29%</b>	<b>32,39%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>28,15%</b>	<b>30,29%</b>	<b>30,29%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2006)</b>				<b>13.546.621</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,47%</b>	<b>1,47%</b>	<b>1,6998%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,47%	1,47%	1,19%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,3218%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,728%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

(\*) os dados ainda não estão disponíveis

**COSERN**

data revisão: 22/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 3/3/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 16/4/2003</b>	<b>PRELIMINAR II 20/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>494.682.945</b>	<b>493.970.062</b>	<b>507.189.618</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>241.351.107</b>	<b>248.230.701</b>	<b>255.630.443</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>97.042.666</b>	<b>107.016.573</b>	<b>112.959.241</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>80.905.610</b>	<b>78.134.641</b>	<b>78.134.641</b>
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,67%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
<b>.base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>457.804.445</b>	<b>457.804.445</b>	<b>457.804.445</b>
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>822.761.277</b>	<b>822.761.277</b>	<b>822.761.277</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		572.255.557	572.255.557	572.255.557
..fator de ajuste		80%	80%	80%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>37.764.743</b>	<b>37.764.743</b>	<b>37.764.743</b>
..tx de depreciação regulatória		4,59%	4,59%	4,59%
<b>Tributos</b>		<b>25.638.089</b>	<b>25.307.510</b>	<b>26.771.818</b>
..PIS/PASEP/COFINS		20.676.892	20.646.940	21.761.828
..P&D		4.961.197	4.660.570	5.009.990
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>253.331.838</b>	<b>245.739.361</b>	<b>251.559.175</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>185.414.354</b>	<b>184.172.740</b>	<b>189.992.554</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		3.491.211	3.491.211	3.491.211
..preço médio (R\$/MWh)		53,11	52,75	54,42
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		-	-	-
<b>.encargos tarifários</b>		<b>67.917.484</b>	<b>61.566.621</b>	<b>61.566.621</b>
..CCC		18.467.101	18.467.101	18.467.101
..RGR		6.038.547	8.125.002	8.125.002
..TFSEE		1.110.728	1.068.298	1.068.298
..NOS		61.786	61.786	61.786
..rede básica		37.529.456	25.801.501	25.801.501
..conexão		2.016.308	2.085.115	2.085.115
..transporte de ITAIPU		-	-	-
..transmissão nodal		-	3.264.259	3.264.259
..CDE		2.693.559	2.693.559	2.693.559
..CFURH		-	-	-
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>435.908.548</b>	<b>432.135.591</b>	<b>432.142.290</b>
..mercado de venda (MWh)		2.939.139	2.939.139	2.939.363
..preço médio (R\$/MWh)		148,31	147,03	147,02
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>6.203.011</b>	<b>12.201.373</b>	<b>12.218.774</b>
..arrendamentos e aluguéis		1.460.821	1.460.821	1.460.821
..serviços		4.698.520	4.698.520	4.698.520
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		-	5.996.840	6.020.941
..outras		38.493	38.493	38.493
..suprimento		5.178	6.699	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>12,06%</b>	<b>11,49%</b>	<b>14,54%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>26,67%</b>	<b>29,45%</b>	<b>29,45%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,78%</b>	<b>1,78%</b>	<b>0,4951%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,78%	1,78%	0,79%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,3122%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	-0,024%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>



**COELBA**

data revisão: 22/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 11/3/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 16/4/2003</b>	<b>PRELIMINAR II 20/4/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.896.300.539</b>	<b>1.920.175.998</b>	<b>1.918.018.060</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>977.372.108</b>	<b>1.006.038.860</b>	<b>1.013.441.747</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>339.673.392</b>	<b>380.766.367</b>	<b>410.826.483</b>
<b>Custo de Capital Bruto</b>		<b>370.855.195</b>	<b>358.153.626</b>	<b>302.937.974</b>
<b>..taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,67%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
<b>..taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
<b>...custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
<b>...custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
<b>...estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>...inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
<b>..base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>2.098.484.358</b>	<b>2.098.484.358</b>	<b>1.774.966.254</b>
<b>..base de remuneração bruta</b>		<b>4.180.408.970</b>	<b>4.180.408.970</b>	<b>4.054.631.555</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		2.623.105.447	2.623.105.447	2.218.707.817
..fator de ajuste		80%	80%	80%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>164.708.113</b>	<b>164.708.113</b>	<b>192.594.999</b>
..tx de depreciação regulatória		3,94%	3,94%	4,75%
<b>Tributos</b>		<b>102.135.409</b>	<b>102.410.754</b>	<b>107.082.291</b>
..PIS/PASEP/COFINS		83.254.224	84.317.312	88.112.711
..P&D		18.881.185	18.093.442	18.969.580
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>918.928.430</b>	<b>914.137.138</b>	<b>904.576.313</b>
<b>..compra de energia</b>		<b>692.143.809</b>	<b>701.580.885</b>	<b>692.020.060</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		11.003.177	11.003.177	11.003.177
..preço médio (R\$/MWh)		62,90	63,76	62,89
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		-	-	-
<b>..encargos tarifários</b>		<b>226.784.622</b>	<b>212.556.253</b>	<b>212.556.253</b>
..CCC		63.120.984	63.120.984	63.120.984
..RGR		27.890.493	29.916.887	29.916.887
..TFSEE		3.721.657	3.714.063	3.714.063
..NOS		120.714	120.714	120.714
..rede básica		117.401.307	80.713.399	80.713.399
..transmissão nodal		-	20.235.734	20.235.734
..conexão		6.007.425	6.212.431	6.212.431
..transporte de ITAIPU		-	-	-
..CFURH		-	-	-
..CDE		8.522.041	8.522.041	8.522.041
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.430.836.860</b>	<b>1.414.683.619</b>	<b>1.414.696.570</b>
..mercado de venda (MWh)		9.015.135	9.015.135	9.015.291
..preço médio (R\$/MWh)		158,71	156,92	156,92
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>22.846.633</b>	<b>59.986.910</b>	<b>60.774.421</b>
..prestação de serviços		13.565.985	13.565.985	13.565.985
..aluguéis		6.609.012	6.609.012	6.609.012
..outras		913.080	913.080	913.080
..TUSD		-	37.140.380	39.686.344
..TUST		1.745.502	1.745.502	-
..suprimento		13.054	12.951	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>30,93%</b>	<b>31,49%</b>	<b>31,28%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>27,19%</b>	<b>28,61%</b>	<b>28,61%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2007)</b>		<b>31.000.000</b>	<b>49.950.585</b>	<b>21.028.226</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,14%</b>	<b>1,14%</b>	<b>1,8224%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,14%	1,14%	1,5701%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,3044%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,448%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**ENERGIPE**

data revisão: 22/4/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		PROPOSTA 3/3/2003	PRELIMINAR I 16/4/2003	PRELIMINAR II 20/4/2004
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>324.659.618</b>	<b>321.946.509</b>	<b>325.496.339</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>154.044.002</b>	<b>160.252.324</b>	<b>165.743.311</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>68.512.050</b>	<b>75.496.126</b>	<b>80.647.252</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>48.772.594</b>	<b>47.102.162</b>	<b>47.102.162</b>
.taxa de retorno real bruta		17,67%	17,07%	17,07%
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
.base de remuneração líquida		275.979.753	275.979.753	275.979.753
.base de remuneração bruta		438.805.010	438.805.010	438.805.010
.custo corrente corrigido pelo IGP-M		344.974.691	344.974.691	344.974.691
.fator de ajuste		80%	80%	80%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>19.395.181</b>	<b>19.395.181</b>	<b>19.395.181</b>
.tx de depreciação regulatória		4,42%	4,42%	4,42%
<b>Tributos</b>		<b>17.364.177</b>	<b>18.258.855</b>	<b>18.258.855</b>
.PIS/PASEP/COFINS		14.053.462	15.213.894	15.213.894
.P&D		3.310.715	3.044.960	3.044.960
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>170.615.615</b>	<b>161.694.185</b>	<b>159.753.028</b>
.compra de energia		128.975.290	124.240.591	124.434.065
.quantidade de energia no ano-teste(MWh)		2.344.767	2.344.767	2.344.767
.preço médio (R\$/MWh)		55,01	52,99	53,07
.taxa de câmbio energia de ITAIPU		-	-	-
.encargos tarifários		41.640.326	37.453.594	37.453.594
..CCC		11.814.724	11.814.724	11.814.724
..RGR		4.508.281	3.600.379	3.600.379
..TFSEE		614.569	653.146	653.146
..NOS		58.214	58.214	58.214
..rede básica		21.199.846	14.574.894	14.574.894
..conexão		1.720.968	1.779.697	1.779.697
..transporte de ITAIPU		-	-	-
..transmissão nodal		-	3.248.816	3.248.816
..CDE		1.723.724	1.723.724	1.723.724
..CFURH		-	-	-
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>242.061.727</b>	<b>230.180.462</b>	<b>237.256.262</b>
.mercado de venda (MWh)		1.804.680	1.787.045	1.891.764
.preço médio (R\$/MWh)		134,13	128,81	125,42
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>11.630.054</b>	<b>10.797.119</b>	<b>3.748.710</b>
.arrendamentos e aluguéis		719.955	-	-
.serviços		489.035	-	-
.aluguel de postes		-	-	-
.iluminação pública		-	-	-
.TUSD		25.204	2.133.510	2.186.104
.outras		353.615	1.587.809	1.562.606
.suprimento		10.042.245	7.075.800	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>29,32%</b>	<b>35,18%</b>	<b>35,61%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>28,40%</b>	<b>29,71%</b>	<b>29,71%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2007)</b>		<b>1.500.000</b>	<b>15.724.632</b>	<b>7.767.674</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,40%</b>	<b>1,40%</b>	<b>0,7439%</b>
.Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,40%	1,40%	0,92%
.Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	-0,3247%
.Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,09%
<b>IGPM (abr/03 a mar/04)</b>				<b>5,070%</b>

**ELETROPAULO**

data revisão: 4/7/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		<b>PROPOSTA</b> <b>26/5/2003</b>	<b>PRELIMINAR I</b> <b>4/7/2003</b>	<b>PRELIMINAR II</b> <b>1/7/2004 (*)</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>6.760.121.537</b>	<b>6.817.060.969</b>	
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>2.211.773.235</b>	<b>2.246.986.848</b>	
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>624.111.486</b>	<b>653.584.520</b>	
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>894.752.330</b>	<b>894.752.330</b>	
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>	
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	
<b>...custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	
...beta		26,39%	26,39%	
...outros riscos		9,41%	9,41%	
....regulatório		3,33%	3,33%	
....país		4,08%	4,08%	
....cambial		2,00%	2,00%	
<b>...custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	
...(1-t)		66,00%	66,00%	
<b>...estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	
<b>...inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	
<b>.base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>5.242.509.448</b>	<b>5.242.509.448</b>	
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>8.274.807.748</b>	<b>8.274.807.748</b>	
...custo corrente corrigido pelo IGP-M		5.825.010.498	5.825.010.498	
...fator de ajuste		90%	90%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>326.854.906</b>	<b>326.854.906</b>	
..tx de depreciação regulatória		3,95%	3,95%	
<b>Tributos</b>		<b>366.054.513</b>	<b>371.795.092</b>	
..PIS/PASEP/COFINS		302.218.176	304.338.511	
..P&D		63.836.337	67.456.581	
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>4.548.348.302</b>	<b>4.570.074.121</b>	
<b>.compra de energia</b>		<b>3.395.280.838</b>	<b>3.314.595.088</b>	
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		37.732.090	37.732.090	
..preço médio (R\$/MWh)		89,98	87,85	
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,10	3,10	
<b>.encargos tarifários</b>		<b>1.153.067.464</b>	<b>1.255.479.033</b>	
..CCC		240.402.217	240.402.217	
..RGR		68.467.413	67.991.703	
..TFSEE		14.283.712	14.116.947	
..NOS		169.643	180.714	
..rede básica		314.720.977	366.431.969	
..conexão		133.050.076	177.846.707	
..transporte de ITAIPU		58.294.564	59.581.503	
..CDE		155.705.877	155.705.877	
..MUST contratos iniciais		118.354.832	117.612.275	
..MUST ITAIPU		17.163.982	17.907.815	
..CUSD		32.454.171	37.701.306	
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>6.103.460.182</b>	<b>6.073.038.021</b>	
..mercado de venda (MWh)		32.582.055	32.582.055	
..preço médio (R\$/MWh)		187,33	186,39	
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	<b>251.230</b>	<b>251.230</b>	
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>69.070.273</b>	<b>78.985.002</b>	
..arrendamentos e aluguéis		2.048.880	-	
..aluguel de postes		35.431.723	-	
..iluminação pública		11.135.082	-	
..TUSD		9.252.692	21.867.457	
..outras		11.201.897	57.117.545	
..suprimento		-	-	
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>9,62%</b>	<b>10,95%</b>	<b>0,00%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>25,63%</b>	<b>22,16%</b>	<b>0,00%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>2,58%</b>	<b>2,54%</b>	<b>4,4316%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	2,58%	2,54%	2,3700%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,0845%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,7140%
<b>IGPM (jul/03 a jun/04)</b>				<b>9,604%</b>

(\*) não houve a re-revisão

**CELPA**

data revisão: 7/8/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		<b>PROPOSTA</b>	<b>PRELIMINAR</b>	<b>DEFINITIVA</b>
		<b>17/6/2003</b>	<b>6/8/2003</b>	<b>5/8/2004 (*)</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>950.906.896</b>	<b>947.705.253</b>	
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>577.402.815</b>	<b>577.380.295</b>	
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>245.706.494</b>	<b>245.503.537</b>	
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>210.427.364</b>	<b>210.427.364</b>	
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>	
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	
...beta		26,39%	26,39%	
...outros riscos		9,41%	9,41%	
....regulatório		3,33%	3,33%	
....país		4,08%	4,08%	
....cambial		2,00%	2,00%	
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	
...(1-t)		65,99%	65,99%	
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	
<b>..base de remuneração líquida</b>		<b>1.232.827.919</b>	<b>1.232.827.919</b>	
<b>..base de remuneração bruta</b>		<b>2.169.705.620</b>	<b>2.169.705.620</b>	
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.541.034.898	1.541.034.898	
..fator de ajuste		80%	80%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>67.477.845</b>	<b>67.477.845</b>	
..tx de depreciação regulatória		3,11%	3,11%	
<b>Tributos</b>		<b>53.791.112</b>	<b>53.971.550</b>	
..PIS/PASEP/COFINS		44.890.177	44.653.335	
..P&D		8.900.936	9.318.216	
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>373.504.081</b>	<b>370.324.958</b>	
<b>..compra de energia</b>		<b>260.109.063</b>	<b>252.022.900</b>	
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		5.371.688	5.371.688	
..preço médio (R\$/MWh)		48,42	46,92	
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		-	-	
<b>..encargos tarifários</b>		<b>113.395.018</b>	<b>118.302.058</b>	
..CCC		25.894.504	25.894.504	
..RGR		16.912.250	16.046.565	
..TFSEE		2.175.539	2.136.135	
..NOS		85.795	102.536	
..rede básica		41.471.196	46.658.747	
..conexão		15.183.722	15.184.557	
..transmissão nodal		8.126.601	8.733.602	
..CFURH		560.532	560.532	
..CDE		2.984.879	2.984.879	
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>735.100.881</b>	<b>735.100.881</b>	
..mercado de venda (MWh)		4.199.316	4.199.316	
..preço médio (R\$/MWh)		175,05	175,05	
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>13.749.566</b>	<b>13.749.566</b>	
..prestação de serviços		-	-	
..aluguéis		-	-	
..outras		13.749.566	13.749.566	
..TUST		-	-	
..suprimento		-	-	
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>27,49%</b>	<b>27,05%</b>	<b>20,21%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>28,77%</b>	<b>27,49%</b>	<b>27,49%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,01%</b>	<b>1,15%</b>	<b>3,9962%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,01%	1,15%	0,99%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,8132%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	1,000%
<b>IGPM (ago/03 a jul/04)</b>				<b>11,51%</b>

(\*) os dados ainda não estão disponíveis

**ELEKTRO**

data revisão: 27/8/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		<b>PROPOSTA</b>	<b>PRELIMINAR</b>	<b>DEFINITIVA</b>
		<b>7/7/2003</b>	<b>26/8/2003</b>	<b>26/8/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>2.181.297.733</b>	<b>2.165.499.170</b>	<b>2.175.857.813</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>892.139.793</b>	<b>891.893.101</b>	<b>902.251.744</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>332.196.262</b>	<b>332.805.111</b>	<b>356.047.971</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>291.698.136</b>	<b>291.698.136</b>	<b>273.359.216</b>
.taxa de retorno real bruta		17,07%	17,07%	17,07%
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
.base de remuneração líquida	res493	<b>1.709.110.086</b>	<b>1.709.110.086</b>	<b>1.601.659.165</b>
.base de remuneração bruta		<b>3.825.710.000</b>	<b>3.825.710.000</b>	<b>3.269.428.320</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M				
..fator de ajuste				
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>150.903.085</b>	<b>150.903.085</b>	<b>155.624.788</b>
.tx de depreciação regulatória		3,94%	3,94%	4,76%
<b>Tributos</b>		<b>117.342.310</b>	<b>116.486.769</b>	<b>117.219.769</b>
.PIS/PASEP/COFINS		95.678.665	94.981.110	95.575.249
.P&D		21.663.645	21.505.659	21.644.521
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>1.289.157.940</b>	<b>1.273.606.070</b>	<b>1.273.606.070</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>882.906.881</b>	<b>867.586.908</b>	<b>867.586.908</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		11.764.603	11.764.603	11.764.603
..preço médio (R\$/MWh)		75,05	73,75	73,75
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,00	2,9926	2,9926
<b>.encargos tarifários</b>		<b>406.251.059</b>	<b>406.019.162</b>	<b>406.019.162</b>
..CCC		73.946.409	73.946.409	73.946.409
..RGR		19.623.825	20.268.635	20.268.635
..TFSEE		3.529.190	3.529.190	3.529.190
..NOS		94.679	94.679	94.679
..rede básica		135.020.021	135.020.021	135.020.021
..conexão		67.195.805	66.693.494	66.693.494
..transporte de ITAIPU		14.868.310	14.868.310	14.868.310
..transmissão nodal		40.675.381	40.675.381	40.675.381
..CDE		46.645.342	46.645.342	46.645.342
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		4.652.098	4.277.701	4.277.701
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.680.149.546</b>	<b>1.653.830.776</b>	<b>1.653.830.776</b>
..mercado de venda (MWh)		10.632.936	10.397.240	10.397.240
..preço médio (R\$/MWh)		158,01	159,06	159,06
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>27.169.519</b>	<b>49.742.908</b>	<b>47.526.951</b>
..arrendamentos e aluguéis		-	-	-
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		15.738.480	38.311.869	36.095.912
..outras		11.431.039	11.431.039	11.431.039
..suprimento		-	-	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>28,21%</b>	<b>27,93%</b>	<b>28,69%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>21,75%</b>	<b>20,25%</b>	<b>20,25%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2006)</b>		<b>134.939.894</b>	<b>170.471.146</b>	<b>101.329.893</b>
<b>FATOR X</b>		<b>2,38%</b>	<b>2,38%</b>	<b>3,1357%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	2,38%	2,38%	0,96%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,7950%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,262%
<b>IGPM (ago/03 a jul/04)</b>				<b>11,51%</b>

**BANDEIRANTE**

data revisão: 23/10/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		<b>PROPOSTA 8/9/2003</b>	<b>PRELIMINAR 22/10/2003</b>	<b>DEFINITIVA 22/10/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.969.768.756</b>	<b>1.954.463.823</b>	<b>1.827.743.048</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>701.999.509</b>	<b>710.281.041</b>	<b>583.560.266</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>186.790.024</b>	<b>191.101.572</b>	<b>201.483.621</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>286.081.453</b>	<b>286.081.453</b>	<b>186.361.784</b>
.taxa de retorno real bruta		17,07%	17,07%	17,07%
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
.base de remuneração líquida	res 493	<b>1.676.200.965</b>	<b>1.676.200.965</b>	<b>1.091.926.090</b>
.base de remuneração bruta		<b>3.173.160.729</b>	<b>3.173.160.729</b>	<b>2.078.698.360</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.676.200.965	1.676.200.965	
..fator de ajuste		100%	100%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>126.926.429</b>	<b>126.926.429</b>	<b>96.451.604</b>
.tx de depreciação regulatória		4,00%	4,00%	4,64%
<b>Tributos</b>		<b>102.201.604</b>	<b>106.171.588</b>	<b>99.263.258</b>
.PIS/PASEP/COFINS		82.588.172	86.694.921	81.053.890
.P&D		19.613.432	19.476.667	18.209.367
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>1.267.769.246</b>	<b>1.244.182.782</b>	<b>1.244.182.782</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>904.062.708</b>	<b>876.027.355</b>	<b>876.027.355</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		10.495.898	10.495.898	10.495.898
..preço médio (R\$/MWh)		86,13	83,46	83,46
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,00	2,86	2,86
<b>.encargos tarifários</b>		<b>363.706.539</b>	<b>368.155.427</b>	<b>368.155.427</b>
..CCC		73.706.656	73.706.656	73.706.656
..RGR		14.056.746	16.709.187	16.709.187
..TFSEE		3.155.979	2.897.938	2.897.938
..NOS		115.893	115.893	115.893
..rede básica		96.805.805	96.805.805	96.805.805
..conexão		55.782.611	57.837.100	57.837.100
..transporte de ITAIPU		19.545.886	19.545.886	19.545.886
..transmissão nodal		-	-	-
..CDE		49.954.165	49.954.165	49.954.165
..MUST contratos iniciais		38.427.944	38.427.944	38.427.944
..MUST ITAIPU		6.854.061	6.854.061	6.854.061
..CUSD		5.300.793	5.300.793	5.300.793
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.577.642.468</b>	<b>1.576.590.777</b>	<b>1.574.775.180</b>
..mercado de venda (MWh)		9.239.379	9.243.376	9.243.376
..preço médio (R\$/MWh)		170,75	170,56	170,37
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	<b>1.113.300</b>	<b>1.113.300</b>	<b>1.113.300</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>45.815.698</b>	<b>91.753.101</b>	<b>86.344.752</b>
..arrendamentos e aluguéis		2.058.503		
..serviços		4.994.305		
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		38.476.973	86.042.815	80.634.465
..outras		285.918	5.710.287	5.710.287
..suprimento		-	-	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>21,88%</b>	<b>18,08%</b>	<b>10,51%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>11,90%</b>	<b>14,68%</b>	<b>14,68%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2006)</b>		<b>214.418.214</b>	<b>71.087.116</b>	
<b>FATOR X</b>		<b>1,84%</b>	<b>1,83%</b>	<b>2,8858%</b>
.Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,84%	1,83%	1,0200%
.Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,6679%
.Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0	0	0,0848%
<b>IGPM (out/03 a set/04)</b>				<b>11,90%</b>

**PIRATININGA**

data revisão: 23/10/2003

intervalo regulatório: 4 anos

		<b>PROPOSTA 8/9/2003</b>	<b>PRELIMINAR 22/10/2003</b>	<b>DEFINITIVA 22/10/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.966.262.093</b>	<b>1.968.603.276</b>	<b>1.862.055.938</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>626.965.827</b>	<b>636.312.838</b>	<b>529.765.500</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>177.072.903</b>	<b>181.762.299</b>	<b>190.611.907</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>238.118.566</b>	<b>238.118.566</b>	<b>158.672.167</b>
.taxa de retorno real bruta		17,07%	17,07%	17,07%
.taxa de retorno real líquida	WACC	11,26%	11,26%	11,26%
..custo de capital próprio nominal	CAPM	17,47%	17,47%	17,47%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	10,40%	10,40%	10,40%
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%	50%
..inflação EUA		2,40%	2,40%	2,40%
.base de remuneração líquida	res 493	<b>1.395.178.072</b>	<b>1.395.178.072</b>	<b>929.687.809</b>
.base de remuneração bruta		<b>2.755.202.541</b>	<b>2.755.202.541</b>	<b>1.803.134.091</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.395.178.072	1.395.178.072	
..fator de ajuste		100%	100%	
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>110.208.102</b>	<b>110.208.102</b>	<b>80.059.154</b>
.tx de depreciação regulatória		4,00%	4,00%	4,44%
<b>Tributos</b>		<b>101.566.257</b>	<b>106.223.872</b>	<b>100.422.273</b>
.PIS/PASEP/COFINS		82.080.192	86.714.335	81.978.282
.P&D		19.486.065	19.509.537	18.443.990
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>1.339.296.266</b>	<b>1.332.290.438</b>	<b>1.332.290.438</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>1.007.644.085</b>	<b>1.000.871.243</b>	<b>1.000.871.243</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		11.642.032	11.642.032	11.642.032
..preço médio (R\$/MWh)		86,55	85,97	85,97
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,00	2,86	3,00
<b>.encargos tarifários</b>		<b>331.652.181</b>	<b>331.419.195</b>	<b>331.419.195</b>
..CCC		75.084.253	75.084.253	75.084.253
..RGR		11.919.151	12.184.633	12.184.633
..TFSEE		2.750.249	2.657.667	2.657.667
..NOS		75.429	75.429	75.429
..rede básica		93.669.446	93.669.446	93.669.446
..conexão		32.213.211	31.807.325	31.807.325
..transporte de ITAIPU		25.049.931	25.049.931	25.049.931
..transmissão nodal		47.471.510	47.471.510	47.471.510
..CDE		43.419.002	43.419.002	43.419.002
..MUST contratos iniciais		-	-	-
..MUST ITAIPU		-	-	-
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.600.141.554</b>	<b>1.600.141.554</b>	<b>1.600.141.554</b>
..mercado de venda (MWh)		10.235.249	10.235.249	10.235.249
..preço médio (R\$/MWh)		156,34	156,34	156,34
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>27.093.135</b>	<b>53.055.189</b>	<b>53.678.133</b>
..arrendamentos e aluguéis		-	-	-
..serviços		-	-	-
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		-	35.383.608	36.006.552
..outras		27.093.135	17.671.581	17.671.581
..suprimento		-	-	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA (parcelada)</b>		<b>21,19%</b>	<b>19,71%</b>	<b>13,01%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>11,46%</b>	<b>11,53%</b>	<b>11,53%</b>
<b>PARCELAS ANUAIS (2004 a 2006)</b>		<b>218.220.208</b>	<b>71.087.116</b>	
<b>FATOR X</b>		<b>1,64%</b>	<b>1,62%</b>	<b>2,8949%</b>
.Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,64%	1,62%	0,8900%
.Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,6769%
.Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,2150%
<b>IGPM (out/03 a set/04)</b>				<b>11,90%</b>

**LIGHT**

data revisão: 07/11/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 22/9/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 6/11/2003</b>	<b>DEFINITIVA 21/10/2004</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>4.574.548.941</b>	<b>4.598.525.739</b>	<b>4.260.465.592</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>1.934.567.519</b>	<b>2.036.972.715</b>	<b>1.698.912.568</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>482.972.749</b>	<b>513.832.754</b>	<b>533.775.209</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>850.442.258</b>	<b>850.300.725</b>	<b>599.925.057</b>
<b>.taxa de retorno real bruta</b>		<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
<b>.taxa de retorno real líquida</b>	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
<b>..custo de capital próprio nominal</b>	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%	2,00%
<b>..custo de capital de terceiros nominal</b>	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%	2,00%
...(1-t)		65,98%	66,00%	66,00%
<b>..estrutura de capital (próprio/total)</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>..inflação EUA</b>		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
<b>.base de remuneração líquida</b>	res 493	<b>4.982.059.766</b>	<b>4.982.059.766</b>	<b>3.515.065.202</b>
<b>.base de remuneração bruta</b>		<b>9.650.510.377</b>	<b>9.650.510.377</b>	<b>7.763.039.822</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M				
..fator de ajuste				
<b>Depreciação Regulatória</b>	%(Imob-Terr)	<b>339.601.460</b>	<b>399.531.130</b>	<b>312.074.201</b>
.tx de depreciação regulatória		3,52%	4,14%	4,02%
<b>Tributos</b>		<b>261.551.052</b>	<b>273.308.107</b>	<b>253.138.101</b>
.PIS/PASEP/COFINS		215.998.641	227.497.056	210.707.884
.P&D		45.552.412	45.811.051	42.430.218
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>2.639.981.422</b>	<b>2.561.553.024</b>	<b>2.561.553.024</b>
<b>.compra de energia</b>		<b>1.933.223.543</b>	<b>1.859.040.569</b>	<b>1.859.040.569</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		<b>25.289.721</b>	<b>25.289.721</b>	<b>25.289.721</b>
..preço médio (R\$/MWh)		76,44	73,51	73,51
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		3,03	2,86	2,86
<b>.encargos tarifários</b>		<b>706.757.879</b>	<b>702.512.455</b>	<b>702.512.455</b>
..CCC		145.542.009	145.542.009	145.542.009
..RGR		84.894.437	78.761.239	78.761.239
..TFSEE		7.620.872	9.544.798	9.544.798
..NOS		211.750	211.750	211.750
..rede básica		210.554.631	210.554.631	210.554.631
..conexão		30.867.102	30.830.950	30.830.950
..transporte de ITAIPU		38.527.965	38.527.965	38.527.965
..transmissão nodal		-	-	-
..CDE		110.020.444	110.020.444	110.020.444
..Compensação Financeira		11.015.528	11.015.528	11.015.528
..MUST contratos iniciais		52.767.172	52.767.172	52.767.172
..MUST ITAIPU		14.735.968	14.735.968	14.735.968
..CUSD		-	-	-
..TUSD		-	-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>4.215.151.388</b>	<b>4.215.151.596</b>	<b>4.215.151.596</b>
..mercado de venda (MWh)		19.841.959	19.841.964	19.841.964
..preço médio (R\$/MWh)		212,44	212,44	212,44
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>100.356.840</b>	<b>208.477.224</b>	<b>198.628.006</b>
..arrendamentos e aluguéis		11.709.579	-	-
..serviços		7.535.387	-	-
..aluguel de postes		-	-	-
..iluminação pública		-	-	-
..TUSD		80.710.562	190.977.850	181.128.632
..outras		-	17.499.374	17.499.374
..suprimento		401.312	-	-
<b>REPOSIÇÃO TARIFÁRIA</b>		<b>6,15%</b>	<b>4,15%</b>	<b>-3,64%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>13,55%</b>	<b>12,04%</b>	<b>12,04%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,69%</b>	<b>1,69%</b>	<b>3,3101%</b>
..Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,69%	1,69%	0,8958%
..Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%	1,5903%
..Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%	0,659%
..IASC				60,78
<b>IGPM (nov/03 a out/04)</b>				<b>11,91%</b>



**CERJ**

data revisão: 31/12/2003

intervalo regulatório: 5 anos

		<b>PROPOSTA 10/11/2003</b>	<b>PRELIMINAR I 24/12/2003</b>
<b>RECEITA REQUERIDA (R\$)</b>	metodologia	<b>1.799.082.490</b>	<b>1.876.678.176</b>
<b>PARCELA B (R\$)</b>		<b>793.954.446</b>	<b>802.176.485</b>
<b>Custos Operacionais Eficientes</b>	ER	<b>283.658.184</b>	<b>287.262.256</b>
<b>Custo de Capital Real Bruto</b>		<b>291.600.974</b>	<b>291.600.974</b>
.taxa de retorno real bruta		<b>17,07%</b>	<b>17,07%</b>
.taxa de retorno real líquida	WACC	<b>11,26%</b>	<b>11,26%</b>
..custo de capital próprio nominal	CAPM	<b>17,47%</b>	<b>17,47%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%
...prêmio de risco de mercado	SP500-Rf	7,76%	7,76%
...beta		26,39%	26,39%
...outros riscos		9,41%	9,41%
....regulatório		3,33%	3,33%
....país		4,08%	4,08%
....cambial		2,00%	2,00%
..custo de capital de terceiros nominal	CAPM de dívida	<b>10,40%</b>	<b>10,40%</b>
...taxa livre de risco		6,01%	6,01%
...prêmio de risco de crédito		3,67%	3,67%
...prêmio de risco de distribuição no Brasil		4,08%	4,08%
...prêmio de risco cambial		2,00%	2,00%
...(1-t)		66,00%	66,00%
..estrutura de capital (próprio/total)		50%	50%
..inflação EUA		<b>2,40%</b>	<b>2,40%</b>
.base de remuneração líquida		<b>1.708.540.800</b>	<b>1.708.540.800</b>
.base de remuneração bruta	ativo corrigido	<b>2.819.710.633</b>	<b>2.819.710.633</b>
..custo corrente corrigido pelo IGP-M		1.708.540.800	1.708.540.800
..fator de ajuste		100%	100%
<b>Depreciação Regulatória</b>	%*(Imob-Terr)	<b>112.788.425</b>	<b>112.788.425</b>
.tx de depreciação regulatória		4,00%	4,00%
<b>Tributos</b>		<b>105.906.863</b>	<b>110.524.830</b>
.PIS/PASEP/COFINS		88.054.681	91.894.221
.P&D		17.852.182	18.630.609
<b>Parcela A (R\$)</b>		<b>1.005.128.044</b>	<b>1.074.501.691</b>
.compra de energia		<b>735.930.696</b>	<b>770.777.680</b>
..quantidade de energia no ano-teste(MWh)		<b>9.746.304</b>	<b>9.746.304</b>
..preço médio (R\$/MWh)		75,51	79,08
..taxa de câmbio energia de ITAIPU		2.9000	2.8994
.encargos tarifários		<b>269.197.348</b>	<b>303.724.011</b>
..CCC		48.568.429	48.568.429
..RGR		31.501.878	32.648.500
..TFSEE		3.502.014	3.055.442
..NOS		82.107	82.107
..rede básica		75.678.297	75.678.297
..conexão		13.865.961	13.868.745
..transporte de ITAIPU		9.868.716	9.840.955
..transmissão nodal		-	-
..CDE		33.140.703	33.140.703
..Compensação Financeira		381.776	409.043
..MUST contratos iniciais		27.888.625	31.031.357
..MUST ITAIPU		3.789.985	3.789.985
..CUSD		20.928.858	51.610.448
..TUSD		-	-
<b>RECEITA VERIFICADA</b>		<b>1.583.853.500</b>	<b>1.583.821.209</b>
..mercado de venda (MWh)		7.331.037	7.331.040
..preço médio (R\$/MWh)		216,05	216,04
<b>ATIVIDADES EXTRA-CONCESSÃO</b>	10%*declarado	-	-
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>31.707.186</b>	<b>47.002.689</b>
..arrendamentos e aluguéis		9.737.882	9.737.882
..serviços		3.904.821	3.904.821
..aluguel de postes		-	-
..iluminação pública		-	-
..TUSD		18.064.484	33.359.986
..outras		-	-
..suprimento (já está na rec verificada)		13.940.318	13.940.318
<b>REPOSIÇÃO TARIFARIA</b>		<b>11,59%</b>	<b>15,52%</b>
<b>REAJUSTE ANUAL (IRT)</b>		<b>15,17%</b>	<b>15,03%</b>
<b>FATOR X</b>		<b>1,62%</b>	<b>1,29%</b>
.Xe (ganhos de produtividade)	FCD	1,62%	1,29%
.Xa (ajuste da parcela B)	IGPM - IPCA	0,00%	0,00%
.Xc (fator de qualidade)	-1% a 1%	0,00%	0,00%