



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**  
**MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA**

**CRISTIANO VIEIRA DE MORAES**

**UM ESTUDO SOBRE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**  
**NO BRASIL E PREÇOS DE RAMSEY-BOITEUX: O CASO DO**  
**ESTADO DO CEARÁ**

**FORTALEZA**  
**2007**

**CRISTIANO VIEIRA DE MORAES**

**UM ESTUDO SOBRE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO  
NO BRASIL E PREÇOS DE RAMSEY-BOITEUX: O CASO DO  
ESTADO DO CEARÁ**

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no curso de Pós-Graduação em Economia – CAEN, Mestrado Profissional da Universidade Federal do Ceará - UFC.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Aquino de Souza

**FORTALEZA  
2007**

**CRISTIANO VIEIRA DE MORAES**

**UM ESTUDO SOBRE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO  
BRASIL E PREÇOS DE RAMSEY-BOITEUX: O CASO DO ESTADO  
DO CEARÁ**

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Economia - CAEN da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Economia.

Defesa em: 24/07/2007

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Sérgio Aquino de Souza (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará

---

Prof. Dr. Flávio Ataliba Flexa Daltro Barreto  
Universidade Federal do Ceará

---

Prof. Dr. Fabrício Carneiro Linhares  
Universidade Federal do Ceará

## **AGRADECIMENTOS**

A DEUS, que me deu vida e inteligência, e que me dá forças para continuar a caminhada em busca dos meus objetivos.

Ao meu avô e a minha avó, que me criaram e deram todo o apoio que precisei para hoje estar aqui.

Aos meus pais, Geraldo Margela e Célia Maria, que me ensinaram a não temer desafios e a superar os obstáculos com humildade.

Aos professores Flávio Ataliba e Fabrício Linhares, por fazerem parte da banca examinadora.

Ao professor Sérgio Aquino, pelo incentivo e sugestões dadas para a realização dessa dissertação.

Aos meus amigos e colegas de trabalho, que contribuíram de alguma forma com esse estudo.

A minha esposa Daniele Gomes, que me ajudou bastante com seu apoio moral e incentivo.

E aos demais, que de alguma forma contribuíram na elaboração desta dissertação.

## RESUMO

A privatização iniciada na década de 90 teve no setor de energia elétrica, que tem características de monopólio natural nos segmentos de transmissão e distribuição, o seu grande impulsionador. Junto a essas privatizações veio a necessidade da regulação do setor elétrico, de forma a beneficiar não só o consumidor como também as empresas que nele estavam investindo. Para conseguir esse fim os órgãos reguladores se utilizam de mecanismos de regulação tarifária na maioria das vezes já existentes em outros países. No Brasil podemos citar o price-caps, ou preço teto, com um dos mecanismos adotados pela ANEEL órgão regulador brasileiro. Esse trabalho por sua vez se baseia na teoria de preços de Ramsey-Boiteux para o monopólio natural de distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará dividido em dois mercados: o residencial e o não-residencial. Sabemos das limitações dessa teoria, mas sua aplicação é bastante ampla e crescente não se limitando apenas a serviços públicos. Pode ser aplicada a economias de mercado e estende-se inclusive a organizações com propósitos não-lucrativos, que teriam como restrição na sua função-objetivo um eventual lucro negativo, em vez de lucro zero ou lucro competitivo, atendendo dessa forma a questões de eficiência alocativa como condição básica na consecução de seus objetivos.

## **ABSTRACT**

The privatization process initiated in the 90's had in the sector of electric energy, which has characteristics of natural monopoly in the transmission and distribution sectors, its great booster. These privatizations brought together the need of the regulation of the electric sector, in a way to benefit not only the consumer, but also the companies that were investing on the consumer. To accomplish this objective, the regulating agencies use several tax regulation mechanisms. One example in Brazil is the price-caps, as one of the mechanisms adopted by the ANEEL - The Brazilian regulating agency. This article is based on the Ramsey-Boiteux's theory of prices for the natural monopoly of distribution of electric energy in the State of the Ceará divided in two markets: residential and non-residential market. Despite the difficulties of this theory, its application is wide and increasing and it is limited to public services. It may be applied to market economies and may be extended to non-profit organizations, which would have as a constraint in its objective function, a possible negative profit, instead of null profit or competitive profit, which is in accordance with the issues of allocative efficiency as a basic condition to the achievement of its objectives.

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CELCA – Companhia de Eletrificação do Cariri

CENORTE – Companhia de Eletrificação do Centro-Norte do Ceará

CERNE – Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste

CIM – Custo Incremental Médio

CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo Prazo

CMe –Custo Médio

CMg – Custo Marginal

COELCE – Companhia Energética do Ceará

CONEFOR – Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza

FRC – Fator de Recuperação do Capital

LQO – Leis de Quantidade de Obras

MAE – Mercado Atacadista de Energia

NMQ – Nível Mínimo de Qualidade

ONS – Operador Nacional do Sistema

PND – Programa Nacional de Desestatização

RB – Ramsey-Boiteux

RMg – Receita Marginal

RTP – *Real Time Pricing*

SED – Sistema Elementar de Distribuição

SERVILUZ – Serviço de Luz e Força do Município de Fortaleza

SISPAI – Sistema para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição

SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste

TRII – Taxa de Rentabilidade Inicial do Investimento

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Identificação das variáveis utilizadas pelos modelos residencial e não-residencial ..... | 32 |
| Tabela 2 – Estimação do modelo de demanda residencial .....   | 33 |
| Tabela 3 – Estimação do modelo de demanda não-residencial .....                                     | 34 |
| Tabela 4 – Custos marginais de expansão de sistemas de distribuição (R\$/kW.ano) .....              | 44 |
| Tabela 6 – Resultados obtidos .....   | 47 |
| Tabela 7 – Desvios do preço e quantidade .....  | 48 |
| Tabela 8 – Desvio assumindo tributação .....  | 49 |



# SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| INTRODUÇÃO.....   | 10 |
| 1 ASPECTOS HISTÓRICO-INSTITUCIONAIS DA ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO CEARÁ..... | 12 |
| 1.1 História da energia elétrica no Ceará.....                                  | 12 |
| 1.2 A criação da COELCE .....   | 13 |
| 1.3 A privatização.....   | 14 |
| 2 TEORIA DA REGULAÇÃO .....   | 15 |
| 2.1 Regulação de firmas que ofertam um só produto.....                          | 15 |
| 2.2 Regulação de firmas multiproduto .....                                      | 16 |
| 2.2.1 Modelo de Ramsey-Boiteux (RB).....  | 17 |
| 3 REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO PAÍS .....                          | 23 |
| 3.1 Aspectos gerais.....  | 23 |
| 3.2 Mecanismos de regulação tarifária.....                                      | 25 |
| 3.2.1 Regulação por taxa de retorno ou custo do serviço.....                    | 25 |
| 3.2.2 Regulação pelo custo marginal.....  | 27 |
| 3.2.3 Regulação por preço-teto – <i>price caps</i> .....                        | 28 |
| 4 ESTRATÉGIA EMPÍRICA .....   | 29 |
| 4.1 Função demanda de energia elétrica.....                                     | 29 |
| 4.1.1 Estudos anteriores sobre demanda de energia elétrica .....                | 29 |
| 4.2 A função demanda de energia elétrica.....                                   | 31 |
| 4.2.1 Modelo econométrico .....   | 31 |
| 4.2.2 Análise dos resultados .....  | 33 |

|  |    |
|--|----|
| 4.3 Determinação dos parâmetros da oferta .....                                    | 36 |
| 4.3.1 Custo marginal de energia .....  | 36 |
| 4.3.1.1 Custo Incremental Médio de Longo Prazo .....                               | 36 |
| 4.3.1.2 Metodologia simplificada .....   | 37 |
| 4.3.1.3 Obtenção dos valores de investimento da distribuição.....                  | 38 |
| 4.3.1.4 Bases metodológicas do modelo SISPAI/ MT .....                             | 38 |
| 4.3.1.5 Classificação da rede em famílias .....                                    | 39 |
| 4.3.1.6 Determinação de leis estatísticas .....                                    | 40 |
| 4.3.1.7 Modelo de evolução de redes .....  | 42 |
| 4.3.1.8 Valores obtidos para os custos marginais de expansão da distribuição ..... | 44 |
| 4.4 Cálculo do preço e quantidade de Ramsey-Boiteux e análise dos resultados ..... | 45 |
| CONCLUSÃO.....   | 50 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....   | 52 |
| ANEXOS .....   | 55 |

## INTRODUÇÃO

Com as privatizações que ocorreram no Brasil na década de 90 e com maior intensidade no período de 1994 a 1998, época do governo de Fernando Henrique Cardoso, a reestruturação do setor elétrico brasileiro em dezembro de 1996, traz consigo a necessidade da regulação do setor elétrico de forma a beneficiar não só o consumidor como também para as empresas que nele estavam investindo.

Pires (1990, p. 2) afirma que:

Um dos aspectos mais relevantes das recentes reformas introduzidas no setor elétrico é a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial. Isto é necessário porque, apesar da liberalização da indústria e da introdução de regras de mercado, especialmente no segmento de geração, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica permanecerão funcionando como monopólios naturais. Em um contexto de informação assimétrica pró-produtores, a regulação tarifária assume o papel crucial de tentar coibir eventuais abusos do poder de monopólio, resolver as tensões entre a eficiência alocativa, distributiva e produtiva e introduzir mecanismos de indução de eficiência dinâmica.

Na reestruturação do modelo elétrico brasileiro ocorrida no ano supracitado, para cumprir o papel de órgão regulador, surge a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Fica determinado para esta agência, dentre suas atribuições, regular e fiscalizar o novo mercado que se estabeleceu no país a partir da introdução da livre competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e a regulação dos monopólios de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No Estado do Ceará, seguindo uma tendência que vinha se delineando no restante do país, bem como os preceitos de maior eficiência para os serviços públicos no ano de 1998, em Leilão Público realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro ocorre a privatização da Companhia Energética do Ceará (COELCE).

É justamente nesse período pós-privatização que centramos nossos esforços para entender e sugerir qual o melhor modelo de tarifação a ser adotado. Um modelo tarifário que traga resultados positivos não só para o consumidor como também para a empresa de

modo que ambos tenham retornos ótimos. Assim, dividimos nosso trabalho em quatro capítulos.

No primeiro capítulo, discorremos sobre a história da energia elétrica no Estado do Ceará, falando da criação das primeiras empresas, da primeira transmissão, e da criação da empresa concessionária da distribuição em nosso Estado e hoje privatizada: COELCE.

No segundo capítulo, averiguamos os aspectos regulatórios do setor elétrico para o Brasil, e mais especificamente para o Estado do Ceará, dentre as características que se encontra enquadrada à COELCE.

O terceiro capítulo tem como objetivo estimar as funções de demanda residencial de energia elétrica para o Estado do Ceará, levando em consideração as tarifas praticadas pela COELCE dentro dos critérios estabelecidos pela ANEEL através das resoluções específicas para os fins de revisão tarifária, e veremos os critérios de revisão e as equações das mesmas. A estimação da função demanda tem como objetivo principal a obtenção da elasticidade-preço e da elasticidade-renda dessa demanda.

No capítulo quatro investigamos a Teoria dos Preços de Ramsey-Boiteux (RB) para determinar o par preço-quantidade que maximiza a função bem-estar social no setor de energia elétrica no Ceará. Nesse item são utilizadas as elasticidades encontradas no item anterior no qual calculamos a função demanda de energia elétrica para o Estado do Ceará.

Por fim chegamos à parte final com as conclusões e comentários sobre os estudos obtidos nesse trabalho.

# 1 ASPECTOS HISTÓRICO-INSTITUCIONAIS DA ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO CEARÁ

## 1.1 História da energia elétrica no Ceará

Em 1913 ocorre a criação da Ceará *Tramway, Light e Power Company* para explorar o transporte de bondes elétricos e energia elétrica para empresas e residências, abrindo concorrência com a Ceará *Gás Company*, que distribuía iluminação a gás carbônico. À época, os geradores eram movidos a vapor, sendo o combustível a queima de lenha, que foi substituída posteriormente pelo óleo.

No ano de 1934 a iluminação pública, que até então era a gás, passa a ser com eletricidade fornecida pela Ceará *Light*.

Em virtude das dificuldades de abastecimento durante a Segunda Guerra Mundial, em 1948 a Ceará *Light* é encampada pela Prefeitura Municipal de Fortaleza. Em 1954 é criada a Serviço de Luz e Força do Município de Fortaleza (SERVILUZ) para atender a capital do Estado e as cidades circunvizinhas, distribuindo a energia gerada pela Usina Termoelétrica do Mucuripe. Nessa época, também compunham o sistema de geração, a turbina nº 3 da usina velha do Passeio Público, a usina diesel-elétrica do Meireles e as unidades geradoras das fábricas: São José, Progresso, Brasil Oiticica e o Cotonifício Leite Barbosa.

Enquanto Fortaleza dispunha de eletricidade desde 1913, no restante do Estado a eletrificação ocorreu de forma irregular e por iniciativas isoladas. Esta realidade começou a mudar no início dos anos 60, que são marcados como uma nova era da energia elétrica no Ceará. No ano de 1960 é criada a Companhia de Eletrificação do Centro-Norte do Ceará (CENORTE) a fim de distribuir energia para a região Norte e Centro-Litoral. Foi a primeira empresa do nordeste, além da Chesf, a projetar e construir linhas de transmissão em 69.000 volts.

No mesmo ano também é instituída a Companhia de Eletrificação do Cariri (CELCA), tendo a Chesf como principal acionista, com as prefeituras e a população local

compondo o restante do quadro acionário. A energia de Paulo Afonso chega a esta região no ano seguinte.

Em 1962 é formada a Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste (CERNE), subsidiária da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), destinada à eletrificação das áreas rurais do Maranhão, Piauí, Ceará e Bahia. E, assumindo o lugar da extinta SERVILUZ, é criada a Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza (CONEFOR). Bastante festejada a energia de Paulo Afonso chega a Fortaleza em 1965, e três anos mais tarde a Sobral.

## **1.2 A criação da COELCE**

Como resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica, até então existentes no Estado do Ceará (CONEFOR, CELCA, CENORTE e CERNE), surge em 1971 a Companhia de Eletricidade do Ceará (COELCE) – a partir de então passa a ser a única concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará.

Em 1987 a COELCE muda sua razão social para Companhia Energética do Ceará. A mudança do nome deve-se ao engenheiro Thomé de Saboya, presidente da COELCE na época, que após uma análise do sistema gerador nacional, chega à conclusão de que tudo deverá ser feito no sentido de que sejam intensificadas as buscas e soluções nacionais de fontes alternativas de energia, de qualquer origem e natureza. A partir de então, a companhia abre-se para novos horizontes energéticos.

### **1.3 A privatização**

Nos anos 90, a COELCE viria a sofrer duas outras grandes transformações, assumindo um novo posicionamento diante do setor elétrico brasileiro. A empresa tornou-se uma companhia de capital aberto em outubro de 1995, e a partir dessa data suas ações passaram a ser negociadas nas principais bolsas de valores brasileiras.

Seguindo preceitos de maior eficiência para os serviços públicos, no ano de 1998 a COELCE passa a ser administrada pelo Consórcio Distriluz Energia Elétrica S.A., Chilectra S.A. e CERJ, sendo incorporada em setembro de 1999.

Com um novo posicionamento de empresa competitiva e conquistando, passo a passo, uma posição de destaque dentro do setor elétrico do Nordeste e, em seguida, do Brasil, a COELCE reposicionou sua imagem e aproximou-se cada vez maior do cliente, lançando novos produtos e serviços em resposta ao crescimento do mercado e suas necessidades.

Atualmente a empresa é controlada pela Endesa Espanha, que possui 59% de participação total na distribuidora, sendo 2,3% diretamente, através de Endesa Internacional, e 56,6% através da Investluz S.A. sociedade formada por Endesa Internacional, Ampla (antiga Cerj), Chilectra e Enersis. A COELCE é responsável pela distribuição de energia elétrica do Estado do Ceará, abrangendo um território de 146.817 km<sup>2</sup> e 184 municípios, tendo suas atividades fiscalizadas e regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A COELCE é uma sociedade anônima aberta, concessionária de serviço público de energia elétrica, regulamentada pela Lei das Sociedades Anônimas e com suas atividades fiscalizadas e regulamentadas pela ANEEL.

## 2 TEORIA DA REGULAÇÃO

### 2.1 Regulação de firmas que ofertam um só produto

Em indústrias caracterizadas por economias de escala (monopólios naturais), como é o caso dos serviços de utilidade pública, as curvas de custo médio (CMe) e de custo marginal (CMg) são decrescentes. A curva de receita marginal (RMg) sempre possui inclinação maior que a curva de demanda (D). Assim, na ausência de regulação, o monopolista produz a quantidade que iguala RMg a CMg, produzindo  $Q_m$  e cobrando  $P_m$ . A este nível de preços os consumidores pagam preços elevados e consomem menos. Preços elevados também induzem alguns consumidores de renda mais baixa a deixarem de consumir o produto. Claramente, o equilíbrio resultante da ausência de regulação se mostra indesejável do ponto de vista do regulador.

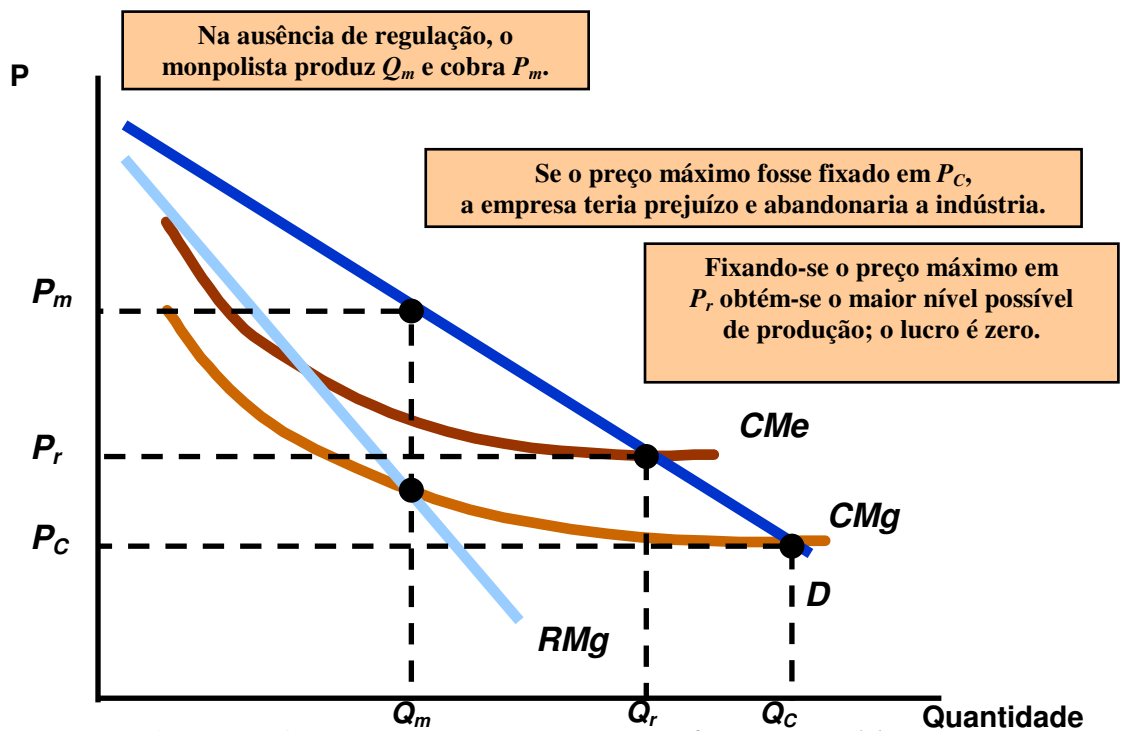


Figura1 – Comparação entre resultados *first e second-best*.



Um resultado bastante conhecido em microeconomia consiste no princípio do *first-best* (melhor opção, tradução livre), resultado que maximiza o bem-estar da sociedade; tal resultado é alcançado quando preço iguala custo marginal (DUPUIT, 1969; HOTELLING, 1938).

O regulador poderia, portanto, considerar um arranjo tarifário de forma a obrigar a firma regulada a cobrar preço  $P_c$  e conseqüentemente produzir  $Q_c$ . Para o consumidor o cenário não poderia ser melhor. Em comparação com o equilíbrio de monopólio não regulado ( $P_m, Q_m$ ), mais consumidores teriam acesso ao serviço a um preço reduzido. No entanto, como a curva de custo marginal se encontra abaixo da curva de custo médio a empresa regulada amargaria prejuízos. O estado/agência reguladora se vê então com três opções: (1) subsidiar a empresas através de recursos públicos; (2) permitir à empresa a cobrança de tarifas em duas partes (o primeiro componente da tarifa seria fixo e independente do consumo e o segundo variável e igual ao custo marginal de produção); (3) abandonar o objetivo de obter o resultado *first-best* e adotar a regulação pelo custo médio (*second-best*) que permite a viabilidade econômica da empresa regulada.

O resultado de *second-best* (segunda melhor opção, tradução livre) é representado pelo preço  $P_r$  e quantidade  $Q_r$  e se localiza em posição intermediária entre o equilíbrio de monopólio ( $P_m, Q_m$ ) e o resultado *first-best* ( $P_c, Q_c$ ). As agências reguladoras sinalizam claramente a opção pelo resultado *second-best*, pois prevêm arranjos tarifários que permitam a viabilidade técnica e econômico-financeira da prestação dos serviços.

## 2.2 Regulação de firmas multiproduto

A discussão do item anterior se baseia na hipótese de que as firmas produzem apenas um bem. Tal hipótese serve para simplificar o problema com qual se depara o regulador e parece ser um ponto de partida interessante do ponto de vista didático. No entanto, uma melhor aproximação da realidade consiste em relaxar esta hipótese e analisar o problema com o qual o regulador se depara quando as firmas produzem diversos bens. Neste caso, uma simples verificação gráfica e intuitiva não é possível. De forma que um modelo mais formal se faz necessário, tal modelo é denominado de preços ótimos de Ramsey-Boiteux, cuja descrição fazemos a seguir.

### 2.2.1 Modelo de Ramsey-Boiteux (RB)

A teoria dos preços de Ramsey surgiu não diretamente da economia do bem-estar, e sim da teoria da taxaço. Trabalhos anteriores sobre taxaço (RAMSEY, 1927; PIGOU, 1928; HOTELLING, 1938; BOITEUX, 1971) trataram o problema em termos de taxaço ótima a ser arrecadada pelo governo para cobrir um alvo de receita, minimizando a perda de peso morto da taxaço sobre o excedente do consumidor, na ausência de taxaço *lump sum*. Shih (1989) credita a Edgeworth (1910) a primeira contribuição efetiva a teoria dos preços de Ramsey. Edgeworth (op. cit.) procurou mostrar que o bem-estar social poderia ser aumentado se a firma monopolista fosse obrigada a adotar um “preço regulatório”, sendo compensada pela perda resultante, por uma transferência *lump sum*, ou qualquer outra forma de taxaço não-distorciva, vinda dos consumidores beneficiados pela regulaço imposta.

Allais (1947), num contexto mais prático, propôs uma regra de precificação de acordo com a qual todos os preços fossem proporcionais ao custo marginal, com o coeficiente de proporcionalidade independente do bem e, portanto, da elasticidade-preço da demanda. Boiteux (op. cit.) tornou-se o precursor intelectual dos mais recentes trabalhos teóricos e empíricos sobre o problema de precificação de empresas reguladas e empresas fornecedoras de serviços públicos, generalizando os resultados de Allais (op. cit.). A publicação original de 1956 foi feita quando Boiteux exercia a função de diretor geral da companhia de eletricidade estatal francesa. A partir de Ramsey (op. cit.), Boiteux introduziu uma abordagem de equilíbrio geral ao problema, levando em consideraço a interação entre a produção dessas empresas e aquelas do resto da economia, hipoteticamente competitivas, o que não estava presente na literatura anterior de modelos de taxaço ótima e precificação, baseados apenas em equilíbrio parcial. Outra contribuição sua foi derivar a regra de Ramsey com superelasticidades, admitindo elasticidades-preço cruzadas não nulas entre os bens. Feldstein (1972), também investigou estratégias ótimas de precificação, inspirado nos preços de Ramsey (1927), para empresas públicas que vendem bens intermediários como insumos para produtores, ao invés de bens finais para os consumidores, também num contexto de equilíbrio geral.

O desvio do preço em relação ao custo marginal cria alguma ineficiência, materializada na perda de excedente total, representado pela soma do excedente do consumidor e do lucro da firma. Surgem incentivos para os consumidores a deslocar suas demandas para aqueles produtos cujos preços aumentaram menos, em relação ao seu verdadeiro custo marginal. Para minimizar esta ineficiência, num contexto *second-best*, aumenta-se mais os preços daqueles produtos cujas demandas são mais preço-inelástico, que são aqueles que têm uma maior contribuição sobre a receita da firma. O principal resultado é que se os preços dos produtos são aumentados inversamente em relação a sua própria elasticidade-preço da demanda, se as demandas são independentes e não há externalidades, em relação a uma situação de *first-best*.

Considere uma firma multiproduto produzindo o vetor de produtos<sup>1</sup>  $q = (q_1, q_2, \dots, q_n)$ , com uma função custo, contínua e duplamente diferenciável, dada por  $C = C(q) = C(q_1, q_2, \dots, q_n)$ . A função demanda inversa, diferenciável, para cada um dos  $N$  produtos é representada por  $p_i = p_i(q_i)$ , onde  $i = 1, 2, \dots, n$ . A receita da firma é:

$$R(q_i) = \sum_{i=1}^n p_i(q_i)q_i \quad (2.1)$$

As elasticidades-preços cruzadas da demanda são zero,  $\epsilon_{ij} = 0$ . O excedente do consumidor decorrente do consumo do produto  $i$  é dado por:

$$CS_i(q_i) = \left( \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right) - p_i(q_i)q_i \quad (2.2)$$

O excedente do produtor, ou lucro da firma, é dado por:

$$\pi(q_1, q_2, \dots, q_n) = \sum_{i=1}^n p_i(q_i)q_i - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.3)$$

Tomando a medida de bem-estar utilitarista,  $W(q)$ , como a soma do excedente do consumidor e do lucro, tem-se:

---

<sup>1</sup> Estes podem na teoria ser diferenciados por tempo, estado do mundo e local de entrega, como mercadorias de Arrow-Debreu.

$$W(q_1, q_2, \dots, q_n) = \left( \sum_{i=1}^n CS(q_i) \right) + \pi(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.4)$$

$$= \left( \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right] - \sum_{i=1}^n p_i(q_i) q_i \right) + \sum_{i=1}^n p_i(q_i) q_i - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.5)$$

$$= \left( \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right] \right) - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.6)$$

A partir daí maximiza-se a função bem-estar, com respeito a  $q_i$ :

$$\max W(q_1, q_2, \dots, q_n) = \left( \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right] \right) - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.7)$$

Implicando a seguinte condição de primeira ordem para cada produto  $i$ :

$$p_i = \frac{\partial C(q_1, q_2, \dots, q_n)}{\partial q_i} = CMg_i \quad (2.8)$$

Neste caso os preços refletirão o custo de recursos causados pelas decisões individuais dos consumidores, o que é requerido para uma alocação eficiente dos recursos num contexto *first-best*.

Se a firma opera com economias de escala, a precificação pelo custo marginal implicará um *déficit*. Uma das soluções teóricas para este problema seria promover um pagamento *lump sum* para a firma. De outra forma, para eliminar este *déficit*, adiciona-se à função objetivo uma restrição que o lucro da firma deve ser fixado<sup>2</sup> exogenamente a  $\pi \geq 0$ .

A fim de tentar reproduzir a eficiência alocativa da competição perfeita, fixa-se em geral  $\pi^* = 0$ <sup>3</sup>. Incorporando a restrição,  $\pi \geq 0$ , a função (2) fica:

$$\max W(q_1, q_2, \dots, q_n) = \left( \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right] \right) - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.9)$$

<sup>2</sup> Num contexto regulatório, é comum a firma ter como restrição  $\pi^*$  fixado igual ao nível do retorno competitivo da economia.

<sup>3</sup> Para uma firma uniproduto tal restrição leva a solução trivial, na qual o preço é fixado ao custo médio,  $\pi = X(\theta)/\theta$ , o que naturalmente implica que  $\pi = 0$ .

sujeito à condição de factibilidade financeira da firma:

$$\sum_{i=1}^n p_i(q_i)q_i \geq C(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (2.10)$$

O método de Lagrange permite reescrever este problema da seguinte forma:

$$\max L(q_1, q_2, \dots, q_n, \lambda) = \left( \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(x) dx \right] \right) - C(q_1, q_2, \dots, q_n) + \lambda \left[ \sum_{i=1}^n p_i(q_i)q_i - C(q_1, q_2, \dots, q_n) \right]$$

$$p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} + \lambda \left[ p_i(q_i) + q_i \frac{\partial p_i}{\partial q_i} - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] = 0 \quad (2.11)$$

Rearranjando algebricamente a equação acima, obtém-se:

$$(1 + \lambda) \left[ p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] = -\lambda \frac{dp_i}{dq_i} q_i \quad (2.12)$$

Dividindo ambos os lados por  $[1 + \lambda] p_i(q_i)$ , obtêm-se N equações independentes:

$$\frac{p_i(q_i) - CMg_i}{p_i(q_i)} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon} \quad (2.13)$$

Onde  $\varepsilon$  é a elasticidade-preço da demanda no mercado do bem  $i$ .

O preço  $p_i(q_i)$  é então o preço de Ramsey-Boiteux (RB), no mercado  $i$ . Como esta regra é verdadeira para todo produto ou mercado  $i$ , a fórmula estabelece que o desvio percentual do preço em relação ao custo marginal no  $i$ -ésimo mercado deve ser inversamente proporcional ao valor absoluto da elasticidade-preço da demanda neste  $i$ -ésimo mercado. Destaque-se que o custo marginal nesta solução não é igual ao custo marginal da firma sem a restrição do lucro, em razão dos diferentes equilíbrios. Em todos os mercados, o desvio percentual do preço em relação ao custo marginal, multiplicado pela elasticidade-preço da demanda, é constante e é denominado número de Ramsey,  $\alpha$ :

$$\alpha = -\frac{\lambda}{1+\lambda}, 0 \leq |\alpha| \leq 1 \quad (2.14)$$

Essa estrutura de preços não difere em relação a uma situação de precificação sem restrição, ou seja, os preços relativos permanecem os mesmos, embora em termos absolutos sejam diferentes.

O elemento  $\lambda$  consiste no preço-sombra da restrição. Geralmente  $\lambda$  tem um valor diferente de 0, pois variações na restrição de lucro da firma são custosas para a sociedade, em termos de variações de bem-estar. Por exemplo, um relaxamento na restrição de lucro da firma implica preços maiores e, portanto, uma diminuição no excedente do consumidor, embora o aumento do lucro tenha um efeito positivo sobre o bem-estar. Isto pode ser pensado como uma variação na ponderação do bem-estar, entre lucro da firma e excedente do consumidor. Quando o valor de  $\lambda$ , sempre não-negativo, é muito pequeno, o número de Ramsey tende a zero, implicando que os preços estarão muito próximos do custo marginal, ou seja, o *déficit* sob precificação ao custo marginal é pequeno. Alternativamente, se  $\lambda$  tem um valor alto, o número de Ramsey  $\alpha$  tende a um, situação análoga a um monopolista não-regulado que equilibra receita e custo<sup>4</sup>.

No caso de dois produtos (indexados por  $i$  e  $j$ ) com demandas independentes as condições de primeira ordem implicam que:

$$\frac{P_i - CMg_i}{P_i} \cdot \varepsilon_i = \frac{P_j - CMg_j}{P_j} \cdot \varepsilon_j \quad (2.15)$$

Onde:

- Pr = Preço Residencial
- CMgr = Custo Marginal do Residencial
- er = Elasticidade Residencial
- Pnr = Preço Não-Residencial
- CMgnr = Custo Marginal do Não-Residencial
- Enr = Elasticidade Não-Residencial

---

<sup>4</sup> Neste caso ( $\alpha = 1 \Rightarrow \lambda \rightarrow +\infty$ ) a equação se transforma no tradicional índice de Lerner de monopólio,  $\frac{(p - CMg)}{p} = \frac{1}{\varepsilon}$ .

A equação acima revela a relação ótima entre os preços, mas não contém informação suficiente para calcular os preços de Ramsey-Boiteux. Para efetuar tal cálculo é necessário evocar uma segunda equação (a condição de primeira ordem em relação ao multiplicador de Lagrange,  $\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \pi = 0$ ). Com duas equações e duas incógnitas é possível calcular os preços ótimos de RB. Curvas de demanda não-lineares tornam este sistema de difícil solução analítica. Em geral utiliza-se um programa de computador para aproximar numericamente a solução do problema.

Outra dimensão da regulação consiste em determinar qual mecanismo deve ser adotado para induzir as empresas prestadoras a atingir o resultado desejado (*first-best* ou *second-best*). A maioria dos países latino-americanos tem optado por esquemas de regulação tarifários inspirados no “teto de preços”, desenvolvido no Reino Unido. Isto significa que o regulador fixa um teto para o preço durante um período de vários anos, de forma que as empresas tem incentivos para reduzir custos dado que pode se apropriar dos benefícios da redução. Outro mecanismo é a Taxa de Retorno. Neste processo, o regulador arbitra um valor para as tarifas de maneira que a firma regulada seja viável economicamente e obtenha uma taxa de retorno considerada adequada. Um ponto negativo da regulação por taxa de retorno é o incentivo à sobre-capitalização, tendo por consequência a produção a um custo mais elevado (efeito *Averch-Johnson*). Outra desvantagem é o desestímulo a investimentos em ganhos de eficiência, através da redução de custos, visto que a firma pode repassar aos preços, qualquer elevação em seus custos. Na seção seguinte são discutidos aspectos gerais da regulação do setor de energia elétrica no país, assim como são apresentados mais detalhes sobre os mecanismos regulatórios (teto de preços e regulação por taxa de retorno).

## 3 REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO PAÍS

### 3.1 Aspectos gerais

Com a privatização das estatais – que foram responsáveis pela infra-estrutura de todo o país, iniciada na década de 90 – o setor de energia elétrica, fundamental para o desenvolvimento da economia e que apresenta características de monopólio natural em alguns dos seus segmentos (transmissão e distribuição), posicionou-se como um dos grandes precursores deste processo de reforma do Estado. Junto à privatização desses monopólios estatais e às suas transferências para a iniciativa privada, surgiu a necessidade da criação das agências reguladoras e de uma legislação específica que conforme Considera (2005, p. 33), infelizmente “[...] não foi feita no tempo adequado nem com todas as suas normas plenamente estabelecidas.”

Com o arrefecimento dos investimentos observado no setor desde os anos 1980 que ameaçava transformar o acesso à eletricidade em um entrave ao crescimento econômico (PINHEIRO, 2005), e com a falta de capacidade do Estado pressionado por fortes ajustes fiscais de realizar tais investimentos, viu-se que a ajuda da iniciativa privada seria de fundamental importância. Da mesma forma se percebeu que com uma estrutura regulatória ineficaz e com as deficiências do setor o investimento privado não se realizaria. Nas palavras de Pinheiro (op. cit, p. 54),

Vários fatores contribuíram para reduzir a eficiência técnica e alocativa do setor elétrico: os incentivos distorcidos e as amarras administrativas que caracterizam o controle estatal das empresas, a interferência política, as distorções causadas pela equalização nacional de preços, a prática de subsídios cruzados, e a regulação por taxa de retorno.

Diante desse cenário, a decisão de atrair o investidor privado para o setor se tornou importante e ficou clara quando a *Ligth* e *Escelsa* – duas companhias distribuidoras de eletricidade – foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), no ano de



1992. Em relação à busca de uma estrutura regulatória mais eficaz em 1993, saiu a reforma do setor elétrico com a edição da lei nº 8.631, que conforme Pinheiro (2005, p. 54),

[...] promoveu um “encontro de contas”, melhorando a saúde financeira das companhias distribuidoras locais, embora a um custo de US\$ 26 bilhões para o Tesouro Nacional. Concomitantemente a equalização nacional de preços e o sistema de taxas de retorno garantidas sobre ativos foram eliminados, deixando as empresas livres para fixarem suas próprias tarifas, mediante aprovação do DNAEE, órgão regulador do setor.

Logo em seguida veio a aprovação da Lei de Concessões, em 1995, complementada pela lei nº 9.074, que tratava especificamente da renovação das concessões no setor elétrico. Uma vez preparada a estrutura legal no final de 1995 e no início de 1996, a Escelsa e a *Ligth* foram privatizadas e um pouco mais adiante, ainda no mesmo ano, a ANEEL foi legalmente estabelecida, ainda que só começasse a operar em 1997, e “com sua atuação comprometida pela falta de um novo modelo regulatório para o setor.” (Ibidem, p. 55). Na busca pela definição de um modelo, o governo contratou a *Coopers & Lybrand* em 1997, sendo o modelo proposto pela consultoria depois adotado, em setembro de 1998 com a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS) – duas importantes instituições no novo marco regulatório do setor.

De lá para cá, a construção do marco regulatório para a definição de tarifas no setor elétrico brasileiro vem sendo marcada pela combinação, algo peculiar, de diversos instrumentos regulatórios de natureza distinta, nem sempre inspirada na prática internacional.

Em linhas gerais, as iniciativas no campo da regulação tarifária adotadas pela ANEEL vêm combinando instrumentos de tetos de preço (em linha com as assertivas presentes, ainda que superficialmente, nos Contratos de Concessão e nos marcos iniciais do novo modelo para o setor); de regulação por comparação (como no exemplo da “empresa de referência”, firma hipotética utilizada nas revisões tarifárias periódicas ao longo de 2003); e de regulação por teto de rentabilidade (semelhante à de custo de serviço), que advém da necessidade contratual de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos ao longo do período de concessão<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Todos esses modelos citados serão estudados no capítulo 4, no qual falaremos um pouco de cada um deles.

## 3.2 Mecanismos de regulação tarifária

### 3.2.1 Regulação por taxa de retorno ou custo do serviço

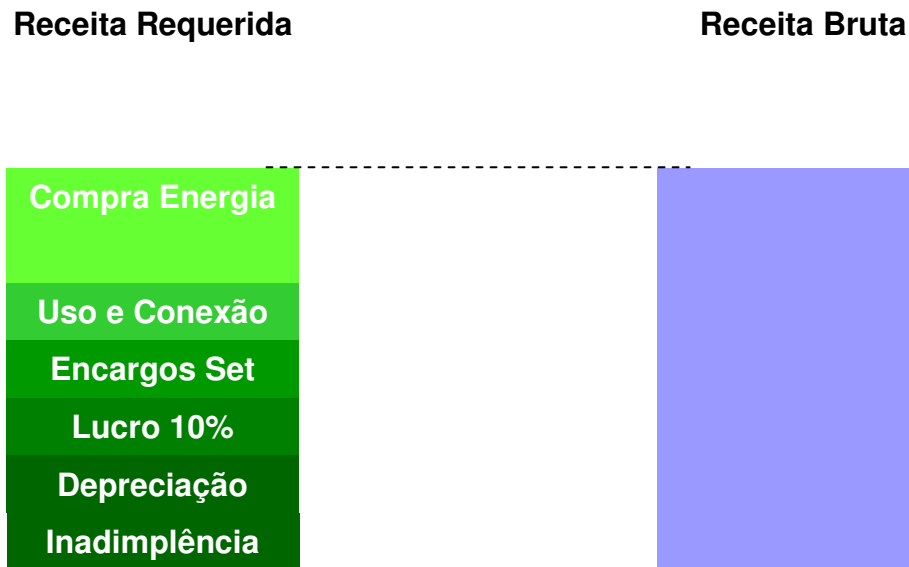
A regulação por taxa de retorno é o tipo de tarifação em que o preço do produto ou serviço regulado tem que ser o suficiente para a empresa concessionária cobrir seus custos fixos e garantir uma margem que a possibilite a obtenção de taxa interna de retorno, daí o nome “por taxa de retorno”, satisfatória para quem investe. Isso porque o investidor precisa ter estímulo a investir seu capital em um negócio, como o de energia elétrica cujas características exigem elevados aportes de capital.

Esse tipo de regime tarifário teve como grande usuário no século passado a economia norte-americana, pois conforme afirma (VISCUSI; VERMON; HARRINGTON JR., 1995) nos demais países não existia uma tradição de regulação explícita, já que os serviços eram operados, em sua maioria, por empresas de propriedade pública, sendo o lucro de monopólio apropriado pelo Estado.

De acordo com Melo (2005, p. 112),

A regulação por taxa de retorno, por preço teto e demais formas compreendidas entre essas duas modalidades são empregadas em ambientes caracterizados por empresas privadas prestadoras de serviços de utilidade pública e que não recebem transferências governamentais.

Na tarifação pelo custo do serviço existe um mecanismo para fazer com que os preços “necessários” ao equilíbrio financeiro das concessionárias não fiquem abaixo dos custos. Isso é feito através da equiparação de receitas, ou seja, igualando a receita bruta à receita requerida. Essa receita requerida é obtida pela soma de todos os custos fixos e variáveis mais a taxa de lucro da concessionária. **Ver Figura 2.**



**Figura 2**

Podemos perceber pela **Figura 2** que uma das dificuldades do regulador é determinar uma taxa interna de retorno ou indiretamente uma taxa de lucro compatível com o mercado e que seja “razoável”. Essa dificuldade leva o regulador a examinar no mercado taxas de outras indústrias para servir de parâmetro na hora de estabelecer as taxas que farão parte das revisões que são acordadas entre ambos e assim decidir se 10%, 15% são taxas de lucros altas ou não para remunerar de forma adequada o capital e se as mesmas não estão muito elevados em relação ao que é praticado no mercado.

No mecanismo de regulação por taxa de retorno existe outra dificuldade que são as assimetrias de informação que existe entre as partes envolvidas no processo regulatório. Isso ocorre porque as concessionárias por serem as detentoras da informação que é repassada ao órgão regulador podem manipular essas informações em benefício próprio e assim obter ganhos extraordinários.

### 3.2.2 Regulação pelo custo marginal

O cálculo do preço a ser cobrado pela concessionária nesse tipo de tarifação é feito transferindo-se para o consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para atender o aumento da demanda adicional. Isso significa dizer se a empresa tem uma estrutura para atender uma determinada demanda existe um custo para aumentar essa capacidade de modo a suportar esse aumento de demanda. Uma vez calculado o valor desse custo o mesmo é repassado aos consumidores de diferentes formas respeitando três requisitos básicos: **1)** potência requerida, em kW; **2)** energia total consumida em kWh; **3)** através de tarifas diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, poder público e outros) como também através de características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de tensão, as regiões geográficas entre outros.

Como exemplo dos principais tipos de tarifas baseadas no regime de tarifação pelo custo marginal podemos citar as tarifas monômias, binômias, horosazonais, em blocos, interruptíveis e instantâneas.

Esse tipo de tarifação também tem restrições de informação assimétrica por parte da concessionária na hora de informar seus custos de monopólio que pode estar superestimado levando a mesma a ganhos extraordinários e assim penalizando o consumidor. Outra dificuldade encontrada nesse tipo de tarifação é que como o investimento em capital fixo é alto a mesma terá retornos crescentes de escalas. Como consequência de seus custos marginais decrescentes a remuneração da empresa tenderá a ser cada vez menor já que o reajuste das tarifas é baseado nesses custos marginais o que pode comprometer a saúde financeira das empresas.

Uma das soluções para esse problema seria a adoção de uma regulação pelo custo médio (*second-best*) que permite a viabilidade econômica da empresa regulada. O resultado de *second-best* (segunda melhor opção, tradução livre) pode ser obtido pela adoção da Regra de Ramsey (*Ramsey Pricing Rule*) objeto desse trabalho e que segundo (BREYER, 1982; VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR., 1995) o preço de equilíbrio é obtida através *mark-ups* sobre os custos marginais e inversamente proporcionais às elasticidades das demandas dos consumidores pelo produto objeto do cálculo. A adoção desse critério visa evitar perdas econômicas para as concessionárias e de bem-estar para os consumidores.

### 3.2.3 Regulação por preço-teto – *price caps*

A regulação pelo preço-teto, como ocorre com o método da taxa de retorno, também fixa o preço dos serviços prestados pela empresa regulada, porém caberá à empresa escolher qualquer nível de preço menor ou igual ao teto estabelecido (MELO, 2005).

O mecanismo *price cap* é um tipo de regulação por nível de preços em que o regulador define o preço máximo de um produto/serviço, e esse preço será ajustado periodicamente por um fator pré-determinado, composto de uma parcela referente à inflação do período e outra relativa à produtividade, conhecida como fator-x (MANSELL; CHURCH, 1995). Na revisão tarifária, se define a base que será reajustada anualmente e o teto do reajuste anual até a próxima revisão tarifária. Formalmente, tem-se (PINTO JR.; SILVEIRA, 1999):

$$P = IPC - X + Y \quad (3.2)$$

Onde:

- IPC = índice de preços
- X = fator de produtividade
- Y = contingências

A idéia central é que, dado o preço contratado e as metas de produtividade fixadas para os próximos anos, qualquer redução real de custos mais acentuada que as metas pode ser apropriada pela concessionária. Esta terá, pois, incentivos a reduzir custos. Frequentemente, o preço contratado resulta de um processo de licitação com estudos prévios e concorrência entre vários candidatos, o que em princípio reduz possíveis ganhos extraordinários. Por outro lado, se a indústria produz múltiplos bens ou serviços, existem diversas alternativas para a aplicação da fórmula. Aplicar a fórmula para cada produto, ou aplicá-la a uma cesta de bens ou serviços dando à firma liberdade de modificar preços relativos dentro da cesta.

Conforme Melo (2005), o método preço-teto se diferencia em três aspectos em relação ao da taxa de retorno: 1º) adota, para efeito de reajuste tarifário, uma visão prospectiva sobre a planilha de custos da empresa, em lugar dos custos históricos (contábeis) adotados pelo da taxa de retorno; 2º) a empresa tem flexibilidade para redução de preços, permitindo assim ajustar sua estrutura de preços relativos; 3º) supõe-se que os prazos para as revisões regulatórias sejam exógenos, usualmente a cada 4 ou 5 anos.

## **4 ESTRATÉGIA EMPÍRICA**

O objetivo da estratégia empírica é calcular os preços de Ramsey-Boiteux (RB) e comparar com preços realmente cobrados pela empresa COELCE. Para isso, é necessário medir a elasticidade-preço a partir da estimação econométrica das equações demanda dos produtos ofertados pela concessionária, e usar informações da empresa para determinar os parâmetros da oferta (custo marginal e custo fixo).

### **4.1 Função demanda de energia elétrica**

#### **4.1.1 Estudos anteriores sobre demanda de energia elétrica**

Em seu trabalho sobre energia elétrica Modiano (1984) estimou as demandas para o Brasil, para as três classes, no período de 1963 a 1981, a partir de dados anuais, nós iremos estimar a demanda apenas para duas classes, uma residencial e uma não-residencial, na qual nessa agruparemos as demais classes (comercial, industrial e outros). Nesse trabalho ele chegou a conclusão de que, para as classes residencial, comercial e industrial, as elasticidades-preço de curto prazo eram, respectivamente, -0,118, -0,062 e -0,451; as elasticidades-preço de longo prazo eram -0,403, -0,183 e -0,222; as elasticidades-renda de curto prazo eram 0,332, 0,362 e 0,502 e as elasticidades-renda de longo prazo eram 1,13, 1,068 e 1,360.

Na Tabela 1 listamos outros trabalhos sobre demanda de energia elétrica feito em diversos países e em períodos distintos.

**Tabela 1 – Trabalhos sobre Demanda de Energia e suas Elasticidades-Preço**

| <b>Autor</b>             | <b>Curto Prazo</b> | <b>Longo Prazo</b> | <b>Tipo</b> | <b>Período</b> | <b>País</b>  |
|--------------------------|--------------------|--------------------|-------------|----------------|--------------|
| Andrade e Lobão (1997)   | -0,06              | -0,051             | Residencial | 1963-1995      | Brasil       |
| Bentzen e Engsted (1993) | -0,135             | -0,465             | Total       | 1948-1990      | Dinamarca    |
| Houthakker (1951)        |                    | -0,8928            | Total       | 1937-1988      | Grã-Bretanha |
| Westley (1984)           |                    | -0,56              | Total       | 1984           | Paraguai     |
| Westley (1989)           |                    | -0,50              | Total       | 1989           | Costa Rica   |
| Silk e Joutz (1997)      |                    | -0,48              | Residencial | 1949-1993      | E.U.A.       |
| Wills (1981)             |                    | -0,25              | Residencial | 1975           | E.U.A.       |
| Smith (1980)             | [0,18,-1]          |                    | Residencial | 1957-1972      | E.U.A.       |
| Donatos e Mergos (1991)  | -0,21              | -0,58              | Residencial | 1961-1986      | Grécia       |
| Beenstock e Nabet (1999) |                    | -0,579             | Residencial | 1965-1995      | Israel       |
|                          |                    | -0,435             | Industrial  |                |              |
| Christopoulos (2000)     |                    | -0,11              | Industrial  | 1970-1990      | Grécia       |

Fonte: Elaboração própria.

Podemos citar além dos trabalhos da Tabela 1 acima os resultados finais das pesquisas de Bohi (1981 *apud* BERNDT, 1991), que em suas estimações para o caso residencial, chegou às seguintes conclusões:

1) as elasticidades-preço de curto prazo e longo prazos (em módulo) com  $P_{mg}$  são maiores que as estimadas com  $P_{me}$ ;

2) as elasticidades-preço de curto, para  $P_{mg}$  e  $P_{me}$ , e longo prazo, também para  $P_{mg}$  e  $P_{me}$ , (média de seus trabalhos) são, respectivamente, -0,1 e -0,2; e -0,8 e -1,0;

3) já as elasticidades-renda quando  $P_{mg}$  está presente na regressão apresentam resultados maiores comparando quando  $P_{me}$  está presente;

4) as elasticidades-renda de curto, para  $P_{mg}$  e  $P_{me}$ , oscilam entre 0,008 e 0,15 e as de longo prazo, também para  $P_{mg}$  e  $P_{me}$  (média de seus trabalhos) oscilam, respectivamente, entre 1,1 a 2,2 e 0,1 a 0,9, mostrando demasiada variabilidade.

## 4.2 A função demanda de energia elétrica

### 4.2.1 Modelo econométrico

Nesta subseção são apresentados os modelos por classe de consumo (residencial e não-residencial<sup>6</sup>) a serem utilizados para obter a elasticidade-preço para a tarifa de energia elétrica para o Estado do Ceará, para posteriormente calcular o preço de Ramsey.

Neste estudo, para os consumidores ligados à rede de distribuição, adotou-se a hipótese de que toda a quantidade de energia elétrica por eles demandada é efetivamente fornecida; ou seja, admitiu-se que não existe o problema de demanda reprimida e que a oferta do serviço é infinitamente elástica. Com essa hipótese, se torna factível utilizar a quantidade consumida como uma boa aproximação para a quantidade demandada.

A função demanda por energia elétrica para o Estado do Ceará é assumida ser uma função linear:

$$\text{Log}(C_{it}) = \alpha_0 + \alpha_1 \log(P_{it}) + \alpha_2 EC_{it} + \alpha_3 NP_{it} + DL_{it} + \xi_{it} \quad (4.1)$$

Onde:

- $C_{it}$  é o consumo (residencial e não-residencial) de energia elétrica do indivíduo  $i$  no tempo  $t$ ;
- $P_{it}$  é a tarifa média (residencial e não-residencial) de energia elétrica paga pelo indivíduo  $i$  no tempo  $t$ ;
- $EC_{it}$  é o estado civil do indivíduo  $i$  no tempo  $t$ ;
- $NP_{it}$  é o número de pessoas no domicílio (se residencial) ou no estabelecimento (se não-residencial) do cliente  $i$  no tempo  $t$ ;
- $DL_{it}$  é uma variável *dummy* que capta o efeito do consumidor estar localizado em Fortaleza e fora de Fortaleza, sendo assim,  $DL_{it}$  assume os seguintes valores,

$$DL_{it} = \begin{cases} 0 & \text{se fora de Fortaleza} \\ 1 & \text{se esta em Fortaleza} \end{cases}$$

---

<sup>6</sup> Na classe não residencial estão incluídas as classes: comercial, industrial e rural. Os demais tipos de consumo como iluminação pública, poder público, foram excluídos da amostra.



O coeficiente  $\alpha_1$  fornece diretamente a elasticidade-preço da demanda, uma vez que se aplicou o logaritmo neperiano à variável tarifa média.

O método de estimação para se obter as funções de demanda por energia elétrica para as classes em análise foi através do estimador de GLS aplicado ao painel, o qual é composto por 255 consumidores para cada classe e observado no período de março de 2006 a fevereiro de 2007.

A partir da estimação teremos as elasticidades-preço tanto para o modelo residencial quanto para o não-residencial, e posteriormente as mesmas serão utilizadas para efetuar o cálculo do preço de Ramsey, objetivo desse estudo.

A base de dados utilizada neste trabalho é composta por informações dos consumidores cadastrados<sup>7</sup> na Companhia Energética do Ceará (COELCE), para o período de março de 2006 a fevereiro de 2007.

A Tabela 2 apresenta de forma detalhada as variáveis, suas *proxies* utilizadas, a fonte dos dados bem como a unidade de medida dos mesmos para se estimar a demanda por energia elétrica para o estado do Ceará, para as classes residencial e não-residencial.

**Tabela 2 – Identificação das variáveis utilizadas pelos modelos residencial e não-residencial**

| Variável                           | Proxy utilizada  | Fonte  | Unidade  |
|------------------------------------|--|--------|--|
| Demanda Residencial                | Consumo residencial                                      | COELCE | KWh  |
| Tarifa da Classe                   | Tarifa média residencial<br>Tarifa média não-residencial | COELCE | R\$/KWh  |
| Estado civil do consumidor         | Estado civil do cliente                                  | COELCE | 0 se não casado<br>1 se casado                       |
| Quantidade de pessoas no domicílio | Número de pessoas no domicílio                           | COELCE | Número inteiro                                       |
| Localização                        | Dummy de município                                       | COELCE | 0 se não está em Fortaleza<br>1 se está em Fortaleza |

Fonte: Elaboração própria.

<sup>7</sup> A base de dados inicial era composta por 2 milhões e 500 mil consumidores, após uma depuração e separação da base para consumidores residencial e não-residencial, foi selecionado de modo aleatório pelo *software Access*, uma amostra de 255 observações para cada uma das classes em estudo.

### 4.2.2 Análise dos resultados

Os resultados obtidos para o modelo residencial apresentam todos os coeficientes estatisticamente significantes, com exceção para o número de pessoas no domicílio. Os sinais também estão de acordo como o esperado, ou seja, com os descrito pela teoria.

Conforme a Tabela 3 observa-se que todos os coeficientes são estatisticamente significantes e corroboram com os sinais esperados. A elasticidade-preço da demanda residencial é de (-0.8217), o que significa que, um aumento de 1% no preço da tarifa reduz o consumo residencial em 0.8217%. O estado civil como era de se esperar apresenta um impacto positivo no consumo residencial.

**Tabela 3 – Estimação do modelo de demanda residencial**

| Variáveis                  | Coefficientes | Erro Padrão                          | Statística – t | Prob.    |
|----------------------------|---------------|--------------------------------------|----------------|----------|
| DL                         | 1.069763      | 0.010507                             | 101.8171       | 0.0000   |
| P                          | -0.821649     | 0.008021                             | -102.4407      | 0.0000   |
| EC                         | 0.723239      | 0.011435                             | 63.24829       | 0.0000   |
| NP                         | 0.572099      | 0.003376                             | 169.4388       | 0.0000   |
| <b>Weighted Statistics</b> |               |                                      |                |          |
| R2                         | 0.934516      | Média da variável dependente         |                | 7.308373 |
| R2 ajustado                | 0.934451      | Desvio-Padrão da variável dependente |                | 5.653605 |
| S.E. of regression         | 1.447464      | Soma dos quadrados dos resíduos      |                | 6375.551 |
| Estatística – F            | 14475.39      | Estatística de Durbin-Watson         |                | 0.242085 |
| Prob (Estatística – F)     | 0.000000      |                                      |                |          |

Fonte: Elaboração própria – resultados obtidos com a utilização do software Eviews.

O sinal do número de pessoas no domicílio corrobora com o esperado, ou seja, quanto mais pessoa residir no domicílio maior será o consumo de energia elétrica. Por sua vez, de acordo com o resultado da variável *dummy* pode-se inferir que ao se mudar o consumidor que não está localizado em Fortaleza para o consumidor residente em Fortaleza o consumo de energia aumenta; assim, o consumo de energia elétrica é maior nos domicílios localizados na capital do estado do Ceará.

A Tabela 4, por sua vez, apresenta os resultados para o modelo não-residencial. O qual todos os sinais dos coeficientes estão de acordo com os sinais esperados *a priori*, além dos coeficientes serem estatisticamente significantes.

**Tabela 4 – Estimação do modelo de demanda não-residencial**

| Variáveis                  | Coefficientes | Erro Padrão                          | Statística – t | Prob.    |
|----------------------------|---------------|--------------------------------------|----------------|----------|
| P                          | -0.920860     | 0.015404                             | -59.78129      | 0.0000   |
| DL                         | 2.731869      | 0.012977                             | 210.5137       | 0.0000   |
| NP                         | 0.451024      | 0.005340                             | 84.46087       | 0.0000   |
| EC                         | 1.445318      | 0.019652                             | 73.54538       | 0.0000   |
| <b>Weighted Statistics</b> |               |                                      |                |          |
| R2                         | 0.973580      | Média da variável dependente         |                | 7.857926 |
| R2 ajustado                | 0.973528      | Desvio-Padrão da variável dependente |                | 9.867194 |
| S.E. of regression         | 1.605424      | Soma dos quadrados dos resíduos      |                | 3933.093 |
| Estatística – F            | 18744.13      | Estatística de Durbin-Watson         |                | 0.129192 |
| Prob (Estatística – F)     | 0.000000      |                                      |                |          |

Fonte: Elaboração própria – resultados obtidos com a utilização do software Eviews.

A elasticidade-preço da demanda não-residencial (-0.920860) é maior do que a apresentada pelo modelo residencial (em valor absoluto), o que significa dizer que um aumento no preço da energia elétrica terá uma redução maior no consumo não-residencial. Um aumento de 1%, por exemplo, no preço da tarifa média não-residencial reduz o consumo em 0.92086%, enquanto a redução no consumo residencial é de 0.8217%. Isto pode ser um reflexo da falta de bens substitutos para o consumo residencial, o consumo não-residencial apresenta alguns bens substitutos para a energia elétrica<sup>8</sup>.

O número de pessoas no estabelecimento se comporta como o esperado, já que quanto mais pessoas no estabelecimento maior deve ser o consumo de energia elétrica.

Mais uma vez a *dummy* de localização permite inferir que ao se mudar à análise dos consumidores não-residencial do interior para Fortaleza, o consumo aumenta. Sendo assim, o comércio, a indústria, bem como as propriedades rurais localizadas na cidade de Fortaleza o consumo de energia elétrica é maior do que para os consumidores localizados fora de Fortaleza.

Portanto, a partir das Tabelas 3 e 4, são apresentadas as equações de demanda por energia elétrica para as classes residencial e não-residencial, respectivamente,

$$\text{Log}(\text{Cons}_{it}) = 1.0698 * \text{DL}_{it} - 0.8217 * \text{Log}(P_{it}) + 0.7232 * \text{EC}_{it} + 0.5721 * \text{NP}_{it} \quad (4.2)$$

$$\text{Log}(\text{Cons}_{it}) = 2.7319 * \text{DL}_{it} - 0.9209 * \text{Log}(P_{it}) + 1.4453 * \text{EC}_{it} + 0.4510 * \text{NP}_{it} \quad (4.3)$$

A partir das elasticidades-preço da demanda residencial e não-residencial, coeficientes (-0.8217) e (-0.9209) nas equações (4.2) e (4.3), respectivamente, serão calculados os preços de Ramsey para o Estado do Ceará, o qual perfaz o objetivo central deste estudo.

---

<sup>8</sup> Este estudo não incorporou nenhum bem substituto para a energia elétrica não-residencial, por se tratar de uma análise por indivíduo.

## **4.3 Determinação dos parâmetros da oferta**

### **4.3.1 Custo marginal de energia**

O custo marginal de expansão dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica é o custo incorrido para atender um crescimento marginal da demanda de 1 kW.

Para o cálculo desses custos, o setor elétrico brasileiro tem utilizado as metodologias do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) e Leis de Quantidade de Obras (LQO).

A diferença essencial entre essas duas metodologias é que na LQO o valor do custo marginal em certo ano resulta do cálculo da quantidade física marginal devido ao incremento unitário da demanda de ponta nesse ano, multiplicada pelo custo unitário de investimento e pelo custo de antecipação (somatório das taxas anuais de remuneração e depreciação e, as despesas de operação e manutenção, expressas percentagens do custo unitário de investimento); já a CIMLP é a relação entre os investimentos anuais atualizados, de um plano de expansão de 10 anos, por exemplo, e os crescimentos anuais da demanda da ponta igualmente atualizados. Neste estudo vamos utilizar o CIMLP.

#### **4.3.1.1 Custo Incremental Médio de Longo Prazo**

O Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) pode ser definido como o custo incremental de todos os ajustes no plano de expansão do sistema elétrico e em sua operação, causados por um incremento de mercado que seja mantido no futuro.

Os custos marginais de potência referem-se basicamente aos custos incrementais de investimento em equipamentos de geração, transmissão e distribuição, necessários ao fornecimento de adicionais de demanda de potência.

### 4.3.1.2 Metodologia simplificada

Um modelo simplificado pode ser formulado com uma interpretação mais estática do CIMLP. Admite-se que é conhecido o tipo de sistema de distribuição (em AT e MT) cuja entrada em operação é antecipada para o fornecimento da demanda incremental.

Então, o CIMLP de potência na distribuição pode ser aproximado pelo custo de antecipação de 1 kW no sistema. O custo de antecipação do investimento por um ano é, por sua vez, conceitualmente equivalente ao valor anualizado do investimento.

Portanto, o CIMLP de potência na distribuição pode ser estimado pelo custo de instalação de 1 kW no sistema, anualizado ao longo da vida útil desse sistema.

No entanto, o método mais utilizado para o cálculo do CIMLP de potência na distribuição é o do Custo Incremental Médio (CIM), definido pela equação abaixo:

$$CIM = \frac{\sum_{i=0}^T \frac{I_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^T \frac{\Delta MW_i}{(1+r)^i}} \quad (4.4)$$

Onde, para cada ano  $i$ ,  $\Delta MW_i$  é o incremento de demanda atendida (em relação ao ano anterior);  $I$  é o custo de investimento (valor presente no ano  $i$  dos desembolsos no sistema de distribuição no ano  $i$ );  $r$  é a taxa de desconto;  $T$  é o ano final do período de planejamento.

No método do CIM consideram-se os efetivos incrementos na capacidade de atendimento à demanda previstos no plano de expansão.

O CIMLP de potência na distribuição, redes de AT e MT, ( $CIMLP_p^g$ ) pode ser obtido a partir do CIM, aplicando-se o fator de recuperação do capital (FRC), correspondente à taxa de retorno ( $r$ ) utilizada e à vida útil do sistema ( $v$ ), como na equação 4.5:

$$CIMLP_p^g = CIM \cdot FRC_{rv} \quad (4.5)$$

Na apresentação desses modelos simplificados, todos os custos de capacidade foram atribuídos a consumidores do período de ponta.

O setor elétrico brasileiro utiliza um método baseado no CIM, para calcular o custo marginal de expansão de distribuição em redes de AT e MT.

A utilização do CIM ou de um incremento hipotético de demanda conduz a resultados semelhantes na evolução do CIMLP. Esse método tem a vantagem adicional de utilizar dados de fácil obtenção.

#### **4.3.1.3 Obtenção dos valores de investimento da distribuição**

Com base no Plano Decenal de Obras, e no mercado previsto para os 10 anos do horizonte de estudo, calculou-se o Custo Marginal de Expansão do sistema da COELCE, no nível de tensão de 69 kV (linha).

Para a transformação AT/MT, os sistemas MT e BT (rede), e a transformação MT/BT, foi utilizado também a metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) para determinação do custo marginal de expansão. A utilização dessa metodologia pela COELCE foi possível devido à utilização do modelo Sistema para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição (SISPAI), para determinação da necessidade de investimento para os próximos 10 anos.

#### **4.3.1.4 Bases metodológicas do modelo SISPAI/ MT**

O modelo SISPAI tem por objetivo a determinação dos recursos a serem comissionados no sistema de distribuição, rede primária (média tensão) e subestações de distribuição, para atendimento aos critérios técnicos, levando-se em conta nível de tensão, carregamento do sistema e economicidade pré-estabelecidos pelo planejador.

A concepção do modelo prevê duas categorias de Sistemas Elementares de Distribuição (SEDs), que se compõem do conjunto de uma subestação, sua conexão à rede de subtransmissão e alimentadores associados. A primeira refere-se a regiões completamente urbanizadas, onde existem influências mútuas importantes entre os SEDs; e a outra, em regiões não completamente urbanizadas, onde as influências entre os SEDs podem ser desprezadas na maioria dos aspectos.

O desempenho de cada SED, em termos de nível de tensão, perdas, e carregamento é verificado através de funções estatísticas que correlacionam cada um desses parâmetros com os descritores dos SEDs associados às famílias.

Os investimentos referentes às obras de cada um dos SEDs representantes de famílias é multiplicado pelo número de membros da família, resultando na determinação dos investimentos correspondentes. O investimento total é determinado realizando-se esse procedimento para todos os SEDs representantes das famílias, para todos os anos, desde o ano inicial ao horizonte de estudo.

A priorização das obras é realizada ano a ano através de uma lista ordenada, encabeçada pelas melhores obras obrigatórias, que devem ser realizadas para o atendimento de critérios legais ou fixados pela empresa distribuidora, de tensão, além do de carregamento. Posteriormente seguem as obras de otimização, convenientes por melhorar a economicidade do sistema, através da diminuição das perdas, da END e da melhoria dos níveis de tensão, já dentro da faixa legal.

As obras de otimização são ordenadas por critérios de custo/benefício que representam o quanto foi economizado em perdas, em END e em melhoria de tensão, face ao gasto em obras dedicadas a esses fins.

#### **4.3.1.5 Classificação da rede em famílias**

Os sistemas de distribuição existentes fisicamente, correspondentes aos SEDs reais, são agrupados em conjuntos, cujos elementos (subestações, alimentadores e ramais de subtransmissão) apresentam características técnicas, topológicas e operacionais semelhantes e



têm a mesma tendência de evolução futura. O conjunto de subestações e alimentadores reais passam então, por um processo estatístico, em que são agrupados em grupos (famílias) com atributos semelhantes, determinando um SED típico que representará cada grupo.

Fundamentalmente a metodologia consiste no desenvolvimento de três etapas, que se iniciam com:

- a classificação das subestações em famílias conforme suas características;
- a classificação dos diversos conjuntos de alimentadores pertencentes a cada família de subestações, em famílias de alimentadores conforme características técnicas;
- a definição das famílias através dos respectivos descritores com dados de subestações e de alimentadores correspondentes.

São adotados diversos atributos para a classificação das subestações, tais como: tensões nominais AT/MT da subestação, potência instalada da sub-estação (SE), número de transformadores, número de alimentadores, fator de utilização, taxa de crescimento de carga e fator de carga.

Para a classificação dos alimentadores são adotados os seguintes atributos: extensão total do alimentador, número de pontos de carga, demanda de ponta, ângulo de ação, taxa de crescimento horizontal das cargas, taxa de crescimento vertical das cargas, fator de carga e o expoente da função densidade de carga, conhecido como  $\alpha$ .

#### **4.3.1.6 Determinação de leis estatísticas**

A cada ano do período de análise faz-se necessário o cálculo dos parâmetros operacionais das redes, de forma a se determinar as leis de desenvolvimento das redes primárias. Estes parâmetros são, necessariamente: a queda máxima de tensão no alimentador (DV), o carregamento máximo dos alimentadores e da SE, as perdas máximas (PERD), e a

energia não distribuída (END). Seus valores são determinados através de leis estatísticas, a partir de características topológicas, técnicas e de carga, tais como:

- número de pontos de carga ( $N_p$ );
- valor da carga inicial de cada ponto ( $P_0$ );
- taxas horizontal e vertical de crescimento de carga ( $T_h, T_v$ );
- seção do condutor do tronco e dos ramais ( $S_t, S_r$ );
- fator de potência ( $\text{Cos}_{\text{FI}}$ );
- topologia, representada pelo expoente da função densidade de pontos ( $\alpha$ ).

Em função do caráter não determinístico das análises SISPAI, foi adotado um instrumento estatístico para o cálculo dos parâmetros operacionais. Esse instrumento consiste em estabelecer “funções potência” que correlacionam os parâmetros operacionais às características técnicas, topológicas e de carga da rede. O estabelecimento das “funções potência” é realizado através de ajustes, pelo método dos mínimos quadrados, em um espaço N dimensional, onde são geradas, de um lado, redes arborescentes aleatórias, com características técnicas, topológicas e de carga definidas (variáveis independentes) e de outro lado, são calculados, pelas adequadas leis físicas, os parâmetros operacionais (DV, PERD, END) correspondentes (variáveis dependentes).

Da correlação entre as variáveis dependentes e independentes resultam as funções desejadas. Os cálculos da queda de tensão e de perdas utilizam apenas as leis de Ohm, Kirchhoff e de Joule. Entretanto, o cálculo da END implica em estabelecimento de regras de alocações de chaves e hipóteses da existência de socorro por redes vizinhas. Como exemplo, apresentamos a expressão 4.6, para o cálculo da queda de tensão (DV).

$$DV = \frac{P \cdot L_T}{\alpha \cdot \left(360^\circ / \theta\right)^\beta \cdot \sqrt{N_p}} \quad (4.6)$$

Onde:

- P: potência de carga
- $L_T$ : comprimento total do alimentador
- $\alpha = 10,208(Z_T+Z_R)^{-0,989}$
- $\beta = 0,69(Z_T/Z_R)^{0,806}$
- $\theta$ : ângulo de área de ação
- $Z_T$ : módulo de impedância do tronco
- $Z_R$ : módulo de impedância do ramal
- $N_P$ : número de pontos de carga

#### **4.3.1.7 Modelo de evolução de redes**

A evolução de redes é norteadada pela necessidade de realizar obras para que os critérios de nível mínimo de qualidade (NMQ) sejam atendidos e pela conveniência de realizar obras que sejam atrativas do ponto de vista custo/benefício, sempre respeitando um nível preestabelecido de orçamento anual. Para o caso da COELCE o orçamento foi definido no sentido de atender a necessidade de realização das obras essenciais.

Cada rede representativa de um grupo é analisada ano a ano, de modo a identificar eventuais transgressões em critérios de NMQ e avaliar os custos e os benefícios de todas as possíveis obras realizáveis, sejam para o atendimento de critérios ou para melhoria de qualidade ou economicidade.

São propostas obras de várias naturezas, tais como ampliação de subestação, implantação de subestação nova, novos alimentadores, desdobramento de alimentadores existentes, instalação de reguladores de tensão, entre outros.

Com isso é elaborada uma tabulação de todas as obras possíveis e correspondentes parâmetros técnicos e econômicos associados, proporcionando a avaliação do atendimento do NMQ e custo/benefício, este último expresso através da Taxa de Rentabilidade Inicial do Investimento (TRII).

A tabulação de todas as obras possíveis para cada ano e cada família, oferece um quadro que considera todos os elementos para a priorização, uma vez que os indicadores técnicos de atendimento ao NMQ e os econômicos (TRII) para otimização estão presentes.

Basicamente, a priorização de obras é feita escolhendo-se, dentre as obras geradas com recursos dentro do orçamento anual estabelecido, aquelas que atendem aos critérios técnicos e apresentem as melhores TRIIs.

O critério de priorização adotado, embora não represente uma otimização absoluta, busca uma relação ordenada de obras próximas do ótimo. De acordo com esse critério, as obras em instalações existentes – ampliação de SEs, desdobramento ou recondutoramento de alimentadores e instalação de regulador de tensão – são mutuamente excludentes em relação às obras relacionadas com SEs novas.

Assim, inicialmente é elaborada uma lista ordenada de obras relativas a todas as redes representantes de grupo, escolhidas dentre aquelas aplicáveis somente nas instalações existentes e que garantam NMQ e apresentem TRII maior que um TRII mínimo preestabelecido. A lista é ordenada segundo TRIIs decrescentes, sendo encabeçada pelas obras que garantem o NMQ. Caso o orçamento não seja suficiente, as obras com os menores TRIIs são descartadas. Nesse caso, se forem canceladas obras que garantam o NMQ, será verificado se existem outras que, embora de menor TRII, sejam menos onerosas a ponto de permitir o atendimento do NMQ dentro do orçamento previsto. Se não, haverá colapso por insuficiência de orçamento. Neste caso, o sistema registra em relatório a necessidade de complementação de recursos.

Paralelamente é feita uma outra lista, contendo apenas as obras referentes a subestações novas de todas as famílias.

Finalmente, obtém-se a lista definitiva substituindo-se, na primeira lista, as obras de SE nova da segunda, desde que essa última obra tenha melhor TRII, e esteja dentro do orçamento.

### 4.3.1.8 Valores obtidos para os custos marginais de expansão da distribuição

A seguir, na Tabela 4 apresentamos os custos marginais de expansão da distribuição da COELCE em R\$/kW.ano. A memória de cálculo desses valores, nos diversos níveis de tensão, são apresentados no Anexo B.

**Tabela 5 – Custos marginais de expansão de sistemas de distribuição (R\$/kW.ano)**

| NÍVEL DE TENSÃO | CUSTOS MARG. DE EXPANSÃO<br>R\$/kW. ano | CUSTOS MARG. DE EXPANSÃO<br>R\$/KWh |
|-----------------|---|-------------------------------------|
| AT              | 24,78                                   | 0,002                               |
| AT/MT + MT      | 34,17                                   | 0,003                               |
| BT              | 44,06                                   | 0,005                               |

Fonte: COELCE.

Como podemos ver na tabela acima, transformamos o custo marginal em R\$/kW ano, para R\$/KWh dividindo o custo ano por 8.760 horas que um ano de 365 dias tem para esses três níveis de tensão. O custo marginal que utilizaremos será o custo dos clientes de BT (baixa tensa) visto que na nossa amostra não há clientes de MT e AT, que são, respectivamente, os clientes de média tensão e alta tensão. Partindo dessa premissa, agora temos:

$$\frac{P_r - 0,005}{P_r} \cdot -0,8217 = \frac{P_{nr} - 0,005}{P_{nr}} \cdot -0,9209 \quad (4.7)$$

A equação acima será utilizada mais adiante no sistema de equações para o cálculo dos preços de Ramsey e vamos chamá-la de **Equação 1**.

#### 4.4 Cálculo do preço e quantidade de Ramsey-Boiteux e análise dos resultados

Como visto anteriormente os preços de Ramsey são baseados em uma precificação linear, em que as tarifas são definidas igualando a receita total ao custo total ( $RT = CT$ ) para um Lucro = 0, ou  $\pi^* = 0$ , de modo a minimizar as perdas de bem-estar.

Essa forma de tarifação é utilizada em casos de monopólios naturais multiprodutos. A partir da regra dos preços de Ramsey<sup>9</sup> é possível perceber que os preços devem ser estabelecidos inversamente às suas elasticidades-preço para que as perdas de bem-estar sejam minimizadas (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR., 1995).

A partir dessa regra de igualar a receita total ao custo total podemos estabelecer o seguinte sistema de equações, necessário para calcularmos os preços de Ramsey para os dois mercados, juntamente com a **Equação 1**, abaixo discriminada:

##### Equação 1:

$$\left( \frac{P_r - 0,005}{P_r} \right) \cdot -0,8217 = \left( \frac{P_{nr} - 0,005}{P_{nr}} \right) \cdot -0,9209 \quad (4.7 - \text{Equação repetida})$$

##### Equação 2:

$$RT = CVT + CF \quad (4.8)$$

Onde:

$$RT = P_r \cdot Q_r(P_r) + P_{nr} \cdot Q_{nr}(P_{nr})$$

$$CVT = CV_r + CV_{nr}$$

---

<sup>9</sup> A regra de Ramsey é apresentada em Armstrong e Sappington (2003, p. 102) e exemplificada em Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995, p. 366); já a derivação Ramsey-Boiteux pode ser consultada em Pinto Jr. e Fiani (2002, p. 527).

Onde:

$$CV_r = CM_{gr} \cdot Q_r(P_r)$$

$$CV_{nr} = CM_{gr} \cdot Q_{nr}(P_{nr})$$

Dessa forma temos:

$$P_r \cdot Q_r(P_r) + P_{nr} \cdot Q_{nr}(P_{nr}) = CM_{gr} \cdot Q_r(P_r) + CM_{gr} \cdot Q_{nr}(P_{nr}) + CF \quad (4.9)$$

Substituindo os custos marginais e o custo fixo na Equação 2:

$$P_r \cdot Q_r(P_r) + P_{nr} \cdot Q_{nr}(P_{nr}) = CM_{gr} \cdot Q_r(P_r) + CM_{gr} \cdot Q_{nr}(P_{nr}) + CF(MR\$1.387.975 * 17,20\%)^{10} \quad (4.10)$$

$$P_r \cdot Q_r(P_r) + P_{nr} \cdot Q_{nr}(P_{nr}) = 0,005 \cdot Q_r(P_r) + 0,005 \cdot Q_{nr}(P_{nr}) + 238.731.700 \quad (4.11)$$

Sendo:

$$Q_r = \exp(1.0698 * DL + 0.7232 * EC + 0.5721 * NP) * P^{-0.8217} \quad (4.12)$$

$$Q_{nr} = \exp(2.7319 * DL + 1.4453 * EC + 0.4520 * NP) * P^{-0.9209} \quad (4.13)$$

Substituindo os valores médios para EC, NP e DL (ver quadro de estatísticas descritivas no Anexo D) é possível resolver o sistema (4.11 e 4.7) em relação a  $P_r$  e  $P_{nr}$ . A partir do software GAUSS 5.0 obtivemos os seguintes resultados para os preços de Ramsey:

$$P_r = 0,10 \text{ R\$/KWh (para o mercado residencial)}$$

$$P_{nr} = 0,03 \text{ R\$/KWh (para o mercado não-residencial)}$$

Conforme esperado, os preços ótimos estabelecem um valor maior que o custo marginal para ambos os produtos (eletricidade para consumidores residenciais e não-residenciais). Este resultado é típico de preços *second-best*, no qual o regulador se depara com a restrição de manter a viabilidade econômica da empresa concessionária. Caso contrário,

<sup>10</sup> Ativo Imobilizado obtido do DFP 2006 (Demonstrações Financeiras Publicadas) enviado a CVM da Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA). Disponível em: <<http://www.coelce.com.br/ri.htm>>/ opção: informações financeiras. RCOP = 17,20%. Ver cálculo no Anexo A.

teríamos o resultado *first-best*, em que preço é igual a o custo marginal. Outro resultado também esperado são os preços relativos. De fato, a metodologia Ramsey-Boiteux indica preço (0,12 R\$/KWh) mais alto para o mercado onde a elasticidade-preço é mais baixa (consumidores residenciais) e um valor menor (0,06 R\$/KWh) para o mercado onde a elasticidade-preço é mais elevada (consumidores não-residenciais).

**Tabela 6 – Resultados obtidos**

|   | <b>Residencial</b> | <b>Não-Residencial</b> |
|---|--------------------|------------------------|
| Elasticidade (módulo)                             | 0,82               | 0,92                   |
| Custo Marginal em R\$/KWh                         | 0,01               | 0,01                   |
| Preço praticado em R\$/KWh                        | 0,30               | 0,31                   |
| Quantidade consumida per capita em Kwh            | 69,4               | 79,7                   |
| Preço de RB em R\$/KWh                            | 0,10               | 0,03                   |
| Quantidade de RB (Q*) consumida per capita em Kwh | 150,24             | 195,56                 |

Fonte: Elaboração própria.

A perda de bem-estar social será tanto maior quanto maior for a diferença entre a quantidade produzida decorrente do preço realmente praticado (Q) e a quantidade produzida decorrente do preço prescrito por RB (Q\*, quinta linha da tabela acima). Para quantificar tal diferença calcula-se uma medida de desvio, cujo valor é dado por:

$$DESVQUANT_i = \frac{Q_i^* - Q_i}{Q_i}; i = \text{residencial e não-residencial} \quad (4.15)$$



Outra medida cuja formulação é análoga consiste em calcular o desvio de preço, cujo valor é dado por:

$$DESVPREÇO_i = \frac{P_i^* - P_i}{P_i}; i = \text{residencial e não-residencial} \quad (4.16)$$

**Tabela 7 – Desvios do preço e quantidade**

|               | <b>Residencial</b> | <b>Não-Residencial</b> |
|---------------|--------------------|------------------------|
| DESVQUANT (%) | 152.14 %           | 191.23 %               |
| DESVPREÇO (%) | -67.55%            | -89.69%                |

Fonte: Elaboração própria.

A tabela anterior indica grandes desvios tanto em quantidade como em preço. Por exemplo: verifica-se que o arranjo de RB implica em um consumo 191,23% maior para o consumidor não-residencial em relação a seu consumo atual. Um aumento significativo também é encontrado para o consumidor residencial (aumento 152% em seu consumo). Os preços de RB são 67,55% menores que as tarifas praticadas para consumidores residenciais e 89,69% menores para consumidores não-residenciais. Esses números indicam grandes perdas de bem-estar econômico, à custa dos consumidores, principalmente o consumidor não-residencial (desvios mais elevados).

Na análise anterior desprezamos os tributos e encargos sociais no cálculo dos custos. Para completar nossa análise adicionaremos os tributos e os encargos setoriais encontrados de acordo com a tabela que está no Anexo D, cujos valores foram homologados pelo órgão regulador ANEEL que é de 0,14 R\$ /KWh. Assim, o preço para o mercado residencial passa para 0,24 R\$/KWh e para o não-residencial para 0,17 R\$/KWh.

Após esse ajuste<sup>11</sup> temos que os preços de RB são 22,21% menores que as tarifas praticadas para consumidores residenciais e 45,92% menores para consumidores não-residenciais. Esses números indicam perdas de bem-estar econômico menores em relação ao caso anterior, em que não foi considerada a tributação. No entanto, o consumidor não-residencial arca com boa parte desta perda (desvio mais elevado).

**Tabela 8 – Desvio assumindo tributação**

|               | <b>Residencial</b> | <b>Não-Residencial</b> |
|---------------|--------------------|------------------------|
| DESVPREÇO (%) | -22.21 %           | -45,92 %               |

Fonte: Elaboração própria.

<sup>11</sup> Esse exercício consiste em uma aproximação. O repasse do tributo para o consumidor, no caso de um monopólio, é maior que o valor do tributo.

## CONCLUSÃO

Pinto Jr. e Silveira (1999) apontam algumas desvantagens da regra de Ramsey, como a dificuldade do regulador conhecer plenamente as funções de custo da empresa, assimetria de informação, a função de demanda do mercado, as elasticidades e as características dos clientes. Outros problemas relacionados a esta regra envolvem a possibilidade de distribuição injusta de renda, uma vez que as classes de menor renda possuem demanda mais inelástica; e o não incentivo ao corte de custos e ao aumento de produtividade.

Por outro lado, nosso estudo nos mostra que o preço ideal de equilíbrio para esses dois mercados utilizando os preços de Ramsey, seriam preços com reduções de 13,33% para o mercado residencial e de 35,48% para o não-residencial. Se levarmos em consideração que os dados desse trabalho remetem ao ano de 2006, ele estaria sinalizando que para a próxima revisão teríamos que ter redução no preço das tarifas já que em se mantendo a mesma composição de tarifas a concessionária estaria com o seu preço acima do preço ideal para satisfazer os interesses dos consumidores bem como para garantir margens de lucros justas e que estimulassem a empresa a obter eficiência operacional.

Na revisão de 2007, o órgão regulador (ANEEL), através da Resolução Homologatória nº 457, de 18 de abril de 2007, estabeleceu uma redução média de 6,35% sobre as tarifas vigentes da COELCE, para as tarifas que irão vigorar de 22 de abril de 2007 a 21 de abril de 2008. Esse dado vai de encontro com o que foi encontrado em nosso estudo pelo menos no que diz respeito a uma necessidade de alinhamento tarifário para menor.

No entanto, é importante ressaltar que o presente trabalho serve como ilustração da metodologia de RB e não deve ser visto como instrumento de ação contra empresas concessionárias, pois na estimação dos parâmetros da oferta foram utilizados valores que tendem a subestimar os custos marginais reais. Uma extensão desse trabalho seria um tratamento mais rigoroso do lado da oferta com a estimação da função custo através de uma fonte de dados mais rica e assim extrair uma melhor aproximação do custo marginal de produção.

Esse trabalho foi baseado na teoria de preços de Ramsey para o monopólio natural de distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará cuja empresa concessionária é a COELCE dividido em dois mercados: o residencial e o não-residencial. Sabemos das limitações dessa teoria, mas sua aplicação é bastante ampla e crescente não se limitando apenas a serviços públicos. Pode ser aplicada a economias de mercado e estende-se inclusive a organizações com propósitos não-lucrativos, que teriam como restrição na sua função-objetivo um eventual lucro negativo, em vez de lucro zero ou lucro competitivo, atendendo questões de eficiência alocativa como condição básica na consecução de seus objetivos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLAIS, M. **Economie et Intérêt**. Paris: Imprimerie Nationale, 1947.

ANDRADE, T.; Waldir Lobão. **Elasticidade-renda e Preço da Demanda Residencial de energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 1997. (Texto para discussão, 489).

\_\_\_\_\_; SAPPINGTON, D. **Recent Developments in the Theory of Regulation**. Florida: [s.n], june 2003. Disponível em: <<http://bear.cba.ufl.edu/sappington/PDF/Handbook%2006-03.pdf>>. Acesso em: 03 mar. 2007.

BEENSTOCK, M., Goldin, E.; NABOT, D. The demand for electricity in Israel. **Energy Economics**, [S.l: s.n], n. 21, p. 168-183, 1999.

BENTZEN, J.; ENGSTED, Tom. Short and long-run elasticities in energy demand: a cointegration approach. **Energy Economics**, v. 15, n. 1, 1993.

BERNDT, Ernst. **The Practice of Econometrics: classic and contemporary**. Massachusetts: MIT and National Bureau of Economic Reserch, 1991.

BOITEUX, M. Sur la gestion des monopoles publics astriant á l'équilibre budgétaire. *Econométrica*, [S.l], p. 22-40, 1956. Translated as: On the management of public monopolies subject to budgetary constraints, **Journal The Economic Theory**, [S.l], n. 3, p. 219-240, sept. 1971.

BREYER, S. **Regulation and its Reform**. Harvard: Harvard University Press, 1982.

CHRISTOPOULOS, D. K. The demand for energy in Greek manufacturing. **Energy Economics**, n. 22, p. 569-586, 2000.

CONSIDERA, Cláudio Monteiro. O início da recente experiência brasileira em regulação. In: SALGADO, Lúcia Helena; MOTTA, Ronaldo Seroa (Editores). **Marcos Regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer**. Rio de Janeiro: IPEA 2005.

DONATOS, G. S. & Mergos, G. J. Residential demand for electricity: The case of Greece. **Energy Economics**, n. 13, p. 41-47, 1991.

DUPUIT, J. De la Measure de Utilite des Travaux Publics. **Annales des Ponts de Chaussées**, n. 8, 1969.

FELDSTEIN, M. Distributional Equity and the Optimal Structure of Public Prices. **American Economic Review**, v. 62, n. 1, p. 32-36, 1972.

- GUJARATI, D. N. **Econometria Básica**. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 2000.
- HOTELLING, H. The General Welfare in Regulation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates. **Econométrica**, [S.l.], n. 6, p. 242-269, July 1938.
- HOUTHAKKER, H. S. Some calculations of electricity consumption in great Britain. **Journal of the Royal Statistical Society**, n. 114, p. 351-371, 1951.
- MANSELL, R.; CHURCH, J. **Traditional and Incentive Regulation**. The Van Horne for International Transportation and Regulatory Affairs, 1995.
- MELO, José Airton Mendonça de. **Três Ensaio sobre o Setor de Saneamento Básico: tecnologia de produção e eficiência, demanda e regulação econômica**. 2005. Tese (Doutorado em Economia) – Universidade Federal do Ceará, CAEN, Fortaleza, 2005.
- MODIANO, E. M. **Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Departamento de economia – PUC/RJ, 1984. (Texto para discussão, 68).
- PIGOU, A. **A Study in Public Finance**. London: Macmillan, 1928.
- PINHEIRO, Armando Castelar. Reforma regulatória na infra-estrutura brasileira: em que pé estamos? In: SALGADO, Lúcia Helena; MOTTA, Ronaldo Seroa (Editores). **Marcos Regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer**. Rio de Janeiro: IPEA 2005.
- PINTO Jr., H. Q.; SILVEIRA, J. P. **Aspectos Teóricos de Regulação Econômica: controle de preços**. Rio de Janeiro: ANP, 1999.
- \_\_\_\_\_; FIANI, R. Regulação Econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.
- PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico 1889-1989**. Rio de Janeiro: Campus, 1990.
- POSSAS, M.; PONDÉ, J., FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: **Relatório de Pesquisa do IPEA**, Rio de Janeiro: UFRJ, 1997. Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/regulacao\\_da\\_concorrencia\\_nos\\_setores\\_de\\_infraestrutura\\_no\\_brasil.pdf](http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/regulacao_da_concorrencia_nos_setores_de_infraestrutura_no_brasil.pdf)>. Acesso em: 04 maio. 2007.
- RAMSEY, F. A Contribution to the Theory of Taxation. **Economic Journal**, n. 37, p. 47-61, 1927.
- SALGADO, Lúcia Helena; MOTTA, Ronaldo Seroa (Editores). **Marcos Regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer**. Rio de Janeiro: IPEA 2005.

SHIH, Jun. Edgeworth's Contribution to the Theory of Ramsey Pricing. **History of Political Economy**, n. 21, p. 345-349, 1989.

SILK, J. I.; JOUTZ, F. L. Short and long-run elasticity's in US residential electricity demand: a co-integration approach. **Energy Economics**, v. 19, p. 493-513, 1997.

SMITH, K. Estimating the Price Elasticity of US Electricity Demand. **Energy Economics**, n. 2, p. 81-85, 1980.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON JR., J. **Economics of Regulation and Antitrust**. Cambridge: MIT Press, 1995.

WESTLEY, G. D. Commercial Electricity Demand in a Central American Economy. **Applied Economics**, v. 21, n. 1, 1989.

WESTLEY, G. D. Electricity Demand in a Developing Country. **Review of Economics and statistics**, v. 66, n. 3, 1984.

WILLS, J. Residential Demand for Electricity. **Energy Economics**, n. 3, p. 249-255, 1981.

## **ANEXOS**



## ANEXO A – CUSTO DE OPORTUNIDADE DO CAPITAL

### Objetivos e Metodologia

O objetivo deste trabalho é determinar “Custo de Oportunidade do Capital” sobre ativos de Distribuição de Energia Elétrica, operados no setor elétrico brasileiro, de forma a estabelecer a rentabilidade mínima destes ativos e dos futuros investimentos agregados ao imobilizado em serviço.

Para propósitos deste estudo, o “Custo de Oportunidade do Capital” é entendido como o custo econômico de atrair e retornar adequadamente várias formas de capital, de investidores que exigem um retorno sobre os investimentos, associado ao risco dos mesmos.

Assim, os acionistas de empresas de distribuição de energia elétrica requerem um retorno na forma de apreciação de seu capital e dividendos que os compensam pelos riscos não-diversificáveis associado aos seus investimentos.

Devido os ativos das empresas serem financiados com uma combinação de dívida e capital, a carteira ponderada formada pela dívida e o capital dos acionistas, requer retornos que reflitam adequadamente a rentabilidade esperada de todos os ativos da firma.

O risco dos ativos de distribuição de energia elétrica são função tanto do risco da indústria como do risco específico de cada companhia proveniente, por exemplo, do *leverage* (alavancagem) operacional, concentração geográfica, classes de consumidores, fontes de fornecimento de energia, relaciones trabalhistas, entre outros. Portanto, dentro de uma mesma indústria, as empresas podem apresentar distintos níveis de risco e diferentes níveis de custo de oportunidade do capital.

Já que o custo de oportunidade do capital deve refletir o retorno necessário para compensar aos investidores por seu investimento, para determiná-lo somente deve ser considerado o risco que é relevante para os investidores. De acordo com a Teoria Moderna de Carteiras (*Portfolio Theory*), se assume que os investidores possuem carteiras diversificadas e que requerem compensação só pelo risco que eles não podem eliminar através desta estratégia. Os riscos não-diversificáveis são geralmente associados ao mercado ou à economia, sendo conhecidos como riscos sistemáticos.

O risco total pode ser definido como a variância total (ou volatilidade) dos fluxos de caixa esperados. O risco sistemático é a parte do risco total que está associada a fatores do mercado ou do ambiente econômico.

O modelo mais reconhecido pela literatura financeira para determinar a taxa de custo de oportunidade de capital é o modelo do *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, em que a taxa de custo de oportunidade de capital é determinada como uma média ponderada do custo marginal depois de impostos da dívida e o capital. As taxas são ponderadas baseando-se no seu respectivo valor atual de mercado.

O modelo WACC está baseado na utilização de um modelo de equilíbrio geral de mercado conhecido como *Capital Assets Pricing Model (CAPM)*, que estabelece que as taxas de retorno em equilíbrio de ativos com incerteza são função de sua covariância com a carteira representativa de todas as oportunidades de investimento do mercado.

A relação estabelecida pelo CAPM é a seguinte:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \sigma_{im}/\sigma_m^2$$

$$\beta_i = \sigma_{im}/\sigma_m^2$$

Onde:

- ✓  $E(R_i)$  é a taxa de retorno esperado da carteira  $i$ ;
- ✓  $E(R_m)$  é a taxa de retorno esperada da carteira representativa de todas as oportunidades de investimento do mercado;
- ✓  $R_f$  é a taxa livre de risco;
- ✓  $\sigma_{im}$  é a covariância entre os retornos da carteira  $i$  e os retornos da carteira de mercado;
- ✓  $\sigma_m^2$  é a variância dos retornos da carteira de mercado;
- ✓  $\beta_i$  é o beta da carteira  $i$ .

Assim, o custo de capital é determinado pela seguinte expressão:

$$WACC = (1 - T_c) * K_b * (D / (D + P)) + K_s * (P / (D + P))$$

Onde:

- ✓  $T_c$  é a taxa de impostos corporativa;
- ✓  $k_b$  é a taxa de custo marginal da dívida;

- ✓  $k_s$  é a taxa de custo de oportunidade do capital (pode ser obtida a través do modelo CAPM);
- ✓  $D$  é o nível de dívida da empresa;
- ✓  $P$  é o valor de mercado do capital da empresa.

## Desenvolvimento e Aplicação do Modelo

Para o desenvolvimento desse estudo consideramos duas alternativas diferentes para determinar a taxa de custo de oportunidade do capital através dos modelos CAPM e WACC.

Na primeira delas o modelo WACC é aplicado sobre os dados da Companhia Energética do Ceará (COELCE), utilizando as transações de suas ações na Bolsa de Valores de São Paulo para determinar os parâmetros que permitem fazer o cálculo de acordo com as fórmulas estabelecidas acima.

Na segunda alternativa, é considerando a globalização e integração dos mercados financeiros e o suposto de que o beta dos ativos de distribuição de energia elétrica independe da localização geográfica destes. Para determinar o valor do beta dos ativos é analisada uma série histórica de transações de ações de 85 concessionárias americanas e sua correlação com o índice S&P 500, obtendo-se os betas do capital de cada uma delas e, posteriormente, corrigindo o efeito do *leverage* financeiro, obter o beta dos ativos de distribuição de energia elétrica.

### Alternativa 1

Para a obtenção do custo do capital foram utilizados os seguintes dados:

- ✓ **Taxa Livre de Risco:** se toma a taxa real dos bônus C-Bond brasileiros. Para 17 de março de 2000, de 12,76% em dólares, que corrigida toma o valor de 17,76% Correção esperada  $R\$/US\$ = 5\%$ ); se assume por simplicidade que a taxa livre de risco é constante através do tempo.
- ✓ **Beta do Capital Próprio:** Para este cálculo foram utilizados os dados de COELCE/PNA, das transações diárias entre janeiro de 1999 e fevereiro de 2000, obtendo-se um valor de 0,72. Para o mesmo período foram utilizadas transações mensais obtendo-se um beta de 0,93.

- ✓ **Taxa de Retorno Esperada de Mercado:** se considerou a taxa de rentabilidade média real do índice IBOVESPA nos últimos três anos de 23,8%.

Com estes dados foi calculada, usando o modelo CAPM, a taxa real de custo de oportunidade do capital próprio:

$$\text{RCOCP} = 17,76\% + 0,72 * (23,8\% - 17,76\%)$$

$$\text{RCOCP} = 22,1\%$$

- ✓ **Valor do Capital:** o capital da COELCE, em 31 de dezembro de 1999, é formado por 155.710.600.088 ações. As ações atingiram o valor de R\$ 5,15 por lote de mil. Portanto, o valor do capital da COELCE é de R\$ 801.909,59 mil.
- ✓ **Valor da Dívida:** a dívida da COELCE, em 31 de dezembro de 1999, é de R\$ 145.272 mil, com uma taxa marginal de endividamento equivalente a 21,0% (aproximadamente CDI + 3,0%).

Coincidentemente ao fazer o cálculo da média ponderada das taxas de endividamento da COELCE, se tem um valor de 21,08%.

| Divisa         | Curto Prazo | Longo Prazo | Total       |
|----------------|-------------|-------------|-------------|
| Dívida em US\$ | 411.715     | 11.319.718  | 11.731.433  |
| Dívida em R\$  | 21.546.328  | 112.071.652 | 133.617.980 |
| Total          | 21.958.043  | 123.391.370 | 145.349.413 |

Vida média da dívida em anos

|   |             |
|---|-------------|
| Despesas em juros últimos 12 meses R\$  | 30.078.477  |
| Saldo médio da dívida últ. 12 meses R\$ | 142.662.331 |
| Custo da dívida em R\$                  | 21,08%      |

Se bem que estes valores são os dados reais da COELCE, esta empresa encontra-se pouco endividada com relação ao normal para uma empresa distribuidora de eletricidade (razão dívida/ patrimônio igual a 18,11%). Por este motivo, e considerando que utilizar os parâmetros reais implicaria em obter uma taxa elevada, que não deve refletir nas tarifas de uso do sistema de distribuição, por ser uma decisão própria da empresa o fato de ter esta estrutura de financiamento, a empresa decidiu utilizar no cálculo a razão dívida/ patrimônio igual a 67%.

Desta forma:

$$\text{Razão dívida/ ativos: } D / (D + P) = 40\%$$

$$\text{Razão patrimônio/ ativos: } P / (D + P) = 60\%$$

Calculando então a taxa real de custo de oportunidade ponderada se obtém um valor de:

$$\text{RCOP} = (1 - 34\%) * 21,0\% * 40\% + 22,1\% * 60\%$$

$$\text{RCOP} = 18,8 \%$$

De acordo com esta metodologia, é recomendado portanto, que seja utilizada esta taxa de custo de oportunidade ponderada para definir o retorno que deve ter um distribuidor como sobre seus ativos. Note-se que no caso de ter sido utilizada a estrutura de financiamento da empresa o valor da RCOP sobe para 20,8%.

## Alternativa 2

Neste modelo é assumido que o mercado mundial está integrado e que o investidor têm acesso irrestrito a fazer investimentos diversificados em todo o mundo.

Na análise será utilizado o método do Custo de Capital Médio Ponderado (WACC) para determinar a taxa de custo de oportunidade do capital sobre os ativos. Todos os parâmetros e taxas se considerarão em dólares norte-americanos nominais atualizados até 31 de dezembro de 1999 e as taxas obtidas serão corrigidas para obter seu valor em reais.

A fórmula utilizada para o cálculo do WACC é a seguinte:

$$\text{RCOP} = (1 - T_c) * K_b * (D / (D + P)) + K_s * (P / (D + P))$$

Onde:

**Taxa de Impostos (Tc):** No Brasil a taxa de impostos sobre o lucro das Companhias é de 34%<sup>12</sup>.

$$K_b = R_f + PR \text{ país} + PR \text{ Empresa/Indústria}$$

<sup>12</sup> Incluí 9% de contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), 15% de imposto de renda normal e 10% de imposto de renda adicional sobre ganhos superiores a 200 mil reais.

Onde:

$K_b$  = custo de oportunidade da dívida, é considerada como a taxa de mercado a qual pode endividar em dólares, uma empresa do setor elétrico brasileiro.

**Taxa Livre de Risco ( $R_f$ ):** como taxa livre de risco se considera a dos bônus do tesouro americano a 10 anos. A taxa considerada ao dia 17 de março de 2000 é de 6,36% em dólares.

**Prêmio por Risco País (PR país):** se toma como o *spread* que se produz entre os bônus *C-Bond* brasileiros e bônus do tesouro norte-americano para prazos similares. Para 17 de março de 2000, este *spread* alcança a 6,41%.

**Prêmio por Risco da Indústria/ Empresa em Brasil:** nesta análise é considerado que em média as empresas brasileiras da indústria de distribuição de energia elétrica se endividam com um *spread* de 3% sobre a taxa de endividamento do Governo Brasileiro para os mesmos prazos. Este suposto se consegue analisando as últimas colocações efetuadas por empresas de esse país.

Desta forma:

$$K_b = 6,36\% + 6,41\% + 3,00\% = 15,77\%$$

**Razão dívida/ ativos:**  $D / (D + P) = 40\%$

**Razão patrimônio/ ativos:**  $P / (D + P) = 60\%$

**Razão dívida/ patrimônio:**  $D / P = 67\%$

Não foram considerados os dados reais da empresa (15% e 85%) já que a COELCE tem uma situação particular na sua política de endividamento, o que não deve afetar esta análise, como descrito na alternativa anterior.

$$K_s = R_f + PR \text{ país} + \beta_p (\text{PR mercado})$$

$K_s$  é a taxa de retorno exigida ao capital, taxa que, pelo caráter de residual de seus fluxos, é maior que a dos ativos em uma empresa com endividamento. Este maior risco do capital é medido através do  $\beta_p$  (beta do capital), que é calculado da seguinte forma<sup>13</sup>:

$$\beta_p = \beta_a (1 + (1 - T) D/P)$$

---

<sup>13</sup> Note-se que quando a empresa não tem endividamento superior a zero, o beta do patrimônio é igual ao dos ativos.

## Beta dos ativos elétricos $\beta_a$

O ponto de partida para o cálculo do RCOP é o  $\beta_a$  (beta dos ativos), que é a medida do risco não diversificável dos fluxos operacionais de determinada indústria, neste caso a de distribuição de energia elétrica.

Para a determinação do beta dos ativos elétricos, foram tomadas um conjunto de 85 empresas elétricas de EUA para as quais se calculou seus betas patrimoniais, ou seja, a correlação do preço das ações de cada uma delas com o S&P 500. O S&P500 foi assumido como uma boa aproximação da carteira de oportunidades de investimento mundial.

Já determinados os betas patrimoniais, são calculados os betas dos ativos de cada empresa, tomando em consideração os níveis de endividamento de cada uma delas.

O  $\beta_a$  médio que resultou de este cálculo foi de 0,46.

**Beta do Capital:** tendo em conta os parâmetros anteriores e aplicando a fórmula do CAPM, se obtém um valor de 0,67 para o beta do capital.

**Prêmio por Risco de Mercado:** se considera série de dados do S&P 500 desde o ano 1926, que indicam que historicamente a prima por risco de mercado nos EUA está em torno ao 7,2% (*Ibbotson Associated Inc.*).

Desta forma:

$$K_s = 6,36\% + 6,41\% + 67,0\% * 7,2\% = 17,59\%$$

Aplicando o modelo WACC se obtém então a taxa de custo de oportunidade ponderada:

$$RCOP = (1 - T_c) * K_b * (D / (D + P)) + K_s * (P / (D + P))$$

$$RCOP = (1 - 34\%) * 15,77\% * 40\% + 17,59\% * 60\%$$

$$RCOP = 14,71\%$$

Esta taxa é uma taxa nominal em dólares que deve ser retirada a inflação internacional, estimada em 2,5% (US\$).

Desta forma RCOP real = 14,71% - 2,5% = 12,2%.

Finalmente, o valor do custo de oportunidade ponderado dos ativos obtido em US\$ deve ser corrigido para refletir o valor esperado dessas taxas em reais.

Correção esperada (R\$ / US\$) = 5,0%

$$\text{RCOP real em reais} = 12,2\% + 5,0\% = 17,2\%$$

Analisando os resultados obtidos nas duas alternativas trabalhadas pode se comprovar a consistência das metodologias e dos dados utilizados.

Considerando os resultados acima a COELCE propõe a segunda alternativa velando pela modicidade de suas tarifas.

Desta forma, a taxa de custo de oportunidade ponderada dos ativos: **RCOP = 17,2%**.



## ANEXO B – CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO



**Companhia Energética do Ceará - Coelce**  
Cálculo do Custo Marginal de Longo Prazo - Linhas de AT

| ANO           | INVESTIMENTO | FLUXO    |          | ANUALIZAÇÃO DOS | Despesas OP | TOTAL          | VALOR PRESENTE |                 |
|---------------|--------------|----------|----------|-----------------|-------------|----------------|----------------|-----------------|
|               | MIL(R\$)     | (MW)     |          | INVESTIMENTOS   | Manutenção  |                | VARIAÇÃO       | INVESTIM + COYM |
|               | LT's         | PASSANTE | VARIAÇÃO | LT's (1)        | LT's (2)    | LT's (1) + (2) | FLUXO          | LT's            |
| 1999          |              | 1.046    |          |                 |             |                |                |                 |
| 2000          | 16.071       | 1.125    | 79,0     | 2.884,91        | 241,07      | 3.125,98       | 79,00          | 3.125,98        |
| 2001          | 16.574       | 1.221    | 96,0     | 2.975,21        | 248,61      | 3.223,82       | 81,91          | 2.750,70        |
| 2002          | 11.443       | 1.330    | 109,0    | 2.054,13        | 171,65      | 2.225,78       | 79,35          | 1.620,41        |
| 2003          | 10.827       | 1.431    | 101,8    | 1.943,51        | 162,40      | 2.105,91       | 63,24          | 1.308,15        |
| 2004          | 10.903       | 1.530    | 98,1     | 1.957,20        | 163,55      | 2.120,74       | 51,99          | 1.124,03        |
| 2005          | 11.253       | 1.631    | 101,9    | 2.019,99        | 168,79      | 2.188,78       | 46,08          | 989,84          |
| 2006          | 12.433       | 1.737    | 105,5    | 2.231,86        | 186,50      | 2.418,36       | 40,71          | 933,16          |
| 2007          | 11.221       | 1.846    | 108,8    | 2.014,22        | 168,31      | 2.182,54       | 35,82          | 718,57          |
| 2008          | 6.328        | 1.957    | 111,5    | 1.135,85        | 94,91       | 1.230,77       | 31,32          | 345,74          |
| 2009          | 8.868        | 2.076    | 118,9    | 1.591,89        | 133,02      | 1.724,91       | 28,50          | 413,44          |
| <b>TOTAIS</b> |              |          |          |                 |             |                | <b>538</b>     | <b>13.330</b>   |

**CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO (R\$/KW.ano)**

**24,78**

| PREMISSAS ADOTADAS            |                  |       |
|-------------------------------|------------------|-------|
| Referência: R\$ de jan/2000   |                  |       |
| Ano Base Valor Presente: 2000 |                  |       |
| Plano de Obras                | <b>2000/2009</b> |       |
| Vida Útil das Instalações     | <b>20</b>        | anos  |
| Taxa O&M LT:                  | 1,50%            | anual |
| Taxa Anualização LT:          | 17,20%           | anual |


**Companhia Energética do Ceará - Coelce**

Cálculo do Custo Marginal de Longo Prazo - Transformação AT/MT e Linhas MT

| ANO           | INVESTIMENTO | FLUXO    |          | ANUALIZAÇÃO DOS | Despesas OP   | TOTAL               | VALOR PRESENTE |                 |
|---------------|--------------|----------|----------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|-----------------|
|               | MIL(R\$)     | (MW)     |          | INVESTIMENTOS   | Manutenção    |                     | VARIAÇÃO       | INVESTIM + COYM |
|               | Linhas MT    | PASSANTE | VARIAÇÃO | Linhas MT (1)   | Linhas MT (2) | Linhas MT (1) + (2) | FLUXO          | Linhas MT       |
| 1999          |              | 895      |          |                 |               |                     |                |                 |
| 2000          | 19.642       | 958      | 62,9     | 3.525,87        | 785,67        | 4.311,54            | 62,9           | 4.311,54        |
| 2001          | 20.630       | 1.041    | 83,2     | 3.703,24        | 825,20        | 4.528,44            | 71,0           | 3.863,86        |
| 2002          | 13.877       | 1.144    | 103,1    | 2.490,97        | 555,07        | 3.046,03            | 75,0           | 2.217,58        |
| 2003          | 7.202        | 1.238    | 94,3     | 1.292,85        | 288,09        | 1.580,93            | 58,6           | 982,04          |
| 2004          | 3.955        | 1.337    | 98,4     | 709,93          | 158,19        | 868,12              | 52,2           | 460,12          |
| 2005          | 8.990        | 1.436    | 99,7     | 1.613,86        | 359,62        | 1.973,48            | 45,1           | 892,47          |
| 2006          | 7.847        | 1.542    | 105,8    | 1.408,59        | 313,88        | 1.722,47            | 40,8           | 664,64          |
| 2007          | 11.300       | 1.651    | 109,2    | 2.028,37        | 451,99        | 2.480,36            | 35,9           | 816,62          |
| 2008          | 30.812       | 1.763    | 111,9    | 5.530,98        | 1.232,47      | 6.763,45            | 31,4           | 1.899,97        |
| 2009          | 19.570       | 1.883    | 119,3    | 3.512,90        | 782,78        | 4.295,69            | 28,6           | 1.029,64        |
| <b>TOTAIS</b> |              |          |          |                 |               |                     | <b>502</b>     | <b>17.138</b>   |

**CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO (R\$/KW.ano)**
**34,17**

| PREMISSAS ADOTADAS            |           |       |
|-------------------------------|-----------|-------|
| Referência: R\$ de jan/2000   |           |       |
| Ano Base Valor Presente: 2000 |           |       |
| Plano de Obras                | 2000/2009 |       |
| Vida Útil das Instalações     | 20        | anos  |
| Taxa O&M L MT:                | 4,00%     | anual |
| Taxa Anualização L MT:        | 17,20%    | anual |


**Companhia Energética do Ceará - Coelce**

Cálculo do Custo Marginal de Longo Prazo - Transformação MT/BT e Rede BT

| ANO           | INVESTIMENTO | FLUXO    |          | ANUALIZAÇÃO DOS | Despesas OP | TOTAL             | VALOR PRESENTE |                 |
|---------------|--------------|----------|----------|-----------------|-------------|-------------------|----------------|-----------------|
|               | MIL(R\$)     | (MW)     |          | INVESTIMENTOS   | Manutenção  |                   | VARIAÇÃO       | INVESTIM + COYM |
|               | Rede BT      | PASSANTE | VARIAÇÃO | Rede BT (1)     | Rede BT (2) | Rede BT (1) + (2) | FLUXO          | Rede BT         |
| 1999          |              | 628,4    |          |                 |             |                   |                |                 |
| 2000          | 15.168       | 672,6    | 44,18    | 2.722,82        | 758,41      | 3.481,23          | 44,18          | 3.481,23        |
| 2001          | 11.576       | 731,0    | 58,4     | 2.078,02        | 578,81      | 2.656,83          | 49,83          | 2.266,92        |
| 2002          | 7.995        | 803,4    | 72,4     | 1.435,11        | 399,73      | 1.834,84          | 52,70          | 1.335,80        |
| 2003          | 9.025        | 869,6    | 66,2     | 1.620,11        | 451,26      | 2.071,37          | 41,13          | 1.286,69        |
| 2004          | 13.048       | 938,7    | 69,1     | 2.342,31        | 652,42      | 2.994,73          | 36,64          | 1.587,26        |
| 2005          | 13.996       | 1.008,7  | 70,0     | 2.512,31        | 699,78      | 3.212,09          | 31,66          | 1.452,61        |
| 2006          | 15.390       | 1.083,0  | 74,3     | 2.762,59        | 769,49      | 3.532,08          | 28,68          | 1.362,90        |
| 2007          | 13.789       | 1.159,7  | 76,7     | 2.475,19        | 689,44      | 3.164,62          | 25,24          | 1.041,91        |
| 2008          | 14.457       | 1.238,3  | 78,6     | 2.595,17        | 722,86      | 3.318,03          | 22,08          | 932,09          |
| 2009          | 14.046       | 1.322,1  | 83,8     | 2.521,38        | 702,30      | 3.223,68          | 20,08          | 772,69          |
| <b>TOTAIS</b> |              |          |          |                 |             |                   | <b>352</b>     | <b>15.520</b>   |

**CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO (R\$/KW.ano)**
**44,06**

| PREMISSAS ADOTADAS            |                      |
|-------------------------------|----------------------|
| Referência: R\$ de jan/2000   |                      |
| Ano Base Valor Presente: 2000 |                      |
| Plano de Obras                |                      |
| Vida Útil das Instalações     | 2000/2009<br>20 anos |
| Taxa O&M R BT:                | 5,00% anual          |
| Taxa Anualização R BT:        | 17,20% anual         |

## ANEXO C – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS

### Modelo residencial

|                         | CONS?    | DL?      | P?        | EC?       | NP?      |
|-------------------------|----------|----------|-----------|-----------|----------|
| Mean                    | 4.240042 | 0.401575 | -1.175017 | 0.607843  | 3.549020 |
| Sum                     | 12974.53 | 1224.000 | -3594.376 | 1860.000  | 10860.00 |
| Median                  | 4.290459 | 0.000000 | -1.296193 | 1.000000  | 3.000000 |
| Maximum                 | 8.236421 | 1.000000 | 0.144100  | 1.000000  | 11.00000 |
| Minimum                 | 3.401197 | 0.000000 | -4.130902 | 0.000000  | 1.000000 |
| Sum Sq.                 | 56051.96 | 1224.000 | 5023.534  | 1860.000  | 46308.00 |
| Dev.                    |          |          |           |           |          |
| Std. Dev.               | 0.582912 | 0.490297 | 0.511503  | 0.488311  | 1.593306 |
| Skewness                | 0.291088 | 0.401558 | 0.272111  | -0.441771 | 0.935018 |
| Kurtosis                | 3.289521 | 1.161249 | 2.226533  | 1.195161  | 5.264323 |
| Jarque-Bera Probability | 53.90089 | 511.3021 | 114.0024  | 514.8562  | 1099.585 |
|                         | 0.000000 | 0.000000 | 0.000000  | 0.000000  | 0.000000 |
| Observations            | 3060     | 3048     | 3059      | 3060      | 3060     |
| Cross sections          | 255      | 254      | 255       | 255       | 255      |

### Modelo Não-Residencial

|                         | CONS?    | P?        | EC?       | NP?      | DL?      |
|-------------------------|----------|-----------|-----------|----------|----------|
| Mean                    | 4.377902 | -1.139754 | 0.682353  | 3.541176 | 0.121569 |
| Sum                     | 13396.38 | -3478.529 | 2088.000  | 10836.00 | 372.0000 |
| Median                  | 4.330733 | -1.440757 | 1.000000  | 3.000000 | 0.000000 |
| Maximum                 | 9.832582 | 1.447469  | 1.000000  | 14.00000 | 1.000000 |
| Minimum                 | 3.401197 | -3.236894 | 0.000000  | 1.000000 | 0.000000 |
| Sum Sq.                 | 61033.00 | 5114.033  | 2088.000  | 49884.00 | 372.0000 |
| Dev.                    |          |           |           |          |          |
| Std. Dev.               | 0.882981 | 0.613773  | 0.465637  | 1.939912 | 0.326840 |
| Skewness                | 1.153511 | 0.670636  | -0.783368 | 1.327521 | 2.316074 |
| Kurtosis                | 5.071661 | 2.383554  | 1.613665  | 6.514673 | 6.364199 |
| Jarque-Bera Probability | 1225.802 | 277.0986  | 558.0146  | 2473.778 | 4178.766 |
|                         | 0.000000 | 0.000000  | 0.000000  | 0.000000 | 0.000000 |
| Observations            | 3060     | 3052      | 3060      | 3060     | 3060     |
| Cross sections          | 255      | 255       | 255       | 255      | 255      |

## ANEXO D – ABERTURA DOS CUSTOS REVISÃO 2006

| <b>TOTAL - COELCE</b>                       |                      |
|---|----------------------|
| <b>Parcelas</b>                             | <b>R\$</b>           |
| ICMS  | 516.199.118          |
| PIS / COFINS                                | 97.968.215           |
| IR  | 29.397.440           |
| CPMF  | 8.272.871            |
| Custo de Compra                             | 635.441.537          |
| Uso Transmissão                             | 68.717.289           |
| Conexão                                     | 5.262.707            |
| Iluminação Pública                          | 132.533.000          |
| P&D   | 15.271.557           |
| CCC   | 92.168.078           |
| RGR   | 21.572.664           |
| CDE   | 12.273.186           |
| TxFiscal                                    | 4.001.617            |
| PROINFA                                     | 7.439.394            |
| Encargo Capacidade                          | 0                    |
| Projetos Especiais                          | 24.913.085           |
| <b>Sub Total</b>                            | <b>1.671.431.757</b> |
| <b>Parcela Distribuidora</b>                | <b>736.140.898</b>   |
|   |                      |
| Impost, Tribut e Encargos Setoriais         | 962.010.224          |
| Compra Energia e Uso                        | 709.421.533          |
| <b>Parcela Distribuidora</b>                | <b>736.140.898</b>   |
| GWh Faturado - DFP 2006                     | 6.877                |
| <b>Impost, Tribut e Enc.Setoriais / KWh</b> | <b>0,140</b>         |

Fonte: ANEEL – Processo: 48500.000684/06-68. Disponível em:  
[http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2006321\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2006321_1.pdf),  
 e Nota Técnica nº 131/2006 – SRE/ANEEL. Disponível em:  
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nota2006321sre.pdf>.