



ADILSON DE LIMA TAVARES

**O IMPACTO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS NA DETERMINAÇÃO DAS
TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: um estudo nas Companhias Distribuidoras do
Nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004.**

**Natal-RN
2006**



ADILSON DE LIMA TAVARES

**O IMPACTO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS NA DETERMINAÇÃO DAS
TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: um estudo nas Companhias Distribuidoras do
Nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004.**

Dissertação submetida à apreciação do Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis (UnB/UFPB/UFPE/UFRN), em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre em Ciências Contábeis.

Orientador: Prof. Dr. José Dionísio Gomes da Silva

**Natal-RN
2006**

Tavares, Adilson de Lima

O impacto dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas de energia elétrica: um estudo nas companhias distribuidoras do nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004. / Adilson de Lima Tavares . – Natal, 2006

114 f.

Orientador: Prof. Dr. José Dionísio Gomes da Silva.

Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

1. Contabilidade de custos – Dissertação. 2. Custos não-gerenciáveis – Dissertação
3. Tarifas de energia elétrica – Dissertação. I. Título.

AGILIZA/RN

CDU 657.47

ADILSON DE LIMA TAVARES

**O IMPACTO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS NA DETERMINAÇÃO DAS
TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: um estudo nas Companhias Distribuidoras do
Nordeste que tiveram revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004.**

Dissertação submetida à apreciação do Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis UnB/UFPB/UFPE/UFRN, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre em Ciências Contábeis.

Aprovada em 09/06/2006

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. JOSÉ DIONÍSIO GOMES DA SILVA – Orientador

Prof. Dr. VIDAL SUNCION INFANTE – Examinador Interno

Prof. Dr. OSMAR CORONADO – Examinador Externo

Natal-RN
2006

AGRADECIMENTOS

A Ele que renova as minhas forças a cada dia, dando-me condições para lutar e, sem o Qual, não alcançaria vitórias. A Ele, que é onisciente, onipotente e onipresente, meu maior agradecimento.

Aos meus pais, Tavares e Mirani, pelo amor, pela educação e pelo imensurável esforço para proporcionar aos seus filhos um futuro melhor.

A meus irmãos, Albanízia, Ângelo, Aldecir, Albassi e Alda-Lêda, pelo companheirismo e respeito mútuo que sempre tivemos, fruto dos ensinamentos dos nossos genitores.

À minha querida esposa, Khelyana, pelo seu amor, pelo incentivo para que eu avançasse sobre os obstáculos e pela compreensão em todos os momentos de ausência.

Ao professor doutor José Dionísio Gomes da Silva, que sendo meu orientador dedicou várias horas de seu precioso tempo na revisão deste trabalho, dispensando contribuições importantes para sua conclusão.

A Atelmo Ferreira de Oliveira, que não mediu esforços para apoiar-me desde o momento em que decidi enfrentar mais este desafio.

A Emmanuel Lôpo Sampaio que, na condição de Diretor Econômico-Financeiro da COSERN, proporcionou oportunidades para que pudesse frequentar todas as atividades do Programa de Mestrado.

A Fábio Antônio Pereira, Superintendente de Planejamento e Controle da COSERN, pelo incentivo à educação continuada.

À Faculdade Natalense para o Desenvolvimento do Rio Grande do Norte, pelo apoio ao meu crescimento profissional, particularmente à professora Ana Katarina Pessoa de Oliveira, que contribuiu sobremaneira para a conclusão deste trabalho.

A todos os professores do Programa Multiinstitucional e Inter-regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, pelos ensinamentos repassados.

Aos companheiros de turma, pelos momentos vividos durante toda esta jornada, nos quais dividimos alegrias e tristezas, bem como comemoramos as vitórias.

Aos colegas de trabalho, pelo apoio e respeito.

Enfim, a todos aqueles que, embora não mencionados acima, contribuíram direta ou indiretamente para o meu sucesso, meu muito obrigado.

RESUMO

Este trabalho apresenta o resultado de um estudo do impacto dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas de energia elétrica decorrentes do processo de revisão tarifária, ocorrido nos exercícios de 2003 e 2004, nas concessionárias de distribuição de energia elétrica localizadas na Região Nordeste do Brasil. A escolha da Região Nordeste como área de estudo, deve-se à expectativa do pesquisador em congregar no estudo empresas que prestem serviços a mercados com perfis sócio-econômico similares. É apresentada uma breve explanação sobre a reestruturação do setor elétrico no Brasil, tendo como consequência a privatização da maioria das distribuidoras de energia e a definição das regras de regulação na prestação do serviço. São demonstrados os componentes das tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias aos consumidores finais de seus mercados e o processo de revisão tarifária executado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para definição dessas tarifas. É feito um breve histórico das concessionárias pesquisadas, num total de cinco companhias. Por fim, são discutidos os dados utilizados pela ANEEL no processo de revisão tarifária e analisados os componentes das tarifas aprovadas. Conclui-se que, em média, 47,49% dos componentes das tarifas das empresas pesquisadas correspondem a custos não-gerenciáveis, à luz da classificação utilizada pela ANEEL no processo de revisão tarifária. Entretanto, se considerado que as distribuidoras, a partir do exercício de 2006, têm a capacidade de negociar o preço de compra da energia para a totalidade de sua necessidade, participando de leilões de energia, e que os contratos de concessão garantem o repasse ao consumidor da totalidade dos tributos, o percentual dos custos não-gerenciáveis passa a ser, em média, de 16,27% da tarifa, o que significa, dentre outras informações, que o poder público tem uma considerável parcela de responsabilidade na formação dos preços de energia praticados pelas concessionárias em seus mercados de atuação.

PALAVRAS-CHAVE: Custos não-gerenciáveis. Tarifas de energia elétrica. Revisão Tarifária.

ABSTRACT

This work presents results derived from a study related to impact on non-controllable costs in the determination of energy taxes. This is done analyzing tax review practiced by concessionaries responsible for the distribution of electrical energy located in the Northeastern Region of Brazil, between 2003 and 2004. This Region was chosen as a study area due to the researcher's expectation in congregating companies that deliver services to markets that have similar social-economical profiles. A brief explanation related to the restructuring of the electrical sector in Brazil is presented, pointing out that there was privatization of the great majority of these companies. The study also points out the definition of regulating rules in service delivery process. The components of taxes that are practiced by these companies aimed at final consumers, as well as the market as a whole and the revision process that is executed by Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL for the definition of these taxes are demonstrated in the research. A brief historical of the concessionaires that were focus of the research is presented, totaling five companies. Some data used by ANEEL in the tax review process was analyzed as well as data on components of approved taxes. It is concluded that as a media 47, 49% of the components of taxes in the researched companies correspond to the non-controllable costs. These is done considering previous classification by ANEEL in the tax review process. Although, if it is considered that these companies since 2006, by the means of participation in energy auctions are able to negotiate energy prices for their own needs, it is concluded that these concession contracts guarantee the delivery of the service to the costumer in the total tribute. The percentage of non-controllable costs is 16, 27% average of the tax. This means, amongst other information, that the government has a great deal of responsibility in the formation of price practiced by these companies and its target markets.

Key-Words: Non-controllable costs. Electrical Energy taxes. Tax Review.

LISTA DE GRÁFICOS

		PÁGINA
GRÁFICO 1	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	58
GRÁFICO 2	GANHO ESTIMADO DE PRODUTIVIDADE – FATOR X.....	59
GRÁFICO 3	GANHO EFETIVO DE PRODUTIVIDADE.....	60
GRÁFICO 4	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – COELBA.....	73
GRÁFICO 5	SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS – COELBA.....	74
GRÁFICO 6	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS – COELBA.....	75
GRÁFICO 7	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – COELCE.....	79
GRÁFICO 8	SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS – COELCE.....	79
GRÁFICO 9	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS – COELCE.....	80
GRÁFICO 10	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – COSERN.....	84
GRÁFICO 11	SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS – COSERN.....	85
GRÁFICO 12	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS – COSERN.....	85
GRÁFICO 13	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – SULGIPE.....	90
GRÁFICO 14	SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS – SULGIPE.....	90
GRÁFICO 15	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS – SULGIPE.....	91
GRÁFICO 16	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – ENERGIFE.....	95
GRÁFICO 17	SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS – ENERGIFE.....	96
GRÁFICO 18	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS – ENERGIFE.....	96

LISTA DE QUADROS

		PÁGINA
QUADRO 1	COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COELBA.....	73
QUADRO 2	COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COELCE.....	78
QUADRO 3	COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COSERN.....	84
QUADRO 4	COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A SULGIPE.....	89
QUADRO 5	COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A ENERGIPE.....	94
QUADRO 6	COMPONENTES DAS RECEITAS PARA AS EMPRESAS PESQUISADAS	99

LISTA DE EQUAÇÕES

		PÁGINA
EQUAÇÃO 1	CÁLCULO DA CONTRIBUIÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS (CFURH).....	34
EQUAÇÃO 2	CÁLCULO DO CAPITAL DE GIRO PARA A BASE DE REMUNERAÇÃO.....	50
EQUAÇÃO 3	CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL.....	51
EQUAÇÃO 4	CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO.....	53
EQUAÇÃO 5	CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS.....	54
EQUAÇÃO 6	CÁLCULO DO FATOR X	55
EQUAÇÃO 7	CÁLCULO DO COMPONENTE X_c DO FATOR X	56
EQUAÇÃO 8	CÁLCULO DO ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO – IRT.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACONEE	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPM	Capital Assets Pricing Model
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFURH	Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CVA	Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da “Parcela A”
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe
ER	Empresa de Referência
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FURNAS	FURNAS Centrais Elétricas S.A.
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério das Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P & D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
RGR	Reserva Global de Reversão
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômico-Financeira da ANEEL
SIN	Sistema Integrado Nacional
SRE	Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO	14
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	14
1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo Geral	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 RELEVÂNCIA	16
1.5 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO	17
1.6 PROCEDER METODOLÓGICO	18
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	18
CAPÍTULO II - REFERENCIAL CONCEITUAL	20
2.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	20
2.2 CONCESSÕES DO SETOR ELÉTRICO E O ÓRGÃO REGULADOR.....	24
2.3 COMPONENTES DA TARIFA E REVISÃO TARIFÁRIA.....	27
2.3.1 Custos Gerenciáveis e Não-Gerenciáveis.....	30
2.3.1.1 <u>Custos Não-Gerenciáveis – Parcela “A”</u>	32
2.3.1.2 <u>Custos Gerenciáveis – Parcela “B”</u>	42
2.3.2 Revisão Tarifária.....	57
CAPÍTULO III - CARACTERÍSTICAS DAS CONCESSIONÁRIAS PESQUISADAS	64
3.1 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA).....	64
3.2 COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE).....	66
3.3 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN).....	67
3.4 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE (SULGIPE)	69
3.5 EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE (ENERGIPE).....	70
CAPÍTULO IV - PESQUISA E ANÁLISE DE DADOS	72
4.1 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA).....	72
4.2 COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE).....	77
4.3 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN).....	82
4.4 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE (SULGIPE).....	88

4.5 EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE (ENERGIPE).....	93
4.6 COMENTÁRIOS SOBRE OS DADOS.....	99
CAPÍTULO V - CONSIDERAÇÕES FINAIS, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS	102
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	102
5.2 LIMITAÇÕES	105
5.2 RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS.....	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O serviço público de fornecimento de energia elétrica é prestado por empresas públicas ou privadas em vários estados brasileiros em regime de monopólio, sob a regulação do Poder Concedente (Governo Federal), através da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL (Lei nº 9.427/96).

Cabe ao Governo Federal o estabelecimento das tarifas máximas de fornecimento de energia elétrica a serem praticadas pelas concessionárias em suas áreas de atuação.

Na definição dessas tarifas, são considerados os custos da concessionária necessários à prestação do serviço, os denominados custos gerenciáveis, bem como os custos decorrentes da compra de energia elétrica e encargos do setor elétrico, estabelecidos pelo Poder Concedente e sobre os quais a concessionária não tem qualquer gerência no sentido de reduzi-los – custos não-gerenciáveis.

O estudo se propõe a mensurar o impacto dos custos não-gerenciáveis nas tarifas de energia elétrica, identificando os níveis de responsabilidade da concessionária do serviço e do Estado sobre tais preços.

1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Na prestação de serviços públicos essenciais como fornecimento de energia elétrica, telefonia, saneamento básico, etc, o Estado é o responsável por estabelecer e fazer cumprir as regras na relação de consumo entre fornecedor e consumidor.

Dentre as responsabilidades do Estado consta o estabelecimento das tarifas de energia a serem praticadas pelas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e

comercialização de energia elétrica. Nessa atividade, o Estado defende o preceito da modicidade tarifária, segundo a qual o consumidor final deve pagar o preço suficiente à cobertura dos custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização mais a remuneração de investimentos prudentes. Ao estabelecer preços máximos e níveis de qualidade no fornecimento de energia, o Órgão Regulador procura fazer com que as empresas atinjam o objetivo de eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, proporcionando vantagens ao usuário do serviço.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador instituído pelo Governo Federal, responsável por estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro entre as expectativas de resultado das empresas distribuidoras e a capacidade de pagamento dos consumidores através da aprovação de tarifas justas, realiza periodicamente reajustes e revisões tarifárias dessas empresas. Nas revisões tarifárias, a ANEEL analisa os itens que compõem as receitas das concessionárias, identificando os custos gerenciáveis (pessoal, material, serviços de terceiros, etc), sobre os quais as distribuidoras têm controle e podem influenciar, bem como os custos não-gerenciáveis (energia comprada, encargos do setor elétrico, etc), estabelecidos pelo Poder Concedente e sobre os quais não há influência da concessionária.

Talvez, por desconhecer a estrutura das tarifas praticadas pelas distribuidoras de energia elétrica, muitas vezes o consumidor atribui toda a responsabilidade pelos reajustes de preço à concessionária, quando parte dela cabe ao Estado, ao estabelecer e repassar a totalidade dos encargos setoriais e outros custos não-gerenciáveis aos preços pagos pelo consumidor.

Diante do exposto, surge o seguinte questionamento: ***qual o impacto dos custos não-gerenciáveis e suas implicações nas concessionárias de distribuição de energia elétrica na determinação das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica ?***

A resposta a esta questão poderá ajudar a sociedade a requerer do Poder Concedente a manutenção de tarifas módicas, obtidas pela otimização não só dos recursos utilizados pelas concessionárias, mas também dos encargos cobrados pelo Governo através das tarifas de energia. Poderá mostrar a transparência do processo de revisão tarifária sempre necessário e bem-vindo nas diversas atividades do serviço público.

Sendo a energia elétrica um dos componentes propulsores do desenvolvimento econômico, a manutenção de tarifas acessíveis poderá contribuir para o crescimento das empresas de energia bem como dos seus consumidores (pessoas físicas ou jurídicas).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Mensurar o impacto dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores nos Estados do Nordeste cujas distribuidoras passaram por revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analisar o modelo de revisão tarifária adotado pelo Poder Concedente.
- Identificar os elementos componentes das tarifas de energia elétrica.
- Evidenciar o impacto que os custos não-gerenciáveis provocam na formação do preço de venda do serviço.

1.4 RELEVÂNCIA

Com as constantes mudanças no cenário econômico-financeiro do Brasil, resultantes não apenas de situações internas mas também da instabilidade da economia

mundial, o cidadão brasileiro sente a necessidade de aproveitar ao máximo, e se possível ampliar a capacidade de compra do recurso financeiro de que dispõe.

Com o advento do Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990), o brasileiro, cômico de seus direitos na relação de consumo, tem-se tornado mais exigente, procurando analisar diversas variáveis como qualidade, preço, quantidade, etc, antes de adquirir algum bem ou serviço. Ele se dispõe, antes de tudo, a pagar o preço que julga ser justo.

Embora ainda não possua liberdade de migrar de um fornecedor de energia para outro que lhe propicie uma tarifa mais acessível, o consumidor, conhecedor da estrutura da tarifa que paga, poderá buscar no Poder Concedente, através de suas representações no Poder Legislativo, as soluções que deseja.

Logo, a relevância da pesquisa desenvolvida reside na capacidade de revelar a existência dos custos gerenciáveis e a formação dos custos não-gerenciáveis pelas concessionárias, e a amplitude de cada um deles, compondo as tarifas de energia elétrica, evidenciando assim, as responsabilidades da detentora da concessão do serviço público e do Estado.

1.5 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO

O estudo desenvolvido está limitado à análise dos custos não-gerenciáveis constantes das tarifas de energia elétrica praticadas nas áreas de concessão das Companhias de Distribuição de Energia Elétrica do Nordeste que passaram por revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004 São elas: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Companhia Energética do Ceará (COELCE), Companhia Energética do Rio Grande do Norte

(COSERN), Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (SULGIPE) e Empresa Energética de Sergipe (ENERGIPE).

1.6 PROCEDER METODOLÓGICO

Quanto aos objetivos, esta pesquisa caracteriza-se como explicativa e descritiva, pois procura evidenciar o processo de revisão tarifária utilizado pela ANEEL. Quanto aos procedimentos para o estudo, é realizada uma pesquisa documental e bibliográfica, visto que se procede uma revisão de literatura sobre tarifas de fornecimento de energia elétrica e sobre custos gerenciáveis e não-gerenciáveis na legislação expedida pelo Governo Federal e pelo órgão regulador do setor elétrico – a ANEEL, em livros, monografias, teses, revistas, etc, bem como são coletados dados dos demonstrativos contábeis das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica do Nordeste que passaram por revisão tarifária nos exercícios sociais de 2003 e 2004, a fim de mensurar o impacto dos custos não-gerenciáveis nas tarifas de energia.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho foi organizado em cinco capítulos.

No primeiro capítulo é feita a introdução ao trabalho na qual constam considerações iniciais sobre o serviço de energia elétrica, a caracterização do problema de pesquisa, os objetivos a serem atingidos, a relevância e a delimitação do estudo, o proceder metodológico e, por fim, o escopo do trabalho.

O segundo capítulo apresenta um breve histórico da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, os componentes da tarifa de energia elétrica e o modelo de revisão tarifária adotada pelo Órgão Regulador do Setor Elétrico.

As características das concessionárias de distribuição de energia elétrica estudadas consta do terceiro capítulo da pesquisa.

No quarto capítulo são apresentados e analisados os dados coletados da documentação expedida durante as revisões tarifárias das concessionárias do Nordeste Brasileiro nos anos de 2003 e 2004.

No quinto e último capítulo do estudo são apresentadas considerações finais e sugestões para futuras pesquisas.

CAPÍTULO II – REFERENCIAL CONCEITUAL

2.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por uma reestruturação desde meados da década de 90, quando foi dado início ao processo de privatização dos ativos das empresas desse setor.

A crescente demanda por energia elétrica, um dos elementos propulsores do crescimento econômico brasileiro, não vinha sendo atendida com os investimentos necessários à oferta desse bem pelo setor público nos anos que antecederam as privatizações.

O modelo estatal para o setor elétrico baseava-se em três pilares: autofinanciamento, recursos da união e financiamento externo, o que propiciava altas taxas de expansão na oferta de energia. Durante, aproximadamente, três décadas (60, 70 e 80) a concentração de propriedade das empresas de energia nas mãos do Estado contribuiu para a alavancagem da economia.

Nos países desenvolvidos e em desenvolvimento, como no caso do Brasil, a concentração de propriedade foi favorável ao desenvolvimento das nações após a 2^a Guerra Mundial. Conforme Siciliano (2005, p. 246),

A centralização das decisões viabilizou a coordenação tanto da operação dos parques instalados de geração, transmissão e distribuição de energia quanto do planejamento de sua expansão, reduzindo custos operacionais e custos de investimento através de um comando único sobre as decisões de quanto e quando ofertar e investir. Com isso, as incertezas presentes nessas tomadas de decisões puderam ser mitigadas.

Porém, a partir da década de 80, fatores de ordem gerencial e financeira contribuíram para inviabilizar a gestão desse serviço público pelo Estado Brasileiro,

provocando adiamentos de investimentos no parque energético, reduzindo a qualidade do serviço prestado e elevando o risco de déficit entre demanda e oferta de energia.

Conforme Pires (2000, p.10),

Em linhas gerais, as reformas setoriais inspiraram-se no seguinte diagnóstico para a crise do modelo institucional:

- crise financeira da União e dos Estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão. O consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
- má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
- inadequação do regime regulatório – inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo do serviço e de remuneração garantida. Este aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

Tais fatores concorreram para o surgimento de dúvidas quanto à eficiência do modelo de gestão pública e ao atingimento de metas de crescimento da oferta de energia elétrica no Brasil. Corroborando com Pires, Siciliano (2005, p. 247) afirma que

Nos países em desenvolvimento (PEDs), problemas fiscais e de interferência estatal nas empresas (e.g., política de contensão tarifária) levaram ao questionamento do modelo tradicional. Novas tecnologias, como as turbinas a gás de ciclo combinado, que permitem a redução da escala mínima eficiente das plantas de geração, foram introduzidas. Novas formas de medição e cobrança surgiram. Assim, a fragmentação da propriedade, a privatização das estatais e a introdução da concorrência passaram a ser as questões de ordem da reforma do setor elétrico.

Como pode ser verificado, esses problemas não estavam restritos ao Estado Brasileiro. À época, o setor elétrico nos Estados Unidos era constituído de monopólios da iniciativa privada. Dada a necessidade de controle desse setor, visando evitar que falhas no exercício do poder de mercado conduzissem a resultados sociais inferiores àqueles esperados, foram desenvolvidas, pelo Estado, políticas e leis antitruste, bem como a regulação das

atividades de utilidade pública, atribuindo obrigações aos monopólios privados relativas à universalização do acesso ao serviço de energia, razoabilidade de preços e qualidade dos serviços.

Buscando criar um ambiente atrativo ao investimento privado, a regulação do setor nos Estados Unidos buscava garantir a taxa interna de retorno sobre o capital investido, além da cobertura de todos os custos incorridos. De acordo com Siciliano (2005, p.248) “Esses regimes tarifários são conhecidos como tarifação à taxa interna de retorno, a custo contábil, ou a custo do serviço”. Porém, aquela postura que preservava a viabilidade econômica e financeira das concessionárias, não possuía mecanismos de incentivo à redução de custos, tornando-se comum gastos desnecessários, dada a possibilidade de recuperá-los através das tarifas. Outro ponto a se destacar é que não existia a preocupação na escolha das tecnologias mais adequadas às atividades das concessionárias, tendo em vista que os investimentos seriam totalmente recuperados. Um exemplo citado por Siciliano (2005) é o da escolha, por vários estados norte-americanos e Inglaterra, de usinas nucleares, que possuem custos fixos iniciais (de construção) e médios (operacionais) muito altos, quando centrais mais eficientes a carvão e gás natural estavam disponíveis.

Nesse ambiente, com a garantia de remuneração do capital investido, quanto maiores fossem o volume de capital investido em ativos fixos e os custos de operação das empresas, maior seria, em valores absolutos, a remuneração obtida por essas empresas através das tarifas definidas pelo Poder Concedente.

Nos países europeus e nos países em desenvolvimentos, em que o setor elétrico era gerido pelo Estado por meio de empresas públicas, os problemas se assemelhavam aos das empresas privadas nos Estados Unidos da América em face de o regime tarifário acompanhar o mesmo modelo – garantia da taxa interna de retorno no estabelecimento de tarifas de energia elétrica. Contudo, além de problemas relacionados à adequação de custos e

investimentos, havia questões relacionadas à assimetria de informações entre as gerências das empresas (agentes) e seu proprietário – o Estado. Isso trazia dificuldades de o Estado controlar e supervisionar as decisões dos seus agentes, pela obtenção de informações adequadas.

Nos países desenvolvidos, os projetos de grande escala e de longo prazo de conclusão passaram a ser questionados em razão do arrefecimento do crescimento da demanda por energia elétrica a partir de meados da década de 70, que era da ordem de 1% a 2% ao ano. Em lugar desses, projetos de menor escala e de curto prazo de conclusão tornaram-se mais viáveis financeiramente, mesmo que apresentassem menor eficiência, dado ao baixo crescimento da demanda por energia elétrica nessas economias.

Nos países em que predominava a propriedade estatal na indústria de energia elétrica, a melhoria do quadro fiscal e a redução das ineficiências era buscada através da introdução da concorrência e a segregação da propriedade dos diversos segmentos do setor energético (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

Nos países em desenvolvimento a demanda por energia tornou-se crescente nas décadas de 80 e 90, porém suas infra-estruturas ainda eram precárias. Devido ao ressurgimento da necessidade de financiamentos diante de um quadro de dívida externa, o Estado viu a necessidade de reestudar suas atividades. É nesse contexto que ele transfere à iniciativa privada o papel de executor do financiamento e investimento nas empresas de utilidade pública, cabendo ao Estado a regulação dessas atividades e o foco nos serviços relacionados à educação, saúde, saneamento básico e outros que estariam mais ligados à atividade estatal.

O novo modelo de regulação implantado procura adotar uma estrutura de incentivos aos agentes das atividades de transmissão e distribuição de energia, ao estabelecer regras nos contratos de concessão que procuram impelir a concessionária à busca de ganhos

de produtividade. Para as atividades de geração e comercialização de energia a regulação de preços pode funcionar como uma fase de transição até que seja possível a livre competitividade, dado que o novo modelo regulatório criou a figura do consumidor livre, podendo este optar pelo fornecedor da energia elétrica que ele demanda.

A regulação incentivada procura transferir à iniciativa privada a pressão sobre as gerências das empresas por eficiência na utilização dos recursos disponíveis. Conforme Siciliano (2005, p. 253)

Nesse contexto, o regulador possui um papel de supervisor e incentivador. Pressões quanto a decisões eficientes ficam a cargo dos acionistas, que impelem os gerentes das concessionárias a reduzir custos na medida em que o regime tarifário adotado permita apropriação de parte dos ganhos de produtividade.

No Brasil, as privatizações do setor elétrico tiveram início em 1995. A assinatura do primeiro contrato, o de número 001/95, datado de 17 de julho de 1995, foi firmado com a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa, tornando-se um marco no setor elétrico.

2.2 CONCESSÕES DO SETOR ELÉTRICO E O ÓRGÃO REGULADOR

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, no caput do art. 175, dispõe que “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos [...]”

As concessões já estavam previstas no Código de Águas – Decreto nº 2.643, de 10 de julho de 1934, promulgado no governo do Presidente Getúlio Vargas. Conforme o art. 63 do referido Código “As concessões ou autorizações para derivação que se destinem a produção de energia hidro-elétrica serão atribuições dos estados[...]”.

A concessão é o instrumento pelo qual o poder concedente transfere ao concessionário parcela do poder correspondente a certa atividade de interesse público. A

concessão requer um contrato administrativo bilateral, tendo de um lado o Estado e de outro a iniciativa privada. A permissão constitui-se um ato administrativo discricionário, no qual o poder público faculta a particulares a prestação de serviços de interesse coletivo que cabem ao Estado. Conforme Ganim (2003, p.31) “Enquanto a concessão se reveste de um “contrato administrativo” bilateral, *intuitu personare*, a permissão se reveste da natureza de ato administrativo unilateral, onde apenas a vontade administrativa se exterioriza formalmente”.

À época da promulgação da Constituição Federal de 1988, a outorga de concessões era efetuada sem licitações, embora já constasse do art. 44 do Código de Águas: “As concessões para aproveitamento das águas que se destinem a um serviço público será feita mediante concorrência pública”.

Conforme Ganim (2003, p.29)

Esse serviço vinha sendo outorgado sem licitação e, em muitas vezes, a outorga era por área de concessão, ficando uma ou outra empresa com todas as concessões de uma determinada região do País. Era o caso da Eletronorte, Chesf, Cesp e outras, o que culminou com o cancelamento de diversas concessões de geração que tinham estudos de viabilidade concluídos, mas faltavam recursos financeiros para executar as obras.

O Governo Federal Brasileiro, em 13 de fevereiro de 1995, editou a Lei nº 8.987 que dispõe sobre o regime de concessão de serviços públicos previsto na Constituição Federal de 1988. Esse instrumento fixa as regras gerais de concessões de serviços públicos à iniciativa privada, transferindo para esta os riscos inerentes ao negócio. Conforme o art. 2º da referida lei, a concessão do serviço público é definida como

a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. (BRASIL, 2005g)

A partir desta regulamentação, o Poder Concedente passou a regularizar as concessões das empresas de distribuição, que além de distribuir, realizam a comercialização de energia elétrica aos consumidores finais.

O prazo de concessão usual, constante dos contratos firmados entre o Poder Concedente e o Concessionário no processo de privatização do setor elétrico, é de 30 (trinta) anos para as empresas de distribuição, o que ratifica a determinação constante do § 2º do art. 43 do Decreto nº 24.643/34: “Toda concessão ou autorização se fará por tempo fixo, e nunca excedente a trinta anos, determinando-se também um prazo razoável, não só para serem iniciadas, como para serem concluídas, sob pena de caducidade, as obras propostas pelo peticionário”

Em 26 de dezembro de 1996 o Governo Federal Brasileiro, através da Lei nº 9.427, instituiu a ANEEL, autarquia especial vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Conforme Pires (2000, p.13), a criação da Agência foi um marco no campo regulatório do setor elétrico brasileiro, dado a tradição de regulação implícita das empresas de energia elétrica exercida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério das Minas e Energia. A subordinação direta das políticas setoriais ao Poder Executivo, implicava na perseguição de objetivos muitas vezes conflitantes, como eficiência produtiva (objetivo microeconômico), controle inflacionário (objetivo macroeconômico) e universalização dos serviços (objetivo social). Assim, a ANEEL, como autarquia especial, tem relativa independência que foi conferida pela lei que a instituiu, não estando sujeita aos diversos conflitos de interesses aos quais o DNAEE tinha que se subordinar. Sua criação visava atender à necessidade de um órgão para executar a regulação

com autonomia e para a solução dos conflitos de interesse entre o Poder Concedente, as concessionárias e os consumidores.

Conforme Pires (2000, p.13), a autarquia possui relativa independência nos seguintes aspectos:

- a) autonomia decisória e financeira, o que lhe confere agilidade nas suas iniciativas;
- b) autonomia dos seus gestores, que após a investidura nos seus mandatos só podem ser afastados com base em critérios rígidos de demissão;
- c) delegação de competência normativa para regulamentar questões técnicas atinentes ao setor;
- d) motivação técnica e não política de suas decisões, conferindo à atuação da agência neutralidade na solução dos conflitos e na adoção de medidas.

Sendo o serviço de distribuição de energia elétrica, por suas características, considerado um monopólio natural, a ANEEL tem a missão de garantir o respeito aos direitos dos consumidores cativos e das concessionárias que prestem esse serviço com eficiência e investimentos prudentes.

É denominado consumidor cativo aquele localizado na área de concessão da distribuidora de energia e por esta atendido, não possuindo a faculdade de escolher o prestador de serviço e reservando o direito de ser atendido dentro dos níveis de qualidade estabelecidos na legislação e pagar uma tarifa justa. Em outra categoria está o denominado consumidor livre, que é aquele que está legalmente autorizado a escolher o seu fornecedor de energia elétrica, dentre os que lhe oferecerem os melhores preços.

2.3 COMPONENTES DA TARIFA E REVISÃO TARIFÁRIA

No mesmo instrumento de criação da ANEEL (Lei nº 9.427/96) ficou definido o regime econômico e financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica .

“ Art. 1 O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;[...]

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

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - no contrato que prorogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

III - no contrato de concessão celebrado em decorrência de desestatização, nos casos indicados no art. 22 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato. ”

A tarifa, portanto, é o valor despendido pelo consumidor que tem acesso à energia elétrica e constitui-se na receita das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

Para estabelecimento da tarifa de energia a ser fornecida ao consumidor há de se verificar quais fatores influenciam na formação desse preço.

Horngren; Foster; Datar (2000, p. 302) apresentam três principais influências sobre as decisões de preços: clientes, concorrentes e custos. “Os clientes influenciam os preços por meio de sua ação sobre a demanda. Os custos influenciam os preços porque eles afetam a oferta. Os concorrentes oferecem produtos alternativos ou substitutos e, assim, afetam a demanda e o preço.”

Como o fornecimento de energia em grande parte dos estados brasileiros é realizado em regime de monopólio, o Órgão Regulador, ANEEL, procura atuar como concorrência e na defesa do cliente, a fim de que as tarifas praticadas pelas concessionárias sejam módicas.

O estabelecimento do preço da energia (tarifa) baseia-se nos custos necessários à prestação do serviço aos consumidores pelas concessionárias. As tarifas homologadas pelo poder concedente representam o somatório dos custos incorridos em todo o processo (geração, transmissão, comercialização e distribuição), necessários ao fornecimento de energia. Elas devem ser adequadas à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e à remuneração justa do capital aplicado na atividade. Surge daí a importância de uma adequada mensuração de custos.

Conforme Horngren; Foster; Datar (2000, p. 302)

A apuração dos custos dos produtos, [...], é importante para estabelecer preços. Não há, contudo, um modo único de apuração do custo de um produto que seja universalmente relevante para todas as decisões de preço. Por quê ? Porque as decisões de preço diferem muito, tanto nos horizontes de tempo quanto nos seus contextos.

A mensuração inadequada dos custos conduzirão à fixação de preços que poderão acarretar prejuízos às concessionárias, bem como aos consumidores. Uma apuração de custos a menor poderá resultar em uma tarifa insuficiente à cobertura dos gastos necessários ao fornecimento de energia nos padrões estabelecidos pelo Órgão Regulador, gerando sanções e acarretando um desequilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Por outro lado, a apuração maior poderá beneficiar a concessionária em detrimento dos consumidores, gerando demandas judiciais por parte destes.

Conforme Bruni; Famá (2004, p. 321)

Um dos mais importantes aspectos financeiros de qualquer entidade consiste na fixação dos preços dos produtos e serviços comercializados[...]. O sucesso empresarial poderia até não ser consequência direta da decisão acerca dos preços. Todavia, um preço equivocado em um produto ou serviço certamente causará sua ruína.

Nos contratos firmados entre o Poder Concedente e as empresas privadas foram estabelecidas as tarifas a serem praticadas durante o primeiro período tarifário (espaço de

tempo entre a data da assinatura do contrato de concessão e a primeira revisão tarifária periódica), que aplicadas ao seu mercado consumidor resulta na receita anual do primeiro ano da concessão. Essa receita é composta dos custos necessários à prestação do serviço mais a remuneração do capital investido.

Dentre as particularidades da apuração de custos para estabelecimento do preço (tarifa) da energia a ser fornecida ao consumidor final, está a observância da capacidade de gerenciamento dos diversos itens de custos pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

2.3.1 Custos Gerenciáveis e Não-Gerenciáveis

Para entendimento da terminologia custos utilizada neste trabalho, deve-se atentar para a definição de Maher (2001, p.64): “custo representa um sacrifício de recursos”. Logo, a terminologia ora empregada no tratamento de tarifas no setor elétrico não se limita à utilização de recursos para obtenção de bens e serviços.

Horngrén; Foster; Datar (2000, p.135) conceituam custo controlável (gerenciável) como “qualquer custo originalmente sujeito à influência de um gerente ou centro de responsabilidade, num determinado período”. Os mesmos autores (2000, p.135) afirmam que “controle é o grau de influência que um determinado gerente possui sobre os custos, receitas ou outros assuntos em causa”. Nestes termos, ao gestor do setor sob análise é atribuída a responsabilidade pelas variações ocorridas nos custos que estão sob seu controle, visto que ele deverá ter condições de implementar ações que venham a otimizá-los. Ao custo sobre o qual o gestor não tem influência, é atribuída a terminologia custo não-gerenciável.

Conforme Iudícibus; Marion (2001, p.60) custos controláveis (gerenciáveis) “são os passivos de serem influenciados diretamente por um gestor de área de responsabilidade,

durante um certo período de tempo.” Acerca dos custos não-controláveis (não-gerenciáveis), os mesmos autores (2001, p. 62) afirmam que “são custos imputados a determinado centro de custo, sobre o qual seu supervisor não tem gerência”.

Na ótica de Martins (2003, p.309), os custos controláveis são “aqueles que estão diretamente sob responsabilidade e controle de uma determinada pessoa cujo desempenho se quer analisar e controlar,” e os não controláveis “estão fora dessa responsabilidade e controle”. Aplicando esses conceitos às concessionárias, entende-se por custos não-gerenciáveis aqueles que não podem sofrer influência das empresas de forma a modificá-los.

Bruni (2006, p.61), corroborando com os autores citados acima, considera que os custos são controláveis “quando podem ser controlados por uma pessoa, dentro de uma escala hierárquica predefinida” podendo esta pessoa “ser cobrada de eventuais desvios não previstos”. Por sua vez, os custos não controláveis são considerados pelo autor aqueles que “fogem ao controle do responsável pelo departamento”.

A visão de Maher (2001, p.707) acerca do conceito de controlabilidade é de que os “gerentes devem ser responsabilizados por custos ou lucros sobre os quais têm poder de decisão”. Verifica-se, portanto, que o autor destaca a importância da contabilidade por responsabilidade.

De acordo com Horngren (2000, p.191), “na tentativa de se concentrar no desempenho individual de administrador, a contabilidade pela responsabilidade muitas vezes exclui ou segrega itens não considerados sujeitos ao controle do administrador”.

Martins (2003, p.309) destaca, ainda, que não existem de fato custos não-gerenciáveis, existindo custos que só são gerenciáveis em níveis superiores ao analisado; afirmação que é corroborada por Bruni (2006, p.61) . Neste caso, entende-se que os custos

não-gerenciáveis pelas concessionárias poderão ser gerenciáveis pelo poder concedente, o Estado.

A receita da concessionária, para fins de reajuste tarifário é dividida em duas parcelas: a Parcela “A”, correspondente aos “custos não-gerenciáveis”, e a Parcela “B”, aos denominados “custos gerenciáveis”.

2.3.1.1 Custos Não-Gerenciáveis – Parcela “A”

Os custos não-gerenciáveis, denominados Parcela “A” no tratamento de tarifas, correspondem aos gastos despendidos pelas concessionárias com aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, com transmissão e com os encargos setoriais previstos na legislação vigente, e sobre os quais não têm quaisquer influência de forma a otimizá-los.

Conforme McGann; Leal apud Oliveira (2002, p.81)

Non-controllable costs (Part A): This is the part of costs that is beyond the control or influence of the distributor. This includes energy purchases, transmission costs, and regulatory charges. Because of the lack of ability to manage these costs, distributors are fully compensated for annual variations in these costs at the time of annual tariff adjustments¹.

A Parcela “A”, compreende os seguintes custos:

Custos na aquisição e transmissão de energia elétrica

- tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;
- tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;
- compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;

¹ Custos não controláveis (Parcela A): Esta é a parcela dos custos que estão fora do controle ou influência da distribuidora. Isto inclui compras de energia, custos de transmissão e encargos regulatórios. Devido à impossibilidade de gerenciar estes custos, as distribuidoras são compensadas integralmente pelas variações anuais que estes custos sofrem, no momento do reajuste anual das tarifas.

- energia comprada;
- tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica; e
- encargos de conexão.

Encargos do setor elétrico

- quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;
- quota de Reserva Global de Reversão - RGR;
- Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE;
- Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; e
- Encargo de Serviços de Sistema – ESS.

Os custos de aquisição e transmissão de energia elétrica correspondem a todos os dispêndios com a mercadoria (energia elétrica) mais os esforços para colocá-la à disposição do cliente. São eles:

Tarifa de Repasse de Potência Proveniente de Itaipu Binacional: As distribuidoras de energia das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste têm obrigatoriedade de adquirir quotas partes da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional destinadas ao Brasil, conforme a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. O rateio da energia a ser adquirida pelas concessionárias é realizado na mesma proporção da energia elétrica vendida por elas no ano anterior. A tarifa é estabelecida em dólar americano e convertido para reais pela cotação do câmbio oficial no dia do pagamento.

Tarifa de Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional: Corresponde ao gasto com transporte da quota parte de energia elétrica adquirida da Hidrelétrica de Itaipu pela concessionária. Resulta do produto entre o montante de demanda de potência (MW) adquirida e a tarifa de transporte estabelecida pela ANEEL, em R\$/MW.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):

Instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, esta compensação é decorrente do aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de recursos minerais. É paga, mensalmente, pelos produtores de energia e tem por beneficiários os Estados, o Distrito Federal, os Municípios e os Ministérios do Meio Ambiente, das Minas e Energia e de Ciência e Tecnologia. O cálculo da contribuição baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, e corresponde a 6,75% (seis vírgula setenta e cinco por cento) do produto entre a tarifa de referência estabelecida pela ANEEL e o montante (em MWh) da geração mensal.

$$\mathbf{CF = GH \times TAR \times PERC}$$

Onde:

CF – valor da compensação financeira mensal a ser paga

GH – energia gerada por uma central hidrelétrica em determinado mês

TAR – valor da Tarifa Atualizada de Referência para o mês

PERC – percentual da compensação financeira estabelecida em lei.

EQUAÇÃO 1: CÁLCULO DA CONTRIBUIÇÃO FINANCEIRA PELA
UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS - CFURH

Fonte: Ganim (2003. P.156)

A TAR é estabelecida com base no valor médio da energia elétrica adquirida pelas concessionárias do serviço público de distribuição, destinada ao atendimento de seus consumidores cativos.

Conforme o art. 4º dessa Lei, estão isentas do pagamento da compensação financeira a energia gerada por instalações com capacidade nominal igual ou inferior a dez mil quilowatts; a energia gerada e consumida para uso privativo de produtor, no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; e a energia

gerada e consumida para uso privativo do produtor, quando a instalação consumidora se localizar no município afetado.

Os recursos arrecadados a título de CFURH são distribuídos aos beneficiários na seguinte proporção:

- 45% aos estados e Distrito Federal
- 45% aos municípios
- 3% ao Ministério do Meio Ambiente
- 3% ao Ministério das Minas e Energia
- 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia.

Energia Comprada – No atendimento ao seu mercado, a concessionária adquire energia das empresas geradoras mediante contratos, que podem denominar-se Contratos Iniciais, aqueles constantes do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, ou Contratos Bilaterais, firmados entre a distribuidora e a geradora posteriormente ao processo de privatização. A necessidade de energia pode, ainda, ser complementada com geração própria e aquisições no Câmara de Compensação de Energia Elétrica (CCEE), mercado no qual são disponibilizadas as sobras de energias contratadas e não consumidas em algumas áreas de concessão, em que o preço é estabelecido pelas forças de demanda e oferta. De acordo com a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, os contratos iniciais tiveram seus montantes reduzidos em 25% (vinte e cinco por cento) ao ano, a partir de 2003, ficando liberados para contratação no mercado, onde a flutuação dos preços ocorre conforme as condições hidrológicas do país. Assim, a partir de 2006, a negociação de compra e venda de energia passará a ser livre. Para as geradoras federais, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu que parte da energia proveniente da redução dos contratos iniciais, descontratadas

a partir de 2004, fosse negociada em leilões públicos de energia elétrica, gerando a partir daí os contratos bilaterais.

Para os contratos bilaterais, a negociação de compra e venda é livre entre as partes, porém o repasse destes custos às tarifas praticadas junto ao consumidor final tem um teto estabelecido pela ANEEL que é denominado Valor Normativo (VN). Tais contratos são, obrigatoriamente, registrados na ANEEL.

Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão Integrantes da Rede Básica –

Corresponde aos valores pagos pelas Distribuidoras de energia elétrica às empresas de Transmissão, pelo uso de suas instalações, denominadas Rede Básica, para transporte da energia comprada às Geradoras a fim de atender aos consumidores finais, conforme Contrato de Uso de Sistema de Transmissão (CUST). Este contrato é firmado com o Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica, que por outro lado tem à sua disposição as instalações da rede básica através de contrato de prestação de serviço de transmissão celebrado com as transmissoras. Esse encargo é calculado mensalmente pelo ONS, baseado nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL, cobrado das distribuidoras e creditados às transmissoras.

Encargos de Conexão – Para acessar às instalações da rede básica, algumas distribuidoras necessitam de instalações de conexão, que são disponibilizadas pelas proprietárias dessas, através de contrato de conexão ao sistema de transmissão. Logo, os encargos de uso dos sistemas de conexão correspondem aos valores despendidos pelas concessionárias às transmissoras, pelo uso das instalações destas. A ANEEL é responsável por estabelecer os valores anuais deste encargo.

Os encargos do setor elétrico são definidos em lei e têm as seguintes destinações:

Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – Recolhida mensalmente às Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), destina-se a subsidiar a geração de energia elétrica com combustíveis fósseis – geração em termelétricas, conforme inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. A geração termelétrica é necessária ao fornecimento de energia em regiões do Brasil que não são atendidas pelo sistema interligado, como é o caso da região Norte, bem como ao atendimento à demanda de ponta do sistema interligado. De acordo com o glossário disponível no site da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), o Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído pelas

Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões eletricamente interligadas. É formado pelas empresas geradoras do Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, com potência instalada de 67.987 MW. Até o final do ano de 2000, a rede de transmissão era formada por 70 mil quilômetros de linhas de transmissão, de acordo com dados do ONS. Isso permite a integração eletroenergética entre os sistemas de produção e a transmissão para o suprimento do mercado consumidor. (ASSOCIAÇÃO..., 2005)

Como os custos de geração em termelétricas são superiores à geração hidrelétrica, eles são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais às distribuidoras, em função do mercado que atendem e seu montante pode variar a depender do maior ou menor consumo de combustíveis (óleo combustível, óleo diesel, gás natural, carvão, etc) nas usinas termelétricas. Os valores a serem recolhidos são homologados pela ANEEL em três subcontas:

CCC – Sul / Sudeste / Centro-Oeste: cujos contribuintes são todas as empresas concessionárias que atendem a consumidores finais e têm seus sistemas elétricos conectados, total ou parcialmente, a este sistema interligado;

CCC – Norte / Nordeste: cujos contribuintes são todas as empresas concessionárias que atendem a consumidores finais e têm seus sistemas elétricos conectados, total ou parcialmente, a este sistema interligado;

CCC – Sistemas Isolados: cujos contribuintes são todas as empresas concessionárias que atendem a consumidores finais no País.

No sistema isolado, o reembolso das despesas com combustíveis fósseis na geração de energia ocorrerá pelo valor excedente àquele que seria necessário à geração pelo sistema hidráulico.

Conforme a Lei nº 9.648/98 e a Resolução ANEEL nº 261/98, a partir de 1º de janeiro de 2003 haverá redução de 25% ao ano no rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, até sua extinção em 1º de janeiro de 2006. Para os sistemas isolados, a Lei nº 10.438/02 manteve a sistemática de rateio dos custos na geração de energia através do consumo de combustíveis até o ano de 2018.

Reserva Global de Reversão (RGR) – Criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem por finalidade prover recursos necessários aos casos de reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para o desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu recolhimento é realizado às Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS em quotas mensais, e equivalem em 12 meses a 2,5% (dois e meio por cento) do ativo imobilizado em serviço vinculado à prestação do serviço de eletricidade, atendendo ao limite de 3% (três por cento) da receita anual. A cota anual da RGR seria extinta ao final do exercício social de

2002, conforme o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, porém a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, prorrogou este prazo para o encerramento do exercício social de 2010.

Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica (TFSEE) – Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, este encargo tem por finalidade o custeio das atividades da ANEEL e corresponde a 0,5% (meio por cento) do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Seu pagamento é efetuado mensalmente em parcelas correspondentes a 1/12 do valor estipulado para o ano.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem por fim o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE tem seu valor fixado anualmente pela ANEEL, até o dia 30 de novembro do ano anterior a sua competência, e é paga em quotas mensais à ELETROBRÁS. A vigência deste encargo será de 25 anos, conforme previsto em lei, a partir da data de sua criação.

Encargo de Serviços de Sistema (ESS) – Consiste basicamente em valores em R\$/MWh a serem pagos pelos Distribuidores e Comercializadores, e destina-se à recuperação dos custos incorridos pelos Geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos no preço do mercado de curto prazo. Este encargo é estabelecido e pago sobre o volume da compra de energia elétrica realizada pelos agentes da categoria consumo (agentes de distribuição e comercialização, consumidores livres e agentes de exportação), proporcionalmente ao consumo medido, contratado ou não em cada período de apuração.

Dentre as normas relativas à concessão, consta do art. 9º da Lei nº 8.987/95 o seguinte acerca da Política Tarifária:

“ Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.[...]

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

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

No inciso V do art. 29 da mesma lei consta que “incumbe ao poder concedente homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato;”

Para manutenção do preceito legal do equilíbrio econômico-financeiro, os contratos prevêem três mecanismos de atualizações tarifárias:

- o Reajuste Tarifário Anual;
- a Revisão Tarifária Periódica; e
- a Revisão Tarifária Extraordinária

Os reajustes constituem-se atos do poder concedente que têm por fim atender às concessionárias no que diz respeito à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão no período entre revisões tarifárias, procurando evitar a corrosão do mesmo pela inflação. As revisões são realizadas, periodicamente, a cada quatro anos com o fim de restabelecer o equilíbrio da concessão. Havendo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, em face de eventos extraordinários e alheios à vontade da concessionária, tais como modificações de tarifas de compra e venda de energia, alterações nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, programas emergenciais de redução de

consumo de energia elétrica, etc, esta poderá solicitar do poder concedente a realização de revisão extraordinária.

Nos processos de reajuste e revisão tarifárias o órgão regulador assegura o repasse à tarifa da totalidade dos itens de custos integrantes da Parcela “A” (custos não-gerenciáveis), isto é, os custos de aquisição de energia, obedecido o valor normativo (VN), mais os encargos setoriais.

Ao iniciar o exercício social, e nas revisões tarifárias, os itens da parcela “A” têm seus valores definidos para os doze meses seguintes, através de atos normativos da ANEEL. Havendo variações dos valores inicialmente estipulados, as concessionárias realizarão o pagamento dos novos valores e computarão as diferenças apuradas a serem inseridas no reajuste, ou revisão tarifária, seguinte.

A fim de possibilitar o controle contábil dessas variações, os Ministros de Estado da Fazenda e das Minas e Energia editaram a Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, através da qual criaram, para efeito de cálculo do reajuste tarifário, a Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA, destinada a registrar as variações positivas ou negativas de itens de custo da Parcela “A” , de que tratam os Contratos de Concessão, ocorridas no período entre reajustes tarifários.

Posteriormente, a ANEEL, através da Resolução nº 339, de 25 de junho de 2002, incluiu grupos de contas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para registro dessas variações como despesas antecipadas. Como tais variações ainda não foram contempladas na tarifa de energia, e portanto não constaram na receita de faturamento da Concessionária, não poderão ser consideradas despesas do exercício social no qual há o desembolso. Somente após a inclusão na tarifa de energia, os valores registrados no ativo deverão ser apropriadas ao resultado do exercício, conforme o Princípio da Competência, constante do art. 9º da Resolução CFC nº 750/93 (grifo nosso) “As receitas e despesas devem

ser incluídas na apuração do resultado do período em que ocorrerem, sempre simultaneamente quando se correlacionarem, independentemente de recebimento ou pagamento.”

2.3.1.2 Custos Gerenciáveis – Parcela “B”

No setor elétrico, os custos gerenciáveis são denominados Parcela “B”, e correspondem aos gastos com pessoal, material, serviços de terceiros, investimentos na expansão, na manutenção e melhoria na qualidade do sistema elétrico, bem como remuneração do capital dos acionistas e os tributos. São custos necessários à atividade de distribuição e gestão comercial de clientes, e que estão sob o controle gerencial da empresa detentora da concessão.

Conforme McGann; Leal apud Oliveira (2002, p.81)

Controllable costs (Part B): These are costs that can be controlled or influenced by the distributors and include personnel, materials and services. To provide incentives for distributors to aggressively manage these costs, the annual tariff adjustment includes an adjustment for inflation (IGP-M) minus a measure of projected efficiency gains (XFactor), as determined by ANEEL².

No processo de revisão tarifária periódica, os custos integrantes da parcela “B” são analisados pelo agente regulador (ANEEL) a fim de se estabelecer aqueles que comporão as novas tarifas de fornecimento a serem pagas pelos consumidores. Nos reajustes anuais, que ocorrem nos períodos entre as revisões, os itens da parcela “B” sofrerão correção monetária pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

A ANEEL define que:

“ Os reajustes pretendem oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário, sendo-lhe permitida a

² Custos controláveis (Parcela B): Estes são os custos que podem ser controlados ou influenciados pelas distribuidoras e incluem pessoal, material e serviços. Para incentivar as distribuidoras a gerenciarem rigorosamente estes custos, o reajuste anual das tarifas inclui o ajuste pela inflação (IGP-M) menos uma medida de ganho de eficiência projetado (fator X), como determinado pela ANEEL.

apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período. As revisões são feitas ordinariamente a cada quatro anos (revisões periódicas) e têm por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. As revisões extraordinárias podem ser solicitadas nos períodos de reajuste, sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Nos contratos assinados pela ANEEL com as distribuidoras de energia elétrica, está previsto o uso de um fator de correção (fator X) do reajuste tarifário, cujo principal objetivo é induzir a concessionária a explorar as oportunidades de melhoria da eficiência econômica de sua concessão. Esse fator atua também como instrumento de repartição dos ganhos de eficiência da concessionária com seus consumidores.” (AGÊNCIA..., 2005z)

A Parcela “B” estabelecida deve refletir os conceitos fundamentais de custos operacionais eficientes e remuneração adequada dos ativos.

Conforme comentários da ANEEL, nas notas técnicas expedidas nos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica nos exercícios de 2003 e 2004

A determinação do valor da Parcela B, mediante a consideração desses conceitos, deve responder à seguinte questão: quais são os valores das tarifas pelos quais estaria disposto a prestar os serviços de distribuição, nas condições previstas no contrato de concessão, um hipotético distribuidor entrante eficiente que teria que construir toda infra-estrutura de distribuição de energia elétrica necessária ao atendimento de uma determinada área de concessão ?

Os valores encontrados a partir desta análise são os considerados justos pelo regulador (ANEEL), pois simulam uma competição entre a concessionária alvo da revisão e uma hipotética distribuidora de energia que estivesse entrando no mercado.

A revisão tarifária é realizada em duas etapas: na primeira ocorre o reposicionamento tarifário e, na segunda, o cálculo do Fator X.

O reposicionamento tarifário procura estabelecer os custos operacionais eficientes e a remuneração justa do capital a serem atendidos pelas tarifas estabelecidas. Para esta fase, uma alternativa seria a análise dos custos incorridos pelas concessionárias. Há, contudo, um problema a ser enfrentado: a assimetria de informações. O Regulador não tem acesso às

informações contábeis da concessionária no mesmo nível de detalhes que esta possui, podendo acarretar a apresentação de dados inconsistentes, que venham a dissimular a real situação econômico-financeira da empresa, a exemplo do que tem ocorrido com grandes empresas em diversos países nos últimos anos. Uma forma de reduzir a possibilidade de assimetria seria a realização de rigorosos testes de auditoria que viessem a atestar a consistência das informações prestadas. Porém, tal procedimento poderia desviar o foco dos trabalhos de revisão tarifária e até causar desgastes no relacionamento entre concessionária e Órgão Regulador.

Diante da possibilidade de sujeitar-se aos efeitos da assimetria de informações, ao utilizar os dados de custos da própria empresa concessionária para análise e estabelecimento de tarifas, e com isso trazer prejuízos aos consumidores, nas revisões realizadas nos exercícios sociais de 2003 e 2004, que constam deste trabalho, o regulador optou por criar uma Empresa de Referência.

A Empresa de Referência é uma empresa hipotética para a qual são atribuídos custos operacionais eficientes considerando as condições geográficas, climáticas e econômicas reais do ambiente onde está inserida a concessionária objeto da revisão. A ela devem estar associados três aspectos fundamentais: eficiência de gestão; consistência no tratamento regulatório dos conceitos de “custos operacionais eficientes” e de avaliação dos ativos e; condições específicas de cada área de concessão.

Conforme a ANEEL, no Anexo I - Metodologia e Cálculo da “Empresa de Referência” Relativa à Área de Concessão da Coelba – da Nota Técnica nº 052/2003/SRE/ANEEL, de março de 2003,

Trata-se de uma metodologia que permite determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária distribuidora poderá atingir os níveis de qualidade de serviço exigidos e que os ativos necessários

manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.
(AGÊNCIA..., 2005h)

A metodologia das Empresas de Referência apresentadas pelo Regulador no processo de revisão tarifária, conforme consta das notas técnicas expedidas pela ANEEL, seguiu o seguinte processo:

- a) concepção de um desenho preliminar da Empresa de Referência para a área de concessão da distribuidora;
- b) disponibilização, à concessionária, da documentação correspondente a Empresa de Referência preliminar, concedendo-lhe prazo para críticas com a finalidade de a mesma aportar elementos específicos da área de concessão sob sua responsabilidade, com vistas a aprimorar o desenho preliminar (aspectos sócio-geográficos, climáticos, normativos e de outra natureza suprimidos ou não considerados adequadamente);
- c) apresentação formal, pela concessionária à ANEEL, de relatórios contendo seus comentários e observações com relação ao desenho preliminar;
- d) análise, pela ANEEL, da documentação mencionada em (c) e solicitação, à concessionária, de esclarecimentos e informações complementares;
- e) entrega, pela concessionária, dos esclarecimentos e informações complementares;
- f) elaboração, pela ANEEL, de uma proposta ajustada de Empresa de Referência, a partir da análise de todos os elementos obtidos durante o processo, submetendo-a à Consulta Pública.

A determinação de custos operacionais eficientes às Empresas de Referência foi realizada tendo por base as seguintes premissas, conforme Nota Técnica nº 052/2003/SRE/ANEEL, de março de 2003:

i) Identificam-se todos os processos inerentes à gestão que deve realizar a ER para o cumprimento de suas responsabilidades, descrevendo-se as principais atividades que compõem cada um deles;

ii) Para a determinação do “custo eficiente” de cada um dos processos e atividades destacados em *(i)*, assume-se como valor básico o preço de contratação de sua execução ou sua provisão no mercado respectivo. Esse procedimento se aplica sempre que o mercado em questão apresenta características de razoável competição. Isso não deve interpretar-se como uma exigência regulatória à empresa real para que “terceirize” esses processos e atividades. Isso seria uma ingerência indevida na gestão empresarial, contraditória com o caráter não invasivo do conceito de ER. Por outro lado, essa “terceirização” pode estar limitada pelo marco normativo aplicável ao serviço de distribuição de energia elétrica. Trata-se simplesmente de um critério para determinar o valor dos “custos eficientes”;

iii) Naqueles casos em que o mercado de provisão de certos serviços não esteja desenvolvido, se determinam os custos de gestão de uma atividade da ER partindo-se da definição das principais tarefas que a compõem e fazendo a atribuição de recursos materiais e humanos e seus correspondentes valores de custos para a concessionária. Seguindo o mesmo critério exposto em *(ii)*, para a determinação desses custos eficientes, se considera a situação dos mercados representativos (de produtos, serviços e mão de obra) nos quais a ER deve obter cada um desses recursos, adotando-se os valores de preços desses mercados adequados às prestações requeridas. (AGÊNCIA..., 2005h p.5)

. Dessa forma, o regulador procura suprir a carência de um mercado competitivo, que se poderia considerar o mais eficiente estabelecido de preços nesse monopólio natural (distribuição de energia elétrica). Sua intervenção direta no mercado tem por fim gerar incentivos e impor restrições semelhantes às condições encontradas nos mercados competitivos. Conforme AGÊNCIA (2005f, p.19), “trata-se de desenhar uma referência com a qual a concessionária deverá competir, sendo dessa forma incentivada a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou até superá-la”. Logo, do exposto depreende-se que o objetivo do regulador não é obrigar, diretamente, a concessionária a adotar o modelo de gestão desenhado para a Empresa de Referência, mas direcioná-la na busca constante da eficiência.

No desenho da Empresa de Referência, a ANEEL procura inserir todos os processos e atividades a serem desenvolvidos por uma distribuidora de energia elétrica considerada eficiente e que atenda satisfatoriamente os clientes. Esses processos e atividades

compreendem a direção e administração da concessionária, a gestão comercial e a operação e manutenção das instalações de infra-estrutura. A todos são alocados recursos humanos e materiais e serviços necessários ao pleno e eficiente funcionamento da empresa. Esses recursos são mensurados em valores monetários, chegando-se por fim à receita necessária à cobertura dos seus custos durante um exercício social.

Além da Empresa de Referência, outros componentes da Parcela B (custos gerenciáveis) foram mensurados para a revisão tarifária: a Base de Remuneração Regulatória, a Remuneração de Capital e Tributos.

A Base de Remuneração Regulatória compreende o montante de investimentos em ativos necessários à prestação do serviço de distribuição a ser remunerado pelo consumidor de energia elétrica.

A metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração para fins de revisão tarifária foram definidos pela ANEEL através da Resolução nº 493/ANEEL, de 3 de setembro de 2002, após Audiência Pública nº 005, realizada no período de 21 de junho a 20 de julho de 2003. A referida audiência teve por fim coletar sugestões de agentes do setor elétrico, de representantes dos consumidores e de outros interessadas que contribuíssem para o aperfeiçoamento da metodologia a ser adotada por todas as empresas no processo de revisão tarifária.

Conforme consta das Notas Técnicas expedidas pela ANEEL no processo de revisão tarifária,

O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução. (AGÊNCIA, 2005e, p. 29)

A base de remuneração é composta, de acordo com o art. 2º da Resolução nº 493/2002, de:

- I – ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado conforme critérios estabelecidos na resolução;
- II – almoxarifado de operação;
- III – ativo diferido;
- IV – obrigações especiais³, proporcionalmente ao valor do investimento da concessionária; e
- V – capital de giro estritamente necessário à movimentação da concessionária.

Na revisão tarifária periódica os ativos imobilizados em serviço (em operação) são ajustados, mediante processo de avaliação de ativos, para compor a base de remuneração.

A metodologia do custo de reposição ou substituição é utilizada para avaliação de terrenos, edificações e máquinas e equipamentos. Esta metodologia considera que os ativos sob avaliação devem ser valorados pelo custo corrente de substituição por outros bens que efetuem os mesmos serviços e que apresentem as mesmas capacidades dos ativos atualmente existentes. Inicialmente é verificado o Valor Novo de Reposição de cada ativo, que corresponde ao valor do bem em estado de novo, idêntico ou similar ao avaliado, decorrente de cotações no mercado e/ou de composição de custos para sua formação, adicionando-se, inclusive, os custos relacionados a fretes, instalação, tributos, bem como outros gastos que sejam necessários à total reposição do ativo. Posteriormente, ao valor novo de reposição deve ser aplicada uma depreciação técnica desde a data de entrada em operação do bem em uso,

³ Conforme § 2º do art. 2º da Resolução nº 493/2002-ANEEL, são considerados ativos vinculados a obrigações especiais: I – os provenientes de recursos recebidos de Municípios, de Estados, do Distrito Federal, da União e de consumidores em geral; II – os relativos a doações; e III – os resultantes de investimentos feitos com a participação financeira do consumidor.

definida no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a fim de que seja definido o Valor de Mercado em Uso.

Para veículos, móveis e utensílios e equipamentos de medição é admitida a avaliação pelo método expedito, a partir da atualização de valores contábeis. Neste caso, o Regulador aceitará a avaliação desde que constatado, através de amostragem, não haver distorções relevantes nos dados apurados.

Para mensuração da Base de Remuneração Regulatória devem ser considerados somente os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração. Além de tal exigência constante das normas expedidas pela ANEEL, só devem ser considerados na Base de Remuneração os percentuais de terrenos, edificações e máquinas e equipamentos efetivamente utilizados no serviço público objeto da concessão.

O almoxarifado de operações considerado no cálculo da Base de Remuneração corresponde à média dos saldos dos últimos 12 (doze) meses dos itens vinculados à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço objeto da concessão.

Os ativos diferidos considerados são aqueles decorrentes de benfeitorias em propriedades de terceiros e investimentos para organização, implantação e ampliação da concessionária, enquanto estiverem em curso.

Conforme o Anexo XII – Critérios para Consideração do Capital de Giro, da Resolução nº 493/2002-ANEEL, o capital de giro considerado na Base de Remuneração deve ser aquele estritamente necessário à movimentação da empresa e constará da base caso se obtenha resultado positivo na aplicação da fórmula a seguir:

Capital de Giro = Ativo Circulante – Passivo Circulante

Onde:

Ativo Circulante = Disponibilidade + Créditos, Valores e Bens – Estoques
+ Despesas Pagas Antecipadamente

Passivo Circulante = Obrigações

EQUAÇÃO 2: CÁLCULO DO CAPITAL DE GIRO PARA A BASE DE REMUNERAÇÃO
Fonte: AGÊNCIA (2005e, p.20)

Os trabalhos de avaliação devem ser realizados por empresa contratada pela concessionária e que esteja credenciada pela ANEEL. As normas para credenciamento das empresas avaliadoras estão previstas no Anexo I da Resolução nº 493/ANEEL, de 03 de setembro de 2002, e incluem, dentre outras:

- a comprovação da situação econômico-financeira da empresa;
- a prova de regularidade com as fazendas federal, estadual e municipal;
- a inexistência de conflitos ou comunhão de interesses entre a avaliadora e a concessionária contratante;
- a comprovação de experiência com sucesso na execução de avaliação de trabalhos de avaliação de ativos operacionais;
- a comprovação da existência no seu quadro de profissionais portadores de diploma universitário, com experiência comprovada na execução de trabalhos similares no setor elétrico do Brasil, sendo pelo menos um deles da área de engenharia; etc.

Os resultados da avaliação da Base de Remuneração são encaminhados ao Órgão Regulador no prazo por ele determinado, a fim de que possa ratificar ou retificá-los. A não realização dos trabalhos de avaliação e/ou o envio do laudo após o prazo estabelecido pela

ANEEL, sujeita a concessionária à possibilidade de o Regulador arbitrar um valor para a Base de Remuneração na revisão tarifária.

A Remuneração do Capital na revisão tarifária periódica resulta da aplicação da taxa de retorno para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil sobre a base de remuneração. A taxa de retorno considerada pela ANEEL é calculada com base na metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital - CMPC (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*⁴), incluindo os efeitos do imposto sobre a renda, em combinação com o Modelo de Apreçamento de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model – CAPM*⁵), por terem sido considerados os padrões mais adequados para os negócios de energia elétrica durante as audiências públicas realizadas pela ANEEL para o processo de revisão tarifária das concessionárias.

$$WACC = r_{capm} \frac{E}{D + E} + r_d \times \frac{D}{D + E} \times (1 - T)$$

Onde:

r_{capm} = custo do capital próprio

r_d = custo do capital de terceiros

E = capital próprio

D = capital de terceiros

T = alíquota do imposto de renda pessoal jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido.

EQUAÇÃO 3: CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

Fonte: AGÊNCIA... (2005e, p.21)

Conforme consta do anexo II das notas técnicas expedidas nas revisões tarifárias de 2003 e 2004

Os métodos padronizados promovem transparência e oferecem maior certeza sobre quais são os elementos determinantes da taxa de retorno e como a influenciam. Dessa maneira, a observação de regras claras e transparentes objetiva elevar a concorrência pelos fluxos de aplicações, assim como a

⁴ Esta metodologia considera que a taxa de retorno de um investimento é a média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total do investimento.

⁵ O modelo consiste em que a taxa de retorno exigida por um investidor corresponde ao retorno dos investimentos sem risco, acrescido de um prêmio pelo risco.

segurança da indústria. Entre os métodos padronizados, o que maior consenso adquiriu é o “*Weighted Average Cost of Capital*” em combinação com o “*Capital Asset Pricing Model*” (CAPM/WACC). (AGÊNCIA, 2005g, p.2)

Para o cálculo da taxa de retorno pelo WACC houve a necessidade de se determinar a estrutura ótima de capital das concessionárias entre capital próprio e capital de terceiros.

A estrutura ótima pode ser considerada aquela que mantém o equilíbrio entre risco e retorno, maximizando o preço das ações das empresas ou minimizando o custo médio ponderado de capital. A estrutura capital das concessionárias de distribuição, calculada pela ANEEL nas revisões tarifárias de 2003 e 2004, baseou-se em estudos empíricos de empresas de distribuição da Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha: países que utilizam o regime regulatório de preços máximos.

Inicialmente foi analisada a relação capital de terceiros/capital total de empresas de comercialização e distribuição de energia dos citados países para um período de 15 (quinze anos (1987 a 2001)). Por considerar o período dos três últimos anos mais adequado para estabelecimento de uma estrutura ótima de capital das empresas brasileiras, a ANEEL calculou endividamentos médios e desvios padrões, e estabeleceu faixas de endividamento a partir das amostras para dois grupos distintos: Grupo 1: Argentina e Chile e Grupo 2: Austrália e Grã-Bretanha.

No primeiro grupo, formado por países em desenvolvimento, a faixa de endividamento variou de 33,25% a 47,87%. Para o segundo grupo, formado por países com alto grau de desenvolvimento, a faixa de endividamento variou de 46,04% a 57,59%.

O passo seguinte foi o estabelecimento de uma faixa que correspondesse à soma das faixas dos dois grupos, que representaria a expectativa de endividamento em concessionárias de distribuição nos países que apresentam esse mesmo modelo de regulação –

33,25% a 57,59%. Esta nova faixa foi considerada a referência a ser confrontada com aquela gerada pelos dados coletados das empresas brasileiras.

A partir dos dados de 21 (vinte e uma) empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, no mesmo período de 3 (três) anos, foi estabelecida a faixa de endividamento (relação capital de terceiros/capital total) de 51,22% a 70,11%, que seriam confrontadas com os índices estabelecidos para os países citados no parágrafo anterior.

A interseção da faixa de endividamento brasileira com a faixa dos demais países (faixa de referência) resultou num intervalo de 51,22 a 57,59% de endividamento. Considerando que no Brasil é dispensado benefício fiscal aos juros sobre a dívida e sobre o capital próprio, chegou-se à conclusão de um ajuste final na faixa, passando a ser considerada de 50% a 55%. Por fim, a ANEEL optou por adotar o percentual fixo de 50% de participação da dívida no capital total das concessionárias em processo de revisão tarifária no Brasil.

Definida a estrutura ótima de capital, foram calculados os custos de capital próprio e capital de terceiros.

O custo de capital próprio (r_{capm}) foi calculado a partir do CAPM, utilizando a seguinte fórmula:

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

Onde:

r_f = Taxa livre de risco

β_d = Beta desalavancado

$(r_m - r_f)$ = Prêmio de risco de mercado

r_r = Outros prêmios de risco

EQUAÇÃO 4: CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Fonte: AGÊNCIA... (2005e, p.22)

O resultado dos estudos realizados foi o estabelecimento de um custo de capital próprio de 14,72%, que serviria de parâmetro para avaliação do custo de capital na determinação das tarifas.

Para o custo de capital de terceiros (r_d) foi utilizado o método CAPM de dívida, conforme abaixo:

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_X$$

Onde:

- r_f = Taxa livre de risco
- r_c = Prêmio de risco de crédito
- r_B = Prêmio de risco da atividade de distribuição no Brasil
- r_X = Prêmio de risco cambial

EQUAÇÃO 5: CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS
Fonte: ANEEL

O cálculo do custo de capital de terceiros (r_d) resultou em 13,05%.

Como Segunda etapa do processo de revisão tarifária, o cálculo do Fator X corresponde à definição de metas de eficiência que estarão expressas nas tarifas a serem praticada pela concessionária. O regulador realiza a projeção de ganhos de produtividade para o período tarifário, decorrentes tanto do aumento de consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) quanto da incorporação de novos clientes (crescimento horizontal), atendidos com custos incrementais decrescentes quando comparados àqueles inicialmente definidos no reposicionamento tarifário. Esses ganhos devem ser repassados aos consumidores através da aplicação de um fator redutor do índice utilizado para o reajuste da Parcela “B” (IGP-M), denominado Fator X. Esta metodologia constitui-se um incentivo à eficiência na gestão da concessionária, dado que ela poderá se apropriar dos ganhos de eficiência que alcançar além daquele nível estabelecido pela ANEEL através do Fator X,

assim como poderá ter redução de suas expectativas de resultados positivos, caso seja menos eficiente que a projeção realizada.

Na definição do Fator X são considerados três componentes: o X_e , que corresponde aos ganhos de produtividade; o X_c , que reflete a percepção do cliente acerca da concessionária de distribuição; e o X_a , que se constitui um mecanismo que procura preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

$$X = (X_e + X_c) \times (IGPM - X_a) + X_a$$

EQUAÇÃO 6: CÁLCULO DO FATOR X

Fonte: AGÊNCIA...(2005a, p. 8)

Conforme o art 2º da Resolução Normativa nº 55/ANEEL/2004

Art. 2º O Fator X será estabelecido em função dos seguintes componentes:

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

II – componente X_c que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC; e

III – componente X_a que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para o componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária. (AGÊNCIA..., 2005a)

O cálculo do X_e será realizado a cada revisão tarifária e procurará refletir os ganhos de produtividade da concessionária decorrentes do crescimento do mercado. A projeção do crescimento de mercado é particularidade de cada empresa. Esta realizará sua projeção baseada no seu histórico e apresentará à ANEEL que validará a pertinência dos resultados alcançados ou retificá-los-á. A partir daí o Regulador calculará o X_e , que servirá para o repasse dos ganhos de produtividade às tarifas de energia pagas pelos consumidores. Desta forma, a ANEEL procura atingir o preceito da modicidade tarifária.

O componente X_c é calculado a partir de *benchmark*⁶, tendo por base os Índices ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC, determinados de acordo com metodologia da ANEEL e divulgado anualmente.

De acordo com a Resolução Normativa nº 55/ANEEL, de 5 de abril de 2004

O IASC tem como objetivo avaliar a partir da percepção dos consumidores o grau de satisfação com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Para geração do índice de satisfação (IASC) por concessionária, utilizam-se as médias obtidas pela empresa nos indicadores de Satisfação Global, Desconformidade Global, e Distância para uma Empresa Ideal [...] (AGÊNCIA..., 2005a)

A ANEEL estipula, a partir dos IASC, um *benchmark* que cada concessionária deverá superar, pelo que será beneficiada. Caso contrário, poderá ser penalizada.

O componente X_c estará compreendido no intervalo $-1 \leq X_c \leq 1$ e será calculado a partir da seguinte equação:

$$X_c = (IASC_b - IASC_c) / 14$$

Onde:

IASC_c é o mais recente IASC disponível na data do reajuste tarifário anual da concessionária.

IASC_b é o *benchmark* de índice de satisfação.

EQUAÇÃO 7: CÁLCULO DO COMPONENTE X_c DO FATOR X
Fonte: AGÊNCIA...(2005a, p. 9)

Conforme o anexo II da Resolução Normativa nº 55/ANEEL/2004

Do ponto de vista conceitual, a aplicação regulatória do componente X_c é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica. É evidente que o ponto de vista desse usuário é, por definição, subjetivo. Porém, é igualmente evidente o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva. (AGÊNCIA...2005a)

⁶ Expressão utilizada para indicar o melhor nível de desempenho em relação ao qual podem ser realizadas comparações.

O componente X_a é definido de forma que a aplicação do índice (IGPM - X_a) assegure o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Para determinar X_a deve-se considerar que a Parcela “B” (custos gerenciáveis) está composta de custos operacionais, remuneração sobre o capital e depreciação e tributos. Neste caso, a ANEEL segrega de cada um desses componentes da Parcela B os valores da mão-de-obra, sobre os quais será aplicado o Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA.

2.3.2 Revisão Tarifária

Durante os primeiros cinco anos da privatização, isto é, antes da primeira revisão tarifária, as concessionárias podem se apropriar dos ganhos de produtividade alcançados pela redução de custos na Parcela “B”.

No Gráfico 1, pode ser verificada a apropriação dos ganhos pela concessionária face a eficiência no gerenciamento dos seus custos (Parcela “B”) de 1998 a 2003, que corresponde ao período do início da concessão até a primeira revisão tarifária. Para tal período fora estabelecida e mantida a tarifa (T1) a ser praticada pela concessionária. Para o segundo período, 2003 a 2007, a ANEEL estabelece o reposicionamento tarifário da concessionária, fixando a tarifa em novo patamar (T2).

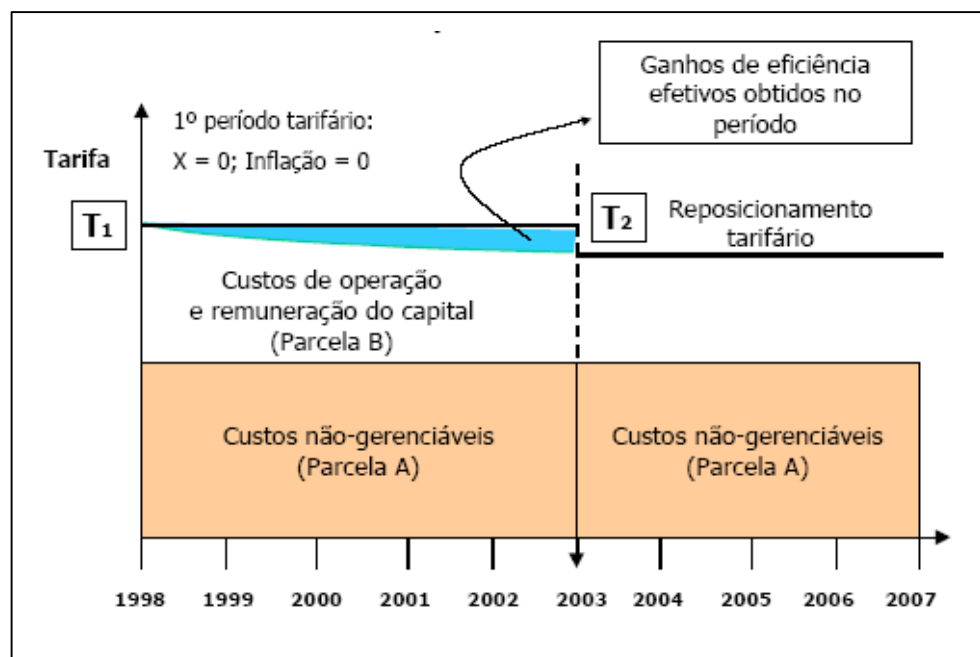


GRÁFICO 1 – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO
 Fonte: AGÊNCIA... (2005f, p. 11)

No processo de revisão tarifária, é realizada análise dos custos necessários à prestação do serviço pela Concessionária e feita uma projeção de ganhos. Com base nesse estudo, é determinado o denominado Fator X, que corresponde a um percentual a ser subtraído ou acrescido ao IGP-M do período entre reajustes tarifários, com a finalidade de compartilhar o ganho de eficiência com o consumidor. Trata-se do estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário.

No Gráfico 2, verifica-se o ganho estimado de produtividade a ser partilhado com os consumidores pela aplicação do Fator X no índice oficial de reajuste tarifário da concessionária a cada ano do segundo período tarifário.

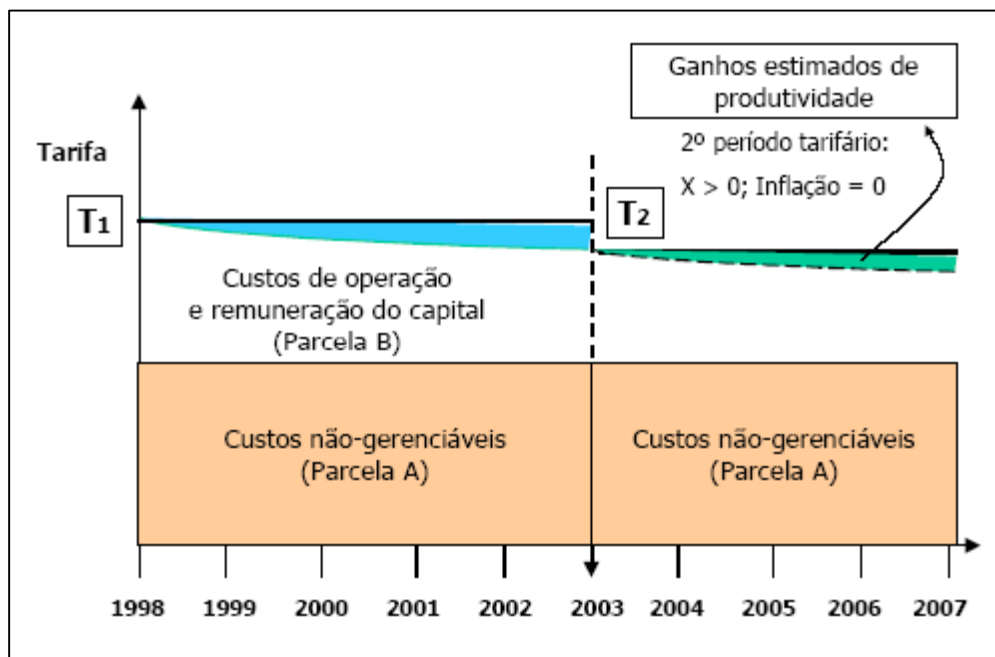


GRÁFICO 2 – GANHO ESTIMADO DE PRODUTIVIDADE – FATOR X
 Fonte: AGÊNCIA... (2005f, P. 13)

Devido à obrigatoriedade de partilhar os ganhos estimados de produtividade com os consumidores, a concessionária somente poderá se apropriar de ganhos à medida que ultrapassar o Fator X ao longo do segundo período tarifário. No Gráfico 3, a área hachurada de amarelo representa o ganho efetivo da distribuidora ao apresentar custos ainda mais eficientes que os projetados na revisão tarifária.

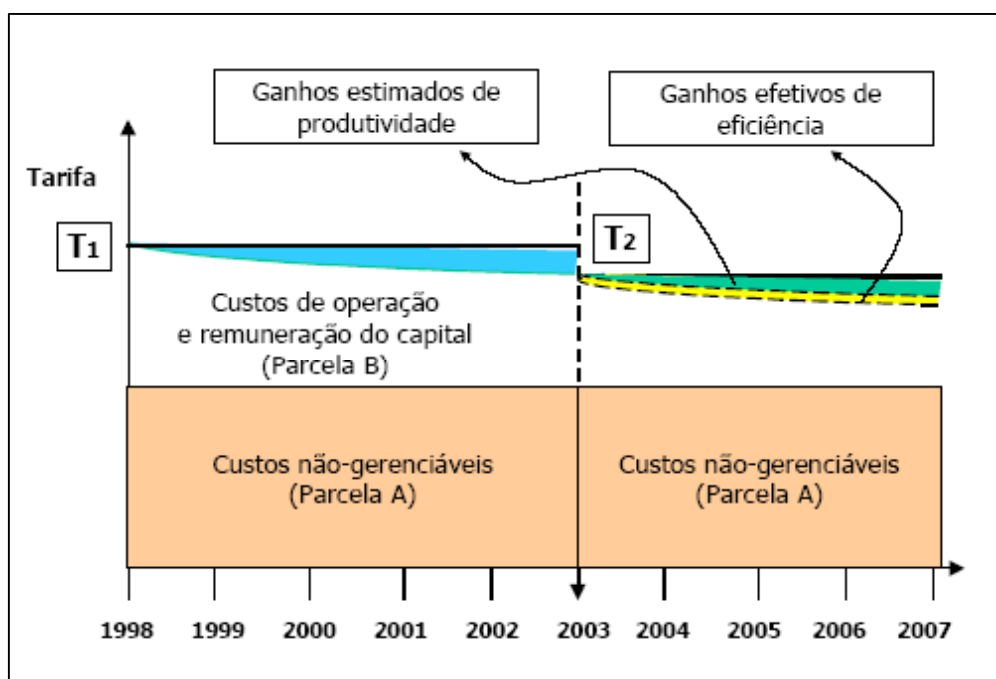


GRÁFICO 3 – GANHO EFETIVO DE PRODUTIVIDADE

Fonte: AGÊNCIA... (2005f, P. 14)

Observa-se em todos os gráficos que, no estabelecimento de novas tarifas, é mantido o repasse da totalidade dos custos não-gerenciáveis (Parcela A), efetivando-se a redução do Fator X apenas nos custos gerenciáveis (Parcela B). Dessa forma, o Regulador procura manter um Regime de Regulação por Incentivos, provocando nas concessionárias a busca constante pela eficiência.

Conforme a AGÊNCIA... (2005f, p. 9)

As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária.

Conforme consta da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação do Serviço - dos Contratos de Concessão das distribuidoras de energia elétrica constantes desta pesquisa, com as modificações efetuadas por termos aditivos, os reajustes das tarifas homologadas em

período anterior serão efetuados pela aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, conforme cálculo abaixo:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA1} + \text{VPB0} \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

EQUAÇÃO 8: CÁLCULO DO ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO
Fonte: ANEEL

onde:

RA: receita anual de fornecimento, de suprimento e de uso do sistema de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, denominada como “Receita de Referência”.

Receita anual de fornecimento: calculada considerando-se as tarifas de fornecimento homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores cativos, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem de potência ativa ou reativa.

Receita anual de suprimento: calculada considerando-se as tarifas de suprimento homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem.

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição: calculada considerando-se as tarifas de uso do sistemas de distribuição homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores livres, de autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias, autorizadas e geradores conectados ao sistema de distribuição, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem.

Mercado de Referência: composto pelas quantidades de energia elétrica e de demanda de potência faturadas para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, bem como pelas quantidades de energia elétrica e potência contratada para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão pelos geradores, no período de referência;

Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

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

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

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas elétricas no momento da revisão tarifária periódica.

Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de: (i) perdas elétrica do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável, (ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.

VPA0 - Valor da parcela A, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da “Parcela A”: valores considerados no reajuste ou na revisão anterior.

VPB0 - valor da Parcela B, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

VPA1 - valor da “Parcela A”, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriores à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;
- (ii) Para a energia comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº

5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior;

- (iii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data do reajuste em processamento; e
- (iv) Para os demais itens da “Parcela A”: valores vigentes na data do reajuste em processamento. (BRASIL, 2005q)

O Índice de Reajuste Tarifário – IRT é obtido pela razão entre a Receita Requerida para o ano-teste e a Receita Verificada para este mesmo ano. A receita requerida considera a cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada do capital investido de maneira prudente. A receita verificada corresponde àquela que seria obtida com a aplicação das tarifas vigentes antes da revisão tarifária ao mercado de venda do ano-teste.

Entende-se por ano-teste o período de 12 (doze) meses após a data da revisão tarifária periódica.

CAPÍTULO III - CARACTERÍSTICAS DAS CONCESSIONÁRIAS PESQUISADAS

A região Nordeste do Brasil possui 11 (onze) concessionárias de distribuição de energia elétrica, das quais 5 (cinco) passaram por revisão tarifária periódica nos exercícios de 2003 e 2004. São elas:

- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA)
- Companhia Energética do Ceará (COELCE)
- Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)
- Companhia Sul Sergipana de Eletricidade (SULGIPE)
- Empresa Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE)

3.1 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA)

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia constitui-se uma sociedade anônima de capital aberto, detentora das concessões de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica que abrange 415 (quatrocentos e quinze) municípios, numa área de 565.511 km² do Estado da Bahia. O número de consumidores atendidos pela Companhia, conforme seus relatórios contábeis, em 31 de dezembro de 2004, era de 3.652.973, sendo 3.143.083 da classe residencial, 18.978 da industrial, 268.755 da comercial, 167.559 da rural, 53.981 da classe poder público (considerando poderes públicos federal, estadual, municipal, serviço público e iluminação pública) e 617 da classe Consumo Próprio.

Anteriormente à criação da Coelba, o serviço de energia elétrica do Estado da Bahia era atendido pelas prefeituras municipais e algumas companhias, inclusive uma estadual que atendia à capital, Salvador, e parte do Recôncavo Baiano.

Com a missão de fornecer energia para impulsionar o desenvolvimento do Estado, foi criada em 28 de março de 1960 a Coelba. Em seu primeiro ano de funcionamento, a Coelba atendia a 21 localidades. Ao longo de sua história, a Companhia incorporou os serviços prestados pelas prefeituras e demais concessionárias, a exemplo da Companhia Elétrica Rio das Contas – CERC e a Companhia de Energia Elétrica da Bahia – CEEB.

Até o dia 30 de julho de 1997, a COELBA pertencia ao Poder Público Estadual, passando à iniciativa privada por meio de leilão de privatização, em 31 de julho de 1997. Na ocasião, o consórcio Guarani S.A. (posteriormente Neoenergia S.A.), composto pela empresas IBERDROLA (espanhola), PREVI, BB Investimentos, Brasil CAP e BB Ações Price, adquiriu o controle acionário da Empresa. A concessão terá um período de vigência de 30 (trinta) anos, tendo início no dia 08 de agosto de 1997 e prazo de encerramento previsto para 07 de agosto de 2027, conforme consta do Contrato de Concessão de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica nº 010/97 – COELBA, datado de 08 de agosto de 1997. Entretanto, tal prazo poderá ser prorrogado por igual período a critério do Poder Concedente, baseado em relatórios técnicos preparados pela ANEEL, relativos à regularidade e qualidade dos serviços prestados pela concessionária, desde que a mesma formalize requerimento em até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo de concessão atual, acompanhado de comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e de outros compromissos assumidos com os órgãos da Administração Pública, correspondentes ao objeto da concessão. O Poder Concedente deverá se pronunciar sobre o pleito da concessionária até 18 (dezoito) meses antes do vencimento do prazo atual da concessão, sob pena de, não se pronunciando, tornar-se automática a prorrogação do prazo pleiteado.

Em 12 de dezembro de 1997, em leilão de privatização, a Coelba adquiriu o controle acionário da Empresa Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, detentora da

concessão de distribuição e comercialização de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Norte. Além deste investimento, a Coelba possuiu investimento relevante na Itapebi Geração de Energia S.A., empresa de geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis. Ambos os investimentos foram alienados no exercício de 2005.

3.2 COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE)

A Companhia Energética do Ceará – COELCE, sociedade anônima de capital aberto, detém a concessão de distribuição de energia elétrica nos 184 municípios do estado do Ceará numa área de 146.817 km². Seus relatórios contábeis, depositados na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, em 31 de dezembro de 2004, apresentam um mercado de energia elétrica atendido pela concessionária composto de 2.230.052 consumidores, sendo 1.871.241 da classe residencial, 6.831 da industrial, 136.141 da comercial, 189.591 da rural e 26.248 da poder público (considerando poderes públicos federal, estadual, municipal, serviço público e iluminação pública).

Conforme consta no *site* institucional, a Coelce foi criada em 30 de agosto de 1971, resultante da fusão das empresas CONEFOR, CELCA, CENORTE E CERNE, que até então eram responsáveis pela produção, transmissão e distribuição de energia elétrica na capital e no interior do estado do Ceará, passando a ser a única concessionária de energia do Estado. No ano de 1987, em Assembléia Geral Extraordinária, o objetivo social da instituição foi ampliado ao patamar de Empresa Energética. Em outubro de 1995 a empresa tornou-se uma companhia de capital aberto, passando a negociar suas ações nas principais bolsas de valores do país.

A transferência de propriedade da Coelce, do Poder Público Estadual para a iniciativa privada, ocorreu em leilão de privatização no dia 2 de abril de 1998. Naquela data,

em leilão efetuado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a Distriluz Energia Elétrica S.A. adquiriu 82,69% do capital votante da Companhia, equivalente a 51,05% do total das ações. Em 27 de setembro de 1999, a Coelce incorporou a sua controladora, passando a ser controlada pela Investluz S.A., que detém 56,59% do capital da Companhia. Por sua vez, a Investiluz tem na composição de seu capital a Endesa España, a Ampla (antiga CERJ), a Enersis e a Chilectra. Possuindo a Endesa España investimento direto na Coelce, num percentual de 2,3%, e sendo, adicionalmente, controladora da Investiluz, observa-se que o controle acionário da Empresa Cearense pertence ao capital espanhol (Endesa).

O período de concessão da Coelce é de 30 (trinta) anos, iniciado em 13 de maio de 1998 e com prazo de vencimento previsto para 12 de maio de 2028, conforme a Cláusula Terceira do Contrato de Concessão de Distribuição nº 01/98 – ANEEL, datado de 13 de maio de 1998. Esse prazo poderá ser prorrogado por igual período se requerido pela Concessionária em até 3 (três) anos de antecedência em relação ao vencimento do período de concessão atual. A Quarta Subcláusula da Cláusula Terceira: Prazo da Concessão e do Contrato, esclarece que “a eventual prorrogação do prazo das concessões estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato, a critério da ANEEL.”

3.3 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN)

Constituída sob a forma de sociedade por ações, de capital aberto, a Companhia Energética do Rio Grande do Norte é detentora da concessão de distribuição e comercialização de energia elétrica em todo o Estado, num total de 167 (cento e sessenta e sete) municípios e uma área de 53.307 km². Conforme as notas explicativas às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2004, eram atendidos, até aquela data, 837.728 consumidores, sendo 730.901 da classe residencial, 4.439 da industrial, 59.098 da comercial,

29.880 da rural, 13.320 da classe poder público (considerando poderes públicos federal, estadual, municipal, serviço público e iluminação pública) e 90 da classe Consumo Próprio.

No breve histórico da Cosern, disponibilizado no seu *site* institucional, consta que ela foi criada pela Lei Estadual nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, regulamentada pelo Decreto Estadual nº 3.878, de 08 de janeiro de 1962 e autorizada a funcionar como empresa de energia elétrica pelo Decreto Federal nº 1.302, de 03 de agosto de 1962. Objetivando eletrificar todo o Estado com a energia proveniente da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), a Cosern passou à construção de linhas e redes no interior do Estado, dado que na capital (Natal) os serviços estavam sendo supridos pela Companhia de Força e Luz Nordeste do Brasil (CFLNB). Em 1968, a Cosern incorporou a seu patrimônio a CFLNB e, em 1972, a Companhia de Melhoramentos Mossoró S.A. (COMENSA).

O leilão de privatização, ocorrido em 12 de dezembro de 1997, proporcionou a transferência do controle da Companhia do Poder Público Estadual para a iniciativa privada. A aquisição do controle acionário foi realizada por consórcio formado pela Coelba, Guaraniana S.A. (posteriormente Neoenergia S.A.) e Uptick Participações S.A. No exercício social de 2005 a Coelba alienou sua participação para a Neoenergia. O Contrato de Concessão assinado tem vigência por 30 (trinta) anos, conforme a Cláusula Terceira do Contrato de Concessão de Distribuição nº 08/97 – ANEEL, tendo início em 31 de dezembro de 1997, data da assinatura do contrato, e prazo para encerramento previsto para 30 de dezembro de 2027. A prorrogação do prazo por igual período é possível, desde que a concessionária a requeira num prazo de 36 (trinta e seis) meses antes do vencimento do prazo atual, isto é, até dezembro de 2024, e apresente a documentação que comprove adimplementos fiscais, previdenciários e de outros compromissos assumidos com a esfera pública relativas ao serviço de energia. O Poder Concedente disporá de um prazo de 18 (dezoito) meses para se pronunciar acerca do deferimento ou indeferimento do requerimento da concessionária. Caso dentro do prazo

previsto o Poder Concedente não se pronunciar, considerar-se-á prorrogado o prazo da concessão por igual período.

3.4 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE (SULGIPE)

A Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – SULGIPE é uma sociedade anônima de capital fechado, possuindo concessão de distribuição de energia elétrica em 12 (doze) municípios do sul do estado de Sergipe e 02 (dois) municípios do nordeste do estado da Bahia. A área atendida pela concessionária é de 5.946 km², sendo, 4.568 km² em Sergipe e 1.378 km² na Bahia.

A Empresa atende um mercado de 86.798 unidades consumidoras, sendo 77.463 da classe residencial, 6.153 da classe comercial, 539 da industrial, 1.432 da rural, 1.209 da classe poder público (considerando poderes públicos federal, estadual, municipal, serviço público e iluminação pública) e 2 da classe consumo próprio.

Conforme consta do *site* institucional, do desdobramento da Companhia Industrial de Estância S/A, fabricante de tecidos, em 22 de agosto de 1958, surgiu a Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE. O Decreto nº 45.105 autorizou o funcionamento da empresa a partir de 23 de dezembro de 1958 no setor de energia elétrica. De 1959 a 1966, a Sulgipe ampliou sua área de concessão, inicialmente limitada ao município de Estância, passando a atuar nos municípios que hoje compõem sua área de concessão.

O contrato de concessão da Sulgipe foi assinado em 14 de dezembro de 1999, sob o nº 91/99, quando iniciou o primeiro período tarifário, que durou até 14 de dezembro de 2004, data em que foi realizada sua primeira revisão tarifária periódica.

O prazo da Concessão de Distribuição da Sulgipe é de, aproximadamente, 15 (quinze) anos e 7 (sete) meses, a contar da assinatura do contrato, tendo como data prevista

para encerramento da concessão o dia 07 de julho de 2015. Este prazo de concessão poderá ser prorrogado por, no máximo, mais 20 (vinte) anos, conforme consta da Subcláusula Primeira da Cláusula Terceira do contrato, desde que requerida pela Concessionária num prazo mínimo de 36 (trinta e seis) meses antes do término do período da concessão atual. Da mesma forma que nos contratos firmados para 30 (trinta) anos de concessão de distribuição, o Poder Concedente terá prazo de 18 (dezoito) meses para a emissão de seu parecer, sob pena de que seu silêncio provoque uma renovação automática do prazo de concessão.

3.5 EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE S.A. (ENERGIPE)

A Empresa Energética de Sergipe S.A. é uma sociedade por ações, de capital aberto, que possui concessão de distribuição de energia elétrica em 63 (sessenta e três) dos 75 (setenta e cinco) municípios no Estado de Sergipe, 17.419 km², correspondente a 79,2% da área geográfica do Estado. No seu mercado cativo, conforme seus demonstrativos publicados em 31 de dezembro de 2004, atende a 451.833 consumidores, sendo 405.961 da classe residencial, 2.942 da industrial, 27.387 da comercial, 9.439 da rural, 6.046 da classe poder público (considerando poderes públicos federal, estadual, municipal, serviço público e iluminação pública) e 58 da classe Consumo Próprio.

A história da energia elétrica em Sergipe, conforme consta do *site* da Energipe, tem seus primórdios no início do século XX, com a construção da primeira usina de geração pelo Governo Estadual, a qual passou a fornecer energia para a iluminação pública de Aracaju e para o consumo residencial. Na década de 20 foi criada a Empresa Tração Elétrica Aracaju, de capital privado, que obteve concessão do Estado para prestar os serviços ligados à luz, força motriz e viação urbana da capital. Nos anos 30, o Estado reassumiu o controle do serviço de energia, criando a empresa Serviços de Luz e Força de Aracaju. Devido ao

crescimento econômico e social do Estado, houve necessidade de criação de uma empresa que fosse capaz de atender, além da capital, todo o interior. Dessa forma, surgiu a Energipe.

Criada pela Lei Estadual nº 943, de 03 de junho de 1959, com a denominação Empresa Distribuidora de Energia em Sergipe S.A., a Energipe foi transferida para a iniciativa privada através de leilão de privatização ocorrido em 03 de dezembro de 1997. A aquisição foi realizada pelo Sistema Cataguazes-Leopoldina, em parceria com as empresas americanas Pbpart Ltda e Pbpart – SE 1 Ltda, nas quais figura como acionista controlador. Em 2000 houve ingresso na participação acionária da Energipe da Alliant Energy, empresa norte-americana que fornece energia elétrica, gás natural, água e vapor para mais de 1,3 milhão de consumidores nos Estados Unidos, e possui mais de um século de experiência. Conforme consta das notas explicativas às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2003, a Energipe, através das empresas de propósitos específicos Pbpart Ltda. e Pbpart SE 1 Ltda, adquiriu o controle acionário das empresas Companhia Energética da Borborema – CELB e Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – Saelpa, responsáveis por distribuição de energia elétrica no Estado da Paraíba.

O contrato de concessão da Energipe foi assinado em 23 de dezembro de 1997, sob o nº 07/97, quando iniciou o primeiro período tarifário. O prazo da Concessão de Distribuição da Energipe é de 30 (trinta) anos, a contar da assinatura do contrato, tendo como data prevista para encerramento da concessão o dia 22 de dezembro de 2027. Este prazo de concessão poderá ser prorrogado por igual período, conforme consta da Subcláusula Primeira da Cláusula Terceira do contrato, desde que requerida pela Concessionária num prazo mínimo de 36 (trinta e seis) meses antes do término do período da concessão atual. O Poder Concedente terá prazo de 18 (dezoito) meses para se manifestar sobre o assunto, sob pena de que seu silêncio provoque uma renovação automática do prazo de concessão.

CAPÍTULO IV - DESCRIÇÃO E ANÁLISE DE DADOS

4.1 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA)

Conforme consta da Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima: Tarifas Aplicáveis na Prestação do Serviço, do Contrato de Concessão de Distribuição da COELBA, a primeira revisão tarifária ocorreria um ano após o quinto reajuste tarifário anual da concessionária, contados a partir da data da assinatura do contrato (08/08/1997). O primeiro reajuste após a privatização ocorreu em 22 de abril de 1998 e o quinto, em 22 de abril de 2002. Em 22 abril de 2003, portanto, a Coelba passou pela sua primeira Revisão Tarifária Periódica.

No mês que antecedeu a revisão das tarifas, a ANEEL expediu a Nota Técnica nº 052/2003-SRE/ANEEL, datada de 3 de março de 2003 na qual constam, detalhadamente, todas as informações relacionadas àquela revisão. No período de 11 a 24 de março do mesmo ano, a ANEEL recebeu as contribuições da sociedade baiana para aperfeiçoamento do processo de revisão tarifária da Coelba, constante da nota técnica, a ser realizada naquele exercício. Em 28 de março de 2003, foi realizada, ao vivo, no auditório da Secretaria de Infra-estrutura do Governo do Estado da Bahia (SEINFRA), a audiência pública AP 014/2003 na qual foram debatidos os detalhes da revisão tarifária e coletadas mais contribuições.

Após realizada a revisão tarifária de 2003, em razão de análises realizadas pela ANEEL, em atendimento a pleitos da concessionária, a nota técnica original foi retificada através das Notas Técnicas nº 154/2003-SRE/ANEEL, nº 105/2004-SRE/ANEEL e nº 113/2005-SRE/ANEEL, de 21 de julho de 2003, 28 de abril de 2004 e 08 de abril de 2005, respectivamente, das quais foram extraídos os dados constantes do Quadro 1, utilizados para estabelecimento das tarifas a serem praticadas pela concessionária na venda de energia aos consumidores finais:

ITENS	VALOR
Não Gerenciáveis	904.576.312,97
Compra de Energia Elétrica	692.020.060,30
Transporte de Energia Elétrica	107.282.277,62
Encargos Setoriais	105.273.975,05
Reserva Global de Reversão – RGR	29.916.887,16
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	3.714.062,84
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	63.120.984,11
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.522.040,94
Gerenciáveis	1.116.466.880,44
Empresa de Referência	437.790.509,90
Base de Remuneração	218.674.283,55
Remuneração do Capital	347.107.643,26
Tributos	112.894.443,73
TOTAL	2.021.043.193,41

QUADRO 1: COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COELBA
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005h, 2005n, 2005r, 2005v)

A partir dos dados constantes do Quadro 1, verifica-se que a ANEEL calculou para a concessionária uma receita requerida para o ano-teste de R\$ 2.021 milhões, considerado-a suficiente à cobertura dos custos para o fornecimento de energia elétrica em sua área de concessão, atendendo os níveis de qualidade exigidos pela legislação vigente e remunerando adequadamente os investimentos prudentes.

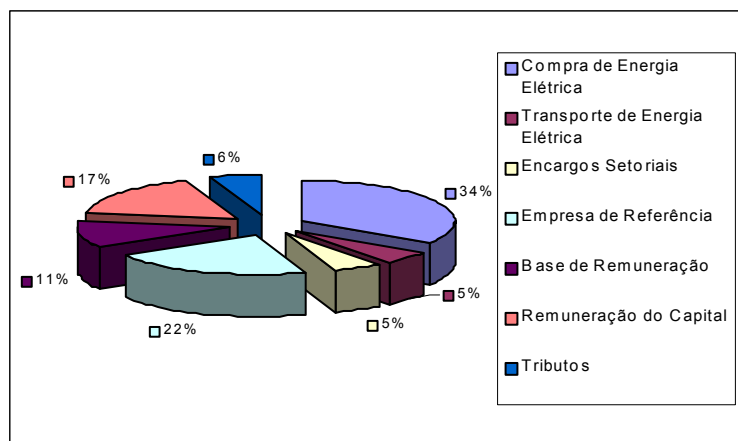


GRÁFICO 4: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA - COELBA
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005h, 2005n, 2005r, 2005v)

Dissecando-se a tarifa de energia, constata-se que do total da receita requerida para o ano-teste, aproximadamente R\$ 905 milhões se destinariam à cobertura de custos não-gerenciáveis (Parcela “A”), considerados como tal os gastos relacionados com a compra de energia elétrica para atendimento ao mercado de sua área de concessão, com o transporte de energia elétrica e com os encargos setoriais. Esses itens, considerados pelo Regulador como não gerenciáveis, representam 44,76% da receita requerida para a Coelba (Gráfico 5).

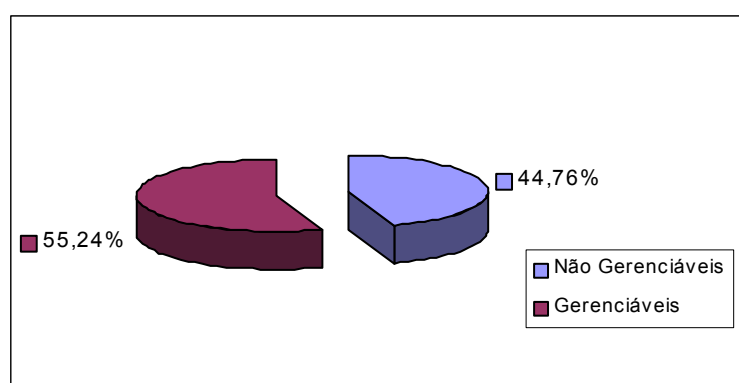


GRÁFICO 5: SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS - COELBA

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005h, 2005n, 2005r, 2005v)

Os custos relacionados à compra de energia elétrica da Coelba, considerados na revisão tarifária de 2003, correspondem às energias decorrentes de contratos iniciais (8.573.643 MWh), contratos bilaterais (2.169.763 MWh), geração própria (149.966 MWh) e exposições (96.311 MWh). As tarifas médias de compra consideradas nos cálculos do custo com energia foram R\$ 54,60/MWh para contratos iniciais, R\$ 102,90/MWh para contratos bilaterais e R\$ 6,67/MWh para as exposições. Os gastos com a compra de energia (R\$ 692 milhões) representam, portanto, 34,24% da receita calculada (Gráfico 6).

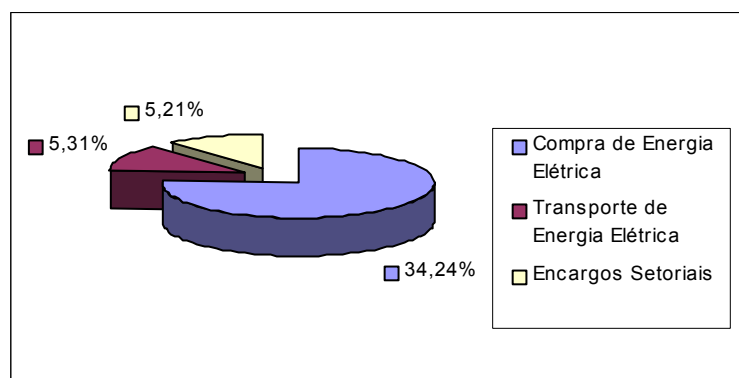


GRÁFICO 6: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS - COELBA
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005h, 2005n, 2005r, 2005v)

A energia adquirida pela Coelba para atendimento ao seu mercado é recebida através das instalações de transmissão, denominadas de Rede Básica, pertencentes às empresas constituídas para esse fim – as Transmissoras. Tais empresas disponibilizam suas instalações ao Operador Nacional do Sistema (ONS), mediante um contrato de prestação de serviço de transmissão, e a concessionária de distribuição, por sua vez, firma um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS, que é responsável pela coordenação e o controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica. Assim, além dos gastos com o uso da rede básica, a distribuidora paga, mensalmente, valores correspondentes ao custeio das atividades do ONS. Adicionalmente, há necessidade da utilização das instalações de conexão pertencentes às transmissoras para conectar-se às instalações da rede básica de distribuição. Considerando a quantidade de energia requerida e a localização das diversas unidades geradoras das quais a Coelba adquire energia, os gastos relacionados à utilização da rede básica e das instalações de conexão calculados pelo Regulador corresponderam a R\$ 107 milhões – 5,31% da receita requerida (Gráfico 6).

Os encargos setoriais a serem repassados às tarifas de energia elétrica pela Coelba correspondem àqueles destinados ao custeio da geração de energia termelétrica a partir de combustíveis fósseis (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); a prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica (Reserva

Global de Reversão (RGR)); ao custeio das atividades da ANEEL (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)) e a prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas e a universalização do serviço de energia elétrica (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)). O total calculado pelo Regulador para tais encargos somaram R\$ 105 milhões, correspondentes a 5,21% da receita calculada para a concessionária (Gráfico 6).

Dentre os itens gerenciáveis (Parcela B), o valor correspondente à Empresa de Referência (R\$ 437,8 milhões) compreende os custos, conforme o Regulador, a serem incorridos por uma empresa eficiente que atenda à demanda por energia elétrica na área de concessão da Coelba. Os custos estão divididos nos itens Pessoal, R\$ 218,4 milhões, e Materiais e Serviços, R\$ 213 milhões. Além destes, o Regulador permitiu o acréscimo de R\$ 6,4 milhões correspondentes à inadimplência de consumidores de energia elétrica. O total atribuído à Empresa de Referência corresponde a 21,66% da receita requerida (Gráfico 4).

A Base de Remuneração da Coelba foi estimada, inicialmente em R\$ 2.098,5 milhões, pela ANEEL, dado à necessidade de se avaliar o trabalho de reavaliação de ativos encaminhado àquela Agência. Após analisar os dados relativos à reavaliação, o Regulador definiu, através da Nota Técnica nº 113/2005-SRE/ANEEL, a Base de Remuneração Bruta de R\$ 4.632,9 milhões e a Base de Remuneração Líquida de R\$ 2.033,6 milhões.

A quota de reintegração anual (depreciação e amortização) foi definida em 4,72%. Logo, o valor considerado como custo do ativo fixo representou R\$ 218,6 milhões, correspondente a 10,82% da receita requerida (Gráfico 4).

A remuneração do capital da Coelba partiu de uma estrutura ótima de capital para financiamento de suas atividades, correspondente a 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. O custo do capital próprio à taxa 14,72% e o custo de capital de terceiros à taxa 13,05%, aplicados á base de remuneração final, divulgada após análise do Regulador, resultou

uma remuneração de capital de R\$ 347,1 milhões, correspondente a 17,17% da receita requerida (Gráfico 4).

Os tributos considerados na determinação da receita requerida para a Coelba se referem ao Programa de Integração Social (PIS) e à Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), no valor R\$ 92,9 milhões e Pesquisa e Desenvolvimento, no valor R\$ 19,9 milhões. O total dos tributos representam 5,59% da receita requerida para a Coelba (Gráfico 4).

4.2 COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE)

Após a privatização da Coelce, as tarifas de energia elétrica no estado do Ceará passaram por 4 (quatro) reajustes tarifários anuais, conforme estava previsto no Contrato de Concessão de Distribuição, até o momento da primeira revisão tarifária periódica. O primeiro reajuste ocorreu em 22 de abril de 1999 e o último, que antecedeu a revisão das tarifas, em 22 de abril de 2002, o que representou incremento total de 59,4% às tarifas definidas no momento da privatização. Nesse mesmo período, conforme divulgado na Nota Técnica nº 049/2003 – SRE – ANEEL, de 3 de março de 2003, ocorreram duas revisões tarifárias extraordinárias: uma, em 1999 (6,12%), decorrente de alterações na política cambial e outra em 2000 (1%), relativa à majoração na alíquota da COFINS de 2% para 3% da base de cálculo. Os reajustes e revisões extraordinárias das tarifas, acumulados durante o primeiro período tarifário, resultaram, portanto, num incremento de 70,9%, conforme consta da nota técnica. Em 22 de abril de 2003, a Coelce vivenciou sua primeira Revisão Tarifária Periódica.

Antecedendo a data da revisão tarifária, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 049/2003-SRE/ANEEL, datada de 3 de março de 2003 na qual constam, detalhadamente, todas as informações relacionadas àquela revisão. No período de 11 a 20 de março do mesmo ano, a ANEEL coletou as contribuições da sociedade cearense visando ao aperfeiçoamento do

processo de revisão tarifária da Coelce, constante da nota técnica, a ser realizada naquele exercício. Em 24 de março de 2003, foi realizada, ao vivo, no auditório do Serviço Brasileiro de Apoio à Pequena e Média Empresa - SEBRAE – Fortaleza/CE, a audiência pública AP 011/2003 na qual se buscou expor, detalhadamente, o processo de revisão tarifária e coletar as contribuições finais da população.

Em razão de pleitos realizados pela Coelce, com o fim de que fossem ajustadas algumas informações econômico-financeiras consideradas inadequadas pela concessionária em sua revisão tarifária, a ANEEL procedeu suas análises e retificou o documento original através das Notas Técnicas nº 146/2003-SRE/ANEEL, nº 072/2005-SRE/ANEEL e nº 110/2005-SRE/ANEEL, de 15 de julho de 2003, 01 de março de 2005 e 08 de abril de 2005, respectivamente. Seguem, no Quadro 2, dados coletados dessas notas:

ITENS	VALOR
Não Gerenciáveis	615.602.044,20
Custo de Compra de Energia Elétrica	489.636.454,88
Custo de Transporte de Energia Elétrica	62.797.970,03
Encargos Setoriais	63.167.619,29
Reserva Global de Reversão – RGR	17.239.816,50
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	2.268.383,50
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	38.082.962,87
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	5.576.456,42
Gerenciáveis	600.411.132,23
Empresa de Referência	287.045.640,26
Base de Remuneração	86.345.479,16
Remuneração do Capital	158.027.142,98
Tributos	68.992.869,83
TOTAL	1.216.013.176,43

QUADRO 2: COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COELCE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005e, 2005i, 2005s, 2005u)

São apresentados no Quadro 2 os números finais da receita requerida para o atendimento ao mercado cativo de energia elétrica da Coelce. Verifica-se que a ANEEL calculou uma receita total para o ano-teste de R\$ 1.216 milhões, que considera suficiente para

fornecimento de energia elétrica no estado do Ceará, atendendo os níveis de qualidade exigidos pelo regulador, e remunerando prudentemente os investimentos realizados.

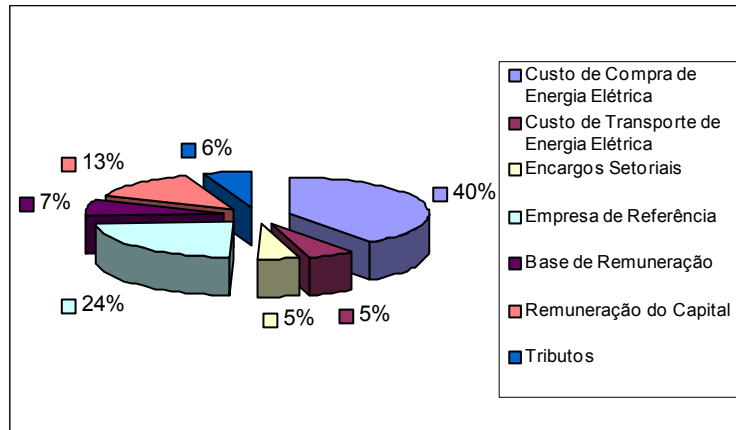


GRÁFICO 7: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA - COELCE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005e, 2005i, 2005s, 2005u)

Os gastos relacionados com compra de energia elétrica para atendimento ao mercado da área de concessão, com o transporte de energia elétrica e com os encargos setoriais, considerados, pela ANEEL, como custos não-gerenciáveis pela concessionária (Parcela “A”), num total R\$ 615,6 milhões, representam 50,62% da receita requerida para o ano-teste (Gráfico 8).

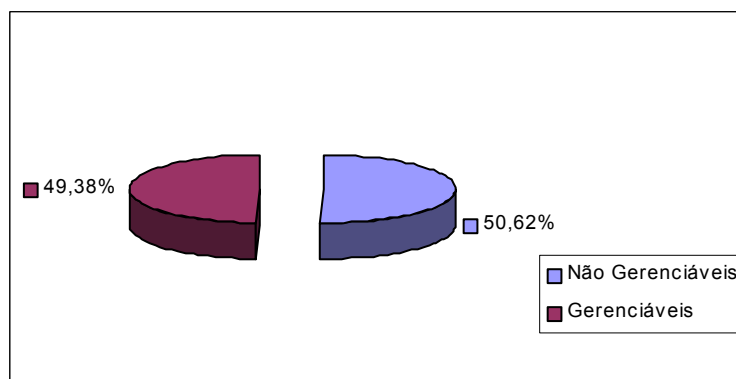


GRÁFICO 8: SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS - COELCE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005e, 2005i, 2005s, 2005u)

Os montantes de energia previstos para aquisição pela Coelce a fim de atender seu mercado consumidor, conforme a ANEEL, são: contratos iniciais (5.445.985,72 MWh) e contratos bilaterais (1.780.442,87 MWh). As tarifas médias de compra consideradas nos cálculos do custo com energia foram R\$ 55,35/MWh para contratos iniciais e R\$ 116,86/MWh para contratos bilaterais. Os gastos com a compra de energia representam 40,27% da receita requerida (Gráfico 9).

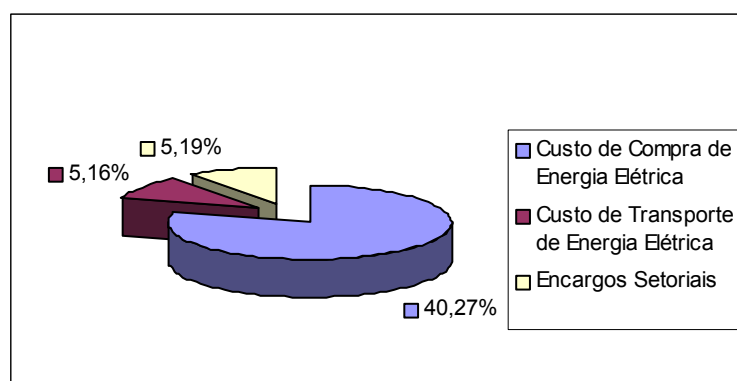


GRÁFICO 9: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS - COELCE
Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005e, 2005i, 2005s, 2005u)

A Coelce compra energia de geradoras fora do estado do Ceará para atendimento ao seu mercado cativo, a qual é recebida através das instalações de transmissão, denominadas de Rede Básica, pertencentes às Transmissoras de Energia Elétrica. Pelo uso da rede básica para transporte da energia adquirida e das instalações de conexão, o Regulador calculou um gasto correspondente a, aproximadamente, R\$ 62,8 milhões – 5,16% da receita requerida (Gráfico 9). Os encargos setoriais a serem repassados às tarifas de energia elétrica pela Coelce correspondem àqueles destinados ao custeio da geração de energia termelétrica a partir de combustíveis fósseis (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); a prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica (Reserva Global de Reversão (RGR)); ao custeio das atividades da ANEEL (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)) e a prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas e a

universalização do serviço de energia elétrica (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)). O valor calculado pelo Regulador para tais encargos somaram, aproximadamente, R\$ 63,2 milhões, correspondentes a 5,19% da receita requerida (Gráfico 9).

A Empresa de Referência para o mercado de energia do Ceará, um dos itens considerados gerenciáveis (Parcela B) para fins de revisão tarifária, apresentou um montante de R\$ 278 milhões, do qual R\$ 150,4 milhões corresponderam a custos com pessoal, R\$ 132,3 milhões a custos com materiais e serviços e R\$ 4,3 milhões foi acrescido a título de inadimplência regulatória, para fazer face a perdas com clientes considerados incobráveis. Os custos da empresa de referência corresponderam a 23,61% da receita requerida (Gráfico 7).

A Base de Remuneração da Coelce foi estimada, em caráter provisório em R\$ 998,1 milhões, em abril de 2003, até que a ANEEL procedesse a análise dos trabalhos realizados pela concessionária para cálculo da base de remuneração nos termos da Resolução ANEEL nº 493/2002. Tal valor representava 80% do custo corrente do investimento requerido para prestação do serviço de distribuição de energia, entendendo-se como tal o custo histórico corrigido pela variação do IGP-M.

Somente em 4 de abril de 2005, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL (SFF), mediante o Memorando nº 186/2005/ANEEL, validou a Base de Remuneração Regulatória da Coelce em conformidade com a Resolução ANEEL nº 493/2002 e a Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. Os valores finais, divulgados na Nota Técnica nº 110/2005/SRE/ANEEL, de 8 de abril de 2005, foram: Base de Remuneração Bruta R\$ 1.897,70 milhões e Base de Remuneração Líquida R\$ 925,8 milhões.

A Quota de Reintegração Regulatória (depreciação e amortização), que representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil dos bens, foi definida em 4,55%. Considerando o valor final da base de remuneração

regulatória e a taxa de reintegração, o custo do ativo fixo calculado foi de R\$ 86,3 milhões, que corresponde a 7,10% da receita requerida (Gráfico 7).

A estrutura de capital considerada para a Coelce foi a mesma utilizada pelo Regulador para todas as empresas de distribuição de energia elétrica durante o processo de revisão tarifária, ou seja, 50% de capitais próprios e 50% de capitais de terceiros. O custo do capital próprio à taxa 14,72% e o custo do capital de terceiros à taxa 13,05%, considerando a base de remuneração final, resultou numa remuneração de capital de R\$ 158 milhões – o que correspondeu a 13% da receita requerida (Gráfico 7).

Os tributos considerados na determinação da receita requerida para a Coelce se referem a PIS e COFINS, no valor R\$ 56,9 milhões e Pesquisa e Desenvolvimento, no valor R\$ 12 milhões. Os valores calculados para cobertura dos custos com tributos representaram 5,67% da receita requerida (Gráfico 7).

4.3 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN)

As tarifas de energia elétrica praticadas no mercado cativo da Cosern, no estado do Rio Grande do Norte, passaram por 5 (cinco) reajustes anuais a contar da assinatura do Contrato de Concessão (31/12/1997) até a primeira revisão tarifária periódica. O primeiro reajuste ocorreu em 22 de abril de 1998 e o quinto, que antecedeu a revisão tarifária, em 22 de abril de 2002. Os reajustes foram realizados com base na variação anual do Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M sobre os custos gerenciáveis e repasse total dos custos não-gerenciáveis.

Além dos reajustes anuais do primeiro período tarifário (31/12/1997 a 21/04/2003), que acumulados resultaram num incremento de 63,58% às tarifas definidas no contrato de concessão, a Cosern teve duas revisões tarifárias extraordinárias: : uma em 1999 (4,81%), decorrente de alterações na política cambial e outra em 2000 (1%), relativa à

majoração na alíquota da COFINS de 2% para 3% da base de cálculo. Os reajustes e revisões extraordinárias das tarifas, acumulados durante o primeiro período tarifário, resultaram num incremento de 73,16%, conforme consta da Nota Técnica nº 050/2003-SRE/ANEEL. Conforme estava previsto no contrato de concessão, a primeira revisão tarifária da Cosern ocorreu em 22 de abril de 2003.

Em 03 de março de 2003, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 049/2003-SRE/ANEEL, na qual constam, detalhadamente, todas as informações relacionadas àquela revisão. No período de 11 a 21 de março do mesmo ano, a ANEEL coletou as contribuições da sociedade norte-riograndense para o aperfeiçoamento do processo de revisão tarifária da Cosern, constante daquela nota técnica, a ser realizada naquele exercício. Em 25 de março de 2003, foi realizada, ao vivo, no auditório da Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Norte – FIERN – Natal/RN, a audiência pública AP 012/2003 na qual foram explicados, detalhadamente, todos os aspectos ligados à revisão tarifária, bem como coletadas as contribuições finais da sociedade.

Por discordar de alguns aspectos da revisão, a Cosern formalizou requerimento junto à ANEEL para que ela procedesse ajustes no documento que resultou dos trabalhos. Em atendimento a alguns pleitos da concessionária, a ANEEL retificou a primeira nota técnica através das Notas Técnicas nº 155/2003-SRE/ANEEL, nº 104/2004-SRE/ANEEL e nº 109/2005-SRE/ANEEL, de 21 de julho de 2003, 28 de abril de 2004 e 8 de abril de 2005, respectivamente.

Os dados constantes do Quadro 3, utilizados para a definição das tarifas máximas que deveriam ser praticadas pela concessionária em seu mercado cativo, constam das notas técnicas já mencionadas:

ITENS	VALOR
Não Gerenciáveis	252.639.834,01
Custo de Compra de Energia Elétrica	191.073.213,25
Custo de Transporte de Energia Elétrica	31.212.661,33
Encargos Setoriais	30.353.959,43
Reserva Global de Reversão – RGR	8.125.001,95
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	1.068.297,97
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	18.467.100,53
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.693.558,98
Gerenciáveis	256.335.546,16
Empresa de Referência	115.302.474,81
Base de Remuneração	42.776.068,57
Remuneração do Capital	71.390.145,47
Tributos	26.866.857,31
TOTAL	508.975.380,17

QUADRO 3: COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A COSERN
Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005f, 2005o, 2005q, 2005t)

Verifica-se, no Quadro 3, que a receita requerida para o atendimento ao mercado cativo de energia elétrica da Cosern, conforme entendimento da ANEEL, é de aproximadamente R\$ 509 milhões. Considera-se, neste caso, que a receita é suficiente para fornecimento de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte, atendendo os níveis de qualidade exigidos pelo regulador, e remunerando prudentemente os investimentos realizados.

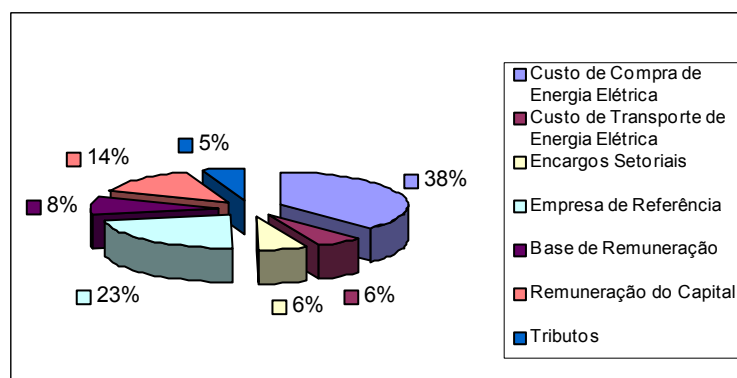


GRÁFICO 10: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA - COSERN
Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005f, 2005o, 2005q, 2005t)

Conforme segregação dos itens de custos realizados pela ANEEL, aqueles não-gerenciáveis somaram R\$ 252,6 milhões, equivalentes a 49,64% da receita requerida (Gráfico

11), e estão representados pelos gastos relacionados com compra de energia para atendimento ao mercado da área de concessão, com o transporte de energia e com os encargos setoriais.

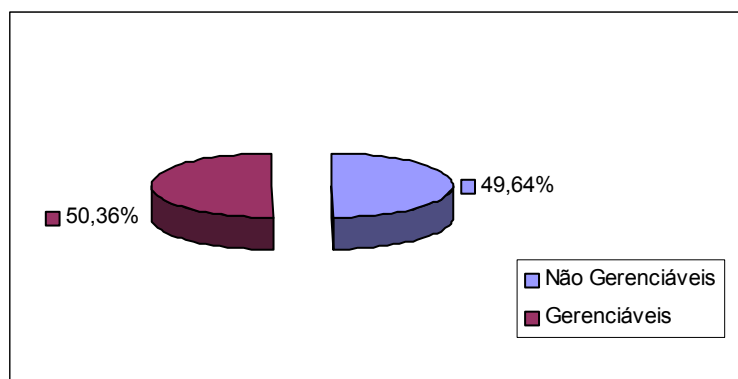


GRÁFICO 11: SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS - COSERN

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005f, 2005o, 2005q, 2005t)

Conforme a ANEEL, os montantes de energia a serem adquiridos pela Cosern para atender seu mercado consumidor são: contratos iniciais (2.824.726 MWh), contratos bilaterais (484.420 MWh) e exposições (195.771). As tarifas médias de compra consideradas nos cálculos do custo com energia foram R\$ 53,18/MWh para contratos iniciais, R\$ 66,79/MWh para contratos bilaterais e R\$ 43,38/MWh para as exposições. Os gastos com a compra de energia representam, portanto, 37,54% da receita calculada (Gráfico 12).

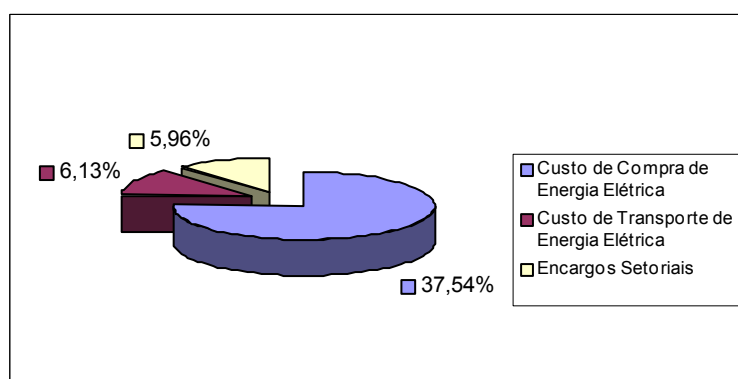


GRÁFICO 12: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS - COSERN

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005f, 2005o, 2005q, 2005t)

A Cosern compra energia de diversas geradoras de outros estados brasileiros para atendimento ao seu mercado cativo no Rio Grande do Norte. O transporte da energia das empresas de geração à distribuidora é realizada através da rede de transmissão, denominada de Rede Básica, pertencente às transmissoras de energia elétrica. Além do uso da rede, a Cosern tem necessidade de utilizar as instalações de conexão para acesso à rede básica. Pelo uso da rede básica para transporte da energia adquirida e das instalações de conexão, o Regulador calculou um gasto correspondente a, aproximadamente, R\$ 31,2 milhões – 6,13% da receita requerida (Gráfico 12). Os encargos setoriais a serem repassados às tarifas de energia elétrica pela Cosern correspondem àqueles destinados ao rateio dos custos de geração de energia termelétrica a partir de combustíveis fósseis (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); a prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica (Reserva Global de Reversão (RGR)); ao custeio das atividades da ANEEL (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)) e a prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas e a universalização do serviço de energia elétrica (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)). O valor calculado pelo Regulador para tais encargos somaram, aproximadamente, R\$ 30,3 milhões, correspondentes a 5,96% da receita requerida (Gráfico 12).

Os custos relacionados à Empresa de Referência para o mercado de energia elétrica do Rio Grande do Norte, um dos componentes dos custos gerenciáveis (Parcela B) para fins de revisão tarifária, foram calculados pela ANEEL no valor de R\$ 115,3 milhões. Dentre seus componentes constam gastos com pessoal, no valor de R\$ 58,5 milhões, materiais e serviços, no valor de R\$ 54,9 milhões, e R\$ 1,9 milhões, que foram acrescidos a título de inadimplência regulatória, para fazer face a perdas com clientes considerados incobráveis. Os custos da empresa de referência corresponderam a 22,65% da receita requerida (Gráfico 10).

No momento do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, a ANEEL ainda não havia avaliado a Base de Remuneração da Cosern de acordo com as regras constantes da Resolução ANEEL nº 493/2002, razão pela qual estimou, em caráter provisório o valor de R\$ 457,8 milhões. Esse valor corresponde a 80% do custo corrente necessário à prestação do serviço de distribuição de energia, obtido mediante a atualização do custo histórico (contábil) pela variação do IGP-M.

Em 01 de abril de 2005, mediante o Memorando nº 173/2005, conforme consta da Nota Técnica nº 109/2005, a Superintendência Econômica e Financeira (SFF) da ANEEL validou o valor final da Base de Remuneração Regulatória da Cosern, nos termos da Resolução ANEEL nº 493/2002 e da Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. Portanto, os valores aprovados pela ANEEL foram: Base de Remuneração Bruta de R\$ 817,9 milhões e Base de Remuneração Líquida de R\$ 418,2 milhões.

A forma de recomposição dos investimentos realizados em ativos para prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens é representado pela Quota de Reintegração (depreciação e amortização). A Quota de Reintegração Regulatória foi definida em 5,23%. Levando em consideração essa quota de reintegração e a base de remuneração aprovada, o custo do ativo fixo calculado pela ANEEL foi de R\$ 42,8 milhões, que corresponde a 8,4% da receita total calculada (Gráfico 10).

Para o cálculo da remuneração do capital na Cosern teve-se por base a estrutura de capital utilizada para todas as empresas de distribuição que passavam por revisão tarifária em abril de 2003, ou seja, 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. As taxas encontradas para o cálculo do custo de capitais foram 14,72% para capitais próprios e 13,05% para capitais de terceiros. A partir da Base de Remuneração Líquida, aplicando-se as taxas de custos de capitais próprios e de terceiros, chegou-se a uma remuneração de capital no valor de

R\$ 71,4 milhões, que corresponde a 14,03% da receita a ser utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 10).

O PIS e a COFINS, no valor de R\$ 21,8 milhões, bem como Pesquisa e Desenvolvimento (P & D), no valor de R\$ 5 milhões, são os componentes do item Tributos considerado na revisão tarifária da Cosern. Logo, o somatório do item Tributos – R\$ 26,8 milhões representa 5,28% da receita a utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 10).

4.4 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE (SULGIPE)

A contar da assinatura do Contrato de Concessão (14/12/1999) até a primeira revisão tarifária periódica as tarifas de energia elétrica praticadas no mercado cativo da Sulgipe, no estado de Sergipe, passaram por 4 (quatro) reajustes anuais. O primeiro reajuste ocorreu em 14 de dezembro de 2000 e o quinto, que antecedeu a revisão tarifária, em 14 de dezembro de 2003. Os reajustes foram realizados com base na variação anual do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) sobre os custos gerenciáveis e repasse total dos custos não-gerenciáveis. Logo, os reajustes anuais acumulados resultaram num incremento de 89,28% às tarifas definidas no contrato de concessão, conforme consta da Nota Técnica nº 236/2004-SRE/ANEEL, de 04 de outubro de 2004. A primeira Revisão Tarifária Periódica da Sulgipe ocorreu, conforme estava previsto no Contrato de Concessão, em 14 de dezembro de 2004.

Em 04 de outubro de 2004, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 236/2004-SRE/ANEEL, com informações detalhadas acerca da metodologia utilizada para a revisão tarifária em curso. No período de 06 a 29 de outubro de 2004, a ANEEL coletou as contribuições da sociedade atendida pela Sulgipe para o aperfeiçoamento do processo de revisão tarifária daquela Concessionária, constante da nota técnica, a ser realizada ainda no

exercício em curso. Em 05 de novembro de 2004, foi realizada, ao vivo, no auditório do Serviço Nacional da Indústria (SENAI) – Estância/SE, a audiência pública AP 039/2004 na qual foram explicados, detalhadamente, todos os aspectos ligados à revisão tarifária, bem como coletadas as contribuições finais da sociedade. Tal nota técnica sofreu alterações que foram divulgadas através da Nota Técnica nº 292/2004-SRE/ANEEL, datada de 24 de novembro de 2004.

Os dados constantes do Quadro 4 foram coletados das notas técnicas já mencionadas, e correspondem aos valores considerados no estabelecimento das tarifas máximas de fornecimento de energia elétrica praticadas no mercado cativo da Sulgipe:

ITENS	VALOR
Não Gerenciáveis	22.554.773,67
Custo de Compra de Energia Elétrica	20.049.383,24
Encargos Setoriais	2.505.390,43
Reserva Global de Reversão – RGR	238.512,10
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	88.979,57
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	1.850.375,56
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	327.523,20
Gerenciáveis	27.697.189,55
Empresa de Referência	18.127.787,54
Base de Remuneração	3.199.196,15
Remuneração do Capital	3.630.861,04
Tributos	2.739.344,82
TOTAL	50.251.963,22

QUADRO 4: COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A SULGIPE

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005I, 2005m)

No Quadro 4, verificam-se os números finais calculados pela ANEEL para determinação da receita requerida por uma empresa que tenha a concessão de distribuição de energia no mercado cativo da Sulgipe. Conforme o Regulador, R\$ 50,2 milhões é suficiente à cobertura dos custos para atender ao serviço de fornecimento de energia em conformidade com os níveis de qualidade exigidos pela legislação vigente e remunerando os investimentos de forma adequada.

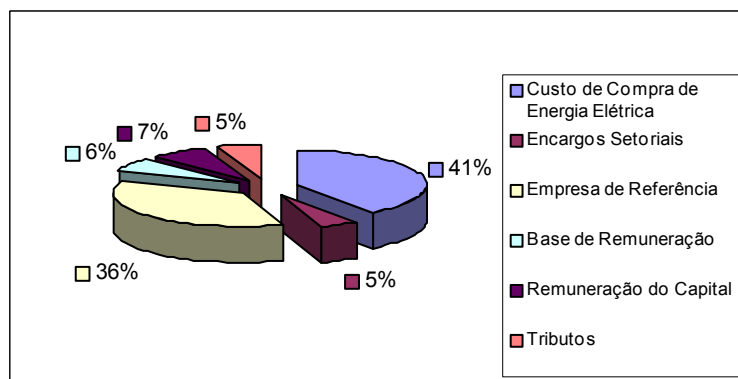


GRÁFICO 13: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA - SULGIPE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005I, 2005m)

Analisando os números constantes do Quadro 4, verifica-se que do total da receita requerida para o mercado da Sulgipe, R\$ 22,5 milhões destinam-se à cobertura de custos considerados pela ANEEL como não-gerenciáveis (Parcela “A”). Tais custos correspondem a compra de energia para atendimento ao mercado de sua área de concessão e aos encargos setoriais. Os itens não-gerenciáveis, neste caso, representam 44,88% da receita requerida calculada pelo Regulador para a Sulgipe (Gráfico 14).

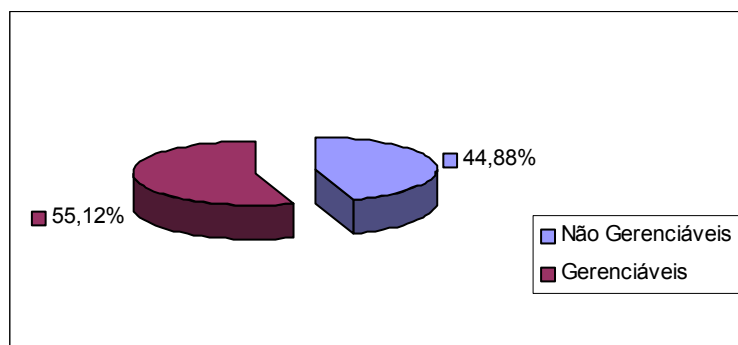


GRÁFICO 14: SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS - SULGIPE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005I, 2005m)

Os custos relacionados à compra de energia elétrica da Sulgipe, considerados na revisão tarifária de 2004, correspondem as energias decorrentes de contratos iniciais (245.475 MWh). A tarifa média de compra considerada nos cálculos do custo com energia foi de R\$

81,68/MWh. Os gastos com a compra de energia no valor R\$ 20 milhões representam, portanto, 39,90% da receita calculada pelo Regulador (Gráfico 15).

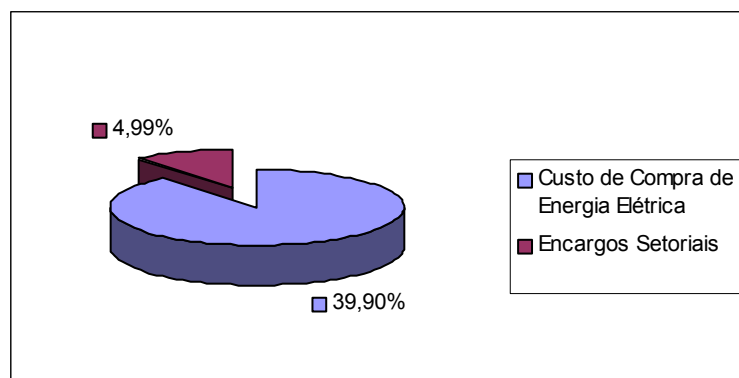


GRÁFICO 15: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS - SULGIPE
Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005I, 2005m)

Os encargos setoriais repassados às tarifas de energia elétrica pela Sulgipe correspondem àqueles destinados ao rateio dos custos de geração de energia termelétrica a partir de combustíveis fósseis (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); a prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica (Reserva Global de Reversão (RGR)); ao custeio das atividades da ANEEL (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)) e a prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas e a universalização do serviço de energia elétrica (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)). O valor calculado pelo Regulador para tais encargos somaram R\$ 2,5 milhões, correspondentes a 4,99% da receita requerida (Gráfico 15).

Os custos relacionados à Empresa de Referência para o mercado de energia elétrica da Sulgipe, um dos componentes dos custos gerenciáveis (Parcela “B”) para fins de revisão tarifária, foram calculados pela ANEEL no valor de R\$ 18,1 milhões. Dentre seus componentes constam gastos com pessoal, no valor de R\$ 9,9 milhões, materiais e serviços, no valor de R\$ 8 milhões, e R\$ 0,2 milhão, que foram acrescidos a título de inadimplência

regulatória, para fazer face a perdas com clientes considerados incobráveis. Os custos da empresa de referência corresponderam a 36,07% da receita requerida (Gráfico 13).

No momento do reajuste tarifário de 14 de dezembro de 2004 a ANEEL ainda não havia avaliado a Base de Remuneração da Sulgipe, de acordo com as regras constantes da Resolução ANEEL nº 493/2002 e da Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. Diante do exposto o Regulador estipulou, em caráter provisório o valor de R\$ 68,7 milhões a título de Base de Remuneração Bruta e R\$ 21,2 milhões como Base de Remuneração Líquida. Esse valor corresponde a 65% do custo corrente necessário à prestação do serviço de distribuição de energia, obtido mediante a atualização do custo histórico (contábil) pela variação do IGP-M.

A Quota de Reintegração (depreciação) representa a forma de recomposição dos investimentos realizados em ativos para prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens. A Quota de Reintegração Regulatória da Sulgipe foi definida em 4,65%. Levando em consideração essa quota de reintegração e a base de remuneração aprovada, o custo do ativo fixo calculado pela ANEEL foi de R\$ 3,2 milhões, que corresponde a 6,37% da receita total calculada (Gráfico 13).

Para o cálculo da remuneração do capital na Sulgipe, teve-se por base a estrutura de capital utilizada para todas as empresas de distribuição que passavam por revisão tarifária em dezembro de 2004, ou seja, 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. As taxas encontradas para o cálculo do custo de capitais foram também as mesmas utilizadas para as demais empresas em revisão tarifária: 14,72% para capitais próprios e 13,05% para capitais de terceiros. A partir da Base de Remuneração Líquida, aplicando-se as taxas de custos de capitais próprios e de terceiros, chegou-se a uma remuneração de capital no valor de R\$ 3,6 milhões, que corresponde a 7,23% da receita a utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 13).

O PIS e a COFINS, no valor de R\$ 2,2 milhões, bem como Pesquisa e Desenvolvimento (P & D), no valor de R\$ 0,5 milhão, são os componentes do item Tributos considerado na revisão tarifária da Sulgipe. Logo, o somatório do item Tributos – R\$ 2,7 milhões representa 5,45% da receita a utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 13).

4.5 EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE S.A. (ENERGIPE)

O mercado cativo da Energipe, no estado de Sergipe, passou por 5 (cinco) reajustes tarifários anuais a contar da assinatura do Contrato de Concessão (23/12/1997) até a sua primeira revisão tarifária periódica. O primeiro reajuste ocorreu em 22 de abril de 1998 e o quinto, que antecedeu a revisão tarifária, em 22 de abril de 2002. Os reajustes foram realizados com base na variação anual do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) sobre os custos gerenciáveis e repasse total dos custos não-gerenciáveis.

Os reajustes anuais do primeiro período tarifário (23/12/1997 a 21/04/2003), acumulados, resultaram num incremento de 54,38% às tarifas definidas no contrato de concessão. Além destes, a Energipe teve duas revisões tarifárias extraordinárias: uma em 1999 (4,85%), decorrente de alterações na política cambial e outra em 2000 (1%), relativa à majoração na alíquota da COFINS de 2% para 3% da base de cálculo. Os reajustes e revisões extraordinárias das tarifas, acumulados durante o primeiro período tarifário, resultaram num incremento de 63,48%, conforme consta da Nota Técnica nº 051/2003-SRE/ANEEL.

Estava previsto no contrato de concessão, que a primeira revisão tarifária da Energipe ocorreria em 22 de abril de 2003. Antecedendo essa data, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 051/2003-SRE/ANEEL, na qual constam, detalhadamente, todas as informações relacionadas àquela revisão. No período de 11 a 24 de março do mesmo ano, a ANEEL

coletou as contribuições da sociedade sergipana atendida pela Energipe para o aperfeiçoamento do processo de revisão tarifária da Concessionária. Em 27 de março de 2003, foi realizada, ao vivo, no auditório do Serviço Nacional do Comércio (SENAC) – Aracaju/SE, a audiência pública AP 013/2003 na qual foram debatidos, detalhadamente, todos os aspectos ligados à revisão tarifária, bem como coletadas as contribuições finais da sociedade.

Por não aceitar alguns aspectos da revisão, a Energipe formalizou requerimento à ANEEL para que ela procedesse ajustes no documento que resultou dos trabalhos. Em atendimento a alguns pleitos da concessionária, a ANEEL retificou a primeira nota técnica através das Notas Técnicas nº 149/2003-SRE/ANEEL, nº 102/2004-SRE/ANEEL e nº 114/2005-SRE/ANEEL de 17 de julho de 2003, 28 de abril de 2004 e 8 de abril de 2005, respectivamente.

No Quadro 5, constam os dados utilizados pelo Regulador para a definição das tarifas máximas que deveriam ser praticadas pela concessionária em seu mercado cativo. Esses dados foram coletados das notas técnicas já mencionadas:

ITENS	VALOR
Não Gerenciáveis	159.753.027,89
Custo de Compra de Energia Elétrica	122.299.433,58
Custo de Transporte de Energia Elétrica	19.661.621,58
Encargos Setoriais	17.791.972,73
Reserva Global de Reversão – RGR	3.600.378,78
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	653.146,22
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	11.814.723,99
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.723.723,74
Gerenciáveis	160.713.347,19
Empresa de Referência	83.694.002,40
Base de Remuneração	18.947.402,51
Remuneração do Capital	39.766.037,59
Tributos	18.305.904,69
TOTAL	320.466.375,08

QUADRO 5: COMPONENTES DA RECEITA REQUERIDA PARA A ENERGPE
 Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005g, 2005j, 2005p, 2005x)

Conforme o Regulador, R\$ 320,4 milhões são suficientes à cobertura dos custos para a Energipe atender ao serviço de distribuição de energia em conformidade com os níveis de qualidade exigidos pela legislação vigente e ter os investimentos remunerados de forma adequada.

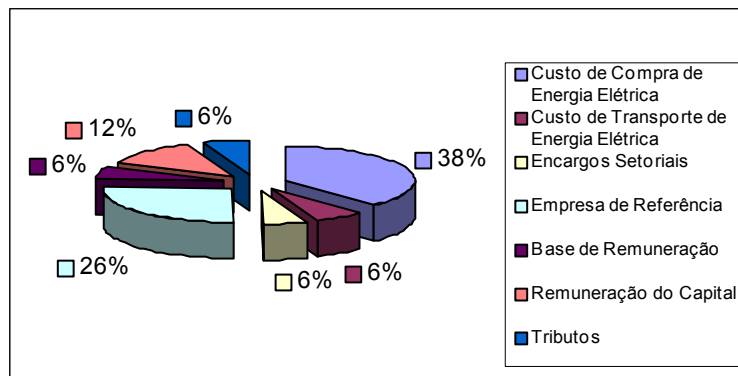


GRÁFICO 16: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA - ENERGYPE
Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005g, 2005j, 2005p, 2005x)

Analisando os dados constantes do Quadro 5, verifica-se que do total da receita requerida para o mercado da Energipe, R\$ 159,7 milhões destinam-se à cobertura de custos não-gerenciáveis (Parcela “A”), conforme classificação da ANEEL. Tais custos correspondem a gastos relacionados com compra de energia elétrica para atendimento ao mercado da área de concessão, com o transporte de energia elétrica e com os encargos setoriais. Os itens não gerenciáveis, neste caso, representam 49,85% da receita requerida para a Energipe (Gráfico 17).

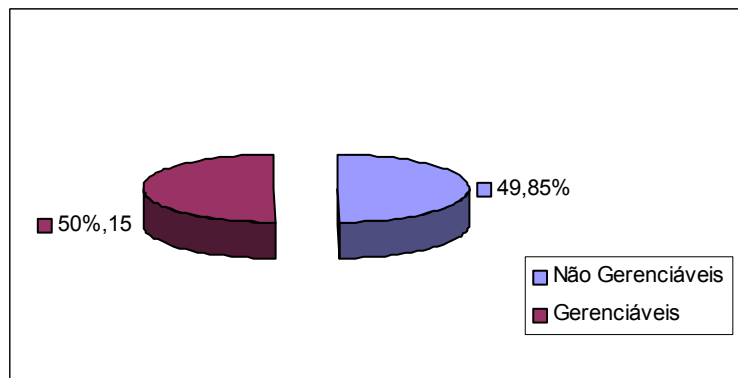


GRÁFICO 17: SEGREGAÇÃO ENTRE CUSTOS GERENCIÁVEIS E NÃO-GERENCIÁVEIS - ENERGIPE

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005g, 2005j, 2005p, 2005x)

Conforme a ANEEL, os montantes de energia a serem adquiridos pela Energipe para atender seu mercado consumidor são: contratos iniciais (1.716.775 MWh) e contratos bilaterais (572.154 MWh). As tarifas médias de compra consideradas nos cálculos do custo com energia foram R\$ 52,88/MWh para contratos iniciais e R\$ 58,81/MWh para contratos bilaterais. Os gastos com a compra de energia representam, portanto, 38,16% da receita calculada para a concessionária (Gráfico 18).

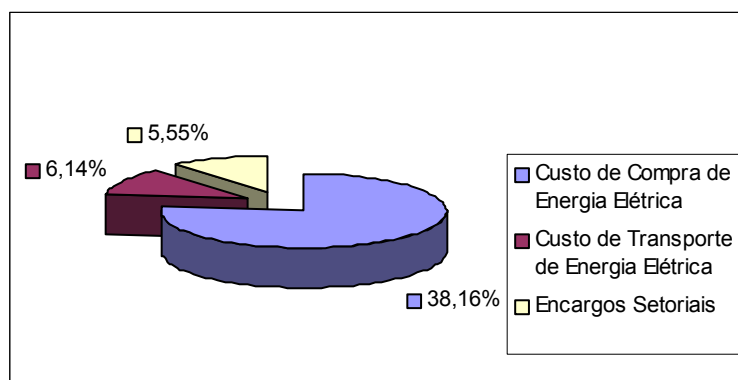


GRÁFICO 18: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NÃO-GERENCIÁVEIS - ENERGIPE

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005g, 2005j, 2005p, 2005x)

O transporte da energia comprada pela Energipe das empresas de geração à distribuidora é realizada através da rede de transmissão, denominadas de Rede Básica, pertencentes às Transmissoras de Energia Elétrica. Além do uso da rede, a Energipe tem

necessidade de utilizar as instalações de conexão para acesso à rede básica. Pelo uso da rede básica para transporte da energia adquirida e das instalações de conexão, o Regulador calculou um gasto correspondente a, aproximadamente, R\$ 19,7 milhões – 6,14% da receita requerida (Gráfico 18). Os encargos setoriais a serem repassados às tarifas de energia elétrica pela Energipe correspondem àqueles destinados ao rateio dos custos de geração de energia termelétrica a partir de combustíveis fósseis (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); a prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica (Reserva Global de Reversão (RGR)); ao custeio das atividades da ANEEL (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)) e a prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas e a universalização do serviço de energia elétrica (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)). O valor calculado pelo Regulador para tais encargos somaram, aproximadamente, R\$ 17,8 milhões, correspondentes a 5,55% da receita requerida (Gráfico 18).

A Empresa de Referência para o mercado de energia elétrica da Energipe, um dos componentes dos custos gerenciáveis (Parcela B) para fins de revisão tarifária, teve seus custos mensurados pela ANEEL no valor de R\$ 83,7 milhões. Dentre seus componentes constam gastos com pessoal, no valor de R\$ 43,7 milhões, materiais e serviços, no valor de R\$ 38,9 milhões, e R\$ 1,1 milhão, que foram acrescidos a título de inadimplência regulatória, para fazer face a perdas com clientes considerados incobráveis. Os custos da empresa de referência corresponderam a 26,12% da receita requerida (Gráfico 16).

Quando do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003 a ANEEL ainda não havia avaliado a Base de Remuneração da Energipe, de acordo com as regras constantes da Resolução ANEEL nº 493/2002 e da Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. Diante do exposto o Regulador estipulou, em caráter provisório o valor de R\$ 276 milhões a título de

Base de Remuneração. Esse valor corresponde a 80% do custo corrente necessário à prestação do serviço de distribuição de energia, obtido mediante a atualização do custo histórico (contábil) pela variação do IGP-M.

Em 01 de abril de 2005, mediante o Memorando nº 172/2005, retificado posteriormente pelo Memorando nº 185/2005, conforme consta da Nota Técnica nº 114/2005, a Superintendência Econômica e Financeira (SFF) da ANEEL validou o valor final da Base de Remuneração Regulatória da Energipe, nos termos da Resolução ANEEL nº 493/2002 e da Nota Técnica nº 178/2003-SFF/SER/ANEEL. Portanto, os valores aprovados pela ANEEL foram Base de Remuneração Bruta de R\$ 425,8 milhões e Base de Remuneração Líquida de R\$ 233 milhões.

A Quota de Reintegração (depreciação e amortização) representa a forma de recomposição dos investimentos realizados em ativos para prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens. A Quota de Reintegração Regulatória da Energipe foi definida em 4,45%. Levando em consideração essa quota de reintegração e a base de remuneração aprovada, o custo do ativo fixo calculado pela ANEEL foi de R\$ 18,9 milhões, que corresponde a 5,91% da receita total calculada (Gráfico 16).

Para o cálculo da remuneração do capital na Energipe teve-se por base a estrutura de capital utilizada para todas as empresas de distribuição que passavam por revisão tarifária em abril de 2003, ou seja, 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. As taxas encontradas para o cálculo do custo de capitais foram também as mesmas utilizadas para as demais empresas em revisão tarifária: 14,72% para capitais próprios e 13,05% para capitais de terceiros. A partir da Base de Remuneração Líquida, aplicando-se as taxas de custos de capitais próprios e de terceiros, chegou-se a uma remuneração de capital no valor de R\$ 39,8 milhões, que corresponde a 12,41% da receita a utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 16).

O PIS e a COFINS, no valor de R\$ 15,1 milhões, bem como Pesquisa e Desenvolvimento (P & D), no valor de R\$ 3,2 milhão, são os componentes do item Tributos considerado na revisão tarifária da Energipe. Logo, o somatório do item Tributos – R\$ 18,3 milhões representa 5,71% da receita a utilizada para estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia (Gráfico 16).

4.6 COMENTÁRIOS SOBRE OS DADOS

As revisões tarifárias periódicas executadas pela ANEEL nos exercícios sociais de 2003 e 2004 corresponderam às primeiras análises dos custos necessários à prestação do serviço pelas distribuidoras de energia do Nordeste. Tais revisões visavam proceder ajustes nas tarifas de energia elétrica com o fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, assegurado pelos contratos de concessão de distribuição firmados entre o Estado e a iniciativa privada no processo de privatização.

Analisando os dados utilizados pela ANEEL na revisão tarifária de cada empresa em estudo, verifica-se que os itens de custos mensurados são os mesmos, o que demonstra a uniformidade de procedimento da Agência.

ITENS	COELBA	%	COELCE	%	COSERN	%	SULGIPE	%	ENERGIPE	%	TOTAL	%
Não Gerenciáveis	904.576	44,76%	615.602	50,62%	252.640	49,64%	22.555	44,88%	159.753	49,85%	1.955.126	47,49%
Compra de Energia	692.020	34,24%	489.636	40,27%	191.073	37,54%	20.049	39,90%	122.299	38,16%	1.515.079	36,80%
Transporte de Energia	107.282	5,31%	62.798	5,16%	31.213	6,13%	-	0,00%	19.662	6,14%	220.955	5,37%
Encargos Setoriais	105.274	5,21%	63.168	5,19%	30.354	5,96%	2.505	4,99%	17.792	5,55%	219.093	5,32%
RGR	29.917	1,48%	17.240	1,42%	8.125	1,60%	239	0,47%	3.600	1,12%	59.121	1,44%
TFSEE	3.714	0,18%	2.268	0,19%	1.068	0,21%	89	0,18%	653	0,20%	7.793	0,19%
CCC	63.121	3,12%	38.083	3,13%	18.467	3,63%	1.850	3,68%	11.815	3,69%	133.336	3,24%
CDE	8.522	0,42%	5.576	0,46%	2.694	0,53%	328	0,65%	1.724	0,54%	18.843	0,46%
Gerenciáveis	1.116.467	55,24%	600.411	49,38%	256.336	50,36%	27.697	55,12%	160.713	50,15%	2.161.624	52,51%
Empresa de Referência	437.791	21,66%	287.046	23,61%	115.302	22,65%	18.128	36,07%	83.694	26,12%	941.960	22,88%
Base de Remuneração	218.674	10,82%	86.345	7,10%	42.776	8,40%	3.199	6,37%	18.947	5,91%	369.942	8,99%
Remuneração do Capital	347.108	17,17%	158.027	13,00%	71.390	14,03%	3.631	7,23%	39.766	12,41%	619.922	15,06%
Tributos	112.894	5,59%	68.993	5,67%	26.867	5,28%	2.739	5,45%	18.306	5,71%	229.799	5,58%
TOTAL	2.021.043	100,00%	1.216.013	100,00%	508.975	100,00%	50.252	100,00%	320.466	100,00%	4.116.750	100,00%

QUADRO 6: COMPOSIÇÃO DAS RECEITAS PARA AS EMPRESAS PESQUISADAS

Fonte: Adaptado a partir de AGÊNCIA... (2005g, 2005j, 2005p, 2005x)

Da maior empresa em termos de mercado, Coelba, à menor, Sulgipe, o item que apresentou maior destaque foi o custo com a compra de energia, sendo a Coelce aquela que obteve maior valor relativo: 40,27% do total da receita estimado para a concessionária. Por seu turno, para a Coelba foi estimado que a compra de energia representaria 34,24% de sua receita anual.

O segundo item mais expressivo estava representado pela Empresa de Referência (ER), e correspondia aos custos operacionais (pessoal, material, serviços, etc) necessários às atividades de fornecimento de energia. Para este item, os destaques foram para a Sulgipe – 36,07%, como maior participação relativa na receita calculada, e para a Coelba, 21,66%, pelo menor percentual de comprometimento da receita com custos operacionais.

Os componentes que apresentaram menor participação na receita calculada para as concessionárias foram tributos e encargos setoriais. Os tributos estavam representados pelas contribuições PIS, COFINS e Pesquisa e Desenvolvimento, e corresponderam a 5,28%, na COSERN, e 5,71% na Energipe. Quanto aos encargos setoriais, o menor comprometimento relativo da receita está na Sulgipe – 4,99% , e o maior, na Cosern – 5,96%. Em todas as concessionárias, a maior parcela dos encargos setoriais corresponde às quotas destinadas à Conta de Consumo de Combustível para subsidiar a geração de energia a partir de combustíveis fósseis.

Segregados os componentes da receita requerida para cada empresa em dois grupos, em conformidade com as definições da agência reguladora para custos não-gerenciáveis e gerenciáveis, observa-se que a razão entre eles (custos não gerenciáveis/custos gerenciáveis) varia de 0,810, na Coelba, a 1,025, na Coelce, revelando que, aproximadamente, metade dos custos das concessionárias não estão sob suas gerências, impossibilitando-os de otimizá-los.

Ao realizar uma análise do conjunto de empresas deste trabalho, verifica-se que 47,49% da receita calculada pela ANEEL no processo de revisão tarifária periódica correspondem a custos não-gerenciáveis.

Considerando-se que a compra de energia elétrica das geradoras, a partir de 2006, não mais é regida pelos contratos iniciais (aqueles definidos no ato da privatização), podendo a concessionária realizar contratos bilaterais e negociar o melhor preço de compra da energia, tendo garantido o repasse às tarifas de preços de compra até o limite de um valor normativo definido pela ANEEL, e que os custos não-gerenciáveis, conforme os autores citados neste trabalho, são aqueles que estão fora do alcance da gestão da empresa, entende-se que poderiam ser considerados custos não-gerenciáveis apenas aqueles relacionados ao transporte de energia elétrica, aos encargos setoriais e aos tributos, o que equivale ao percentual médio de 16,27% das receitas calculadas para as empresas pesquisadas.

CAPÍTULO V – CONSIDERAÇÕES FINAIS, LIMITAÇÕES E SUGESTÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O crescimento da economia brasileira nas duas últimas décadas, reflexo da ampliação ocorrida nos segmentos industrial, comercial e de serviços, tem demandado, a cada ano, mais energia elétrica das empresas do setor energético brasileiro.

Na impossibilidade de atender à crescente demanda por energia com investimentos estatais na ampliação do parque energético, na modernização das linhas de transmissão e na distribuição da mercadoria ao consumidor final, o Governo Federal transferiu à iniciativa privada a execução dos serviços de distribuição na maioria dos estados brasileiros, através de contratos de concessão por prazo determinado.

Com as privatizações das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, o Estado, através do Órgão Regulador, a ANEEL, passou a adotar um novo modelo de regulação no setor elétrico. Neste modelo, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro do serviço de energia, a ANEEL promove revisões tarifárias para definição das tarifas máximas, em R\$/KWh, a serem praticadas pelas concessionárias no fornecimento de energia aos consumidores atendidos em suas áreas de atuação no primeiro ano do período tarifário, sendo elas ajustadas nos demais anos, até a próxima revisão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGPM, ou outro que venha a sucedê-lo.

A ampliação do número de consumidores, decorrente, também, da implantação de programas de universalização do serviço de energia elétrica, que tem por objetivo possibilitar a toda população, urbana e rural, o acesso à energia, vem evidenciar a importância de o consumidor conhecer o processo utilizado pelo Poder Concedente para o estabelecimento das tarifas máximas, denominado revisão tarifária.

No processo de revisão tarifária são identificados os componentes para formação do preço da energia, classificando-os em custos gerenciáveis e não-gerenciáveis: o primeiro evidenciando a responsabilidade da concessionária e, o segundo, a do Estado, na definição das tarifas.

Este estudo foi desenvolvido com o objetivo geral de mensurar o impacto dos custos não-gerenciáveis na formação dos preços praticados pelas concessionárias da região Nordeste na venda de energia elétrica aos consumidores finais localizados em suas áreas de concessão, que passaram pelo processo de revisão tarifária nos anos de 2003 e 2004. Na busca de atingir esse objetivo, foi realizada uma análise do modelo de revisão tarifária adotado pelo Poder Concedente, identificados os componentes das tarifas de energia elétrica e evidenciado o nível de participação dos custos não-gerenciáveis na formação da preço máximo de venda da energia ao consumidor final.

O estudo foi desenvolvido tendo por amostra 5 (cinco) empresas de distribuição de energia elétrica, localizadas em 4 (quatro) estados brasileiros: Bahia (Coelba), Ceará(Coelce), Rio Grande do Norte(Cosern) e Sergipe(Energipe e Sulgipe). Os dados utilizados foram coletados das notas técnicas disponibilizadas pela ANEEL no processo de revisão tarifária.

Na análise do modelo de revisão tarifária, pôde-se constatar que o Estado tem utilizado uma metodologia, considerada não invasiva, para a análise dos custos necessários à prestação do serviço em cada área de concessão: a Empresa de Referência. Trata-se de uma empresa hipotética que busca simular os custos adequados às áreas de concessão, levando em consideração as particularidades de cada mercado como clima, aspectos sócio-econômicos, etc., reduzindo, desta forma, a possibilidade de assimetria de informação que poderia ocorrer ao analisar os custos reais de cada concessionária.

Pôde-se identificar quais são os custos gerenciáveis e não-gerenciáveis considerados pela ANEEL na revisão de tarifas. Compõem os gerenciáveis os gastos

relacionados à Empresa de Referência, a remuneração de investimentos considerados prudentes, a remuneração do capital e os tributos (PIS e COFINS); os não-gerenciáveis, os gastos com compra e transporte de energia e os encargos setoriais.

Foram realizados cálculos que evidenciassem os níveis de custos não-gerenciáveis constante das tarifas de venda de energia em cada concessionária, à luz da classificação realizada pelo Órgão Regulador. Os resultados apontaram que, das empresas pesquisadas, a Coelba apresentou a menor participação de custos não-gerenciáveis – 44,76% da receita total e, a Coelce, a maior participação – 50,62% da receita total.

Uma análise global, envolvendo as 5 empresas da pesquisa, indica que nas revisões tarifárias realizadas nos exercícios sociais de 2003 e 2004, dentre os itens de custos considerados nas definições de novas tarifas, a participação dos custos não-gerenciáveis representou, em média, 47,49% da receita anual requerida para as concessionária, à luz da classificação dada pela ANEEL. Entretanto, a liberdade de negociação, com novos geradores, da tarifa de compra da energia requerida para seu mercado, podendo optar por aquele que lhe oferecer o preço que considerar mais adequado, e o estabelecimento de um valor-teto para repasse do custo desta energia às tarifas de venda ao consumidor, pelo órgão regulador, conduzem ao entendimento de que tal custo pode ser considerado dentre os gerenciáveis.. Considerando, ainda, que os tributos, conforme previsto nos contratos de concessão, são totalmente repassados às contas pagas pelos consumidores de energia, não podendo a concessionária impedir sua majoração, como as que ocorreram nos últimos anos com o PIS e a COFINS, infere-se que eles podem ser considerados custos não-gerenciáveis. Nestes termos, o impacto dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas das concessionárias deste estudo representariam, em média, 16,27% das receitas requeridas, correspondentes aos custos com o transporte de energia, encargos setoriais e tributos.

Pelo cumprimento dos objetivos específicos, conforme acima comentado, atinge-se ao objetivo geral, dada a mensuração do nível de participação dos custos não-gerenciáveis na formação da preço máximo de venda da energia ao consumidor final.

Diante do exposto, resolve-se o problema de pesquisa, ao concluir que, em média, 16,27% das receitas requeridas pelas empresas correspondem ao impacto dos custos não gerenciáveis na definição das tarifas, sinalizando, entre outras informações, que o poder público tem uma considerável parcela de responsabilidade na formação dos preços de energia praticados pelas concessionárias em seus mercados de atuação.

Por fim, acredita-se que esta pesquisa contribui com a sociedade, à medida que lhe dá conhecimento do processo de revisão tarifária, destacando os componentes das tarifas de energia elétrica e evidenciando os níveis de responsabilidade das concessionárias e do Estado na formação desses preços, dando-lhe suporte para requerer do Poder Concedente a manutenção de tarifas módicas, obtidas pela otimização não só dos recursos utilizados pelas concessionárias, mas também dos encargos cobrados pelo Governo através das tarifas de energia. Por se constituir um dos elementos propulsores do desenvolvimento econômico, a energia elétrica, à tarifas módicas, poderá contribuir para o crescimento das empresas de energia bem como dos seus consumidores (pessoas físicas ou jurídicas), impulsionando o desenvolvimento sócio-econômico do país pelo avanço da tecnologia, aumento da produtividade, geração de emprego e renda, dentre outros aspectos.

5.2 LIMITAÇÕES

Este estudo limitou-se às concessionárias de distribuição de energia elétrica do Nordeste do Brasil, que passaram por revisão tarifária nos exercícios de 2003 e 2004. Constitui-se uma pesquisa inicial acerca do impacto de custos não-gerenciáveis no processo

de revisão tarifária. Portanto, o resultado encontrado só pode ser considerado como a participação média dos custos não-gerenciáveis das empresas analisadas, não podendo ser adotado como representação do universo das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

A escolha das distribuidoras de energia elétrica da região Nordeste deve-se à expectativa do pesquisador em congregar no estudo empresas que prestem serviços a populações com perfis sócio-econômicos similares. A seleção de outras empresas da mesma região conduziria à necessidade de inserir informações de revisões tarifárias ocorridas em 2005 para as quais, a julgar pelos dados das revisões das empresas citadas no presente trabalho, que tiveram ajustes nos valores iniciais (2003) até 2005, há probabilidade de sofrerem alterações, caso ocorram demandas por retificações de valores da parte das concessionárias que venham a ser atendidas pela ANEEL. A consideração de concessionárias de outras regiões, provocaria a comparação entre empresas que atendem a populações de perfis sócio-econômicos muito distintos em mercados com estruturas não similares às do Nordeste.

5.3 SUGESTÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

Até o exercício social de 2003 nenhuma concessionária da Região Nordeste do país havia passado por revisão tarifária nos moldes da estabelecida pela ANEEL. Em todo o Brasil somente a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, primeira distribuidora de energia a ser privatizada, em 1995, havia passado por tal experiência. Logo, o processo de revisão tarifária constitui-se, para a maioria das empresas brasileiras prestadoras do serviço público de energia elétrica, uma experiência recente.

Neste estudo foram analisados os impactos dos custos não-gerenciáveis na determinação das tarifas praticadas por 5 (cinco) das 11 (onze) distribuidoras de energia elétrica do nordeste brasileiro, evidenciando os níveis de responsabilidade das concessionárias e do Estado sobre os preços da energia. No exercício de 2005, mais 5 (cinco) concessionárias dessa região passaram por revisões tarifárias, uma em Pernambuco, duas na Paraíba, uma no Piauí e uma no Maranhão. Sugere-se, portanto, novos estudos que englobem as demais concessionárias do nordeste brasileiro, bem como a ampliação de estudos para concessionárias de outras regiões e de atividades diversas, como geração e transmissão de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 55 de 5 de abril de 2004. Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005a

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 261 de 13 de agosto de 1998. Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2005b

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 339 de 25 de junho de 2002. Estabelece os procedimentos para registro contábil dos valores relativos a aquisição de energia elétrica e a contratação de capacidade de geração ou potência pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica Emergencial – CBEE, a variação de valores de itens da Parcela “A” e de compra de energia no âmbito do MAE. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 12 maio 2005c

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 493 de 3 de setembro de 2004. Estabelece Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 12 maio 2005d

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 049/2003 – SRE/ANEEL. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Ceará (COELCE). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio. 2005e

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 050/2003 – SRE/ANEEL. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2005f

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 051/2003 – SRE/ANEEL. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Empresa Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio. 2005g

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 052/2003 – SRE/ANEEL. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio. 2005h

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 146/2003 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 049/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Estado do Ceará (COELCE). Brasília, DF, 15 jul. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio. 2005i

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 149/2003 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 051/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Empresa Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE). Brasília, DF, 17 jul. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 jun. 2005j

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 236/2004 – SRE/ANEEL. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Sulsergipana de Eletricidade (SULGIPE). Brasília, DF, 04 out. 2004. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 10 jun. 2005l

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 292/2004 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 236/2004 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Sulsergipana de Eletricidade (SULGIPE). Brasília, DF, 24 nov. 2004. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 10 jul. 2005m

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 154/2003 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 052/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Brasília, DF, 21 jul. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2005n

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 155/2003 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 050/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 21 jul. 2003. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005o

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 102/2004 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 149/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE). Brasília, DF, 28 abr. 2004. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005p

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 104/2004 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 155/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 28 abr. 2004. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005q

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 105/2004 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 154/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Brasília, DF, 28 abr. 2004. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005r

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 072/2005 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 146/2003 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Estado do Ceará (COELCE). Brasília, DF, 01 mar. 2005. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 10 jul. 2005s

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 109/2005 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 104/2004 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 08 abr. 2005. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 15 jul. 2005t

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 110/2005 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 072/2005 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Estado do Ceará (COELCE). Brasília, DF, 08 abr. 2005. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 15 jul. 2005u

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 113/2005 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 105/2004 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Brasília, DF, 08 abr. 2005. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 15 jul. 2005v

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica Complementar nº 114/2005 – SRE/ANEEL. Complementar à Nota Técnica nº 102/2004 – SRE/ANEEL – 1ª Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Empresa Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE). Brasília, DF, 08 abr. 2005. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 200 de 16 de abril de 2003. Estabelece os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005x

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em: 10 jun. 2005z.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Glossário. Disponível em <<http://www.abradee.org.br>>. Acesso em 05 jul. 2005.

BEUREN, Ilse Maria (Org.); LONGARAY, André Andrade; RAUPP, Fabiano Maury; SOUSA, Marcos Aurélio Batista de; COLAUTO, Romualdo Douglas; PORTON, Rosimere Alves de Bona. **Como elaborar trabalhos monográficos em contabilidade**. São Paulo: Atlas, 2003.

BRASIL. Lei no 10.438 de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 jun. 2005a

BRASIL. Lei no. 10.637 de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não cumulatividade na cobrança da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 jun. 2005b

BRASIL. Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005c

BRASIL. Lei nº 5.899 de 05 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005d

BRASIL. Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 17 jun. 2005e

BRASIL. Lei nº 8.078 de 11 de setembro de 1990. Dispõe sobre a proteção do consumidor e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 17 jun. 2005f

BRASIL. Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 jul. 2005g

BRASIL. Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em:< <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 14 jun. 2005h

BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 jul. 2005i

BRASIL. Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2005j

BRASIL. Lei no. 10.833 de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005l

BRASIL. Portaria Interministerial nº 25 de 24 de janeiro de 2002. Cria, para efeito de cálculo do reajuste de tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2005m

BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005n

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005o

BRASIL. Constituição (1988). Disponível em: < <http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 21 maio 2005p

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Contrato de Concessão de Distribuição n. 08/97. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 21 set. 2005q.

BRUNI, Adriano Leal. **A Administração de Custos, Preços e Lucros**. São Paulo: Atlas, 2006.

BRUNI, Adriano Leal; FAMÁ, Rubens. **Gestão de Custos e Formação de Preços**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

COMISSÃO DE VALORES IMOBILIÁRIOS. Participantes do mercado. Disponível em: <<http://www.cvm.gov.br/>>. Acesso em: 31 jan. 2006.

CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. Princípios fundamentais e normas brasileiras de contabilidade. Brasília: CFC, 2003.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. A história. Disponível em <<http://www.coelba.com.br/>>. Acesso em 31 jan. 2006.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. Resumo histórico. Disponível em <<http://www.coelce.com.br/>>. Acesso em 28 jan. 2006.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE. A história. Disponível em <<http://www.cosern.com.br/>>. Acesso em 30 jan. 2006.

EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE S.A. a Empresa. Disponível em <<http://www.energipe.com.br/corporativo/>>. Acesso em 25 jan. 2006.

GANIM, Antônio. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares e Tributários**. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.

HORNGREN, Charles T. **Introdução à Contabilidade Gerencial**. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

HORNGREN, Charles T; FOSTER, George; DATAR, Srikant M. **Contabilidade de Custos**. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

IUDÍCIBUS, Sérgio de; MARION, José Carlos. **Dicionário de termos de contabilidade**. São Paulo: Atlas, 2001.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de Custos**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2003

.

MAHER, Michael. **Contabilidade de custos: criando valor para a administração**. São Paulo: Atlas, 2001.

OLIVEIRA, Ridalvo Medeiros Alves de. **Impacto do racionamento dos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica: um estudo nas empresas privadas da região nordeste**. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis). Universidade de Brasília, Brasília, 2003.

PIRES, José Cláudio Linhares. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2000. Texto para Discussão

SICILIANO, Alexandre. Regulação Incentivada: Simplificação ou Complicação na Supervisão das Concessionárias de Eletricidade ? **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, v. 12, n. . 23, p. 243-266. jun.2005.