

Brasília, 8 de agosto de 2001.

Assunto: Segunda Revisão Tarifária Periódica da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA

I. INTRODUÇÃO

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a metodologia utilizada e os resultados obtidos na segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA, concessionária de distribuição de energia elétrica que atende 878,5 mil unidades consumidoras em 69 municípios do Estado do Espírito Santo.

Esta revisão tarifária periódica compreende: a) reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, e b) determinação do Fator X, que será aplicado nos reajustes tarifários de 2002 e 2003, com o objetivo de compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores.

Inicialmente, esta Nota apresenta os fundamentos legais para a realização do processo revisional, descrevendo as providências administrativas adotadas, o cronograma das atividades realizadas e os principais antecedentes.

Em seguida, são descritos os conceitos básicos do processo de revisão periódica, as opções adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, os resultados obtidos e outros aspectos relevantes que foram analisados no presente processo revisional.

Ressalve-se que no presente trabalho não foram contemplados efeitos relativos à atual crise energética (acionamento), os quais serão considerados em instrumento específico, de caráter isonômico para todas as concessionárias afetadas.

Finalmente, a metodologia ora apresentada, além de atender o objetivo já mencionado, será complementada por aprimoramentos que se mostrarem necessários e servirá de base metodológica para as próximas revisões tarifárias periódicas.

II. ASPECTOS LEGAIS E CONTRATUAIS

Considerando o disposto no inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no inciso V do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997; na Norma Organizacional da ANEEL nº 001/98, aprovada pela Resolução ANEEL nº 233, de

14 de julho de 1998, e nas disposições da subcláusula terceira da cláusula nona do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica n.º 001/95 celebrado entre a União e a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA, em 17 de julho de 1995, a ANEEL procedeu à segunda revisão tarifária periódica dessa concessionária.

III. CRONOGRAMA DE ATIVIDADES DA SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ESCELSA

A presente revisão teve início em 9 de março e conclusão em 7 de agosto de 2001, obedecendo ao seguinte cronograma

1. Expedição do Ofício n.º 105/2001-SRE/ANEEL, de 09 de março de 2001, informando à ESCELSA sobre a publicação no Diário Oficial do Aviso da Segunda Revisão Tarifária Periódica, do cronograma do processo e solicitando o encaminhamento das primeiras informações necessárias ao desenvolvimento inicial dos trabalhos;
2. Expedição do Ofício n.º 106/2001 – SRE/ANEEL, de 09 de março de 2001, informando ao Conselho de Consumidores da ESCELSA sobre a publicação no Diário Oficial do Aviso da Segunda Revisão Tarifária Periódica e do cronograma do processo;
3. Publicação no Diário Oficial, em 13 de março de 2001, do Aviso Público do início do Processo da Segunda Revisão Tarifária Periódica da ESCELSA;
4. Reunião, em 04 de abril de 2001, com a concessionária para recebimento das informações solicitadas no Ofício n.º 105/2001-SRE/ANEEL e apresentação, pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE, do cronograma para as atividades conjuntas;
5. Expedição do Ofício n.º 152/2001 – SRE/ANEEL, de 18 de abril de 2001, solicitando informações complementares às apresentadas pela Concessionária em 04 de abril de 2001;
6. Expedição, em 27 de abril de 2001, do Ofício n.º 157/2001 – SRE/ANEEL, comunicando a realização de fiscalização econômica e financeira, no período de 07 a 18 de maio de 2001, no contexto do processo revisional, na sede da Concessionária em Vitória – ES;
7. Reunião, em 04 de junho de 2001, nas instalações da ANEEL, para apresentação à concessionária da metodologia utilizada no processo de revisão tarifária, bem como os primeiros resultados obtidos;
8. Reunião, em 08 de junho de 2001, nas instalações da ANEEL, para apresentação pela concessionária de seus pontos de vista a respeito da metodologia adotada e dos resultados obtidos com os critérios definidos pela ANEEL;
9. Apresentação, em 12 de junho de 2001, à Diretoria desta Agência, pela SRE, juntamente com a equipe técnica alocada no processo, de relato da evolução dos trabalhos e as principais divergências existentes entre as posições da ANEEL e da Concessionária, assim como, os primeiros resultados até então obtidos;

10. Disponibilização, em 20 de junho de 2001, para consulta pública, via *Internet*, da metodologia utilizada no processo de revisão tarifária da ESCELSA;
11. Realização, em 10 de julho de 2001, da Audiência Pública ANEEL nº 005/2001 em Vitória – ES;
12. Reunião, em 26 de julho de 2001, com a Diretoria da ANEEL para apresentação de resultados preliminares, contemplando as contribuições recebidas na AP nº 005/2001;
13. Apresentação, em 27 de julho de 2001, da Metodologia e dos resultados obtidos na revisão para o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico;
14. Reunião, em 2 de agosto de 2001, da Diretoria da ANEEL para apreciação e decisão sobre os resultados obtidos no processo de revisão;
15. Apresentação, em 3 de agosto de 2001, da Metodologia e dos resultados obtidos na revisão para a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica;
16. Publicação, em 7 de agosto de 2001, da Resolução fixando o reposicionamento tarifário, o valor do Fator X a ser aplicado no cálculo dos reajustes tarifários de 2002 e 2003 e as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA, e da Resolução estabelecendo a sistemática de reajuste tarifário da concessionária para os anos de 2002 e 2003.

IV. ANTECEDENTES

Em 1995, a ESCELSA foi privatizada. Nessa ocasião, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 001/95, que contém cláusula prevendo a realização de revisão tarifária periódica a cada três anos.

Em 1998, foi realizada a primeira revisão periódica da ESCELSA. Naquela oportunidade, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária foram reposicionadas, em média, em (-3,4%), por meio da seguinte recomposição por classe de consumo: a) residencial (-5,3%), b) industrial A4 (-3,3%), c) comercial e industrial B3 (-3,24%), e d) rural (-2,0%). Também foram estabelecidos os seguintes valores para o Fator X: X= 1,5% para 1999 e X= 0,8% para 2000. Posteriormente, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA foram reajustadas em 20,32% e em 16,04% em 1999 e 2000, respectivamente.

V. Cálculo do Reposicionamento Tarifário

No reposicionamento tarifário, a preocupação do regulador é estabelecer níveis tarifários capazes de corrigir ou de preservar o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão. Neste caso, o equilíbrio está associado ao nível tarifário e às regras de reajuste e revisão tarifária. Dessa forma, o nível tarifário deve proporcionar à concessionária receita capaz de cobrir custos eficientes e remuneração adequada de investimentos prudentes. A correção é necessária quando existe excesso ou falta de receita para o equilíbrio e a preservação quando já existe equilíbrio. Assim, em um reposicionamento tarifário os níveis das tarifas podem ser reduzidos, aumentados ou mantidos. A situação do equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão é que determinará o sentido desse movimento.

A metodologia utilizada para o cálculo do reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica da ESCELSA, na presente revisão periódica, guarda semelhança com a utilizada em 1998. Adicionalmente, buscou-se, tanto quanto possível, aderência com o proposto na Minuta de Resolução apresentada no âmbito da Audiência Pública ANEEL – nº 007/2000. Também, foram incorporadas sugestões oriundas da Audiência Pública ANEEL - nº 005/2001.

O reposicionamento tarifário é definido pela relação entre a Receita Requerida e a Receita Verificada, no Ano-Teste escolhido, conforme mostrado na fórmula abaixo:

$$RT = [(RR - DRV) / RV], \text{ onde:}$$

RT = reposicionamento tarifário;

RR = receita requerida: representa a receita necessária para permitir a cobertura de custos operacionais eficientes e de remuneração adequada de investimentos prudentes;

DRV = demais receitas verificadas: correspondem às receitas de suprimento a outras concessionárias, outras receitas operacionais e receitas extra-concessão;

RV = receita verificada: corresponde, exclusivamente, à receita de fornecimento aos consumidores finais com tarifas reguladas, apurada a partir do produto das tarifas de energia elétrica vigentes pelo respectivo mercado de venda.

1. Cálculo da Receita Requerida

Para a obtenção da Receita Requerida é necessário definir os seguintes elementos:

- Ano-Teste;
- Base de Remuneração;
- Taxa de Retorno e Estrutura de Capital;
- Remuneração do Capital Investido;
- Despesa Operacional;
- Encargos sobre Tarifas;
- Quota de Reintegração;
- Resultado Não-Operacional.

1.1 Ano-Teste

O Ano - Teste é o período de doze meses adotado para determinação da receita requerida e a receita verificada.

Utiliza-se período de doze meses para o Ano-Teste por conta das seguintes razões: a) o período anual é referência para estudos tarifários, b) há necessidade de eliminação das variações sazonais, e c) a possibilidade de agregar informações de outros anos.

A utilização de Ano-Teste futuro, tal como sinalizado na minuta de Resolução ANEEL integrante da AP-007/2000, foi descartada, nesta revisão, em razão da dificuldade de fazer projeções na atual conjuntura, marcada pela crise de oferta de energia elétrica que se manifestou a partir de maio de 2001. No mês seguinte, a deterioração das expectativas hidrológicas obrigou o país a adotar racionamento de energia elétrica nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Esse fato aumentou, sobremaneira, o grau de incerteza, tornando difícil antecipar o comportamento futuro do mercado de energia elétrica e dos custos da concessionária.

O Ano-Teste adotado para a segunda revisão tarifária da ESCELSA compreende os 12 meses imediatamente anteriores à data da revisão em processamento, ou seja, o período de agosto de 2000 a julho de 2001 (período contratual). Assim, o Ano-Teste compõe-se de dez meses com dados realizados (agosto de 2000 a maio de 2001) e dois meses com dados projetados (junho e julho de 2001).

Para as próximas revisões tarifárias periódicas, a ANEEL definirá, à luz das condições na época, a forma de composição do Ano-Teste, se futuro, histórico ou misto.

1.2 Base de Remuneração

Na apuração da receita requerida, parte-se do pressuposto de que a receita a ser obtida pela concessionária deve cobrir custos operacionais eficientes e proporcionar remuneração adequada dos investimentos considerados prudentes. Dessa forma, uma questão fundamental é definir, para efeito de reposicionamento tarifário, que parcela do investimento do acionista será considerada como referência.

Esta parcela é comumente denominada de Investimento Remunerável ou Base de Remuneração. A definição da base de remuneração é importante porque tem várias implicações tais como: futuras privatizações, novos investimentos, equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, e satisfação do consumidor.

Caso a base de remuneração não seja definida corretamente, os consumidores pagarão além ou aquém do que seria justo e o equilíbrio do contrato de concessão estará desajustado, seja por excesso ou por falta de tarifa. Ajustar a base de remuneração em valor correto significa que o consumidor não pagará nem mais nem menos que a tarifa que produz equilíbrio econômico financeiro para o negócio regulado da concessionária.

Do ponto de vista da teoria de regulação econômica existem vários métodos para determinar ou para ajustar a Base de Remuneração, entre os quais podem ser citados:

a) Valor Histórico Contábil

A base de remuneração é definida pelo valor histórico contábil da empresa, deduzida das baixas verificadas, acrescido do valor dos investimentos realizados, menos a depreciação. O principal problema desse método é que a inflação distorce o valor contábil.

b) Valor Histórico Contábil Corrigido Monetariamente

É o método anterior atualizado monetariamente. Nesse método, a base de remuneração é ajustada de modo a refletir os efeitos da inflação. A preocupação com o método é se o índice escolhido reproduzirá valores adequados para os ativos que estão sendo corridos.

c) Preço Mínimo de Venda

Esse método consiste em definir a base de remuneração levando em conta o preço mínimo especificado durante o processo de privatização, mais os acréscimos de investimentos e menos a depreciação. Este método é vulnerável ao critério pelo qual foi estabelecido o preço mínimo, fato que poderá gerar resultados arbitrários.

d) Preço de Compra

Ajusta a base de remuneração ao preço de compra quando da privatização, acrescido dos investimentos, menos depreciação. O problema desse método é que os compradores podem ter adquirido mais do que os ativos físicos, podem ter pago ágio com base em valores intangíveis.

e) Reavaliação de Ativos

Consiste em ajustar a base de remuneração ao valor estabelecido em laudo de reavaliação de ativos. Esse método também pode ser ajustado em função do desgaste dos ativos. Nesse método, a vulnerabilidade está relacionada com os critérios utilizados para a reavaliação dos ativos.

Como pode se observar, cada método tem vantagens e desvantagens e apresenta resultados diferentes. No Brasil, algumas dessas alternativas são vedadas por lei. Com efeito, a Lei n.º 9.249, de 26 de dezembro de 1995, extinguiu a correção monetária das demonstrações financeiras das companhias. A reavaliação de ativos, por seu turno, é permitida para fins societários pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e pelos regulamentos da Comissão de Valores Mobiliários- CVM, não sendo tratada especificamente pela legislação do setor elétrico.

Por outro lado, as Leis n.º 8.987/95 e n.º 9.427/96 determinam expressamente que incumbe ao poder concedente efetuar as revisões tarifárias periódicas, o que exige a determinação dos critérios a serem observados nas mesmas.

Assim, para efeito de reposicionamento tarifário, cabe ao regulador ajustar a base de remuneração em um “valor justo”. Esse valor é determinado administrativamente e permite compensação justa pelos investimentos prudentes realizados e que estão dedicados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nesta revisão tarifária periódica, a Agência, de início, adotou o método tradicionalmente utilizado pelo setor elétrico brasileiro, qual seja: base de remuneração estabelecida pelo valor histórico contábil dos ativos. O valor contábil médio dos ativos imobilizados em serviço no Ano-Teste é de R\$ 685. 468 mil (Tabela 1).

No decorrer dos trabalhos, após analisar os investimentos realizados pela concessionária no período entre revisões e as contribuições recebidas nas Audiências Públicas AP 007/2000 e AP 005/2001, a ANEEL firmou o entendimento de que era

necessário, já para o presente caso, para efeito de reposicionamento tarifário, reconhecer a tese de ajuste na base de remuneração.

A ESCELSA apresentou duas alternativas para ajuste da base de remuneração. A primeira foi o ajustamento da expressão monetária dos ativos de acordo com demonstrações contábeis elaboradas em conformidade com os princípios US GAAP, auditadas pela Arthur Andersen. A outra foi a reavaliação de ativos consoante laudo produzido pela empresa Deloitte Touche Tohmatsu. Os resultados alcançados por essas duas metodologias encontram-se indicados na Tabela 1. Após apreciação dos resultados desses trabalhos, a ANEEL decidiu adotar como base de remuneração ajustada o valor de R\$ 980.000 mil.

Tabela 1: Base de Remuneração Ajustada

	Valor Histórico (1)	Ajustado USGAAP (1)	Reavaliação DELOITTE (1)
Imobilizado em Serviço	1.192.853	1.761.328	1.792.146
Depreciação Acumulada	(426.489)	(653.781)	(665.220)
(=) Imobilizado Líquido	766.364	1.107.547	1.126.926
Obrigações Especiais	(84.388)	(122.722)	(88.605)
Almoxarifado	3.492	3.492	3.492
Investimento Remunerável	685.468	988.317	1.041.813
Quota de Depreciação (4,61%)	54.461	81.197	82.618

Fonte: ESCELSA

(1) Valores *pró-rata tempore*, período agosto/2000 a julho/2001 (Ano-Teste)

Mister assinalar que o mencionado ajuste da base de remuneração não produzirá alteração nos registros contábeis, sendo utilizado apenas para efeito da determinação da receita requerida neste processo revisional. Adicionalmente, releva notar o caráter provisório do valor da Base de Remuneração ajustada, o qual será adotado até que a ANEEL defina ou opte por determinado método de ajuste. Eventual diferença entre esse valor e a base de remuneração resultante do método de ajuste definido pela ANEEL, o qual será objeto de regulamentação específica, será corrigida no próximo reajuste tarifário da ESCELSA (agosto de 2002).

Nesse ínterim, a ANEEL realizará estudos mais aprofundados visando definir os métodos de ajuste da Base de Remuneração. Esses métodos serão aplicáveis nas próximas revisões tarifárias para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

1.3. Taxa de Retorno e Estrutura de Capital

De acordo com a teoria de regulação econômica, a taxa de retorno a ser aplicada sobre a base de remuneração deve compensar, de forma adequada, os investidores pelos riscos assumidos ao aplicarem capital na concessionária. Normalmente, o capital investido é composto de capital próprio do investidor (acionistas/*equity*) e de terceiros (dívida/*debt*).

A metodologia utilizada para obtenção da taxa de retorno que será aplicada sobre a base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica é uma composição entre o custo do capital próprio e de terceiros, ponderada pela participação desses capitais na estrutura de capital atribuída à concessionária, ou seja, a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital - CMPC¹,

O método CMPC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e dívida) disponíveis para a concessionária. A taxa de retorno é obtida com a aplicação da seguinte fórmula:

$$CMPC = R_E \times E / (D + E) + R_D \times (1 - T) \times D / (D + E), \text{ onde:}$$

R_E = Custo do capital próprio;

R_D = Custo do capital de terceiros;

E = Capital próprio;

D = Capital de terceiros;

T = Alíquotas de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

1.3.1 Custo do Capital Próprio

O custo do capital próprio (R_E) é calculado com base no Modelo de Precificação de Ativos de Capital, o denominado *CAPM*², como função de uma série de parâmetros, conforme expresso na fórmula a seguir:

$$R_E = R_F + \beta \times [E(R_M) - R_F] + \text{Risco Brasil}, \text{ onde:}$$

R_E = Custo do capital próprio;

R_F = Taxa de retorno isenta de risco;

β = Beta alavancado aplicável à empresa;

$E(R_M)$ = Retorno esperado no mercado acionário;

$[E(R_M) - R_F]$ = Prêmio de risco do mercado acionário;

¹ Corresponde a metodologia internacionalmente aceita de *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*

² *Capital Asset Pricing Model*

Risco Brasil = Prêmio de risco para o mercado de dívida Brasileira.

A seguir, são descritos cada um dos componentes dessa fórmula:

- A taxa de retorno isenta de risco (R_F) é calculada em função do investimento de menor risco disponível no mercado;
- O Beta (β) é uma medida de volatilidade que indica a variação do retorno da ação de determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Para apuração deste fator, é realizado levantamento dos Betas de empresas similares no mercado, por exemplo, concentradas no mesmo setor de atuação. Posteriormente, desconta-se o efeito do capital de terceiros nessas empresas de seus respectivos Betas ("Beta desalavancado")³ e determina-se a média desses valores. Finalmente, o Beta obtido é "realavancado" em função da estrutura de capital determinada para a concessionária;
- O retorno esperado no mercado acionário $E(R_M)$ corresponde ao rendimento anual de ações do mercado;
- Prêmio de risco do mercado acionário $[E(R_M) - R_F]$ é equivalente à diferença entre o retorno esperado no mercado acionário e a taxa de retorno isenta de risco;
- O Risco Brasil é determinado por meio da diferença entre o retorno anual dos títulos da dívida brasileira e a taxa de remuneração isenta de risco.

A inserção do Risco País no modelo *CAPM* é a abordagem coerente com a globalização da economia nacional, dado que os investidores examinam a oportunidade de investimento no Brasil e no exterior e enfrentam barreiras cada vez menores para a transferência internacional de capitais.

1.3.2. Custo de Capital de Terceiros

O custo de capital de terceiros (R_D) deve representar o custo médio de captação de financiamentos e empréstimos típico do setor elétrico brasileiro.

A despesa com os juros referentes aos empréstimos e financiamentos é dedutível para fins fiscais e, portanto, reduz a base sobre a qual incidem o Imposto de Renda Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido. Por esse motivo, a alíquota (T) dos impostos citados deve ser abatida do custo de capital de terceiros, quando da determinação do valor do custo médio ponderado de capital (CMPC).

³ Beta Desalavancado = Beta alavancado / $[1 + (D/E) * (1 - T)]$

1.3.3. Aplicação da metodologia para o caso ESCELSA

Para o caso da ESCELSA, os parâmetros descritos anteriormente foram levantados em maio de 2001, a maioria dos quais obtidos por meio do sistema de informações *Bloomberg*.

a) Estrutura de Capital:

A estrutura de capital média foi determinada por meio da análise da estrutura do capital de empresas que possuem participação significativa no setor elétrico brasileiro, a maioria das quais atuantes na distribuição de energia elétrica. A estrutura de capital média verificada foi de 60% de capital próprio e 40% de capital de terceiros (ver Anexo, Tabela 1).

Para efeito do reposicionamento tarifário, adotou-se essa estrutura de capital alvo para a ESCELSA, uma vez que a longo prazo a referida estrutura deve estar em linha com a média observada em empresas comparáveis que se defrontam com os mesmos desafios estratégicos e de expansão.

Uma evolução para as próximas revisões poderá ser o estabelecimento de intervalo para a participação de capital próprio e de capital de terceiros. Nesse caso, se a estrutura de capital da empresa estiver dentro dos intervalos estabelecidos optar-se-ia pela estrutura da empresa. Em caso contrário, a ANEEL estabeleceria, para efeito do reposicionamento, a estrutura considerada adequada.

b) Taxa de retorno isenta de risco

O parâmetro usualmente adotado em análises financeiras, para cálculo da taxa de retorno isenta de risco, é o título do tesouro americano de 30 anos (*U.S Treasury Bonds – USTB30*), por ser considerado, internacionalmente, como uma aplicação que apresenta um dos menores graus de risco e estar lastreado por economia sólida.

A taxa média mensal geométrica desse título, apurada no período de 31/12/1980 a 30/04/2001, pesquisada no sistema de informações *Bloomberg*, foi de 8,15% (ver Anexo, Tabela 2).

c) Beta

Inicialmente, foi pesquisado o valor do Beta de cada concessionária de distribuição de energia elétrica nacional analisada. Posteriormente, eliminou-se o efeito do capital de terceiros desses Betas, chegando, assim, aos Betas “desalavancados”. Por fim, determinou-se o Beta médio “desalavancado” do setor, obtendo-se o valor de 0,45, com desvio padrão de 0,259. (ver Anexo, Tabela 1)

Utilizando a estrutura média de capital obtida (E=60% e D=40%) e incorporando o efeito das alíquotas de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro líquido (T=34%), obteve-se o Beta “realavancado” médio para o setor de distribuição de energia elétrica igual a 0,65, com desvio padrão de 0,265.

Optou-se por calcular o Beta a partir de amostra de empresas nacionais do setor elétrico porque desejava-se apenas obter medida indicadora da volatilidade das ações daquelas

empresas, expostas às características econômicas e regulatórias próprias de seu ambiente.

A rigor, a aplicação desse Beta ao prêmio de risco do mercado acionário americano representa uma variação da teoria pura do método CAPM, na medida em que se aplica um Beta "local" a um prêmio de mercado "global". Entretanto, o Beta obtido desta maneira é "tão bom ou melhor" que outras opções para sinalizar o comportamento do investidor "global". Entre outras opções, podem ser destacadas:

i) adotar Beta de empresas americanas adicionando o risco país. A teoria é preservada só na parte "global" do CAPM, visto que a inserção do risco país, artifício de ordem prática, é por si só uma variação desta teoria. Além disso, o uso de Beta de empresas americanas pode representar erro de fundamento em termos de teoria da regulação, pois as referidas empresas estão expostas às características econômicas e regulatórias próprias de seu ambiente e bem distintas das brasileiras;

ii) adotar Beta "local" aplicado ao mercado acionário "local". Preserva o purismo teórico do modelo, entretanto o mercado acionário brasileiro está longe de possuir a diversificação, volume e robustez exigidos de um mercado conceitual de referência para avaliação do retorno esperado no mercado acionário;

iii) adotar Beta de empresas internacionais com exposição na bolsa americana. Tem a desvantagem de gerar a mesma expectativa de prêmio de risco para empresas que se encontram em ambientes econômicos e regulatórios distintos, bem como de desconsiderar a correlação que existe entre o Beta da empresa e o risco associado ao país onde ela está situada.

d) Retorno esperado no mercado acionário

O estágio inicial de desenvolvimento do mercado de capital brasileiro e, em particular, a volatilidade experimentada pelo índice Bovespa ao longo dos últimos dois anos, favorecem a idéia do uso de referência do mercado internacional. Dessa forma, foi adotado o índice Standard & Poors relativo às 500 empresas mais relevantes do mercado norte-americano (*S&P500*).

Para efeito do cálculo da rentabilidade média esperada no mercado acionário americano, foi utilizado o índice *S&P 500* relativo ao período de 29/12/1980 a 29/12/2000. O horizonte de tempo pesquisado mantém consistência com o período utilizado para determinação da taxa de retorno isenta de risco (*USTB30*). Utilizando o mesmo critério de média geométrica, o resultado obtido foi de 12,05% (ver Anexo, Tabela 3).

e) Prêmio de risco do mercado acionário

O prêmio de risco do mercado acionário corresponde à diferença entre o retorno esperado no mercado acionário e a taxa de retorno isenta de risco. O valor obtido foi de 3,90%, que representa o prêmio que o investidor busca para entrar no mercado acionário.

f) Prêmio de risco para o mercado da dívida brasileira

Procurou-se um título brasileiro emitido em dólar com a mesma duração do título americano *USTB30*. Optou-se pelo *Cbond* de trinta anos, que apresenta uma série mais longa do que o *Global27*, tem maior liquidez e é o mais comumente empregado pelo mercado. Dessa forma, o valor obtido, correspondente à média geométrica do período de 31/01/96 a 30/04/2001, foi de 13,12% ao ano (ver Anexo, Tabela 4).

g) Risco Brasil

O Risco Brasil equivale ao prêmio para investimento no país e pode ser determinado pela diferença das rentabilidades médias oferecidas pelo título da dívida brasileira *Cbond30* e pelo título do tesouro americano *USTB 30*. Obteve-se o valor de 4,97% ao ano.

h) Custo de capital próprio

A taxa de retorno de capital próprio foi determinada por meio da utilização do modelo CAPM, considerados os parâmetros descritos anteriormente. A taxa de retorno de capital próprio obtida foi de 15,67% a. a. (nominal em US\$).

As inflações médias americana e brasileira nos próximos 3 anos foram estimadas em 2,5% e 5,7% ao ano, respectivamente. Nesse caso, a taxa de desvalorização é de 3,12%. Assim, obtém-se a taxa de retorno de capital próprio de 19,28% (nominal em reais). Aplicando-se a inflação do Brasil, obtém-se a taxa de retorno de capital próprio de 12,84 % a.a. (real em R\$).(ver Anexo, Tabela 5)

i) Custo de capital de terceiros

Inicialmente, apurou-se por meio de pesquisa na base de dados da Comissão de Valores Mobiliários – CVM a taxa de juros paga aos investidores pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica (debêntures e notas promissórias) praticada de abril de 2000 a maio de 2001. O valor médio dessas taxas foi de 17,20% (ver Anexo, Tabela 6). Além disso, considerou-se, também, a taxa praticada pelo BNDES nos empréstimos concedidos para empresas de distribuição do setor de energia elétrica no mesmo período. Dessa forma, foram considerados a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP média de 9,95% a.a. acrescida de spread básico de 2,5% e de spread de risco de 1,0%, perfazendo total de 13,45%.

Na presente revisão, foi considerado que 50% do capital de terceiros poderia ser captado a custo típico do BNDES e 50% ao custo apontado no levantamento na base de dados da CVM mencionado anteriormente, o que resultou em custo total da dívida de 15,33% a.a. (nominal em R\$).

Considerando a inflação média brasileira projetada para os próximos 3 anos de 5,7% ao ano, obtém-se o custo de capital de terceiros de 9,11% (real em R\$) (ver Anexo, Tabela 7).

j) Custo Médio Ponderado de Capital

O CMPC, considerados os valores de (R_E) , (R_D) , $E/(D+E)$ e $D/(D+E)$ definidos anteriormente, é de 15,61% (nominal em R\$), conforme explicitado a seguir.

Tabela 2: Custo Médio Ponderado de Capital (nominal em R\$)

$CMPC = R_E \times E/(D + E) + R_D \times (1 - T) \times D/(D + E)$	
Custo do capital próprio (R_E)	19,28%
Capital próprio ($E/D+E$)	60%
Custo do capital de terceiros (R_D)	15,33%
Capital de terceiros ($D/D+E$)	40%
Impostos (IRPJ e CSLL)	34%
CMPC	15,61%

O CMPC obtido com custo do capital próprio e do capital de terceiros em termos reais é de 10,11% (em R\$), conforme indicado a seguir;

Tabela 3: Custo Médio Ponderado de Capital (real)

$CMPC = R_E \times E/(D + E) + R_D \times (1 - T) \times D/(D + E)$	
Custo do capital próprio (R_E)	12,84%
Capital próprio ($E/D+E$)	60%
Custo do capital de terceiros (R_D)	9,11%
Capital de terceiros ($D/D+E$)	40%
Impostos (IRPJ e CSLL)	34%
CMPC	10,11%

1.3.4. Observações Gerais

Para cálculo da remuneração do capital investido foi utilizada a taxa de retorno real.

Não foi levada em conta, na determinação da taxa de retorno, nenhuma parcela explícita de risco cambial, tendo em vista que os contratos de concessão são indexados pelo IGP-M, o qual apresenta grande aderência ao comportamento das variações da taxa de câmbio, sendo, portanto, um instrumento mitigador do referido risco.

O cálculo da taxa de retorno foi lastreado por estudos desenvolvidos pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, pela Superintendência de Estudos

Econômicos de Mercado – SEM e pela Fundação José Bonifácio da Universidade Federal do Rio de Janeiro - FUJB/UFRJ.

Para as próximas revisões, a ANEEL continuará aprofundando estudos para aperfeiçoar os parâmetros utilizados na apuração da taxa de retorno.

1.4 Remuneração do Capital Investido

O estabelecimento da remuneração do capital próprio e de terceiros foi feito a partir dos seguintes parâmetros determinados anteriormente: Base de Remuneração, Taxa de Retorno do Capital Próprio, Taxa de Retorno do Capital de Terceiros e da Estrutura de Capital padrão para a ESCELSA. Os resultados obtidos foram os seguintes:

- Remuneração do Capital Próprio Líquido de Impostos (IRPJ e CSLL) = R\$ 75.499 mil, correspondendo a R\$ 114.393 mil com esses impostos;
- Remuneração do Capital de Terceiros = R\$ 35.711 mil.

1.5 Despesa Operacional

A Receita Requerida no Ano-Teste foi apurada com a utilização de diversos critérios para a determinação do nível apropriado das despesas das seguintes rubricas: Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Energia Comprada e Outras Despesas.

Para o período de agosto de 2000 a março de 2001, utilizaram-se dados informados pela ESCELSA e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF após auditoria levada a cabo em parceria com a Ernst & Young. No que tange ao período de abril e maio de 2001, os dados informados pela concessionária correspondem a valores realizados. Já para os meses de junho e julho de 2001, foram consideradas as projeções originais elaboradas pela ESCELSA.

Também foi feita análise da evolução histórica do comportamento estrutural desses custos, sendo consideradas apropriadas a grande maioria das despesas operacionais relativas ao Ano-Teste. Essa análise foi fundamentada por estudos da Superintendência de Regulação Econômica quanto à evolução do comportamento dos custos, bem como pelos estudos apresentados pela Fundação José Bonifácio da Universidade Federal do Rio de Janeiro - FUJB/UFRJ, contratada para realizar análises prospectivas do mercado da ESCELSA, à luz do comportamento de variáveis macroeconômicas gerais e particulares do Estado do Espírito Santo.

No caso das despesas com Pessoal, Materiais e Serviço de Terceiros, procedeu-se à análise da evolução de custos de cada uma dessas rubricas, a qual mostrou redução da participação relativa das mesmas no total das despesas operacionais. Por conta disso e tendo em conta a auditoria realizada, foram aceitos os dados informados pela ESCELSA.

A despesa com Energia Comprada de FURNAS para revenda foi apurada com base no mercado contratado e nas tarifas que vigorarão a partir da data do reposicionamento tarifário, como consequência do processo de concatenação do reajuste das tarifas de compra e venda de energia elétrica com o reajuste das tarifas de fornecimento para os

consumidores finais. O percentual de reajuste das tarifas de FURNAS, homologado por Resolução ANEEL foi de 12,94%, resultando nas seguintes tarifas: R\$ 3,11/kW para demanda de potência e R\$ 40,60/MWh para a energia.

Quanto à energia comprada de ITAIPU, a potência disponibilizada para a ESCELSA foi valorada por US\$ 20,1988 por kW e convertida para moeda nacional pela taxa de câmbio, do dia 30/07/2001, de R\$ 2,4334 por dólar.

As transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia – MAE (compras e vendas de energia elétrica) não foram consideradas em razão de a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE, até junho de 2001, não ter procedido à contabilização e liquidação das transações realizadas no referido mercado a partir de agosto de 2000.

Os encargos de transporte de potência na Rede Básica, transporte de potência oriunda de ITAIPU e encargos de conexão foram atualizados pelos valores estabelecidos na Resolução Aneel nº 244, de 28 de junho de 2001.

O item Outras Despesas é composto dos dispêndios com as contribuições sociais PIS/PASEP e COFINS, já calculadas sobre a nova base de receitas, Administradora do Mercado Atacadista - ASMAE, Operador Nacional do Sistema - ONS, Provisões para Devedores Duvidosos, encargos relativos a aplicação da Lei nº. 9.991/2000 e Outras (Arrendamento, Aluguéis e Empréstimo de Bens, Propaganda e Publicidade, Benefícios à Aposentados e Custos dos Serviços Prestados).

A SRE analisou, em conjunto com a SFF, os lançamentos registrados na rubrica “Outras Despesas - outras”, tendo promovido ajustes nos valores informados pela ESCELSA em razão, entre outros, dos seguintes motivos:

- Adoção dos seguintes limites de despesas concernentes à prestação de serviços assistenciais: i) até 7 % da folha anual de salários dos empregados, para as despesas decorrentes da contribuição com os planos de suplementação e complementação de aposentadorias e pensões e ii) até 5 % da folha anual de salários dos empregados, para as despesas com os demais benefícios concedidos em decorrência de negociações coletivas de trabalho ou por iniciativa do concessionário. Em virtude desse critério, foram glosados R\$ 1.959 mil referentes ao excesso do limite de benefícios, valor esse calculado com base nas informações prestadas pela ESCELSA no Relatório de Informações Trimestrais – RIT do exercício de 2000 e do primeiro trimestre de 2001;
- Consideração de que os custos dos serviços prestados não podem ser inferiores à receita proporcionada por tais serviços. Assim, o valor de tais custos foi igualado ao valor da receita com serviços prestados. Esse procedimento resultou em redução de R\$ 652 mil;
- Exclusão da rubrica “Publicações/Marketing/Campanhas” do valor correspondente a “apoio cultural, social e de segurança pública” (R\$ 356 mil) pelo fato de tal conta não estar vinculada à concessão;

- Limitação da provisão para contingências judiciais a 1/3 dos pagamentos com esse propósito que foram realizados no ano-teste (efeito: Redução de R\$ 6.079 mil para R\$ 82 mil);
- Exclusão das rubricas “perdas de investimento”, “encerramento de ordens extra-concessão”, “pequenos valores a maioria relacionados com a movimentação de mercadorias do depósito” e “ISSQN s/comissão”(Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza) das despesas não operacionais por não estarem vinculadas à concessão. Adequação da receita da alienação de bens e direitos aos custos de bens e direitos alienados. Retificação do prejuízo na desativação de bens e direitos. Como consequência, o resultado não operacional passou de R\$ 7.938 mil para R\$ 5.506 mil.

Os valores obtidos para a despesa operacional estão apresentados na Tabela 4 abaixo:

Tabela 4 - Composição das Despesas Operacionais (Valores em R\$ mil)

DESPESAS OPERACIONAIS	611.734
Pessoal	64.588
Material	7.847
Serviço de Terceiros	27.591
Energia Elétrica Comprada para Revenda	446.108
Furnas	239.193
Itaipu	148.340
Transporte de Itaipu	5.901
Rede Básica	51.297
Conexão	1.377
Outras Despesas	65.599
PIS/PASEP/COFINS	46.592
MAE	161
ONS	244
Provisão para Devedores Duvidosos	5.026
Lei 9991/2000	7.271
Outras	6.305

1.6 Encargos sobre Tarifas

Os encargos setoriais compreendem: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE e Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH. Foram adotados os valores oficiais vigentes, publicados por meio de resoluções da ANEEL, conforme Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Encargos Setoriais (Valores em R\$ mil)

ENCARGOS SOBRE TARIFAS	75.318
Quota para a RGR	18.840
Taxa de Fiscalização	1.664
Quotas de CCC (Sistema Interligado + Isolado)	53.116
Compensação Financeira	1.698

1.7 Quota de Reintegração

A quota de reintegração, composta das quotas de depreciação e de amortização, representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens. No presente caso, esta quota é composta apenas da parcela relativa à depreciação, cuja taxa média da empresa foi de 4,6% ao ano. Para efeito da apuração dessa quota, não se utilizou a base de remuneração ajustada, mas sim o custo histórico dos ativos. O valor apurado da quota foi de R\$ 54.461 mil.

1.8 Resultado Não – Operacional

Resultado oriundo das receitas com a desativação e a alienação de bens e direitos, entre outras, e das despesas com os mesmos itens. O valor obtido atingiu o montante negativo de R\$ 5.506 mil.

1.9 Investimento Futuro

Quanto a este item, entendeu-se que, para essa revisão, era mais prudente não considerar os investimentos futuros *a priori*, mas sim levá-los em consideração após a efetiva realização dos mesmos, oportunidade em que se poderá aferir corretamente os resultados alcançados.

2. Cálculo da Receita Verificada

Para o cálculo da receita verificada no Ano-Teste, procedeu-se de modo semelhante àquele empregado para a determinação dos custos. Foram utilizadas as tarifas vigentes e as informações apresentadas pela ESCELSA e auditadas pela ANEEL. Os elementos necessários para o cálculo da Receita Verificada são:

- Receita de Fornecimento;
- Receita de Suprimento;
- Outras Receitas.

2.1 Receita de fornecimento

A receita de fornecimento corresponde às vendas diretas aos consumidores finais e foi calculada pela aplicação das tarifas de fornecimento vigentes no Ano-Teste sobre o mercado de referência verificado nesse período.

2.2 Receita de suprimento

A receita de suprimento corresponde às vendas diretas a outras concessionárias. A ESCELSA supre duas concessionárias: Empresa Luz e Força Santa Maria e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. Essa receita foi calculada pela aplicação das tarifas de contrato vigentes sobre o mercado de referência do Ano-Teste.

2.3 Outras receitas

Este item compõe-se, basicamente, das receitas oriundas do uso do sistema de transmissão, de distribuição, de serviços taxados (e.g. vistoria de unidade consumidora, aferição de medidor etc), de rendas de prestação de serviços, de arrendamento e de aluguéis.

As receitas citadas são informadas na tabela abaixo.

Tabela 6 – Receitas Verificadas (Valores em R\$ mil)

Receita de Fornecimento	713.044
Receita de Suprimento	18.080
Outras Receitas	24.038

2.4. Receita das atividades extra - concessão

As concessionárias de distribuição de energia elétrica vêm se valendo de sua infraestrutura e recursos para explorarem outros negócios. Essas atividades, contudo, não podem trazer custos incrementais para a concessão. Pelo contrário, devem, por força de Lei, contribuir para a modicidade das tarifas. Nesse sentido, o órgão regulador deve, durante o processo de revisão tarifária, estipular uma parcela da receita a ser considerada com vistas a favorecer a mencionada modicidade.

Para este processo revisional, a ANEEL estabeleceu o percentual de 2% da receita operacional líquida das empresas controladas pela ESCELSA (ESCELSAPAR e TV VIX) para fins de modicidade tarifária. O total das receitas extra-concessão da ESCELSA no Ano-Teste foi de R\$ 6.433 mil. Desse montante, 2% (R\$ 129 mil.) foram deduzidos da Receita Verificada.

Para as próximas revisões, é objetivo da ANEEL submeter à consulta pública regulamento tratando do percentual das receitas extra-concessão a ser considerado para fins de modicidade tarifária.

3. Resultado do Reposicionamento Tarifário

Com base nos dados anteriormente apontados, a Receita Requerida apurada foi de R\$ 897.123 mil, montante necessário para a cobertura da Despesa Operacional (R\$ 611.734 mil), dos Encargos Tarifários (R\$ 75.318 mil), da Quota de Reintegração (R\$ 54.461 mil), do Resultado Não Operacional (R\$ 5.506 mil), da remuneração adequada do Capital Próprio antes dos Impostos (R\$ 114.393 mil) e da remuneração do Capital de Terceiros (R\$ 35.711 mil).

A comparação entre a Receita Requerida, acima citada, descontada das Demais Receitas Verificadas (Suprimento, R\$ 18.090 mil; Outras Receitas, R\$ 24.038 mil e Receita Extra-Concessão, R\$ 129 mil) e a Receita Verificada de Fornecimento (R\$ 713.044 mil), resulta no reposicionamento tarifário de **19,89 %**, cujos detalhes são apresentados na Tabela 8.

Dessa forma, para que a concessionária ESCELSA tenha uma receita capaz de cobrir seus custos eficientes e auferir uma remuneração adequada de investimentos prudentes, as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser aumentadas em 19,89%. Nessas condições, está garantido, no momento da revisão, o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão de que a citada concessionária é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão, quando novamente toda essa metodologia, aperfeiçoada naquilo que for necessário, será novamente aplicada. Caso ocorra desequilíbrio econômico financeiro entre revisões, o fato será tratado no contexto de revisão tarifária extraordinária, que poderá ser ou não uma antecipação da revisão tarifária periódica.

Tabela 8: Reposicionamento Tarifário

REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO [(E)-(B)-(C)-(D)] / (A)	19,89%
RECEITAS VERIFICADAS	755.172
Fornecimento de Energia Elétrica Liq. Fat. (A)	713.044
Suprimento de Energia Elétrica (B)	18.090
Outras Receitas (C)	24.038
RECEITA EXTRA CONCESSÃO (D)	129
RECEITA REQUERIDA (E)	897.123
Despesa Operacional	611.734
Encargos sobre Tarifa	75.318
Resultado Não Operacional	5.506
Quotas de Reintegração	54.461
Remuneração do Capital de Terceiros	35.711
Remuneração do Capital Próprio Antes do IRPJ e da CSLL	114.393

VI. Determinação do Fator X

1 . Introdução

O Fator X tem sua origem na Inglaterra. Em 1982, o Monopolies and Mergers Commission (MMC), em um processo contra determinado fabricante, recomendou que: i) a variação do preço praticado pelo agente fosse limitada à variação de determinado índice de custo de vida menos 1,5%; ii) a implantação da recomendação fosse monitorada; e iii) transcorridos 5 anos, fosse feita uma revisão de preço. Entretanto, o marco referencial para adoção deste tipo de regulação somente surgiu em 1984, introduzido por Stephen Littlechild, após a privatização da British Telecom (BT). A nova forma de regulação surgiu da necessidade de auto financiar a concessão; de propiciar melhoria tecnológica; e da defesa do interesse dos consumidores, evitando a prática abusiva de preços e assegurando a apropriação de ganhos de produtividade da concessionária, no período compreendido entre a privatização e a primeira revisão.

Em 1995, foi dado início à privatização do Setor Elétrico Brasileiro, sendo a ESCELSA a primeira concessionária de distribuição de energia elétrica a ser privatizada. Na busca por criar atrativos para investimentos privados no setor, fez-se necessário adotar modelo com premissas baseadas na regulação por incentivos, dado que o modelo até então vigente, com base no custo do serviço e na remuneração garantida, caracterizava-se por desestimular gestão mais eficiente das empresas.

Assim, adotou-se o regime de preços limites (*Price Cap*). Sob este novo tipo de regulação, o foco deslocou-se da esfera de custos para a de preços e o gerenciamento da diferença entre estes passou a ser de responsabilidade da empresa regulada, poupando o órgão regulador das tarefas de micro gerenciamento.

Entretanto, mais do que administrar preços limites, sob o regime *Price Cap*, é necessário emular(reproduzir) as condições econômicas típicas do mercado competitivo. Para viabilizar tais condições, foi inserido na fórmula de reajuste dos preços, um elemento denominado Fator X que é fixado de forma exógena pelo agente regulador.

A experiência mundial tem demonstrado que o Fator X vem sendo fixado de forma discricionária. Em geral, não se conhecem os critérios adotados pelo regulador para a definição do valor do fator X. Esta prerrogativa é dada ao agente regulador, contratualmente, uma vez que não está especificado, no contrato de concessão, como devem ser calculados os ganhos de produtividade⁴.

⁴ Para Pires,J.C.,Piccinini,M.S,[1998] " ... os critérios e revisão do fator X são semelhantes aos utilizados na escolha da taxa interna de retorno (TIR) no método do custo do serviço...No caso da determinação do fator X os critérios incluem a análise dos valores dos ativos existentes, do custo de capital, da taxa esperada de crescimento de produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do ambiente de mercado em que a firma opera. Além disso, a aplicação deste redutor de preços envolve um certo grau de subjetividade, sendo normalmente precedida por processos de negociação com as concessionárias".

Segundo Coutinho, P.C.,Oliveira, A.R., Mueller,B., [2000] " ...podemos identificar dois aspectos marcantes da regulação de price cap na Grã Bretanha no que se refere à utilização do fator X. Em primeiro lugar, o seu cálculo nem sempre se pautou pelas prescrições da teoria econômica. Isso ficou

O Fator X atua de forma prospectiva, isto é, depende de previsões acerca de possível trajetória de variação de custo e do comportamento de variáveis macroeconômicas. Dessa forma, pode-se dizer que o Fator X é um valor estimado, condicionado à probabilidade de ocorrência de eventos futuros. Além disso, ao representar ganhos de produtividade, funciona como uma “chave regulatória” que é acionada a cada revisão periódica, servindo para incentivar a busca contínua da eficiência produtiva e alocativa, bem como compartilhar, nos períodos compreendidos entre as revisões, os ganhos de produtividade com os consumidores de energia elétrica.

Em síntese, na determinação do Fator X, tudo se passa como se o órgão regulador estipulasse metas de produtividade a serem alcançadas pela empresa. Uma vez fixadas as metas, cabe à concessionária cumpri-las e, dependendo do seu esforço, superá-las, retendo os excedentes negociados com o órgão regulador.

A partir da implantação do novo modelo setorial e do avanço das privatizações no segmento de distribuição de energia elétrica, a manutenção das condições de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos é assegurada pela aplicação de procedimentos regulatórios, nos quais o Fator X é determinado e aplicado, quais sejam:

a) Reajuste Tarifário Anual

O reajuste de preços é feito anualmente, por meio da aplicação de fórmula paramétrica, com o objetivo de manter o poder de compra da tarifa de energia elétrica. A fórmula para cálculo do índice de reajuste tarifário (IRT) compõe-se de duas parcelas: a primeira, denominada VPA, contempla os custos operacionais não gerenciáveis pelo concessionário. A segunda, chamada de VPB, refere-se aos custos operacionais gerenciáveis pelo concessionário. Os custos incidentes sobre a primeira parcela VPA são repassados às tarifas, enquanto que sobre a parcela VPB aplica-se índice de preços subtraído de um fator de produtividade (Fator X), conforme a fórmula (1).

$$IRT = \frac{VPA + VPB \cdot (VI - X)}{RA}, \text{ onde:} \quad (1)$$

RA= receita do período de referência;

VPA = custos operacionais não gerenciáveis (energia comprada e encargos tarifários);

evidente no caso da escolha inicial do fator X para British Telecom, por exemplo. No caso das distribuidoras de eletricidade, o regulador em geral não se manifesta quanto à forma de cálculo do fator X, o que levanta suspeitas de que ele seja realizado de maneira pouco científica. Os problemas surgidos após implementação do controle de preços de 1994 no setor de distribuição de eletricidade, em virtude de distorções introduzidas pela escolha equivocada do fator X corroboram com esta hipótese'.

VPB = custos operacionais “gerenciáveis” (custos de operação e manutenção, depreciação, remuneração do capital próprio e de terceiros, PIS/PASEP/COFINS, impostos);

IVI = Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

A regra para a correção dos preços estipula que, no período que antecede a primeira revisão periódica, o Fator X tem valor igual a zero, como forma de incentivo a concessionária. Nesse período, o IVI será pleno. A partir da primeira revisão, deixa de existir reajuste da parcela B pelo IVI pleno.

b) Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifária periódica compreende: a) reposicionamento de tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão; e b) determinação do Fator X, com o objetivo de compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores, o qual será aplicado no momento dos reajustes tarifários contratuais.

c) Revisão Tarifária Extraordinária

Este procedimento de alteração das tarifas de energia elétrica pode ocorrer entre as revisões periódicas. Ocorre quando há alterações de custos que, comprovadamente, afetem o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

A seguir, descrevem-se os pressupostos utilizados, a formulação matemática e a aplicação para o caso da ESCELSA do modelo de determinação do Fator X.

2. Pressupostos Econômicos do Modelo de Determinação do Fator X

2.1 Maximização do Lucro

A produção de dada firma é, basicamente, o resultado da combinação de recursos sujeitos a restrições estratégicas, gerenciais e tecnológicas. Alguns conjuntos de recursos são mais eficientes do que outros, sendo o resultado final da produção influenciado pela heterogeneidade desses conjuntos dadas as diferentes combinações possíveis.

O lucro da firma é tido como a diferença entre a Receita das Vendas (R) e o Custo da Produção (C), então:

$$L = R - C, \text{ onde} \quad (2)$$

$$R = \sum p.y \quad (3)$$

$$C = \sum w.x \quad (4)$$

Sendo que:

\mathbf{p} = vetor de preços dos produtos (tarifas);

\mathbf{y} = vetor de quantidades dos produtos (MWh);

\mathbf{w} = vetor de preços dos insumos;

\mathbf{x} = vetor de quantidades de insumos (consumo).

Substituindo-se (3) e (4) na equação do lucro (2), obtém-se a função de lucro da firma

$$L = \sum p.y - \sum w.x \quad (5)$$

Tomando-se (5), em função do custo tem-se que:

$$L(c(w,y)) = \sum p.y - \sum c(w,y) \quad (6)$$

Considerando que a firma tem por objetivo principal maximizar o lucro, então, pode-se derivar (6) em função da produção e igualar a zero (condição de lucro normal), obtendo-se:

$$\frac{\partial L(c(w,y))}{\partial y} = p = \frac{\partial c(w,y)}{\partial y} \quad (7)$$

A equação (7) nos diz que a firma maximiza o lucro quando o *preço do produto* iguala-se ao seu *custo marginal* de produção, ou seja, em um mercado competitivo os preços refletem os custos de produção, figura 1.

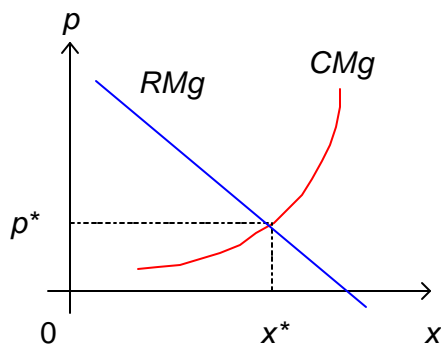


Figura 1 - Maximização do Lucro

2.2 Conceitos e Formulação da Produtividade

A produtividade é a relação entre o produto e o insumo consumido na sua produção, devendo ser entendida como a capacidade de transformação da firma, sendo fator

dependente da tecnologia de produção, portanto diferente de uma firma para outra, ainda que estas firmas pertençam ao mesmo setor ou estejam sujeitas às mesmas legislações regulatórias ou de mercado. A comparação de produtividades pode ser vista como o termômetro que possibilita a medição da eficiência da empresa.

Alguns autores vêem a produtividade como um movimento que pode apresentar diferentes características no que se refere ao tipo e duração, porque as empresas podem alcançar vantagens advindas de fatores exógenos como a expansão do mercado, ou estratégias defensivas diante de um quadro inflacionário, ou a partir da introdução de técnicas que afetam a estrutura de produção, como por exemplo, aumento da extensão da rede de distribuição de energia elétrica instalada.

A produtividade advinda de mudanças estruturais é tida como de longo prazo, enquanto que a produtividade alcançada a partir de ajustes conjunturais, tendem a desaparecer ao longo do tempo.

Nas concessionárias recém privatizadas, espera-se que nos primeiros anos sejam observados altos níveis de produtividade, sem que sejam necessários grandes investimentos, apenas com mudanças organizacionais como, por exemplo, a dispensa de mão-de-obra, o que provoca um aumento da produtividade do capital humano. Isso significa dizer que ganhos de produtividade obtidos a partir da reorganização do processo produtivo são mais difíceis de serem reproduzidos no futuro.

A produtividade física é obtida através da relação entre os produtos (y) e os insumos (c), tal que:

$$P = \frac{y}{c} \quad (8)$$

Além da produtividade física, pode-se calcular, ainda, a produtividade econômica pela relação de seus respectivos preços e custos:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^m p_i \cdot y_i}{\sum_{j=1}^n w_j \cdot c_j} = \frac{R}{C} \quad (9)$$

Onde:

$$i = 1, 2, \dots, m$$

$$j = 1, 2, \dots, n$$

Substituindo-se R definido na equação (2) na fórmula (9) obtém-se:

$$P = \frac{L + C}{C} \quad (10)$$

A partir da equação (9) é possível inferir que, se os preços dos produtos forem corrigidos na mesma proporção (mesmo índice) dos preços dos insumos, *ceteris*

paribus, o valor da produtividade econômica não se altera, entretanto, podem ocorrer ganhos de produtividade técnica, caso o produto venha a crescer mais do que os insumos. Em outras situações, pode ocorrer o contrário, ou mesmo uma combinação dos dois tipos de ganhos de produtividade.

2.3. Medidas de Eficiência

Os conceitos de eficiência utilizados no modelo foram: eficiência alocativa ou econômica e eficiência distributiva ou técnica.

2.3.1 Eficiência Alocativa (econômica)

Define-se pela habilidade de combinar recursos e resultados em proporções ótimas, dados os preços vigentes. Isso significa a escolha ótima do conjunto certo de produtos. Também significa usar o conjunto certo de bens e serviços produtivos. A obtenção da eficiência alocativa pressupõe o conhecimento de taxas de substituições (preços relativos) entre os recursos e os resultados, figura 2.

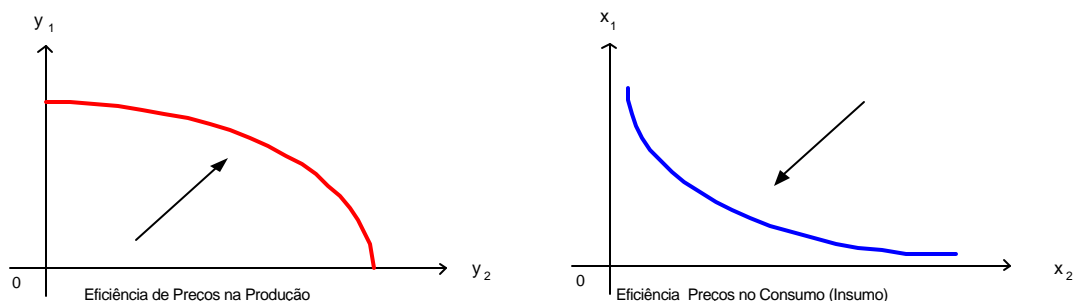


Figura 2 - Tipos de eficiência de Preços

2.3.2 Eficiência Produtiva (técnica)

Constitui-se na habilidade de evitar desperdícios, produzindo tantos resultados quanto os recursos utilizados permitem, ou utilizando o mínimo de recursos disponíveis. “...as medidas de desempenho servem para apurar as qualidades formais, ou seja, aqueles atributos que são inerentes à instituição isto é, ao modo como ela se estrutura para alcançar os seus objetivos, organiza e distribui quantitativamente os seus recursos e insumos, define os seus processos, normatiza procedimentos de ação e de controle, e , por fim, opera seus serviços para gerar produtos e resultados ...”LAPA e NEIVA [1996].

A eficiência produtiva está associada aos conceitos de racionalidade econômica e produtividade material, revelando a capacidade da organização de produzir o máximo de resultados com o mínimo de recursos. A produtividade varia em função das diferenças nas tecnologias de produção; diferenças ambientais (setoriais); e diferenças no processo de produção, figura 3.

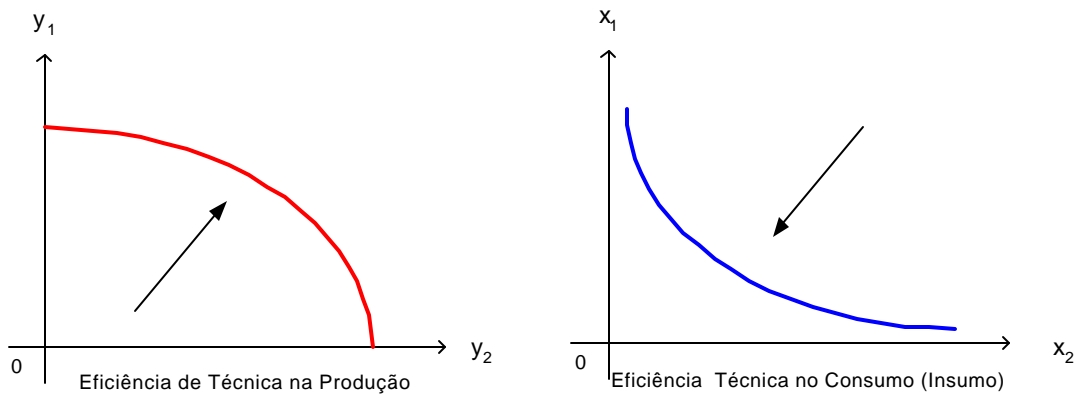


Figura 3 - Eficiência Técnica

2.4. O FATOR X

A fixação do Fator X é um processo de negociação no qual os agentes envolvidos possuem expectativas antagônicas. Isto sugere que não seja possível encontrar um valor ótimo para o X^* , mas sim um valor que represente uma solução de compromisso entre os agentes.

O processo de negociação do Fator X pode ser representado graficamente pela figura 5.

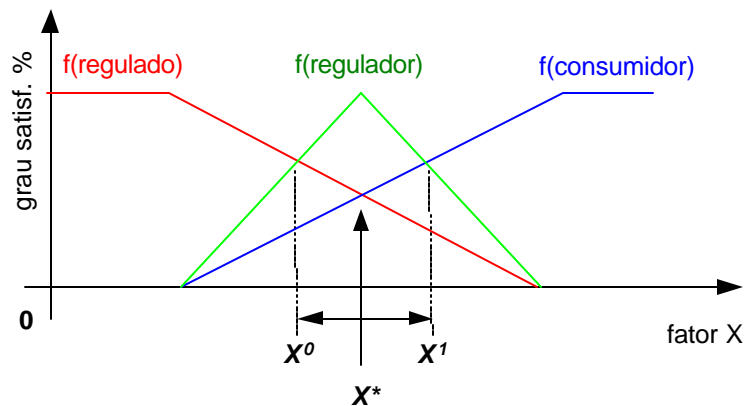


Figura 5 – Satisfação dos Agentes em Função do Fator X

A figura 5 mostra que a função de valor da concessionária é inversamente proporcional a função de valor do consumidor, enquanto que a função de valor do órgão regulador é máxima no ponto em que o grau de satisfação da concessionária é teoricamente igual ao grau de satisfação do consumidor, isto é, dentro do intervalo $[X^0, X^1]$ deve existir um ponto, tal que, X^* represente o valor mais adequado para os agentes.

Em mercado competitivo, as empresas distribuem ganhos de produtividade, diretamente com seus consumidores (redução de preços); seus empregados (pagamento de melhores salários) e seus investidores (distribuição de dividendos).

Em ambiente regulado do setor elétrico brasileiro, a tarefa de repartir os ganhos de produtividade com os consumidores, por meio de redução dos preços, cabe ao órgão regulador por intermédio da fixação de Fator X, figura 6.



Figura 6 – Distribuição dos Ganhos de Produtividade da Firma

Deve-se lembrar que as empresas praticam preços - teto embora contratualmente nada as impeça de praticar preços abaixo do limite fixado nos reajustes tarifários anuais.

2.5. Premissas para a Construção da Metodologia de Cálculo do Fator X

O objetivo do modelo *Price Cap* é emular o mercado competitivo. Para desenvolver a metodologia de cálculo do Fator X, tomou-se como referencial os fundamentos microeconômicos da teoria clássica e os objetivos do referido modelo, incorporando adicionalmente, as seguintes premissas:

Premissa I

No mercado, as empresas criam diferenciais competitivos a partir de ganhos de produtividade diferenciados, podendo, assim, oferecer preços menores aos consumidores. Como consequência, expandem suas curvas de oferta, ganhando maiores fatias no mercado, figura 7.

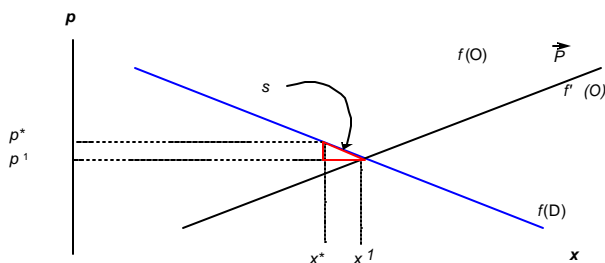


Figura 7 – A Presença da Produtividade no Mercado

Premissa II

No momento do reposicionamento tarifário, assegura-se a obtenção de equilíbrio econômico-financeiro, isso é produtividade unitária. Em outras palavras, não existem excedentes financeiros, figura 8. Além disso, o Fator X estabelecido não deve modificar o mencionado equilíbrio até a próxima revisão periódica.

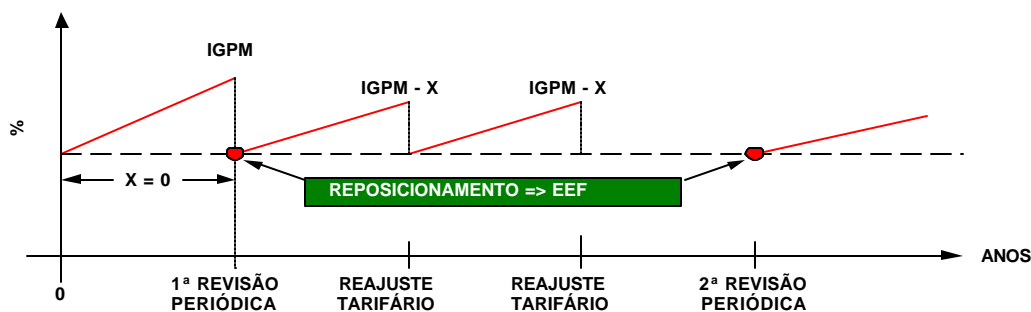


Figura 8 – Trajetória do Equilíbrio da Concessionária

Assim, o Fator X é determinado em função do nível de custos operacionais gerenciáveis, observados no momento em que a empresa regulada foi considerada como estando em equilíbrio econômico-financeiro, portanto dotada de receita suficiente para fazer frente aos seus custos operacionais, adicionados do retorno adequado sobre o capital investido.

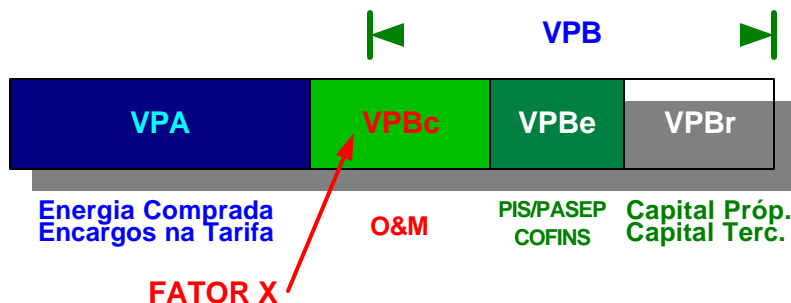


Figura 9 – Variáveis para o Cálculo do Fator X

A figura 9 mostra que o Fator X é calculado em função da parcela VPBc. Assim, a remuneração e os encargos devidos pela empresa são corrigidos integralmente pelo IPI.

O modelo garante que quanto menores forem os custos gerenciáveis com relação ao VPB, para um mesmo nível de preços e produtividade geral, menor será o impacto do Fator X sobre a tarifa. Na prática, isto significa uma forma de incentivo àquelas empresas que são mais eficientes.

Para determinar o Fator X, é necessário medir a eficiência, o que implica comparar as distâncias das variáveis em consideração a determinado referencial (fronteira eficiente)

ou a algum outro ponto pré determinado. A princípio, visualizam-se duas alternativas para avaliar os possíveis ganhos de eficiência das empresas do setor elétrico:

- a) Comparar a empresa com fronteiras de eficiência construídas para o mercado regulado a partir de grupos de similaridade;
- b) Comparação da empresa com o mercado não regulado.

No caso em tela, a primeira alternativa mostrou-se inviável, dado que as datas das revisões periódicas das demais empresas do setor elétrico brasileiro não coincidem com a data da segunda revisão periódica da ESCELSA. Isso torna as empresas, sob a ótica de equilíbrio econômico-financeiro, não comparáveis.

Outro problema é que a medição de desempenho, a partir de fronteiras de eficiência, exige o conhecimento prévio de grupos de similaridade entre as empresas, o que requer conjunto muito grande de informações. Entretanto, o problema não se restringe apenas ao número de informações, dependendo, também, da consistência das mesmas. Dito de outra forma, as estratégias gerenciais, planos de investimentos e estruturas de custos das empresas de um mesmo setor podem diferir substancialmente, mesmo para aquelas empresas que possuam grande similaridade na estrutura de mercado.

A opção pela segunda alternativa deve-se ao fato de que sob o regime de *Price Cap* é tarefa do órgão regulador sinalizar no sentido de que os custos da empresa sejam compatíveis com os níveis de custos do mercado não regulado.

Na essência, admite-se que, quando os custos e os preços do mercado regulado estiverem semelhantes aos do mercado não regulado, o papel do órgão regulador estará sendo cumprido a contento, ou seja, quanto mais próximos forem os preços dos dois mercados, maior o grau de acerto na regulação.

3. Formulação Matemática do Modelo de Determinação do Fator X

No modelo adotado, foram separados os ganhos de produtividade econômica, que são função das variações nos preços relativos, dos de produtividade técnica, que são função das variações nas quantidades físicas.

O Fator X, que representa a produtividade total estimada, será obtido pela soma da produtividade técnica e da produtividade econômica, sendo que a primeira parcela X^p será multiplicada por um coeficiente de prêmio por eficiência técnica e qualitativa, conforme fórmula abaixo:

$$X = X^p \cdot \alpha + X^e \quad , \text{ onde:} \quad (11)$$

X = produtividade total estimada (Fator X);

X^p = produtividade técnica;

X^e = produtividade econômica;

α = prêmio por eficiência técnica e qualitativa.

A seguir, é descrita a formulação matemática de cada um dos elementos que compõem a fórmula (11).

3.1. Produtividade Econômica (X^e)

Em condição de equilíbrio econômico-financeiro (EEF), o lucro normal (fórmula 2) da firma é igual a receita menos custos. No caso do reposicionamento tarifário tem-se, analogamente, que:

$$L = (VPA+VPB) - (VPA+VPBc+VPBr) = 0 \quad (12)$$

Assume-se a hipótese de que no reposicionamento tarifário as quantidades e os preços dos insumos e dos produtos igualam-se, resultando em produtividade total unitária.

Considerando as quantidades físicas como sendo constantes ao longo do tempo e estimando as possíveis variações dos preços relativos, tem-se:

$$X^e(p, w) = \frac{R}{C} = \frac{VPA + VPB}{VPA + VPBc + VPBr} = 1 \quad (13)$$

Onde:

R = receita requerida;

C = custos operacionais mais remuneração;

X^e = produtividade econômica;

VPA = custos operacionais não gerenciáveis;

VPB = custos operacionais gerenciáveis;

VPBc = parcela de custos do VPB (O&M);

VPBr = parcela de remuneração (capital próprio, capital de terceiros, tributos);

p = preço do produto;

w = preços dos insumos.

Nos reajustes tarifários anuais, a concessionária tem suas tarifas recompostas pelo repasse da variação dos custos não gerenciáveis e pela aplicação do IGP-M sobre a parcela B (custos gerenciáveis). A par disso, pode gerenciar seus custos a valores próximos aos praticados em mercado não regulado.

O gerenciamento otimizado, tende a elevar a produtividade acima daquela verificada no momento do reposicionamento, isto é, $X^e > 1$, o que identifica a presença de excedentes (lucros extraordinários), fazendo com que a concessionária saia da posição inicial de EEF, figura 10.

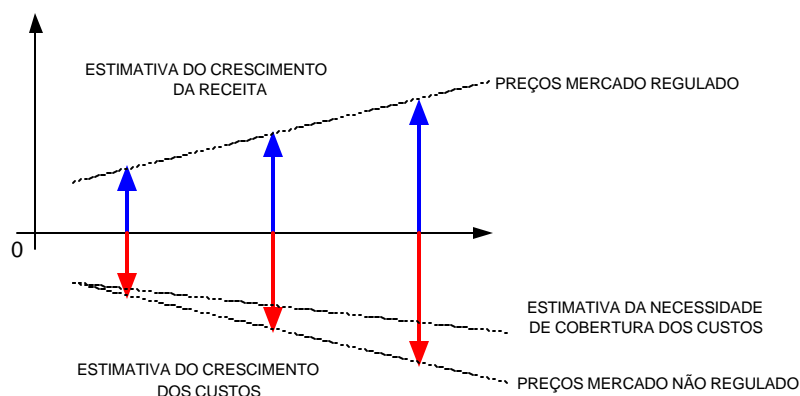


Figura 10 – Trajetória do equilíbrio econômico-financeiro (EEF)

Para manter o equilíbrio, a igualdade da equação (14) deve ser mantida durante o período de tempo entre as revisões periódicas.

$$X^e = \frac{VPA \cdot (\gamma) + (VPBc \cdot + VPBr) \cdot (IVI)}{VPA \cdot (\gamma) + VPBc \cdot (INR) + VPBr \cdot (IVI)} = 1 \quad (14)$$

Rearranjando (14), obtém-se a fórmula para calcular a *produtividade econômica*:

$$X^e = \frac{(IVI - INR) \cdot VPBc}{VPB} \quad (15)$$

Onde:

IVI = índice de preços do mercado regulado;

INR = índice de preços do mercado não regulado (varejo);

X^e = produtividade econômica;

γ = índice de variação do VPA.

A equação (15) demonstra que as metas de produtividade são inversamente proporcionais aos ganhos de eficiência históricos da empresa, isto é, as empresas que apresentam maiores reduções nos custos operacionais gerenciáveis no momento do reposicionamento tarifário são compensadas com a fixação de um X menor. Dessa forma, as metas futuras de produtividade (previsões) estão condicionadas, em certa medida, pelo desempenho passado (histórico).

3.2. Produtividade Técnica (X^p)

Existem duas formas de avaliar a produtividade técnica: produtividade total dos fatores e produtividade parcial dos fatores.

Neste trabalho, foi adotada a produtividade parcial dos fatores em razão de ser o método mais utilizado e exigir menos informações estatísticas, não requerendo qualquer suposição sobre os possíveis ganhos de escala da firma.

No cálculo da produtividade técnica, interessa observar as variações das quantidades físicas, supondo os preços constantes, então a variação será função das quantidades.

$$X^t(y, c) = \frac{M_i}{H_i} \quad (15)$$

A equação (15) estima a relação de produtividade ao ano.

$$X^m = \left\{ \left[\left(\frac{X_{n-1}^t}{X_{n-2}^t} + \frac{X_n^t}{X_{n-1}^t} \right) \cdot \frac{1}{n-1} \right] - 1 \right\} \cdot 100 \quad (16)$$

Finalmente, pela equação (16) pode-se estimar a variação média da *produtividade técnica* possível para a concessionária, respeitadas as condições de crescimento do seu mercado e a necessidade de insumos físicos para atendê-lo.

Assim, a meta de produtividade técnica estimada será:

$$X^p = (X^m - \text{PIB}^d) \quad (17)$$

Para:

H = homem/hora alocado no processo produtivo;

M = mercado físico MWh;

y = quantidades físicas dos produtos;

c = quantidade física dos insumos;

i = 1,2,...,n;

n = número de períodos entre as revisões menos um;

X^t = produtividade técnica da empresa;

X^m = produtividade técnica média da empresa;

X^p = meta de produtividade técnica a ser alcançada pela concessionária;

PIB^d = produto interno bruto (deflacionado).

3.3. O Coeficiente de Prêmio por Eficiência Técnica e Qualitativa (α)

O coeficiente de prêmio por eficiência técnica e qualitativa (α) é um fator de prêmio que será avaliado em função do desempenho da concessionária com relação às metas de qualidade em vigor, determinadas pela ANEEL, e pela análise do plano de investimentos em melhorias da qualidade no momento da revisão periódica.

O coeficiente (α) foi incorporado na fórmula 11 para permitir que a concessionária retenha parte dos excedentes de produtividade nos períodos que antecedem a revisão subsequente em função do esforço de investimento realizado para manter nível de qualidade superior.

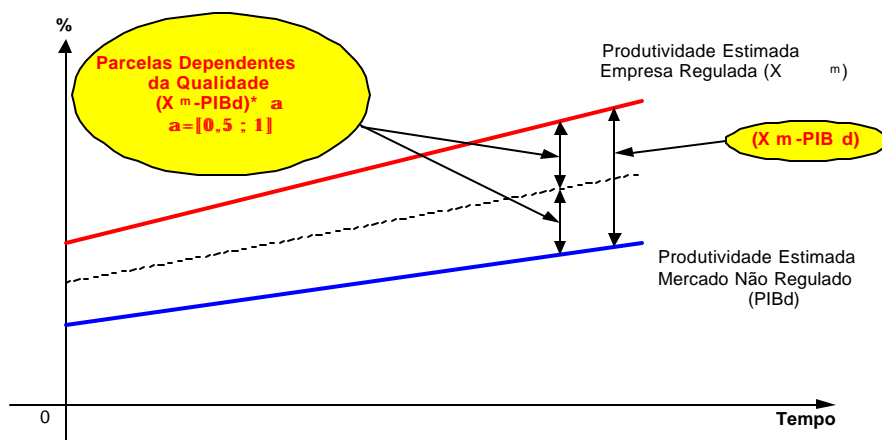


Figura 11 – Compartilhamento da Produtividade Técnica

A qualidade do serviço prestado pela ESCELSA foi avaliada pela Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA, pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD e pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade, segundo os seguintes índices de qualidade:

- qualidade do atendimento ao consumidor (A_c): índice que registra as reclamações enviadas por consumidores para a Ouvidoria da ANEEL;
- qualidade do fornecimento do serviço (Q_f): avaliada pelos indicadores DEC (duração da interrupção do fornecimento) e FEC (frequência da interrupção do fornecimento);
- universalização dos serviços (U_s): índice associado à expansão do atendimento a consumidores (rurais e urbanos) ainda não ligados ao sistema.

Os indicadores de qualidade são ponderados da seguinte forma:

$$Q = A_c 0,33 + Q_f 0,34 + U_s 0,33, \text{ onde:} \quad (18)$$

$$a = 1 - 0,005 * Q \quad (19)$$

Ac = nota do índice de atendimento ao consumidor (%);

Qf = nota do índice de qualidade no fornecimento do serviço (%);

Us = nota do índice de qualidade no atendimento a expansão do sistema (universalização) (%).

Os valores de α podem ser obtidos a partir da função descrita na figura 11.

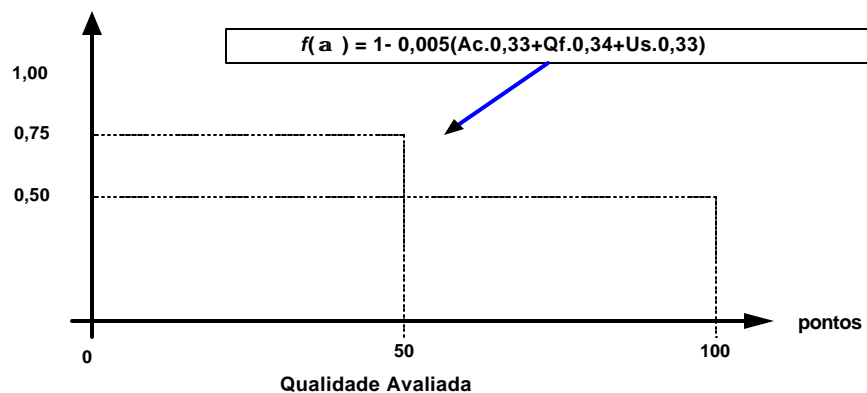


Figura 11 - Escala de avaliação do Coeficiente α

4. Determinação do Valor do Fator X

4.1. Cenário Básico Utilizado

As informações de mercado e sua evolução foram aquelas fornecidas pela concessionária, enquanto que o comportamento das variáveis macroeconômicas no período de 2001 a 2003 foi indicado pela Fundação Universitária José Bonifácio - FUJB/UFRJ. A partir desses dados, a SRE definiu cenário macroeconômico de maior probabilidade de ocorrência no qual não se prevê afastamento dos índices de preços de atacado dos de varejo superior ao verificado no último ano. De outra parte, a produtividade da empresa tende a se aproximar da produtividade do mercado não regulado.

A ocorrência do referido cenário está relacionada com a manutenção da estabilidade econômica, situação em que os preços relativos da economia são monitorados e mantidos em níveis razoáveis.

Para melhor consistência dos dados, considerou-se, adicionalmente, a última previsão da inflação publicada no documento Relatório de Inflação do Banco Central do Brasil, de junho de 2001.

4.2. Cálculo da Produtividade Econômica

Refere-se à estimativa de excedentes futuros decorrentes da diferença de preços no mercado regulado e no mercado não regulado. É calculada pela equação (15).

$$X^e = \frac{(8,35 - 5,70) * 100.026}{375.291} = 0,71\%$$

MI = 8,35 % a.a e INR = 5,70 %

4.3. Cálculo da Produtividade Técnica

O cálculo da produtividade técnica da ESCELSA, foi estimado através das equações (15), (16) e (17).

Pela equação (15) a produtividade ao ano é:

$$X_1^t = \frac{6.927.595}{5.150.348} = 1,35 \qquad X_2^t = \frac{7.219.870}{5.150.348} = 1,40$$

$$X_3^t = \frac{7.436.986}{5.150.348} = 1,44$$

Pela equação (16) calculou-se a produtividade técnica média da empresa:

$$X^m = \left\{ \left[\left(\frac{1,40}{1,35} + \frac{1,44}{1,40} \right) \cdot \frac{1}{2} \right] - 1 \right\} 100 = 3,61\%$$

A partir da equação (17) a meta de produtividade técnica estimada:

$$X^p = (3,61 - 2,05) = 1,56\% \text{ a.a}$$

4.4. Avaliação do Coeficiente de Qualidade (a)

No que se refere ao índice de atendimento ao consumidor, a ESCELSA está situada no mais baixo nível hierárquico do ranking monitorado pela SMA, o qual contempla 62 concessionárias. No ano de 2001, apenas duas empresas foram piores do que a ESCELSA, que teve um desempenho incompatível com os níveis mínimos de atendimento ao consumidor final, esperados para o setor elétrico. Foram contabilizadas 2.229 reclamações num universo de 875.392 consumidores, o que equivale a 25,46 reclamações para cada grupo de 10.000 consumidores.

Assim, o índice de Atendimento ao Consumidor (Ac) foi avaliado como sendo igual a 0 (zero).

Com relação ao desempenho relativo à qualidade do fornecimento avaliou-se que a ESCELSA, em 2001, vem cumprindo adequadamente, a metas de qualidade determinadas pela ANEEL, e monitoradas pela Superintendência de Regulação da

Distribuição - SRD. O índice de qualidade do fornecimento (Qf) foi avaliado como sendo de 95%.

Quanto às metas de universalização dos serviços, por estarem ainda em fase de implementação, não foram consideradas para o caso da ESCELSA

$$\alpha^5 = (0) \cdot 0,5 + (95) \cdot 0,50 + (0) \cdot 0,00 = 0,76$$

O resultado do coeficiente α significa que a empresa poderá reter 24% da produtividade técnica ($1,56\% \cdot 0,76$), até a próxima revisão periódica em função do desempenho em qualidade, enquanto que o consumidor reterá os restantes 76%.

4.5. Cálculo do Fator X

O Fator X foi calculado pela aplicação da fórmula abaixo

$$X = X^p \cdot \alpha + X^e$$

$$X = 1,56 \cdot 0,76 + 0,71 = 1,89 \%$$

Em se verificando as estimativas de inflação utilizadas neste cálculo, a incidência do Fator X sobre a parcela B constante da fórmula dos reajustes tarifários de 2002 e 2003 deve resultar em redução tarifária de 0,79% em cada ano, perfazendo total de 1,58% nos dois períodos.

5. Comentários Finais

Ao longo do presente processo de revisão tarifária, a ANEEL recebeu contribuições de técnicos de outros órgãos de governo, de universidades, de agentes econômicos, de empresas do setor elétrico, de consumidores e de entidades de classe, as quais foram avaliadas, tendo algumas delas sido incorporadas a metodologia de cálculo do Fator X. As principais alterações foram:

- a) O cálculo da produtividade técnica foi efetuado sob o conceito de “produtividade parcial”, que é avaliada a partir da relação entre o mercado físico (MWh) e o Capital Humano (Hh).
- b) Inseriu-se na fórmula de cálculo do Fator X um coeficiente de prêmio por eficiência técnica e qualitativa (α), o qual varia de 0,5; a 1,0. Isso quer dizer que se a concessionária tiver aproveitamento máximo nos itens de qualidade avaliados (atendimento ao consumidor, qualidade do fornecimento e universalização dos

⁵ Os pesos da equação (25) foram alterados para adequar a não existência da medição das metas de universalização.

serviços) o coeficiente α será igual a 0,5. Nesse caso, a concessionária repassará aos consumidores 50% dos ganhos de produtividade técnica estabelecidos como meta, restando 50% até a próxima revisão periódica;

- c) Subtraiu-se da parcela VPBc, para efeito do cálculo da produtividade econômica, todas as contas que não fossem efetivamente gerenciáveis pela concessionária, isto é, considerou-se apenas O&M.

Cabe ressaltar que todas essas alterações foram feitas em conformidade com os pressupostos do modelo original, os quais não foram alterados, por entender-se estarem de acordo com o princípio básico do sistema *Price Cap* que é o de emular condições de competição

Para as próximas revisões a ANEEL continuará aprofundando os seus estudos para aperfeiçoar a metodologia de cálculo do Fator X.

VII. Reestruturação Tarifária

O momento da revisão periódica apresenta-se como a melhor oportunidade para a modificação da estrutura tarifária, que se encontra reconhecidamente distorcida. No entanto, a complexidade do processo de reestruturação de tarifas, o fato de a ESCELSA não ter apresentado proposta neste sentido e o racionamento de energia elétrica, levou a Agência a descartar a reestruturação das tarifas da concessionária e por consequência a aplicação de reposicionamento tarifário diferenciado por classe de consumo e nível de tensão.

A meta da ANEEL é promover a reestruturação das tarifas de energia elétrica juntamente com as próximas revisões tarifárias periódicas, as quais se concentram em 2003 e 2004. Isso ensejará um movimento de reestruturação tarifária para todas as concessionárias de distribuição praticamente em um mesmo momento. Para tanto, cada concessionária deverá submeter à apreciação da ANEEL proposta de reestruturação de suas tarifas com antecedência a ser estabelecida em regulamento próprio.

VIII. Repactuação de Compromissos

O contrato de concessão da ESCELSA não apresenta a forma de cálculo do índice de reajuste tarifário anual nem outros aspectos relacionados com as revisões tarifárias extraordinárias e periódicas. Por conta disso, a Agência, em nome da União, propôs termo aditivo ao atual contrato de concessão para contemplar os aspectos anteriormente mencionados. O assunto está sendo discutido entre as partes.

IX. Metas de Qualidade

A ANEEL estabeleceu metas de melhorias dos indicadores de qualidade dos serviços de energia elétrica da ESCELSA até o ano de 2004, por meio do Ofício SRD/ANEEL nº 204/2001, de 06 de junho de 2001.

X. Conclusões

A segunda revisão tarifária periódica da ESCELSA resultou nas seguintes medidas: *i)* reposicionamento tarifário de 19,89%, e *ii)* fixação do Fator X em 1,89 % ao ano, a ser aplicado nos reajustes tarifários anuais de 2002 e 2003.

Este resultado atende de forma adequada à finalidade precípua do processo de revisão tarifária periódica, que consiste em redefinir os níveis das tarifas da concessionária, de forma a conciliar simultaneamente: *i)* equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, conferindo condições para a concessionária auferir receita capaz de cobrir os custos operacionais eficientes e auferir retorno adequado sobre os investimentos prudentes, *ii)* proteção aos consumidores cativos contra a prática de preços injustos, *iii)* compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade da concessionária, e *iv)* proporcionar receita suficiente para a prestação de serviços adequados de fornecimento de energia elétrica.

Assim, as recomendações propostas equilibram adequadamente as necessidades dos investidores, por um lado, e os interesses dos consumidores, por outro.

O trabalho desenvolvido pelo regulador para o presente processo revisional constitui-se em importante passo para consolidação da metodologia de revisão tarifária periódica e, por consequência, para minimização de incertezas tanto para investidores quanto para consumidores.

A ANEEL dará continuidade aos estudos com vistas ao aperfeiçoamento dessa base metodológica, mantendo-a, permanentemente, disponibilizada em sua página na *internet*.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA - SRE**

Brasília, 8 de agosto de 2001

ANEXO
CÁLCULO DA TAXA DE RETORNO

Tabela 1: Cálculo do Beta e Estrutura Ótima de Capital

Empresa	Cód. Bloomberg	% E	D/ E	Beta Alavancado*	Beta Desalavancado
BANDEIRANTE	EBEN4 BZ	42,8%	133,47%	0,61	0,32
CELESC	CLSC3 BZ	83,3%	20,07%	0,53	0,47
CEMIG	CMIG3 BZ	82,4%	21,39%	0,76	0,67
CERJ	CBEE3 BZ	33,8%	195,49%	0,90	0,39
COELBA	CEEB3 BZ	62,0%	61,38%	0,15	0,11
COELCE	COCE3 BZ	85,2%	17,3%	1,11	1,00
COPEL	CPLE3 BZ	78,0%	28,17%	0,86	0,73
CPFL	PALF3 BZ	69,9%	42,97%	0,34	0,26
LIGHT	LIGH3 BZ	22,5%	344,23%	0,58	0,18
METROPOLITANA	ELPL4 BZ	48,3%	107,22%	0,71	0,42
Média Nacional do Setor		60,8%	64,4%	0,65	0,45

(*) média dos últimos 24 meses

(**) sem considerar efeitos de impostos na desalavancagem dos betas estrangeiros

ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL		
E/(D+E) =	60,0%	Capital Próprio sobre Capital Total
D/(D+E) =	40,0%	Capital de Terceiros sobre Capital Total

Tabela 2: US BONDS 30 anos (Bloomberg)

USTB 30

USTB 30 ANOS		Retorno % (20 anos)							
DATA	TAXA (%)	8,15							
31/12/1980	12,0								
30/01/1981	12,3	31/01/1986	9,3	31/01/1991	8,2	31/01/1996	6,0	31/01/2001	5,5
27/02/1981	13,0	28/02/1986	8,3	28/02/1991	8,2	29/02/1996	6,5	28/02/2001	5,3
31/03/1981	12,7	31/03/1986	7,4	29/03/1991	8,3	29/03/1996	6,7	30/03/2001	5,4
30/04/1981	13,7	30/04/1986	7,5	30/04/1991	8,2	30/04/1996	6,9	30/04/2001	5,8
29/05/1981	13,1	30/05/1986	7,8	31/05/1991	8,3	31/05/1996	7,0		
30/06/1981	13,3	30/06/1986	7,2	28/06/1991	8,4	28/06/1996	6,9		
31/07/1981	14,0	31/07/1986	7,4	31/07/1991	8,3	31/07/1996	7,0		
31/08/1981	14,8	29/08/1986	7,2	30/08/1991	8,1	30/08/1996	7,1		
30/09/1981	15,2	30/09/1986	7,6	30/09/1991	7,8	30/09/1996	6,9		
30/10/1981	14,4	31/10/1986	7,6	31/10/1991	7,9	31/10/1996	6,6		
30/11/1981	12,9	28/11/1986	7,4	29/11/1991	7,9	29/11/1996	6,4		
31/12/1981	13,7	31/12/1986	7,5	31/12/1991	7,4	31/12/1996	6,6		
29/01/1982	13,9	30/01/1987	7,5	31/01/1992	7,8	31/01/1997	6,8		
26/02/1982	13,8	27/02/1987	7,5	28/02/1992	7,8	28/02/1997	6,8		
31/03/1982	13,7	31/03/1987	7,9	31/03/1992	8,0	31/03/1997	7,1		
30/04/1982	13,4	30/04/1987	8,4	30/04/1992	8,0	30/04/1997	7,0		
31/05/1982	13,4	29/05/1987	8,6	29/05/1992	7,8	30/05/1997	6,9		
30/06/1982	13,9	30/06/1987	8,5	30/06/1992	7,8	30/06/1997	6,8		
30/07/1982	13,4	31/07/1987	8,9	31/07/1992	7,5	31/07/1997	6,3		
31/08/1982	12,5	31/08/1987	9,2	31/08/1992	7,4	29/08/1997	6,6		
30/09/1982	11,8	30/09/1987	9,7	30/09/1992	7,4	30/09/1997	6,4		
29/10/1982	11,0	30/10/1987	9,0	30/10/1992	7,6	31/10/1997	6,2		
30/11/1982	10,7	30/11/1987	9,1	30/11/1992	7,6	28/11/1997	6,1		
31/12/1982	10,4	31/12/1987	9,0	31/12/1992	7,4	31/12/1997	5,9		
31/01/1983	11,0	29/01/1988	8,4	29/01/1993	7,2	30/01/1998	5,8		
28/02/1983	10,5	29/02/1988	8,3	26/02/1993	6,9	27/02/1998	5,9		
31/03/1983	10,7	31/03/1988	8,8	31/03/1993	6,9	31/03/1998	5,9		
29/04/1983	10,4	29/04/1988	9,1	30/04/1993	6,9	30/04/1998	6,0		
31/05/1983	11,0	31/05/1988	9,2	31/05/1993	7,0	29/05/1998	5,8		
30/06/1983	11,0	30/06/1988	8,9	30/06/1993	6,7	30/06/1998	5,6		
29/07/1983	11,8	29/07/1988	9,2	30/07/1993	6,6	31/07/1998	5,7		
31/08/1983	11,9	31/08/1988	9,3	31/08/1993	6,1	31/08/1998	5,3		
30/09/1983	11,4	30/09/1988	9,1	30/09/1993	6,0	30/09/1998	5,0		
31/10/1983	11,8	31/10/1988	8,7	29/10/1993	6,0	30/10/1998	5,2		
30/11/1983	11,6	30/11/1988	9,1	30/11/1993	6,3	30/11/1998	5,1		
30/12/1983	11,9	30/12/1988	9,0	31/12/1993	6,4	31/12/1998	5,1		
31/01/1984	11,8	31/01/1989	8,8	31/01/1994	6,2	29/01/1999	5,1		
29/02/1984	12,2	28/02/1989	9,1	28/02/1994	6,7	26/02/1999	5,6		
30/03/1984	12,5	31/03/1989	9,1	31/03/1994	7,1	31/03/1999	5,6		
30/04/1984	12,8	28/04/1989	8,9	29/04/1994	7,3	30/04/1999	5,7		
31/05/1984	13,7	31/05/1989	8,6	31/05/1994	7,4	31/05/1999	5,8		
29/06/1984	13,6	30/06/1989	8,0	30/06/1994	7,6	30/06/1999	6,0		
31/07/1984	12,8	31/07/1989	7,9	29/07/1994	7,4	30/07/1999	6,1		
31/08/1984	12,5	31/08/1989	8,2	31/08/1994	7,5	31/08/1999	6,1		
28/09/1984	12,3	29/09/1989	8,2	30/09/1994	7,8	30/09/1999	6,1		
31/10/1984	11,6	31/10/1989	7,9	31/10/1994	8,0	29/10/1999	6,2		
30/11/1984	11,5	30/11/1989	7,9	30/11/1994	8,0	30/11/1999	6,3		
31/12/1984	11,5	29/12/1989	8,0	30/12/1994	7,9	31/12/1999	6,5		
31/01/1985	11,2	31/01/1990	8,5	31/01/1995	7,7	31/01/2000	6,5		
28/02/1985	11,9	28/02/1990	8,5	28/02/1995	7,4	29/02/2000	6,1		
29/03/1985	11,6	30/03/1990	8,6	31/03/1995	7,4	31/03/2000	5,8		
30/04/1985	11,5	30/04/1990	9,0	28/04/1995	7,3	28/04/2000	6,0		
31/05/1985	10,6	31/05/1990	8,6	31/05/1995	6,7	31/05/2000	6,0		
28/06/1985	10,4	29/06/1990	8,4	30/06/1995	6,6	30/06/2000	5,9		
31/07/1985	10,7	31/07/1990	8,4	31/07/1995	6,9	31/07/2000	5,8		
30/08/1985	10,5	31/08/1990	9,0	31/08/1995	6,7	31/08/2000	5,7		
30/09/1985	10,6	28/09/1990	9,0	29/09/1995	6,5	29/09/2000	5,9		
31/10/1985	10,3	31/10/1990	8,8	31/10/1995	6,3	31/10/2000	5,8		
29/11/1985	9,8	30/11/1990	8,5	30/11/1995	6,1	30/11/2000	5,6		
31/12/1985	9,3	31/12/1990	8,3	29/12/1995	6,0	29/12/2000	5,5		

Tabela 3: S&P 500 (Bloomberg)

S&P 500		
DATA	ÍNDICE	RET. ANUAL MÉDIO 20 ANOS
31/12/1980	135,76	12,05%
31/12/1981	122,55	
31/12/1982	140,64	
30/12/1983	164,93	
31/12/1984	167,24	
31/12/1985	211,28	
31/12/1986	242,17	
31/12/1987	247,08	
30/12/1988	277,72	
29/12/1989	353,4	
31/12/1990	330,22	
31/12/1991	417,09	
31/12/1992	435,71	
31/12/1993	466,45	
30/12/1994	459,27	
29/12/1995	615,93	
31/12/1996	740,74	
31/12/1997	970,43	
31/12/1998	1229,23	
31/12/1999	1469,25	
29/12/2000	1320,28	

Tabela 4: C-BOND

C-BOND		
	tx (%)	valor
31/01/1996	12,7	68,3
29/02/1996	13,9	62,7
29/03/1996	14,3	60,0
30/04/1996	14,2	60,3
31/05/1996	14,3	60,6
28/06/1996	14,8	62,4
31/07/1996	13,9	61,6
30/08/1996	13,3	65,7
30/09/1996	12,2	71,6
31/10/1996	12,7	69,2
29/11/1996	11,9	73,3
31/12/1996	11,9	73,8
31/01/1997	11,1	78,5
28/02/1997	11,0	79,0
31/03/1997	11,7	74,9
30/04/1997	11,6	75,8
30/05/1997	11,0	79,5
30/06/1997	10,8	80,5
31/07/1997	10,0	85,5
29/08/1997	10,5	82,8
30/09/1997	10,1	85,1
31/10/1997	13,0	69,7
28/11/1997	11,8	75,6
31/12/1997	11,1	79,4
30/01/1998	11,2	79,4
27/02/1998	10,9	81,1
31/03/1998	10,4	84,2
30/04/1998	10,6	82,8
29/05/1998	11,6	77,5
30/06/1998	12,5	73,5
31/07/1998	11,9	76,4
31/08/1998	18,1	52,4
30/09/1998	15,9	59,8
30/10/1998	15,3	62,2
30/11/1998	14,3	66,3
31/12/1998	16,2	59,5
29/01/1999	18,1	53,7
26/02/1999	17,1	57,1
31/03/1999	15,3	63,4
30/04/1999	13,8	69,5
31/05/1999	15,7	62,6
30/06/1999	15,0	65,1
30/07/1999	16,1	61,4
31/08/1999	16,8	59,7
30/09/1999	15,7	63,3
29/10/1999	14,7	67,0
30/11/1999	14,3	68,7
31/12/1999	12,8	75,2
31/01/2000	14,1	69,9
29/02/2000	13,2	73,8
31/03/2000	13,0	75,0
28/04/2000	13,8	71,8
31/05/2000	14,2	70,2
30/06/2000	13,4	73,6
31/07/2000	13,3	74,3
31/08/2000	12,5	77,5
29/09/2000	12,8	76,5
31/10/2000	13,2	74,9
30/11/2000	13,6	73,8
29/12/2000	12,7	77,4
31/01/2001	11,8	81,3
28/02/2001	12,3	79,1
30/03/2001	12,9	76,8
30/04/2001	13,3	75,5
M. A	13,25	
M. G .	13,12	

Tabela 5: Cálculo do Custo do Capital Próprio – CAPM

$R_e = R_f + B \times [R_m - R_f] + \text{Risco Brasil}$		
R _E : Custo do capital próprio		
R _f : taxa livre de risco		
B : beta alavancado aplicável à empresa		
R _m : retorno esperado sobre o índice de mercado		
R _m - R _f : prêmio de risco do mercado acionário		
Risco Brasil : prêmio de risco para o mercado de dívida Brasileira		
T = Impostos (IRPF e CSLL) 34%		
USTB 30 anos nominal MG =	8,15%	(média 20 anos - Bloomberg)
Rf =	8,15%	nominal
Beta desalavancado do Setor =	0,45	Média do Segmento de Distribuição Brasil
D/ E médio do setor =	0,67	Estrutura de capital média E=60% e D=40%
Beta médio alavancado =	0,65	Média do Segmento de Distribuição Brasil
S&P500 MG =	12,05%	(média 20 anos - Bloomberg)
Rm =	12,05%	
Rm - Rf =	3,90%	Prêmio de mercado
Retorno Cbond 30 anos =	13,12%	Média 31/1/96 a 30/4/01
Risco Brasil =	4,97%	C-Bond Brasil 30 anos - USTB 30 (EUA)
Re nominal em US\$	15,67%	$R_e = R_f + B \times [R_m - R_f] + \text{Risco Brasil}$
Inflação americana =	2,50%	Projeção da Inflação média para os próximos 3 anos
Re real em US\$	12,84%	$(1 + \text{Re nominal americano}) / (1 + \text{inflação americana}) - 1$
Taxa de desvalorização cambial	3,12%	$(1 + \text{Inflação brasileira}) / (1 + \text{Inflação americana}) - 1$
Re nominal em R\$	19,28%	$(1 + \text{Re nominal em US$}) * (1 + \text{Taxa de desvalorização}) - 1$
Inflação brasileira =	5,70%	Projeção da inflação média - Banco central para 2001
Re real em R\$ =	12,84%	$(1 + \text{Re nominal em R$}) / (1 + \text{inflação brasileira}) - 1$

TABELA 6

EMISSORA	SETOR	DATA DE REGISTRO	VALOR DA EMISSÃO (R\$)	TAXA	TAXA EFETIVA (a.a)
COSERN - CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	ENERGIA	07/Abr/00	90.000.000,00	104.5% CDI	19,38
DRAFT II PARTICIPAÇÕES S.A.	ENERGIA	18/Mai/00	1.300.000.000,00	103.5% CDI (R\$975MM) & IGPM + 13%a.a. (R\$325MM)	19,10
CAIUÁ - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	ENERGIA	19/Mai/00	167.000.000,00	DI Extra Grupo	N/A
ELETROPAULÓ - METROPOLITANO	ENERGIA	28/Jul/00	700.000.000,00	IGP-M + 12,30%a.a	N/A
CIA ELET. EST. BAHIA - COELBA	ENERGIA	10/Ago/00	120.000.000,00	102.5% DI	16,85
ELEKTRO ELETR. E SERVIÇOS S.A.	ENERGIA	03/Out/00	62.500.000,00	IGP-DI + 11,40% a.a.	N/A
UHESC S.A.	ENERGIA	05/Dez/00	75.000.000,00	IGPM + 14%a.a.	N/A
EBE - EMP BANDEIRANTES S.A.	ENERGIA	04/Fev/00	280.000.000,00	IGPM + 8%	N/A
CIA ENERGIA DO CEARA - COELCE	ENERGIA	17/Nov/00	55.000.000,00	101.3% CDI	16,61
CIA ENERGIA DO MARANHÃO	ENERGIA	08/Dez/00	60.000.000,00	104.5% CDI	16,47
AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA SA	ENERGIA	05/Mar/01	250.000.000,00	IGPM + 12.90%a.a. (R\$100MM)	16,88
CIA PETROLIFERA MARLIM	ENERGIA	07/Mar/01	1.000.000.000,00	IGPM + 10.7%a.a. (R\$300MM)	16,11
ITÁ ENERGÉTICA SA	ENERGIA	21/Mar/01	168.000.000,00	%a.a. (antes ou após 01/12/2003)	
MACHADINHO ENERGÉTICA SA	ENERGIA	29/Mar/01	320.000.000,00	CDI + 0.43%a.a.	16,22
CIA ELETRECIDADE RIO DE JANEIRO	ENERGIA	30/Abr/01	100.000.000,00	101.2% CDI	
CIA ENERGETICA CEARA	ENERGIA	15/Mai/01	85.000.000,00	101% CDI	

média tx. Efetiva 2000 total =	17,52
média tx. Efetiva 2000 energia =	17,68
média tx. Efetiva 2001 total =	16,37
média tx. Efetiva 2001 energia =	16,40
média tx. Efetiva 00 e 01 total =	17,02
média tx. Efetiva 00 e 01 energia =	17,20

Tabela 7: Cálculo do Custo do capital de Terceiros

Rd : Custo do capital de terceiros		
TJLP básica =	9,95%	Média 2000 e 2001
Spread de Risco BNDES =	1,00%	Faixa 1,0 a 2,5% Spread de Risco
Spread Básico BNDES =	2,50%	Faixa 2,5% a 4,0% Spread Básico
Soma =	13,45%	BNDES +Spread de Risco + Spread Básico
Captação CVM energia 00/01	17,20%	ver Tabela 6
Rd médio nominal em R\$ =	15,33%	(Soma + Captação CVM)/2
Inflação brasileira =	5,70%	Projeção da Inflação Média brasileira - Banco Central
Rd médio real em R\$ =	9,11%	$[(1 + Rb \text{ médio nominal em R\%}) / (1 + \text{Inflação brasileira})] - 1$