

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

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

**As Conseqüências da Regulação Econômica sobre as Estratégias
Empresariais das Concessionárias de Distribuição de Energia
Elétrica – Brasil**

Sidney Tozzini

São Paulo

2006

SIDNEY TOZZINI

**As Conseqüências da Regulação Econômica sobre as Estratégias
Empresariais das Concessionárias de Distribuição de Energia
Elétrica - Brasil**

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

Orientação: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo
2006

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Tozzini, Sidney.

As conseqüências da regulação econômica sobre as estratégias empresariais das concessionárias de distribuição de energia elétrica – Brasil / Sidney Tozzini; orientador Francisco Anuatti Neto – São Paulo, 2006.

263p. : il.; 30cm.

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

1. Energia elétrica 2. Energia elétrica - aspectos econômicos 3. Distribuição de energia elétrica I. Título.

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

SIDNEYTOZZINI

*"As Conseqüências da Regulação Económica sobre as Estratégias
Empresariais das Concessionárias de Distribuição de Energia
Elétrica - Brasil"*

Tese defendida e aprovada em 03/08/2006 pela Comissão Julgadora.



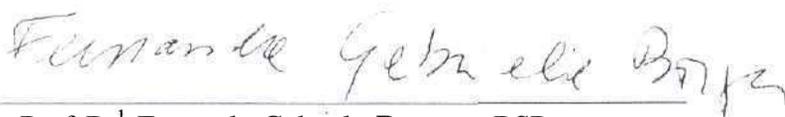
Prof. Dr. Fr[^]iscele Anuatti Neto - PIPGE-DEE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. Silvio Aparecido dos Santos - FEA/USP



Prof. Dr. Fernando Selics Ribeiro - EP/USP



Prof. Dr[^] Fernanda Gabnela **Borger** - BSP



Prof. Dr. MarétkrAparecido Pelegrini - ENERQ

AGRADECIMENTO

Aos professores, colegas e funcionários do IEE pelo apoio e incentivo. Um agradecimento especial aos professores Doutores Murilo Werneck Fagá, Roberto Teixeira Pessine, Arlindo Kamimura, Cláudio Scarpinella e Sinclair Mallet Guy Guerra pelas sugestões recebidas e pela oportunidade de construtivas discussões. Ao professor e colega da Poli, Dr. Fernando Selles Ribeiro pelo incentivo e pelas palavras de estímulo bem como ao prof. Dr. Marcelo A. Pelegrini. Ao José R. do Carmo pela amizade e pela ajuda na construção da pesquisa. As bibliotecárias do IEE, Maria de Fátima Mochizuki e Maria Penha da Silva Oliveira pela orientação bibliográfica.

Um agradecimento muito especial aos professores da FEA em particular ao Prof. Dr. Silvio Aparecido dos Santos e a Prof^a Dr^a Fernanda Gabriela Borger pelas importantes sugestões e pelo acompanhamento e orientação do trabalho. Aos funcionários e estagiários da FIPE pelo apoio recebido e em especial ao Ricardo Revoredo pelo acompanhamento nos trabalhos estatísticos.

No desenvolvimento e consecução dos trabalhos de pesquisa são devidos agradecimentos especiais a Fernando Maia, Homero Ferreira Junior, Julio César Sales, Luis Henrique Delbuque Baccaro, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, Ricardo Martins, Wilson Soares dos Santos e Zilmar José de Souza. Sem sua colaboração o trabalho não poderia ser concluído.

Não poderia deixar de agradecer também aos meus familiares que – cada um a seu modo – sempre acompanharam e incentivaram o desenvolvimento dos meus trabalhos.

A Edna Leão pela paciente leitura dos textos iniciais e pelos comentários sempre muito lúcidos e oportunos.

Last but not least, ao prof. Dr. Francisco Anuatti Neto pela atenção, por sua orientação instigante e pelas oportunidades proporcionadas de aprendizado e aperfeiçoamento profissional.

Muito obrigado a todos.

RESUMO

TOZZINI, Sidney. **As conseqüências da regulação econômica sobre as estratégias empresariais das concessionárias de distribuição de energia elétrica - Brasil.** Tese de Doutorado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

Este trabalho tem o objetivo de buscar um maior entendimento da evolução das práticas de benchmarking no processo de regulação das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Da revisão bibliográfica constata-se que o benchmarking vem se desenvolvendo de ferramenta de Administração a instrumento de regulação. O modelo de regulação adotado pela ANEEL alia a regulação por incentivos (price cap) com destacadas características de benchmarking para a determinação dos custos operacionais utilizando o modelo de empresa de referencia (ER). A adoção da ER é entendida como uma das inovações mais polêmicas no processo regulatório em função da metodologia da construção de sua estrutura bem como da definição dos parâmetros utilizados na definição de seus custos operacionais. Sugere-se que o uso da ER poderia induzir tendências estratégicas a serem utilizadas pela Administração das empresas reguladas. Várias análises são feitas das relações entre as empresas e a agência reguladora durante o primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas, concluindo por oferecer recomendações para o aperfeiçoamento da metodologia da empresa de referência.

Palavras-chave: Benchmarking. Regulação Econômica. Regulação por incentivos. Empresa de Referência.

ABSTRACT

TOZZINI, Sidney **Consequences of the Economic Regulation on the Electricity Distribution Utilities Corporate Strategies** - Brazil., 2006. Doctoral Thesis - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

This paper has the general objective of seeking a major understanding of the evolution of the benchmarking practices in the regulation of the electricity distribution utilities in Brazil. From the bibliography review it is possible to conclude that benchmarking practices have evolved from a management tool to a regulation feature. The regulation model used by ANEEL brings together the incentive regulation approach (price cap) and benchmarking practices to establish operational costs using a shadow or reference firm. The use of a shadow firm is seen as one of the most complex and controversial issues in the regulation process in Brazil. This work suggests that the use of the shadow firm may induce strategic policies upon the management of the regulated firms. Several analysis are conducted of the relationship between the regulator and regulated companies during the first cycle of the periodic tariff revisions, concluding to make some recomendations for the improvement of the use of the shadow firm methodology.

Keywords: Benchmarking, Economic Regulation, Incentive Regulation, Shadow firm

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 -	O ambiente de trabalho da empresa na atualidade	27
Figura 2.2 -	O processo de implementação do benchmarking	30
Figura 2.3 -	Tipos de benchmarking - de dentro para fora da organização.....	33
Figura 2.4 -	O Novo benchmarking	39
Figura 4.1 -	O processo de revisão tarifária periódica	77
Figura 4.2 -	Passos básicos da avaliação patrimonial para fins de constituição da base de remuneração de ativos.	89
Figura 4.3 -	Estrutura organizacional ótima de uma empresa de distribuição de energia elétrica.	94
Figura 4.4 -	Centros de custos da Empresa de Referência	94
Figura 5.1 -	O modelo de Porter.....	136
Figura 5.2 -	Convergências / Divergências entre Empresa Regulada e Regulador.....	141
Figura 5.3 -	O processo de análise dos dados.....	148
Figura 5.4 -	Influência da empresa de referencia no contexto da empresa regulada	149
Figura 5.5 -	Contexto da regulação - Modelo de Empresa de Referência.....	151
Figura 5.6 -	Modelo teórico da pesquisa	151
Figura 5.7 -	Interação empresa de referência e empresa regulada	152

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 - Revisão tarifária anual	76
Gráfico 4.2 - Fator X.....	78
Gráfico 4.3 - Relação Custo Estrutura Central Dez. 2001 vs. Receita Verificada Ano-Teste	108
Gráfico 4.4 - ER - Custo da Estrutura Central Dezembro 2001 vs. N° de consumidores....	108
Gráfico 4.5 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo da Estrutura Central - Receita Verificada Ano-Teste - N° Consumidores - Custo Médio..	109
Gráfico 4.6 - ER - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001 vs. N° de consumidores .	110
Gráfico 4.7 - ER - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001 vs. N° total de funcionários	111
Gráfico 4.8 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001	111
Gráfico 4.9 - ER - Custo de P&A COMERCIAL Dezembro 2001 vs. N° de consumidores	113
Gráfico 4.10 - ER - Custo de P&A COMERCIAL Dezembro 2001 vs. Mercado Ano-Teste	113
Gráfico 4.11 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo de P&A COMERCIAL.....	114
Gráfico 4.12 - ER - Custo de P&A O&M Dezembro 2001 vs. N° total de funcionários.....	115
Gráfico 4.13 - ER - Custo de P&A O&M Dezembro 2001 vs. Extensão da rede	116
Gráfico 4.14 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo de P&A O&M.....	116
Gráfico 4.15- ER - Custos Totais Dezembro 2001 vs. N° total de funcionários.....	118
Gráfico 4.16 - ER - Custos Totais Dezembro 2001 vs. N° total de consumidores	118
Gráfico 4.17 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais - Dezembro 2001	119
Gráfico 4.18 - ER - Custos Totais nas RTPS vs. N° total de consumidores	120
Gráfico 4.19 - ER - Custos Totais nas RTPs vs. N° total de funcionários	121
Gráfico 4.20 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais nas RTPs	121
Gráfico 4.21 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Médios por Consumidor Dezembro 2001 vs. RTPs	122
Gráfico 4.22 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Variação dos Custos Médios por Consumidor Dezembro 2001 vs. RTPs	122
Gráfico 4.23 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais Dezembro 2001 vs. valores estimados pelo n° de funcionários	124
Gráfico 4.24 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais nas RTPs vs. valores estimados pelo n° de consumidores	124
Gráfico 4.25 - Evolução dos custos operacionais eficientes (R\$ milhões).....	128
Gráfico 4.26 - ER - COE - evolução cronológica da variação porcentual nominal.....	128
Gráfico 4.27 - ER - Correlação entre os COEs (R\$ milhões) vs. o número final de funcionários	129
Gráfico 4.28 - ER - custos operacionais eficientes por funcionário (R\$ mil).....	130
Gráfico 4.29 - ER - Correlação entre os COEs (R\$ milhões) vs. o número de unidades consumidoras	130

Gráfico 4.30 - ER - custos operacionais eficientes por funcionário (R\$ mil).....	131
Gráfico 5.1 - Modelo de Hrebiniak e Joyce.	138
Gráfico 5.2 - Análise SWOT.....	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Ferramentas de Gestão mais utilizadas.....	42
Tabela 2.2 - Principais atividades objeto do benchmarking	42
Tabela 2.3 - Florida Power & Light Co. - Índices-chave de Confiabilidade do Serviço - Evolução anual	54
Tabela 4.1 - Tipos de Escritórios Comerciais - Recursos Humanos Requeridos	101
Tabela 4.2 - Segmentação do sistema de distribuição - Níveis de tensão	104
Tabela 4.3 - ER - Índices de correlação r^2 (r) Custos da estrutura central e variáveis selecionadas	107
Tabela 4.4 - ER - Custo da Estrutura Regional - índices de correlação - r^2 (r)	110
Tabela 4.5 - ER - Custo de P&A COMERCIAL - índices de correlação - r^2 (r).....	112
Tabela 4.6 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos dos P&A O&M.....	115
Tabela 4.7 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos totais ER	117
Tabela 4.8 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos totais ER nas RTPs.....	120
Tabela 4.9 - Índices de correlação - r^2 (r) - Resumo.....	123
Tabela 4.10 - Evolução dos Custos Operacionais Eficientes (R\$ milhões).....	126
Tabela 4.11 - Evolução dos Custos Operacional Eficiente excluída a inadimplência regulatória (R\$ milhões).....	127
Tabela 5.1 - Segmentação do Setor de Distribuição de Energia Elétrica - Brasil	147
Tabela 6.1 - ER - Intensidade e Grau de intervenção	155
Tabela 6.2 - ER - Tema A - Custos totais.....	158
Tabela 6.3 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - tipos de funções	159
Tabela 6.4 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - quantidade de postos de trabalho	160
Tabela 6.5 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - salários nominais mensais....	161
Tabela 6.6 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - demais custos	162
Tabela 6.7 - P&A de O&M - Critérios e Custos.....	166
Tabela 6.8 - Estratégias Funcionais	169
Tabela 6.9 - Estratégias Específicas	170
Tabela 6.10 - Estrutura Organizacional	171

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - O processo de benchmarking.....	31
Quadro 2.2 - Uso do benchmarking na regulação.....	53

SUMÁRIO

AGRADECIMENTO	5
RESUMO	6
ABSTRACT	7
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE GRÁFICOS	9
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE QUADROS	12
CAPÍTULO 1 - AS CONSEQUÊNCIAS DA REGULAÇÃO ECONÔMICA SOBRE AS ESTRATÉGIAS EMPRESARIAIS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - BRASIL	17
1.1. Introdução	17
1.1.1. A importância, relevância e atualidade do tema	17
1.1.2. Objetivo geral	18
1.1.3. Objetivos específicos	20
1.1.4. Resumo	21
CAPÍTULO 2 - O BENCHMARKING NA TEORIA DAS ORGANIZAÇÕES	26
2.1. Introdução	26
2.2 O que é benchmarking? A prática da referência	28
2.3 Como é feito? Metodologia	30
2.4 Tipos de benchmarking	32
2.5 O desenvolvimento do benchmarking	34
2.6 Os resultados e benefícios do benchmarking	40
2.7 Usos e aplicações do benchmarking	41
2.8 Usos e aplicações do benchmarking no Brasil	44
2.9 Alcance e limitações do benchmarking	47
2.10 Benchmarking: de uma ferramenta de Administração para um instrumento de regulação	51
CAPÍTULO 3 - REGULAÇÃO ECONÔMICA	56
3.1 Introdução	56
3.2 Histórico do setor elétrico brasileiro	57
3.3 Reforma dos anos 90: privatização e o novo ambiente regulatório das distribuidoras	60
3.4 Os princípios da Regulação econômica por incentivos	63
3.4.1 A regulação econômica	63
3.4.2 Modalidades de regulação. A regulação por incentivos	67
3.4.2.1 Regulação por referência (benchmarking)	70
3.4.2.1.1 Métodos e técnicas de referência (benchmarking)	70
3.4.2.1.2 Tendências na regulação por benchmarking	71
CAPÍTULO 4 - A REGULAÇÃO NO BRASIL - O MODELO ADOTADO PELA ANEEL - A EMPRESA DE REFERÊNCIA	73
4.1. Introdução	73
4.2. O marco regulatório no Brasil - O modelo adotado pela ANEEL	74
4.2.1. O reajuste tarifário anual	74
4.2.2. Revisão tarifária periódica	76
4.2.2.1. Valor da parcela A	78
4.2.2.1.1. Compra de energia elétrica	79

4.2.2.1.2.	Encargos tarifários.....	79
4.2.2.2.	Valor da parcela B.....	82
4.2.2.2.1.	A remuneração do capital.....	82
4.2.2.2.1.1.	Custo do capital próprio (r_{CAPM}).....	83
4.2.2.2.1.2.	Custo de capital de terceiros (rd).....	85
4.2.2.2.1.3.	Estrutura de capital.....	86
4.2.2.2.1.4.	Custo médio ponderado de capital - weighted average cost of capital (WACC)	86
4.2.2.2.2.	Base de remuneração.....	87
4.2.2.2.3.	Remuneração bruta de capital próprio e de terceiros.....	89
4.2.2.2.4.	Quota de reintegração (depreciação).....	90
4.2.2.2.5.	Tributos.....	90
4.2.2.3.	Total da receita requerida.....	91
4.2.2.4.	Receita verificada.....	91
4.2.2.5.	Outras receitas.....	91
4.2.2.6.	Cálculo do reposicionamento tarifário.....	91
4.3.	A empresa de referência.....	92
4.3.1.	Funções básicas da ER.....	94
4.3.2.	O processo de construção da ER - Considerações gerais.....	95
4.3.2.1.	Os custos da estrutura central da ER.....	96
4.3.2.1.1.	Direção, Estratégia e Controle.....	96
4.3.2.1.2.	Diretoria de Administração.....	97
4.3.2.1.3.	Diretoria de Finanças.....	98
4.3.2.1.4.	Diretoria de Distribuição.....	98
4.3.2.1.5.	Diretoria Comercial.....	99
4.3.2.2.	Os custos da estrutura regional da ER.....	100
4.3.2.2.1.	Gerências Regionais.....	100
4.3.2.2.2.	Escritórios Comerciais.....	101
4.3.2.3.	P&A Comerciais.....	102
4.3.2.3.1.	Leitura de medidores.....	102
4.3.2.3.2.	Envio de faturas e outros documentos.....	102
4.3.2.3.3.	Edição de faturas.....	103
4.3.2.3.4.	Cobrança.....	103
4.3.2.4.	P&A de O&M.....	104
4.3.2.5.	Custos operacionais totais da ER.....	105
4.4.	A aplicação da ER nas RTPs - Uma análise exploratória.....	105
4.4.1.	Custo da estrutura central em valores de dezembro de 2001.....	106
4.4.2.	O custo da estrutura regional em valores de Dez.2001.....	109
4.4.3.	Processos e Atividades (P&A).....	112
4.4.3.1.	P&A Comercial.....	112
4.4.3.2.	P&A de O&M.....	114
4.4.4.	Custos totais da ER - Dezembro 2001.....	117
4.4.5.	Os custos totais da ER nas RTPs.....	119
4.4.6.	Resumo das correlações.....	123
4.5.	Considerações sobre o primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas.....	125
4.6.	Crítérios de avaliação da utilização da metodologia da ER.....	131
4.7.	Implicações da ER na estratégia de longo prazo das concessionárias.....	132

CAPÍTULO 5 - AS CONSEQÜÊNCIAS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE EMPRESA DE REFERÊNCIA SOBRE AS ESTRATÉGIAS EMPRESARIAIS DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	134
5.1. Introdução.....	134
5.2. A importância da dimensão estratégica no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.....	135
5.2.1. Análise estrutural do setor de distribuição de energia elétrica.....	136
5.2.2. Regulação e gestão estratégica das empresas reguladas.....	138
5.3. Metodologia da pesquisa.....	143
5.3.1. Método de pesquisa.....	143
5.3.2. O estudo de caso.....	145
5.3.3. Definição do universo de pesquisa.....	146
5.3.4. Definição da unidade de pesquisa.....	147
5.3.5. Técnicas do tratamento dos dados.....	148
5.3.6. Escalas de mensuração.....	148
5.4. Modelo teórico da pesquisa.....	150
CAPÍTULO 6 - A VISÃO DAS EMPRESAS SOBRE O PROCESSO DE REGULAÇÃO - A EMPRESA DE REFERÊNCIA.....	154
6.1. Introdução.....	154
6.2. As empresas entrevistadas.....	155
6.2.1. Características das empresas entrevistadas.....	156
6.3. Resumo dos resultados obtidos.....	157
6.3.1. Custos totais da ER (Tema A).....	157
6.3.2. Estrutura central da ER (Tema B).....	159
6.3.2.1. Critérios adotados.....	159
6.3.2.1.1. Tipos de funções.....	159
6.3.2.1.2. Quantidade de postos de trabalho.....	160
6.3.2.1.3. Salários nominais mensais.....	161
6.3.2.1.4. Demais custos.....	162
6.3.2.2. Custos da Estrutura Central: Presidência, Diretoria de Administração (gerência de RH e de Sistemas), Diretorias Financeira, de Distribuição e Comercial...	163
6.3.3. Custos da estrutura regional da ER (Tema C).....	163
6.3.4. Custos dos processos e atividades comerciais da ER (P&A COM) (Tema D).....	164
6.3.5. Custos dos processos e atividades de operação e manutenção da ER (P&A de O&M) (Tema E).....	165
6.3.6. Ajustes complementares da ER (Tema F).....	167
6.3.7. Estratégia genérica (Tema I).....	168
6.3.8. Estratégias funcionais (Tema J).....	169
6.3.9. Estratégias específicas (Tema K).....	169
6.3.10. Estrutura organizacional (Organograma) (Tema L).....	171
6.4. Resumo geral da visão das empresas.....	172
6.5. Conclusão e recomendações.....	175
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	180
ANEXOS.....	196
ANEXO A – Relação das RTPs propostas pela ANEEL até 29/06/2004.....	197
ANEXO B – Relação das RTPs aprovadas pela ANEEL até 29/06/2004.....	201
ANEXO C – ER - Custos operacionais eficientes e variáveis selecionadas – Dez. 2001 ...	203
ANEXO D – Correlação dos Custos da Estrutura Central da ER (Valores de Dez.2001) com Variáveis Selecionadas.....	205

ANEXO E –	Correlação dos Custos da Estrutura Regional da ER(Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.....	209
ANEXO F –	Correlação dos Custos da P&A COMERCIAL da ER(Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.....	213
ANEXO G –	Correlação dos Custos da P&A O&M da ER (Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.....	217
ANEXO H –	Correlação dos Custos Totais da ER (Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.....	221
ANEXO I –	Correlação dos Custos Totais da ER (Valores nas Datas das RTPs) com Variáveis Seleccionadas.....	225
ANEXO J –	Calendário da Revisão tarifária periódica	229
ANEXO K –	Relação das RTPs propostas pela ANEEL até Fevereiro de 2006	231
ANEXO L –	Relação das RTPs aprovadas pela ANEEL até Fevereiro de 2006	236
ANEXO M –	Custos operacionais eficientes(coe) R\$ milhões e variáveis relacionadas.....	239
ANEXO N -	Processos de trabalho para a redução de custos operacionais e diminuição de capital ScottishPower	240
ANEXO O -	Fontes de reduções de custo e melhorias de eficiência - conjunto de medidas de desempenho e garantias aos consumidores- ScottishPower.....	241
ANEXO P -	Roteiro de pesquisa (Questionário)	242
ANEXO Q -	Apresentação roteiro de pesquisa para a ABRADEE.....	255
ANEXO R -	Mapa de localização das associadas - ABRADEE - 99% do mercado - 51 associadas	256
ANEXO S -	Mercado de distribuição de energia elétrica - Brasil - 2000 -	257
ANEXO T -	Custos da Estrutura Central: Presidência, Diretoria de Administração (Gerências de RH e de Sistemas), Diretorias Financeira, de Distribuição e Comercial.	259
ANEXO U -	Custos da estrutura regional da ER (Gerências Regionais e Escritórios Comerciais).....	261
ANEXO V -	Custos dos processos e atividades comerciais da ER (P&A COM) - Leitura de Medidores, Envio de faturas e outros documentos, Edição de faturas, Cobrança de faturas.	262
ANEXO X -	Ajustes complementares da ER	263

CAPÍTULO 1 - AS CONSEQUÊNCIAS DA REGULAÇÃO ECONÔMICA SOBRE AS ESTRATÉGIAS EMPRESARIAIS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - BRASIL

1.1. Introdução

1.1.1. A importância, relevância e atualidade do tema.

As empresas da primeira metade do século XX concentravam-se nos eventos internos à organização. Entretanto, o ambiente externo na atualidade passa por mudanças rápidas e contínuas com grande impacto sobre as organizações, suas estratégias administrativas e sobre os padrões de avaliação de desempenho da gestão empresarial.

Um dos grandes desafios da Administração tem sido a compreensão da dinâmica da mudança ambiental, suas consequências sobre as organizações e principalmente a identificação de alternativas que permitam a adaptação dessas organizações às mudanças e garantam, em última instância, sua sobrevivência e desenvolvimento.

O entendimento das ações das agências reguladoras sobre as empresas reguladas é importante na medida em que possibilita identificar alternativas de formas de gestão de modo a orientar tanto os agentes reguladores como as empresas reguladas a assegurar a sobrevivência e a expansão das organizações. Isto possibilita o retorno adequado aos investidores e ao mesmo tempo garante o atendimento, a universalização e a contínua melhoria de qualidade dos produtos e serviços oferecidos aos consumidores. Esse entendimento poderá contribuir para o aperfeiçoamento do processo de regulação.

A avaliação das estratégias e dos modelos de gestão empresarial pode ser de grande utilidade tanto para os agentes reguladores como para os administradores das empresas dos setores regulados oferecendo-lhes um quadro de referência que os auxilie a identificar alternativas de ação para a operação e desenvolvimento de seus negócios.

Embora a atuação do processo regulatório tenda a se concentrar em parâmetros selecionados das atividades das empresas reguladas é importante salientar que o regulador deve estar consciente de que o processo regulatório não se limita apenas à eficiência estática da empresa regulada, mas também deve contemplar sua eficiência dinâmica. Equilibrar as eficiências de custos de curto prazo com a inovação dinâmica de longo prazo é extremamente

difícil. A geração dos fluxos de caixa de curto prazo deve estar em linha com os objetivos, de prazo mais longo, de melhoria contínua da qualidade dos produtos e insumos, de elevação dos índices de produtividade na utilização desses insumos e de criação e desenvolvimento de novos produtos e insumos.

Desse modo, o melhor entendimento das estratégias adotadas pelas empresas reguladas de distribuição de energia elétrica, em seu processo de adaptação ao arcabouço regulatório, poderá ser utilizado como um instrumento para aperfeiçoar o relacionamento entre regulador e regulados, em função de maior compreensão do alcance das decisões do agente regulador sobre as decisões dos gestores das empresas reguladas.

A atualidade do tema está relacionada com a experiência ainda recente de implantação, aperfeiçoamento e consolidação do marco regulatório na economia brasileira iniciado com a institucionalização do PND (Plano Nacional de Desestatização) já no início da década de 1990 e com a criação das primeiras agências reguladoras. Saliente-se ainda que o primeiro período tarifário das concessionárias distribuidoras de energia elétrica encerrou-se no final de 2003 e que as primeiras propostas de revisões tarifárias periódicas ocorreram a partir de fevereiro de 2003 e aprovadas em abril daquele ano.

1.1.2. Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo investigar os principais conceitos necessários ao entendimento da evolução da visão econômica sobre a regulação apresentando as formas mais gerais de regulação econômica e posteriormente discutir a regulação por incentivos e a regulação por parâmetros de comparação (benchmarking).

Modelos de regulação por incentivos têm sido empregados simultaneamente no uso de recompensas e punições para induzir as empresas reguladas a alcançarem os objetivos desejados. Na busca da correta medição da eficiência e da eficácia dos serviços regulados, os modelos de regulação têm evoluído para incorporar incentivos fazendo uso crescente de parâmetros de referência (benchmarking). Este trabalho analisa o instrumental utilizado pela ANEEL na regulação do setor de distribuição de energia elétrica para entender seus efeitos sobre as estratégias e o desenvolvimento organizacional das empresas do setor. Portanto, o objeto do trabalho são as distribuidoras de eletricidade brasileira e seu contexto de regulação tarifária.

O setor elétrico brasileiro (SEB), cuja consolidação se iniciara com a institucionalização e constituição da ELETROBRÁS na década de 60, tem passado por significativas reformas em sua estrutura nas três últimas décadas. Até a década de 1970, grandes obras de Geração, Transmissão e Distribuição (GTD) foram realizadas no Brasil, interligando-se os diversos sistemas isolados, atendendo com energia a maior parte do País. Este modelo surgiu dentro da concepção do Estado como responsável pelo fornecimento de infra-estrutura para o desenvolvimento econômico.

A crise econômica do final da década de 1970, somada à decisão de manter o padrão de crescimento da economia, levaram o Governo a continuar investindo na expansão do SEB às custas do endividamento em divisas estrangeiras. O combate à inflação determinou a contenção das tarifas de energia. A elevação das taxas de juros da década de 80 causou o estrangulamento financeiro do setor elétrico e a paralisação da expansão do sistema. A redemocratização do País a partir da metade da década de 80 trouxe novas formas de interferência política na gestão das estatais, levando à politização interna das organizações, agravando a situação.

A década de 80 trouxe também a nível mundial o debate sobre a função do Estado na regulamentação da atividade econômica. Uma onda de privatização percorreu o mundo, iniciando-se no Reino Unido no começo dos anos 80, chegando a partir de então às outras nações. Em geral, os processos de reestruturação da infra-estrutura exigem a desmontagem dos monopólios naturais. Os segmentos potencialmente competitivos são separados dos demais, o que permite e promove a entrada de novas empresas ou novos participantes em empresas já existentes.

O processo de reestruturação do SEB tem como pano de fundo a promulgação da Constituição Federal de 1988 (Art. 175) ao prever que as concessões e permissões para a prestação de serviços públicos seriam sempre precedidas de licitação. Esse processo recebeu grande impulso a partir de 1993 e acelerou-se a partir de 1995 com a introdução dos ativos de geração das empresas subsidiárias da ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização (PND) e dos programas estaduais de desestatização (PED), cuja maioria incluía ativos de empresas do setor elétrico.

A partir de 1995 estabeleceu-se uma nova filosofia sobre a participação do poder concedente para a prestação de serviços públicos, dentre os quais se destacam os serviços de eletricidade. Sob essa ótica, o Estado não mais seria empreendedor, concentrando somente as atividades de regulação, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade, estimulando a privatização de concessionárias federais e estaduais, e separando as atividades em organismos

distintos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Admite-se claramente, que o novo sistema com concorrência na geração e comercialização ofereceria os sinais adequados para viabilizar a expansão do sistema.

A partir de 1995 até 1997 foram promulgadas leis cujo objetivo era a criação do mercado livre, a separação das atividades e dos custos de GTD instituindo-se um novo ambiente regulatório para o setor elétrico em geral, e em particular para as distribuidoras, com a constituição da ANEEL em 1997.

A lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 institui a ANEEL, órgão regulador do setor elétrico, como autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME). A lei 9.427/96 disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e prevê ainda o regime tarifário de “serviço pelo preço” no qual as tarifas máximas do serviço público de energia são aquelas fixadas no contrato de concessão resultante de licitação, no contrato de prorrogação da concessão, no contrato de concessão originado de desestatização e nos atos da ANEEL. O decreto nº 2.355 de 6 de outubro de 1997 constitui a ANEEL.

A característica fundamental do marco regulatório administrado pela ANEEL é a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica (Lei 8987 de 13.02.95). O instrumento principal para alcançar este objetivo é a atualização tarifária. Os contratos de concessão contemplam os seguintes instrumentos de atualização tarifária: (i) reajuste anual; (ii) revisão extraordinária e (iii) revisão periódica.

É este o contexto do ambiente regulatório no qual operam as distribuidoras de energia elétrica no Brasil. O objetivo deste trabalho é analisar o instrumental utilizado pela ANEEL na regulação do setor de energia elétrica e entender seus efeitos sobre as estratégias e o desenvolvimento organizacional das empresas do setor.

1.1.3. Objetivos específicos

Identificar as estratégias empresariais e as alterações nas estruturas organizacionais adotadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica em resposta ao uso da denominada “empresa de referência” (ER) adotada pela ANEEL. Em particular será investigada a determinação dos custos operacionais das empresas reguladas usada para embasar o reposicionamento tarifário proposto na revisão tarifária periódica (RTP). Seguindo uma

tendência observada na aplicação da regulação por incentivos, a ANEEL faz uso de uma ER como um processo de fazer frente à assimetria de informações entre o regulador e o regulado. Para atender a este objetivo específico, foram analisados os custos operacionais eficientes calculados pela ANEEL com o uso do modelo de ER para as RTPs realizadas até 29 de junho de 2004 comparando-se esses valores com dados físicos de cada concessionária selecionada a fim de estabelecer uma possível relação de causa e efeito entre a estrutura da ER e a estrutura física de cada empresa.

1.1.4. Resumo

No **capítulo 2 - Benchmarking na teoria da organização** é caracterizada a prática da referência (Benchmarking) no contexto da Teoria das organizações identificando sua metodologia, sua tipologia, os resultados e benefícios obtidos por sua utilização, suas principais aplicações bem como seu alcance e limitações. Apresenta-se também a perspectiva de sua trajetória de ferramenta de Administração a instrumento de regulação.

As organizações sempre procuraram avaliar seu desempenho usando basicamente os princípios contábeis para a formulação de índices financeiros. No passado recente os objetivos financeiros de retorno sobre os investimentos eram os indicadores soberanos e os administradores eram avaliados fundamentalmente pela maneira como atendiam aos interesses de seus proprietários-acionistas. Esta visão, entretanto, tem experimentado significativas alterações. Na atualidade, as organizações sentem-se responsáveis não apenas por seus acionistas, mas também por um grande número de partes interessadas (“stakeholders”) - indivíduos ou grupos de indivíduos direta ou indiretamente impactados pela ação das organizações em busca de seus objetivos. Este novo contexto implica um aumento significativo na complexidade das funções dos gestores bem como na identificação e aplicação de medidas adequadas para aferir seu próprio desempenho e das organizações sob sua responsabilidade.

Da análise da bibliografia consultada constata-se que as abordagens do Benchmarking inicialmente propostas como ferramenta de Administração têm evoluído para se constituir em importante instrumento de regulação em geral e, em especial, de setores de infra-estrutura com destaque para o setor de distribuição de energia elétrica.

A preocupação das organizações com medidas de desempenho operacional existe desde seus primórdios. A motivação básica para seu uso era a avaliação do desempenho passado e a

busca de seu aprimoramento no futuro. Entretanto, a aplicação dessa abordagem traz algumas limitações que vão desde a pertinência das medidas utilizadas, passando pela validade dos padrões adotados até a possibilidade da autocontemplação da organização.

O Benchmarking surge para responder a essas questões. Muitas organizações passam a comparar seus padrões de desempenho - principalmente nas grandes empresas multidivisionais - tanto interna quanto externamente com os padrões de desempenho de outras empresas operando quer dentro ou fora de seu setor de atividade. A prática do Benchmarking vem sendo incorporada na gestão de muitas empresas como elemento importante nos esforços para avaliação e aperfeiçoamento de seu desempenho bem como instrumento decisivo de adaptação da empresa às mudanças no meio ambiente. Pode-se entender o conceito de Benchmarking associado ao conceito de controle dinâmico da organização. Em um sentido mais restrito, o controle faz-se necessário para acompanhar o progresso da organização e corrigir desvios. Mas o controle também auxilia a monitorar mudanças ambientais e seus efeitos sobre o progresso das organizações. Com o ritmo crescente das mudanças ambientais, este aspecto do controle tem se tornado mais importante.

Da análise da trajetória dos usos e aplicações do Benchmarking, observa-se sua evolução de ferramenta de Administração para instrumento de regulação que vem sendo utilizado em um número de modelos no processo de regulação por incentivos. Os órgãos reguladores vem adotando uma variedade de abordagens à regulação por incentivos. Modelos de regulação por incentivos vem sendo empregados simultaneamente no uso de recompensas e punições para induzir as empresas reguladas a alcançarem os objetivos desejados. Na busca da correta medição da eficiência e eficácia dos serviços regulados, os modelos de regulação evoluíram para incorporar incentivos fazendo uso crescente de alguma forma de parâmetros de referência (Benchmarking).

O objetivo deste trabalho é analisar o instrumental utilizado pela ANEEL na regulação do setor de distribuição de energia elétrica e entender seus efeitos sobre as estratégias e o desenvolvimento organizacional das empresas do setor.

No capítulo 3 - Regulação econômica, regulação por comparação e regulação por benchmarking - A regulação no Brasil - apresenta-se uma sucinta visão da regulação econômica, suas formas mais gerais, sua aplicabilidade ao setor elétrico, destacando-se a regulação por comparação e a regulação por benchmarking. Constata-se que diferentes modelos de regulação por incentivos podem ser empregados simultaneamente no uso de recompensas e punições para induzir a empresa regulada a alcançar os objetivos desejados.

Observa-se que - na busca da correta medição da eficiência e da eficácia dos serviços

regulados - os modelos de regulação evoluíram para incorporar incentivos fazendo uso crescente de parâmetros de referência (benchmarks) tanto endógenos como exógenos ao desempenho ou ao comportamento das empresas individuais. O desempenho efetivo pode ser comparado com referências construídas com base na melhor prática (referências de fronteira) ou com base em alguma medida de referência representativa de desempenho - referências médias.

A fronteira eficiente é a referência contra a qual o desempenho relativo das empresas é medido. Os principais métodos de fronteira de referência são o DEA (Data Envelopment Analysis), o COLS (Corrected Ordinary Least Square) e o SFA (Stochastic Frontier Analysis).

Já a referência em relação a uma medida de desempenho intermediário ou médio utiliza o método OLS (Ordinary Least Square) para estimar uma função de produção ou de custo médio para uma amostra de empresas. O desempenho real das empresas pode então ser comparado com o desempenho estimado usando seus dados de entrada, saída e variáveis ambientais na função estimada.

Conclui-se que os métodos de benchmarking têm-se tornado importante instrumento de auxílio na tomada de decisão no processo de regulação de serviços públicos baseado em desempenho - tanto para os reguladores como para as empresas reguladas.

Como o objeto do trabalho são as distribuidoras de eletricidade brasileira e seu contexto de regulação tarifária, o capítulo apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, sua privatização e o novo ambiente regulatório das distribuidoras.

No **capítulo 4 - O marco regulatório no Brasil - O modelo adotado pela ANEEL - A revisão tarifária periódica - A empresa de referência** - Descreve-se de maneira sucinta o processo de revisão tarifária periódica (RTPs) adotado pela ANEEL com ênfase na empresa de referência (ERs) - suas funções e sua estrutura organizacional - relatando os resultados de sua aplicação no estabelecimento dos denominados “custos operacionais eficientes”.

Um dos fenômenos mais importantes do processo regulatório - na interação entre o regulador e as empresas reguladas - é a “assimetria de informação” pela qual o regulador fica na dependência do regulado, tendo acesso limitado e fragmentado às informações de custos e receitas do regulado.

Para fazer frente a esse dilema - entre os diferentes enfoques metodológicos utilizados para a determinação dos custos operacionais eficientes associados à empresa regulada - a ANEEL propõe o uso do modelo denominado “empresa de referência” (ER), definida como uma empresa responsável pelo fornecimento do serviço na área geográfica específica da empresa regulada, que prestaria serviço em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente da regulada sob análise. Essa abordagem metodológica caracterizaria o uso de

parâmetros externos, podendo ser entendida, portanto, como uma aplicação da prática de Benchmarking.

A ER é utilizada, portanto, como um modelo de comparação (Benchmarking) para cada empresa regulada. A empresa regulada “concorre” com a empresa de referência (ER) apropriando-se dos ganhos de produtividade eventualmente obtidos. A ER consiste em uma forma específica entre as diversas formas de regulação por comparação ou Benchmarking encontradas nas experiências internacionais de regulação por incentivos tendo como precursora a sua aplicação no processo regulatório no Chile.

A estrutura da ER apresenta quatro grandes setores que compreendem a Estrutura Central da empresa, a Estrutura regional e os denominados processos e atividades (P&A) divididos em P&A comerciais (P&A COM) e os P&A de operação e manutenção (P&A de O&M) constituindo-se em centros de custos para a determinação dos custos operacionais eficientes.

Até a data de 29 de junho de 2004 tinham sido realizadas pela ANEEL 40 propostas de RTPs. Desse total, 34 tinham sido concluídas com a determinação dos seus respectivos índices de reajustes e os correspondentes fatores X.

A análise exploratória empreendida das 16 RTPs de concessionárias com um número de unidades consumidoras acima de 400 mil relaciona a estrutura de custos estabelecida pelas respectivas ERs (custos operacionais eficientes) com as características físicas mais relevantes de cada concessionária. Os componentes dos custos operacionais eficientes (custos da Estrutura Central da empresa, custos da Estrutura regional e os custos de P&A comerciais e os P&A de operação e manutenção (P&A de O&M)) apresentam graus elevados de correlação com algumas das características físicas utilizadas destacando-se o número de clientes e o número total de funcionários. Estas correlações foram confirmadas na análise dos valores divulgados dos custos atribuídos pela ER ao final do primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas que se encerrou em 2006.

Dada a importância da ER no reposicionamento tarifário bem como na trajetória do equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas, o capítulo apresenta uma análise crítica da metodologia da ER utilizando os critérios de transparência, coerência e consistência. A adoção da ER é entendida como uma das inovações mais polêmicas no processo regulatório em função da metodologia da construção de sua estrutura assim como da definição dos parâmetros utilizados na determinação de seus custos operacionais.

No **capítulo 5 - As conseqüências da aplicação do modelo de empresa de referência sobre as estratégias empresariais das distribuidoras de energia elétrica** são identificadas as

respostas das empresas de distribuição de energia elétrica à regulação econômica. Avaliam-se os efeitos que a presença da regulação por “benchmarking” dos custos operacionais pode ter na indução da eficiência e das estratégias empresariais adotadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A hipótese principal é a de que em face de um processo de regulação do setor ainda em maturação por uma agência independente vinculada ao poder concedente e as incertezas dela decorrente - que caracterizariam um ambiente com elevado determinismo ambiental e relativa capacidade de escolha pelas empresas reguladas - as empresas concessionárias de distribuição darão maior destaque a sua gestão estratégica enfatizando seu crescimento pela consolidação de suas redes com foco nos contratantes e a identificação de novas oportunidades de comercialização de energia.

As conclusões esperadas são de que a adoção de benchmarks pelo regulador induza as estratégias das empresas a privilegiar tais benchmarks (padrões operacionais, imagem perante os consumidores etc) em detrimento do desenvolvimento de outras estratégias de negócio plausíveis em ambiente regulado com maior latitude.

No **capítulo 6 - A visão das empresas sobre o processo de regulação - A empresa de referência** - é apresentada a confirmação das conclusões esperadas pela análise dos resultados das entrevistas estruturadas com os principais executivos de empresas concessionárias selecionadas. Na avaliação das empresas a estratégia genérica que predomina com a aplicação do modelo de ER é aquela de manutenção de suas atividades, estratégia adotada em um ambiente externo de ação indireta caracterizado pela predominância de “ameaças” à empresa regulada (predominância de restrições ambientais) e por um ambiente interno da empresa onde predominam suas potencialidades sobre seus pontos fracos.

Da experiência adquirida no primeiro ciclo das RTPs constata-se que as empresas promoveram mudanças moderadas em suas estratégias funcionais e específicas em função dos critérios utilizados e os custos estabelecidos pela ER. As divergências tanto nos critérios adotados como no valor dos custos atribuídos que ocorrem em itens pontuais são corrigidas por meio de revisões entre as partes.

Entendendo que a ER é um instrumento útil para o compartilhamento dos ganhos de produtividade operacionais entre a concessionária e o universo de consumidores apresenta-se recomendações para o seu aperfeiçoamento ao iniciar-se o segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas.

CAPÍTULO 2 - O BENCHMARKING NA TEORIA DAS ORGANIZAÇÕES

2.1. Introdução

A maioria das empresas da primeira metade do século XX concentrava-se nos eventos internos à organização. Entretanto o ambiente externo na atualidade passa por mudanças rápidas e contínuas com grande impacto sobre as organizações, suas estratégias administrativas e sobre os padrões de avaliação de desempenho da gestão empresarial.

Um dos grandes desafios da Administração tem sido a compreensão da dinâmica da mudança ambiental, seu impacto sobre as organizações e principalmente a identificação de alternativas de ação para garantir a sobrevivência dessas organizações adaptando-as às mudanças. A teoria da evolução, a teoria da revolução, a teoria da organização industrial e a teoria da empresa baseada em recursos (Resource Based View - RBV) ajudam a entender como as forças ambientais influenciam as organizações e como as organizações se adaptam a essas mudanças ambientais. Desafio maior parece ser a habilidade de promover as mudanças, não apenas as mudanças em si, mas as realizadas na direção certa, entendidas de maneira ampla como a formulação da estratégia da organização.

As empresas - de uma maneira ou de outra - sempre procuraram avaliar seu desempenho usando basicamente os princípios contábeis no cálculo de índices financeiros. No passado recente os objetivos financeiros de retorno sobre os investimentos eram os indicadores soberanos e os administradores eram avaliados fundamentalmente pela maneira como atendiam aos interesses de seus acionistas. Esta visão tem passado por significativas alterações. Na atualidade as organizações sentem-se responsáveis não apenas por seus acionistas, mas também por um grande número de partes interessadas (“stakeholders”) - indivíduos ou grupos de indivíduos direta ou indiretamente impactados pelas organizações em busca de seus objetivos. Como ilustrado na Figura 2.1, para o caso de uma empresa de energia, a necessidade de atendimento a um número cada vez maior de partes interessadas aumenta em muito a complexidade das funções da Administração. Conseqüentemente, o processo de identificação e aplicação de medidas adequadas para o desempenho dessas organizações torna-se também muito mais complexo.



Figura 2.1 - O ambiente de trabalho da empresa na atualidade

O uso de medidas e indicadores de desempenho operacional pelas organizações vem de longa data tendo como um de seus pioneiros os trabalhos de F.W. Taylor já no século XIX. A principal razão para tais medidas era a avaliação do desempenho passado e a busca de um melhor desempenho no futuro. Entretanto, alguns problemas surgem com a aplicação dessa abordagem que vão desde a pertinência das medidas (mede-se efetivamente o que deveria ser medido?), passando pela validade dos padrões adotados (os objetivos de desempenho são adequados?) até à possibilidade de autocontemplação (já somos os melhores!).

O benchmarking surge para responder a essas questões. Muitas organizações passam a comparar seus padrões de desempenho tanto interna quanto externamente com os padrões de desempenho de outras empresas operando quer dentro ou fora de seu setor de atividade. A prática de benchmarking surgida na década de 1980 vem sendo incorporada na gestão de muitas empresas como elemento-chave nos esforços para avaliação e aperfeiçoamento de seu desempenho bem como instrumento decisivo de adaptação da empresa às mutações do meio ambiente.

Em verdade pode-se entender a idéia do benchmarking associada ao conceito de controle dinâmico da organização.

[...] Em um sentido mais restrito sabe-se que o controle é necessário para acompanhar o progresso e corrigir erros. Mas o controle também auxilia a monitorar mudanças ambientais e seus efeitos sobre o progresso da organização. Com o ritmo crescente das mudanças ambientais nos últimos anos, este aspecto do controle tem aumentado em importância. Entre as mudanças ambientais mais importantes estão a natureza mutável da concorrência, a necessidade de acelerar o ciclo do pedido à entrega, a importância de “adicionar valor” aos produtos e serviços para garantir a demanda dos consumidores, as mudanças na cultura dos trabalhadores e das organizações, e a necessidade crescente de delegação e de trabalho em equipe nas organizações. [...] (STONER; FREEMAN, 1999, p.441).

No presente capítulo apresentam-se os conceitos subjacentes ao benchmarking, suas principais aplicações, benefícios e limitações e sua evolução dentro do contexto da Teoria das organizações como ferramenta importante no desenvolvimento da Administração estratégica.

2.2 O que é benchmarking? A prática da referência

Há muitas definições de benchmarking e a maioria delas pode ser classificada em dois grupos: o primeiro grupo incluiria a implementação dos resultados obtidos e o outro não.

Embora entenda que não haja uma definição aceita universalmente, o *Industrial Relations Services' Management Review Benchmarking Best Practice* (1999 apud SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003) sugere que benchmarking se trata de um termo amplo que engloba desde a comparação mais simples de dados de desempenho até exercícios estratégicos complexos com o intuito de examinar a maneira pela qual as melhores empresas do mundo são gerenciadas.

De acordo com a American Productivity and Quality Center (APQC, 2001), o benchmarking é um processo de identificação, aprendizado e adaptação de práticas e processos excepcionais de qualquer organização, em qualquer parte do mundo, para ajudar uma organização a melhorar seu desempenho. “O Benchmarking captura o conhecimento tácito - o know-how, as avaliações e as capacidades - que o conhecimento explícito muitas vezes omite”. (APQC, 2001)

Henczel (2002, p.1) informa que:

[...] Quando as organizações querem aperfeiçoar seu desempenho, elas utilizam o Benchmarking. Comparam e medem suas políticas, práticas

e desempenho com relação às organizações de elevado desempenho em qualquer lugar do mundo.[...]

Benchmarking é uma ferramenta usada para estabelecer objetivos realistas e competitivos para uma empresa. Pode também ser usado para obter idéias sobre as estratégias para alcançar aqueles objetivos (SAVAGE; FORDHAM, 2004).

Foot (1998 apud HENCZEL, 2002)¹ define benchmarking como o modo de comparar-se com os outros - medindo os seus processos de serviços e seu desempenho e comparando-os sistematicamente com o desempenho dos outros de modo a buscar a melhor prática. Possibilita a identificação de áreas onde o aperfeiçoamento é possível, como pode ser alcançado e quais os benefícios que pode trazer.

De acordo com Pyzdek (2002), benchmarking é um método bastante difundido para o desenvolvimento de padrões e o estabelecimento de objetivos. Em termos mais convencionais, pode ser definido como a mensuração do seu desempenho em comparação com as melhores empresas de sua classe, determinando de que maneira essas melhores empresas alcançam aqueles níveis de desempenho e usando a informação obtida como base para as metas, estratégias e implementação para a sua própria empresa. O benchmarking envolve a pesquisa das melhores práticas da indústria. O benchmarking vai além da determinação do “padrão da indústria”.

Das visões apresentadas na bibliografia conclui-se que benchmarking - de uma maneira resumida - significa o processo pelo qual uma organização - a partir do conhecimento de seus próprios procedimentos - busca no ambiente externo formas de melhoria e desenvolvimento contínuos aprendendo com as práticas e procedimentos de outras organizações em qualquer lugar do mundo. Observa-se que o uso de comparações sempre esteve presente na prática da Administração, entretanto a prática do benchmarking apresenta uma característica distintiva que corresponde à incorporação do aprendizado contínuo na cultura da organização em busca de seu constante aperfeiçoamento. Desse modo, conclui-se também que o benchmarking ganhou em envergadura ao passar de instrumento de aperfeiçoamento de processos operacionais a ferramenta de Administração estratégica.

¹ FOOT, J. How to do Benchmarking: A Practitioner's Guide. London: Inter-Authorities Group, 1998 citado em HENCZEL, S. Benchmarking – measuring and comparing for continuous improvement. Disponível em <http://www.findarticles.com/p/articles/mi_Mofwe/is_7_6/ai_89397531/print>. Acesso em: 04 out. 2004.

2.3 Como é feito? Metodologia

O benchmarking é implementado de várias maneiras. A rotina básica funciona da seguinte maneira: a empresa identifica os processos centrais ao seu negócio e então seleciona as empresas que têm o melhor desempenho nessas áreas. Analisando de que maneira essa excelência é alcançada, a empresa aprende lições para aplicar nos seus próprios processos (DAHLE, 1996).

O processo de benchmarking pode ser ilustrado pelo diagrama da Figura 2.2.

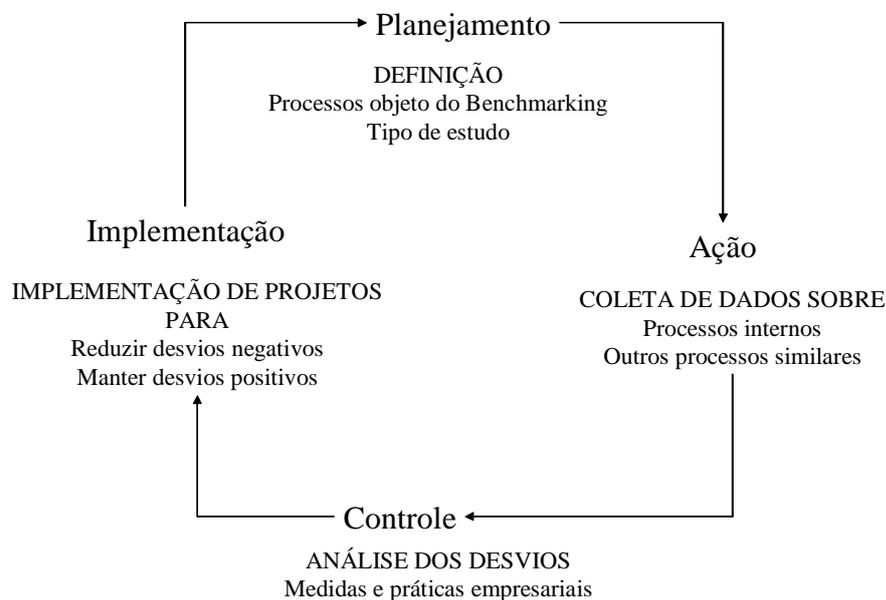


Figura 2.2 - O processo de implementação do benchmarking

Fonte: adaptado de Savage e Fordham (2004).

Henczel (2002, p.1) relata que:

[...] O processo de Benchmarking é usado para identificar práticas empresariais úteis, idéias inovadoras, procedimentos operacionais eficientes e estratégias de sucesso que podem ser adotadas por uma organização para acelerar seu próprio progresso assegurando qualidade, produtividade e aperfeiçoamento de custos. Em outras palavras, o Benchmarking envolve a investigação de como as coisas são feitas em qualquer outro lugar e onde são feitas de maneira diferente, ou melhor, para constatar-se se uma empresa poderia adaptar os processos de uma outra organização para aperfeiçoar seus próprios processos.[...]

Pyzdek (2002) informa que os projetos de benchmarking são projetos como qualquer outro projeto de porte. Trata-se de um processo de descoberta e uma experiência de aprendizado. Força a organização a ter uma visão externa, a olhar para fora de si mesma. De acordo com Camp (1989 apud PYZDEK, 2002) - o processo de benchmarking é composto das seguintes etapas: Planejamento; Análise; Integração; Ação; Maturidade.

Henczel (2002, p.4) sugere os seguintes estágios no desenvolvimento de um processo de benchmarking:

Planeje qual será o objeto de benchmarking, de que maneira, com quem e com que objetivo.

Defina seu processo e identifique todos os dados de entrada do processo, os dados de saída e os clientes. Defina as fronteiras de seu processo.

Faça o fluxograma de seu processo.

Identifique problemas no processo e suas possíveis causas.

Desenvolva suas medidas (de que maneira você medirá?) e identifique dados qualitativos significativos que são importantes para o processo.

Colha os dados - meça seu processo

Compare os dados coletados com o parceiro de benchmarking

Identifique áreas de aperfeiçoamento.

Formule recomendações e um plano de implementação

Implemente as melhorias

Quadro 2.1 - O processo de benchmarking.

Fonte: HENCZEL (2002, p.4)

Desse modo conclui-se com Pyzdek (2002) que:

[...] O Benchmarking deve ter uma metodologia estruturada para garantir a implantação com sucesso de investigações abrangentes e precisas. Contudo, deve ser flexível para que possa incorporar novas e inovadoras maneiras de incorporar informações difíceis de serem obtidas. Trata-se de um processo de descoberta e uma experiência de aprendizado.[...] (PYZDEK, 2002, p.1)

2.4 Tipos de benchmarking

Há vários tipos de benchmarking e cada um deles é caracterizado por seu objetivo. (LACOMBE; HEILBORN, 2003, p.471). Os principais tipos de benchmarking são: o interno, o externo e o benchmarking genérico.

Benchmarking interno é a comparação de operações semelhantes dentro de sua própria organização. Ocorre quando uma organização grande e diversificada (departamentalizada ou multidivisional) busca identificar as melhores práticas internas dentro da própria organização. O conhecimento interno das melhores práticas passa a ser a linha mestra de todas as medições.

O *benchmarking externo*, por sua vez, pode incluir o *Benchmarking competitivo* - uma comparação com seus próprios concorrentes - e o *benchmarking funcional*, ou seja, uma comparação de métodos com organizações que têm processos similares em setores diferentes de atuação.

O *benchmarking competitivo* tem como objetivo identificar informações específicas sobre os concorrentes diretos da organização, seus produtos, processos e resultados, comparando-os com aqueles da própria organização. Trata-se de uma atividade sensível, na medida em que o conceito de benchmarking competitivo é diferente da análise competitiva tradicional, que em geral é conduzida “intramuros”.

Já o *benchmarking funcional* envolve um universo mais amplo pela identificação das melhores práticas em qualquer tipo de organização - não necessariamente concorrente - conhecida pela reputação de excelência em uma atividade específica, objeto do processo de referência (benchmarking).

O *benchmarking genérico* compara métodos e processos de trabalho com aqueles de empresas consideradas inovadoras, objetivando identificar as melhores práticas.

Os diferentes tipos de benchmarking podem ser visualizados na Figura 2.3. a seguir:

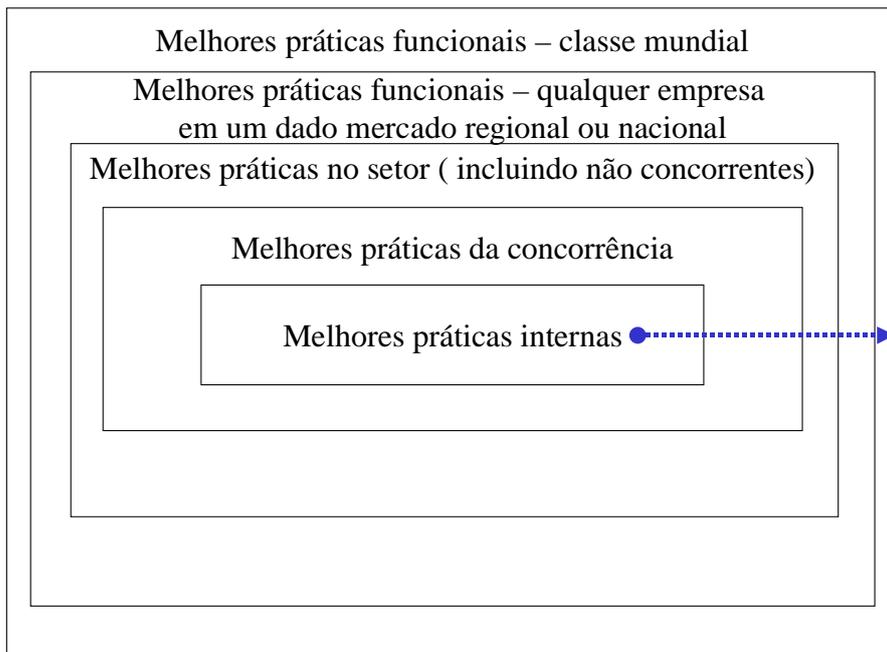


Figura 2.3 - Tipos de benchmarking - de dentro para fora da organização

Adaptado de SPENDOLINI (1993, p.24)

De acordo com Spendolini (1993, p.26-33) da visão dos diferentes tipos de benchmarking conclui-se que as vantagens de sua aplicação podem ser descritas no âmbito das mudanças dos padrões organizacionais abrangendo as seguintes atividades: (i) planejamento estratégico; (ii) previsão; (iii) novas idéias; (iv) comparações entre produtos/processos; e (v) o estabelecimento de objetivos.

Em termos práticos, segundo Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003, p.15), o benchmarking pode se apresentar sob três formas de complexidades variadas. A primeira delas é o “*benchmarking de desempenho*”, que envolve comparações quantitativas de medidas de entrada e/ou saída. A segunda é o “*benchmarking de processo*” que engloba um escrutínio detalhado da eficiência de processos e atividades de um negócio em particular, fazendo uso de grupos específicos e pesquisas, juntamente com arranjos tais como o credenciamento de padrões de qualidade. A terceira forma é o “*benchmarking estratégico*” estreitamente relacionado com os conceitos de aprendizagem organizacional e o “da organização que aprende” (learning organization). Essencialmente significa comparar as forças impulsionadoras das organizações de sucesso, incluindo liderança e a Administração da mudança a fim de identificar possíveis estratégias alternativas e maneiras de melhorar o desempenho.

É importante salientar o uso da prática de referência (benchmarking) na definição de resultados finais que caracterizam o sucesso de uma organização - medidas de desempenho - e na identificação das estratégias funcionais utilizadas pelas empresas que possuem vantagens competitivas (aperfeiçoamento). Spendolini (1993, p.33) conclui que:

[...] Além das estratégias em si, o processo de planejamento estratégico está freqüentemente sujeito à atividade de referência (benchmarking). Esse assunto [tema] não apenas envolve o processo de estabelecimento de um plano básico, como também considera o modo como as organizações reagem estrategicamente a mudanças como a introdução de novas tecnologias, ações competitivas e oportunidades de mercado.[...]

2.5 O desenvolvimento do benchmarking

Comparações fazem parte integrante da vida das empresas em geral. A abordagem mais sistemática associada com a comparação das *'melhores práticas'* tem suas origens - de acordo com Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003) - na década de 50 nos Estados Unidos em empresas como a GE e no Japão com Toyoda na Toyota com sua *'engenharia reversa'* no desenvolvimento da técnica de melhoria contínua (kaizen) com base nos seus estudos do processo de Administração de materiais da Ford. Entretanto, o desenvolvimento do benchmarking, como veio a ser conhecido posteriormente, está associado com os trabalhos desenvolvidos na Xerox nos Estados Unidos que culminaram com a publicação do primeiro livro sobre o tema na década de 80 pelo chefe de benchmarking na empresa R.CAMP (1989 apud SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003). Segundo esses autores, a Xerox, no final da década de 70 e início dos anos 80 concentrou-se nas atividades de seus concorrentes japoneses:

Este *Benchmarking competitivo* foi rapidamente agregado a um *Benchmarking genérico* no qual a Xerox olhava além dos seus concorrentes imediatos, para incluir empresas com fortes práticas onde quer que elas se encontrem - por exemplo: ferrovias, seguradoras, geração de eletricidade. (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003, p.17).

Robbins (2000) descreve a experiência da Xerox como segue:

[...] Em 1979, em resposta à competição agressiva das empresas japonesas, a Xerox empreendeu o que é considerado um dos primeiros esforços de Benchmarking.[...] Curiosamente, a Xerox também procurou encontrar práticas excepcionais em outras companhias de sucesso fora da indústria de copiadoras.[...] Utilizando o que aprendeu com outras companhias, a Xerox implementou uma reestruturação abrangente em seus processos de fabricação, bem como em seus sistemas de transporte, armazenagem e Administração de estoques. Os resultados desses esforços de Benchmarking foram simplesmente espetaculares. A Xerox reduziu os custos industriais pela metade, os ciclos de desenvolvimento do produto em 25% e aumentou o rendimento por funcionário em 20%.[...] (ROBBINS, 2000, p.88).

De acordo com Henczel (2002), o benchmarking tem sido utilizado como uma ferramenta de Administração há muitos anos, mas ressurgiu no início da década de 80 graças ao movimento de Administração da Qualidade Total (TQM - Total Quality Management), no qual o benchmarking fazia parte integrante como um instrumento que assegurava o aperfeiçoamento da qualidade. “Seu foco era a confiabilidade, medidas de desempenho, melhores práticas e o uso racional de recursos...” (HENCZEL, 2002, p.2). De fato, Daft (1999, p.392) lista o benchmarking como uma das principais técnicas de TQM.

De acordo com Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003), o denominado “benchmarking estratégico” surge na década de 90, associado aos conceitos de aprendizagem organizacional e à organização que aprende (“learning organization”) entendido por muitos autores como elemento-chave no desenvolvimento de vantagens competitivas em um ambiente em rápida mutação:

[...] As habilidades da força de trabalho, vistas de maneira coletiva bem como individualmente, formam as competências essenciais da organização. Para desenvolver e aperfeiçoar essas competências, as organizações precisam enxergar o treinamento além do aprendizado individual. O objetivo é o aprendizado organizacional para o aperfeiçoamento contínuo, onde a organização como entidade começa a desenvolver maneiras pelas quais ela pode sistematicamente aprender. [...] (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003, p.17).

Nos últimos anos o benchmarking tem gerado uma literatura volumosa na medida em que tem se difundido e vem sendo promovido por consultores e organismos governamentais. A razão dessa ampla divulgação seria a grande atração que exerce por sua racionalidade:

[...]a maior parte dessa literatura parte do pressuposto de que a lógica do Benchmarking é bem visível O principal ponto de atenção tem sido o lado prático do Benchmarking tendo como temas principais a

definição das melhores práticas, a escolha de comparações e medidas, e as condições de transferência.[...] (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003, p.17),

O que explicaria o grande crescimento do uso do benchmarking na prática empresarial? Uma possível justificativa é apresentada por Hegele e Walgenbach (1999) na qual o benchmarking é visto como continuação e desenvolvimento mais amplo da teoria clássica da Administração. Segundo esses autores:

[...] Uma análise das semelhanças e diferenças entre o benchmarking e os conceitos da Administração Científica de Taylor mostra que o benchmarking é um instrumento de Administração bastante atraente. Esta análise torna claro que o potencial do benchmarking para a racionalização não se limita ao nível das atividades individuais como fora no caso de Taylor, mas deve ser colocado em um nível mais amplo. O Benchmarking abrange todo o processo e toda a cadeia produtiva.[...]

Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003) entendem que entre os grandes impulsionadores do uso do benchmarking encontra-se o fato de que ele pode ser especialmente importante em ajudar os administradores não só a persuadir os empregados das decisões a serem tomadas, mas também a vencer as resistências de seus pares mais indecisos. Citam a implantação generalizada das técnicas japonesas da “produção enxuta” como um bom exemplo do uso do benchmarking para justificar a mudança nos diferentes níveis gerenciais bem como junto aos empregados. Lembram também que o Benchmarking tem sido um importante instrumento no processo de descentralização da autoridade nas grandes organizações:

[...] Recentemente, um padrão cada vez mais difundido de delegação de responsabilidades administrativas vem ocorrendo nas grandes organizações que tem se descentralizado operacionalmente, mas mantém-se centralizadas estrategicamente. Junto com orçamentos descentralizados, o Benchmarking deve ser visto como um dos instrumentos usados para alcançar o desejado equilíbrio entre heteronímia e autonomia, ou seja, regulação centralizada de um lado, e responsabilidade local de outro. O grande valor do Benchmarking é que supostamente evita que os administradores de topo tenham que impor soluções específicas de cima para baixo. Ao contrário, os gerentes locais são encorajados a identificar seus próprios caminhos para a melhoria contínua.[...] (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003, p.17).

Um dos principais impulsionadores da nova economia - de acordo com a APQC (2001) - tem sido a Internet. Com ela, novos e importantes temas surgiram, tais como globalização, maior acesso à informação, com consumidores e empregados mais bem informados, maior concorrência, uniformização de produtos bem como maior flexibilidade e tolerância à mudança no ambiente empresarial. Essas mudanças também têm tido significativo impacto no processo de benchmarking. De acordo com a APQC:

[...] Na medida em que os negócios, os mercados e os processos empresariais mudam, o Benchmarking continua sendo uma ferramenta valiosa e benéfica para que as organizações garantam seu sucesso.[...] A nova economia apresenta novos desafios para as organizações, e o Benchmarking pode proporcionar frutíferas oportunidades para as organizações da atualidade. O Benchmarking de sucesso na nova economia exige um equilíbrio delicado entre a mudança e a Administração da informação. [...](APQC, 2001).

Para fazer frente a essa dinâmica empresarial, totalmente nova, Hofman e Lapide (2001) falam de um novo Benchmarking, ou seja, um benchmarking que deve superar-se indo além daquilo que mede, sendo capaz de responder a um conjunto de perguntas diferente do benchmarking tradicional e, que tenha as seguintes características: (i) ir além dos indicadores de desempenho operacionais para abranger a tecnologia e os processos críticos que dão sustentação àquele desempenho; (ii) proporcionar os fundamentos para as decisões estratégicas baseadas na tecnologia sobre a direção que a empresa deva seguir. (HOFMAN;LAPIDE,2001). Ou seja, o novo benchmarking incluiria a tecnologia e seria o impulsionador da mudança estratégica:

[...] O Benchmarking tradicional proporciona a informação que ajuda as organizações a tomarem melhores decisões. Mais do que aperfeiçoar de maneira incremental os processos existentes, ele ajuda as empresas a definirem novos processos. O novo Benchmarking vai um passo além: ele ajuda as empresas a definirem novos processos que sejam possíveis dada a tecnologia disponível, e em alguns casos, a definirem modelos de negócios inteiramente novos. [...] (HOFMAN; LAPIDE, 2001, p.2)

Marr (2004) complementa essa visão mais abrangente do benchmarking entendendo que com os avanços na teoria da Administração estratégica a ênfase passa da sempre crescente necessidade da melhoria da eficiência para uma compreensão mais substancial das competências essenciais de uma organização e seus promotores de valor. São suas palavras:

[...] Esta nova visão da estratégia complementa a visão externa da empresa - uma visão na qual as organizações (muitas vezes vistas como uma caixa preta) respondem a quaisquer mudanças na demanda - para uma maior sensibilidade daquilo que a empresa faz de melhor. Esta nova visão é amparada pela teoria com base nos recursos e pela visão da empresa com base nas competências essenciais. [...] (MARR, 2004, p.1)

Dado que, em um mundo globalizado, é de se esperar que as melhores práticas sejam facilmente observadas e comunicadas, qualquer vantagem competitiva obtida pela aplicação dessas melhores práticas seria meramente transitória.

Pyzdek (2002) reconhece esta situação ao afirmar que desde que

[...] o processo objeto de Benchmarking sendo estudado é visível para todos os participantes, a empresa descobrirá que o Benchmarking não pode proporcionar-lhe uma vantagem competitiva sustentável. Embora útil, o Benchmarking nunca deveria ser visto como a estratégia única de aperfeiçoamento.[...] (PYZDEK,2002, p.2)

Desse modo, sob a perspectiva da teoria com base nos recursos não faria sentido uma empresa realizar o benchmarking de suas competências essenciais com outras organizações já que elas não seriam mais únicas daquela empresa. Assim, a aplicação do benchmarking das competências essenciais não teria mais lugar no contexto empresarial da atualidade?

Para Marr (2004) o benchmarking das competências essenciais tem o seu espaço. O autor argumenta que não basta compreender os aspectos operacionais dos processos e práticas objeto do benchmarking; deve-se entender também o contexto no qual eles estão inseridos.

Segundo o autor:

[...] Para que qualquer atividade considerada essencial possa proporcionar uma vantagem competitiva é a sua inserção e sua característica peculiar que proporciona esta vantagem. É portanto fundamental que se reconheça sua inserção, sua interação com outras competências, e o contexto onde se insere, de modo a entender a essencialidade dessas competências. É o conhecimento desse contexto e dessa inserção que dificulta o entendimento do porque processos e práticas obtêm sucesso e porque é mais difícil ainda transferi-los de um contexto para outro. [...] (MARR, 2004, p.1)

Conclui-se assim que o Benchmarking tem evoluído de uma técnica de medida objetiva para uma abordagem de Administração estratégica. Nas palavras de Rick (2004):

[...] Hoje em dia, a ênfase está na adaptação e na inovação. Baseia-se mais no desenvolvimento holístico e no processo de aprendizagem do que em uma visão restrita de produtos e mercados. O Benchmarking não é mais um projeto de curto prazo e orientado para um problema, mas um processo contínuo. No passado, os assim denominados “benchmarks” - as medidas efetivas de desempenho comparativo, as conquistas ou melhores práticas das melhores empresas - eram os fatores mais importantes. Na atualidade, há um maior interesse nos denominados “capacitadores”, ou seja, nos processos e atividades efetivos que promovem o desempenho excepcional e proporcionam resultados máximos. Desse modo o Benchmarking já não é mais apenas um projeto ocasional, mas uma parte integrada das estratégias empresariais de longo prazo. [...] (RICK, 2004, p.1)

Esta conclusão é reforçada por Hofman e Lapide (2001) quando afirmam que o novo benchmarking precisa avaliar o impacto daquilo que denominam os ‘capacitadores’ de processo. Ou seja, o novo benchmarking daria suporte às decisões estratégicas e aos processos que podem ser implementados, dada a tecnologia disponível, auxiliando algumas vezes a definir modelos empresariais totalmente novos, como ilustrado na Figura 2.4.

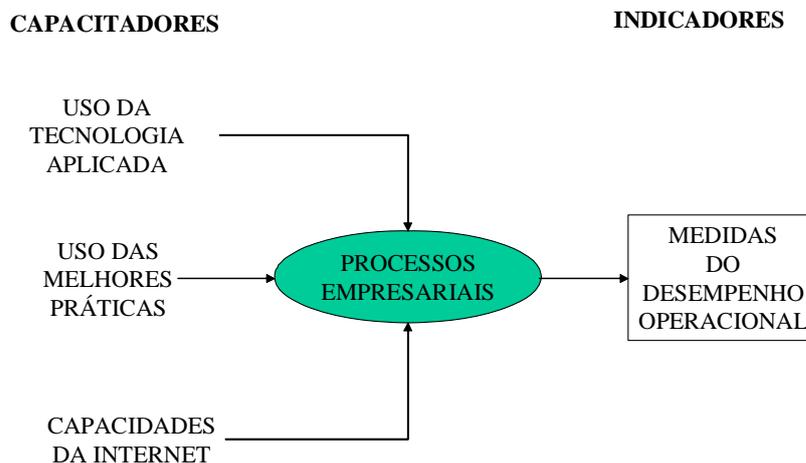


Figura 2.4 - O Novo benchmarking

Fonte : HOFMAN;LAPIDE, AMR Research, 2001

2.6 Os resultados e benefícios do benchmarking

De acordo com a APQC (2001) alguns dos benefícios que o benchmarking pode proporcionar a uma organização incluem processos mais eficientes e eficazes, decisões melhores e mais rápidas, melhores produtos, mercadologia mais eficiente e mais eficaz e pessoas mais bem informadas. Ainda de acordo com a APQC (2001):

[...] O Benchmarking proporciona às organizações uma ferramenta para obter informação e compreensão das melhores práticas tanto externas como internas à organização. Entre outras coisas importantes na economia global da atualidade, esta informação pode proporcionar às organizações uma melhoria nos lucros/eficácia, acelerar e administrar a mudança, obter resultados de impacto/ inovações, e entender o desempenho de classe mundial. Entretanto, os verdadeiros benefícios do Benchmarking estão relacionados às decisões e mudanças realizadas pelo uso daquela informação. [...] (APQC, 2001, p.1)

Dahle (1996) entende que o benchmarking pode proporcionar melhorias significativas de desempenho e retornos baseados em eficiência, redução de custos e novas receitas.

[...] Os projetos de Benchmarking em geral têm como objetivo a duração de ciclos de produção, produtividade, serviços ao cliente, qualidade e custos de produção. Podem também fazer parte de um esforço de mudança na cultura da empresa para que seja mais orientada para o consumidor e para resultados. [...] (DAHLE, 1996, p.2).

O principal resultado do benchmarking é a melhoria de impacto, ou seja, uma aceleração da mudança e uma melhoria dentro da organização assim que o estudo de benchmarking é implementado. (SAVAGE; FORDHAM, 2004).

De acordo com Henczel (2002, p.3) os benefícios do benchmarking incluem, entre outros:

- Processos mais eficientes e eficazes
- Desempenho e serviços ao cliente aperfeiçoados
- Competitividade aperfeiçoada
- Crescente utilização dos recursos
- Níveis crescentes de apoio da Administração

- Processo de tomada de decisão aperfeiçoado e mais rápido
- Marketing mais eficiente e eficaz
- Mudança acelerada e Administração da mudança facilitada
- Melhoria das relações profissionais

Pyzdek (2002, p.2) identifica os seguintes benefícios proporcionados pelo benchmarking competitivo:

- Criação de uma cultura que valoriza o aperfeiçoamento contínuo a fim de alcançar a excelência
- Incentivo à criatividade desvalorizando a síndrome do “não inventado aqui”
- Aumento da sensibilidade a mudanças no ambiente externo
- Mudança da estrutura mental da empresa passando da relativa complacência para um forte sentimento de urgência com o aperfeiçoamento contínuo
- Concentração dos recursos por meio de metas de desempenho estabelecidas com informações fornecidas pelos empregados
- Priorização das áreas que necessitam de aperfeiçoamentos
- Compartilhamento das melhores práticas entre os parceiros do projeto de benchmarking

Conclui-se que, dados os benefícios apresentados, o benchmarking oferece às organizações que o utilizam a possibilidade de analisarem de maneira criteriosa suas práticas atuais comparando-as de forma sistemática e contínua com as melhores práticas de outras organizações transformando-o em um instrumento de aperfeiçoamento constante.

2.7 Usos e aplicações do benchmarking

Um estudo da Bain & Co. informa que as ferramentas de gestão que geraram maior uso e satisfação em 2000, de modo geral, foram as dirigidas aos fundamentos de todo o negócio: reduzir custos, maximizar o valor para o cliente e atravessar turbulências econômicas como segue:

Tabela 2.1 - Ferramentas de Gestão mais utilizadas

Ferramenta	Utilização em % dos entrevistados	
	Brasil	Mundo
Planejamento Estratégico	89	76
Missão/Visão	70	70
Benchmarking	78	69
Terceirização	62	63
Aferição da satisfação do cliente	68	60

Fonte: Bain & Co. em HSM Management (2002)

Embora o benchmarking possa ser feito de quase tudo que possa ser observado e medido, de acordo com a “The Benchmarking Exchange, Jan. 2002”², as 10 principais atividades (processos) empresariais, objetos de benchmarking são:

Tabela 2.2 - Principais atividades objeto do benchmarking

Atividade	Classificação
Serviços ao cliente/satisfação	1
Sistemas de informação/Tecnologia	2
Desenvolvimento de funcionários/Treinamento	3
Melhoria de Processo/Administração	4
Centrais de atendimento (Call Centers/Help Desk)	5
Medidas de desempenho/Aperfeiçoamento	6
Recrutamento de funcionários/Contratação	7
Produção/ Montagem	8
Recursos Humanos	9
Administração de projetos	10

Fonte : Benchmarking theory and State of Art. Benchmarking Congress, June 2002, Stuttgart

² Citado em Benchmarking Theory and State-of-the-Art, VERITE Benchmarking Congress, 6 – 7 June, 2002, Stuttgart, Assist. Prof. Vassilios C. Kelessidis, Technical Univ. of Crete, GREECE.

Na metade da década de 90, quase quatro entre cinco empresas na Europa, América do Norte e Sudeste da Ásia relataram fazer uso do benchmarking (HASTINGS, 1997). No Reino Unido, o Workplace Employment Relations Survey de 1998 relatou que aproximadamente metade (48%) dos administradores informou que haviam se envolvido em exercícios de benchmarking no seu local de trabalho nos últimos cinco anos (CULLY et al., 1999). Este número aumenta para 57% em que a concorrência era entendida como mais acirrada.

De acordo com Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003), o benchmarking na Europa é praticado em pelo menos três níveis de atividade: no nível das empresas individuais, no nível setorial da atividade sindical e no nível governamental. Entretanto, observam que a função de benchmarking é qualitativamente diferente em cada um desses níveis.

[...] Embora o Benchmarking corporativo desenvolveu-se com um foco predominantemente externo, ao nível das empresas europeias ele é usado basicamente como forma de controle interno. Já no nível setorial, o Benchmarking está mais associado com as atividades de coleta de dados dos sindicatos e é formatado para reduzir as ameaças de “dumping” competitivo. No nível da Comunidade Européia, o Benchmarking faz parte de uma mudança de rumo em direção a um processo de governança por persuasão, escolha e difusão de padrões em vez da imposição legal de regras. [...] (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON, 2003, p.18)

Ainda de acordo com os autores supracitados, as empresas multinacionais na Europa têm implantado sistemas e estruturas organizacionais para estabelecer e difundir “as melhores práticas” em diversos locais em diferentes países. Segundo esses autores, os diferentes métodos adotados são especialmente importantes para direcionar as mudanças pela adoção de estratégias continentais para a produção e o atendimento ao mercado por toda a Europa. Essas mudanças envolvem a formação de divisões internacionais que agrupam operações dentro do mesmo fluxo de negócios em diferentes países. Citam a Shell, Thomson, Unilever e General Motors como as empresas daquele grupo que mudaram a ênfase de formas de organização de uma base territorial para uma base internacional.

Entretanto eles informam que há uma grande distinção entre a forma idealizada de benchmarking apresentada acima e a praticada pelas empresas multinacionais. O benchmarking é usado para identificar as melhores práticas externamente como no caso da Rank Xerox. Contudo, esta não é sua principal função, sendo estritamente associado com o uso de “comparações coercitivas” que ajudam a disciplinar o comportamento da Administração local bem como sua força de trabalho. A coleta e análise de dados sobre as

práticas e resultados de desempenho são usadas para exercer pressão sobre a Administração da unidade de negócio dentro do contexto de “mercado” interno para investimento. Citam como paradigma o caso da indústria automobilística caracterizada pela padronização de produtos além de uma grande dose de integração.

Fullerton e Mcwatters (2003) concluem, com base em dados de pesquisa realizada, que há evidência empírica de que os investimentos em práticas de produção de classe mundial (WCM - World Class Manufacturing), como o JIT (Just in Time) e o TQM (Total Quality Management), associados ao uso complementar de ferramentas de medidas não-financeiras de desempenho, tais como o benchmarking e o acompanhamento da eficiência de produção, contribuem para um desempenho financeiro superior.

2.8 Usos e aplicações do benchmarking no Brasil

Há importantes registros na bibliografia do uso e da aplicação do benchmarking no Brasil tanto na Administração de organizações privadas como no setor público nos diversos setores da atividade empresarial que vão desde instituições de ensino superior até a agroindústria, passando por aplicações na área financeira, na rede hoteleira e na indústria petroquímica, entre outras.

Bazzotti (2001) relata a utilização de benchmarking interno em uma unidade produtora de fertilizantes. Neste caso, a competitividade é assegurada por custos de produção compatíveis com as demais unidades do grupo no País. O trabalho teve como objetivos determinar as melhorias da atividade de produção necessárias para que a unidade sob análise atingisse padrões de competitividade compatíveis com as demais unidades do grupo. Desta forma a função produção suportaria a estratégia de negócios. Através da utilização de indicadores de benchmarking internos da empresa e da comparação dos mesmos aos resultados obtidos na unidade sob análise, foram determinadas as lacunas de desempenho.

Já Melo (2001) estuda e busca sistematizar o objeto de estudo do benchmarking. Segundo o autor, a identificação do objeto é uma etapa fundamental para que se evite que recursos sejam alocados em projetos que tragam pouca ou nenhuma vantagem competitiva à organização. O autor apresenta uma sistematização da etapa de identificação do objeto de estudo de benchmarking que leve em consideração a importância das dimensões competitivas

para os clientes, o seu desempenho frente à concorrência e o alinhamento entre os projetos de benchmarking e as prioridades estratégicas de melhoria de desempenho organizacional.

Weindorfer (2001) apresenta um estudo sobre a introdução de ferramentas de gerenciamento de serviços na gestão de serviços públicos. No trabalho são relatadas pesquisas de benchmarking na companhia transportadora de passageiros CARRIS de Porto Alegre e na Secretaria de Obras do Estado do Pará. É apresentada a aplicação das ferramentas de gerenciamento de serviços na Secretaria das Obras Públicas e Saneamento do Rio Grande do Sul. Os resultados obtidos na Secretaria das Obras Públicas e Saneamento demonstram aumentos na produtividade da ordem de 50%, com a aplicação das ferramentas de gerenciamento. Isto tornou clara e irrefutável a necessidade, cada vez maior, de os órgãos públicos voltarem suas atenções para estas técnicas de gestão de serviços.

Macedo (2000) analisa a aplicação dos instrumentos de gestão considerados atuais nas atividades de gerenciamento dos empreendimentos de serviços de engenharia da Petrobrás. Coube aos chefes dos empreendimentos desse órgão avaliar a aplicabilidade de alguns dos principais instrumentos de gestão correntes. Reengenharia, Qualidade Total, Sistemas de Qualidade ISO 9000 e Benchmarking são os instrumentos gerenciais abordados no estudo. Extenso questionário vinculado aos conceitos principais desses programas foi submetido aos executivos responsáveis pelos processos de gestão dos empreendimentos, com o objetivo de investigar a sua validade e aplicação nas atividades desenvolvidas pela organização. O material coletado fornece diagnóstico da correlação entre teoria e prática, com indicação do nível de adequação das atividades da unidade empresarial aos requisitos dos programas de gestão. Os resultados finais situam o grau de aplicabilidade prática das teorias, permitindo avaliar o alcance dos fundamentos de alguns dos principais instrumentos gerenciais da atualidade.

Ao analisar a aplicação do benchmarking nas instituições de ensino, Wagner (2000) conclui que, na atualidade, utilizar o benchmarking não é mais uma questão de escolha, mas de necessidade, para se atingir melhores resultados em termos de competitividade, de manutenção no mercado pela satisfação de seus clientes e de qualidade.

Já Vilela (2000) utiliza-se do benchmarking competitivo comparando os processos de uma empresa-alvo com os líderes do mercado hoteleiro do litoral do Estado de Santa Catarina para concluir que existia uma falta de conformidade na execução dos processos relevantes de prestação de serviços da empresa-alvo com os processos executados pelas empresas líderes desse setor naquele Estado (benchmarking), o que acarretava desperdícios para a empresa, perdas de produtividade e insatisfação de seus clientes.

O benchmarking também encontra sua utilização na agroindústria. Krug (2001), ao estudar a cadeia produtiva do leite no Estado do Rio Grande do Sul analisa e avalia os coeficientes de desempenho dos indicadores técnico e econômico dos fatores da produção que caracterizam os diferentes sistemas de produção e identifica as unidades produtoras que são benchmarking em alguma prática, processo, procedimento ou indicador. Para tanto, realizou-se uma pesquisa de campo que obteve um retorno de 47,78% dos 32.188 questionários enviados. Além disso, realizou visitas, entrevistas e foram estudadas as doze unidades produtoras (UPs) benchmarking. Observou que as UPs benchmarking têm muito a ensinar à grande massa de produtores de leite e que todos os coeficientes dos indicadores técnicos e econômicos, práticas, processos e procedimentos são melhores do que a média de cada sistema da pesquisa geral.

Nogueira (2000) entende o benchmarking como uma meta-ferramenta aplicada às organizações que aprendem e apresenta um estudo de caso que contempla o trabalho de benchmarking feito por uma companhia engarrafadora de refrigerantes do Estado de São Paulo.

Santos (2000) analisa o programa de Administração das reservas internacionais implementado pelo Banco Central e demonstra que os objetivos fixados pela Diretoria caracterizam o Programa como uma aplicação da metodologia de benchmarking, definida como a identificação, aprendizagem e adaptação das melhores práticas, visando ao aprimoramento da performance interna. Como fatores essenciais para a evolução dessa metodologia que tem o foco sobre a competência essencial (*core competence*) surge o benchmark, que é o parâmetro de comparação e, neste estudo de caso, o índice de rentabilidade ajustado ao risco (*information ratio*) e a metodologia de mensuração e controle do risco de mercado (*Value at Risk*).

Observa-se, portanto, dos exemplos apresentados que o benchmarking vem encontrando aplicações em uma ampla gama de atividades empresariais no Brasil destacando-se como um importante instrumento de aperfeiçoamento do desempenho nas organizações estudadas.

2.9 Alcance e limitações do benchmarking

Na medida em que o benchmarking evoluiu de um modismo para uma prática institucionalizada, a preocupação com sua prática tem levado muitas empresas a adotar a atitude de “já que todos fazem, nós também fazemos”. Para outras empresas, o benchmarking transformou-se em um substituto para a análise mais aprofundada do negócio e seus objetivos. (DAHLE, 1996, p.1).

Dahle (1996, p.2) identifica as seguintes armadilhas na aplicação do benchmarking:

- I. Deixar que o processo de benchmarking se transforme um fim em si mesmo.
- II. Perder-se no processo ofuscando o objetivo do benchmarking: a melhoria do desempenho.
- III. O objetivo torna-se não a melhoria do processo mas alcançar a melhor prática a qualquer custo.
- IV. O elemento-chave no benchmarking é a adaptação de uma melhor prática para servir as necessidades e cultura da empresa e não simplesmente copiar o processo de uma outra empresa.
- V. O benchmarking pode se transformar em um fardo excessivo sobre o tempo dos administradores e sobre os recursos da empresa.
- VI. As empresas muito freqüentemente desperdiçam tempo fazendo o benchmarking de funções não críticas ou batalhando para elevar os padrões de desempenho em valores insignificantes.

Henczel (2002, p.3) identifica problemas e armadilhas na utilização do benchmarking e faz as seguintes recomendações:

- I. Colaboração versus Concorrência. O benchmarking requer colaboração, tanto com outros grupos dentro da organização no caso do benchmarking interno ou dentro de outras organizações no caso do benchmarking externo. Muitas vezes isto é difícil quando parceiros potenciais do benchmarking externo são também concorrentes, na medida em que a “sensibilidade comercial” muitas vezes pode impedi-los de revelar detalhes de seus processos.
- II. Métodos de coleta de dados não padronizados. Os métodos de coleta de dados não são coerentes ou padronizados, portanto as comparações podem não ser tão

válidas quanto aparentam ser. Também as fronteiras em torno dos processos que estão sendo comparados devem ser claramente definidas.

- III. Ambiente em mudança. A medida e a comparação contínuas não refletem facilmente mudanças, tais como nova concorrência, nova tecnologia, taxas de inflação etc., a menos que sejam incorporadas no processo de coleta de dados quando se tornam aparentes.
- IV. Dependência. Há o perigo de tornar-se mais dependente do benchmarking do que na busca de aperfeiçoamentos inventivos ou inovadores de processos. Quando usado em excesso, pode perpetuar uma cultura de “mesmice” e sufocar o pensamento criativo necessário para o desenvolvimento de novas maneiras de fazer as coisas.
- V. Recursos. O benchmarking requer um compromisso significativo de recursos, tais como tempo, pessoal, dinheiro etc., sem nenhuma garantia de que haverá um benefício de custos. Os custos podem superar os benefícios tangíveis na medida em que muitos dos benefícios obtidos pelo uso do benchmarking são intangíveis.
- VI. Identificando parceiros. Identificar parceiros potenciais de benchmarking é difícil. Deve-se ter informação suficiente sobre os processos usados por cada parceiro para estar seguro de que haverá benefícios em medi-los e compará-los.
- VII. O fator humano. Muitas vezes a adaptação de um processo não é bem-sucedida, na medida em que seu sucesso dependia das habilidades e conhecimento daqueles que o usam. É importante reconhecer e entender onde os processos são bem-sucedidos devido a sinergias de grupo ou equipe que os utilizam e onde a qualidade é inerente ao processo em si mesmo.
- VIII. Adaptação inadequada. É importante fazer o benchmarking do processo que você entende como estrategicamente importante para a sua organização. Atente, porém, para não realizar o benchmarking de processos que não são estrategicamente importantes só porque você pensa que mais alguém está realizando melhor do que você.
- IX. Processos inovadores e eficientes. Benchmarking é menos útil para aqueles que já têm estabelecido processos inovadores e eficientes desenvolvidos para seu próprio ambiente. Contudo, ele pode ser muito útil para aqueles que lutam

contra processos ineficientes e pouco econômicos e que buscam melhores maneiras de fazer as coisas.

- X. A melhor prática. A melhor prática nem sempre é adequada. Pode ser exclusiva para um ambiente ou situação e não será adaptada com sucesso a um ambiente diferente. Leve em consideração as pessoas que estarão usando o processo e a relação entre esse processo e outros antes de tomar a decisão de mudar.

Bonabeau (2004) informa que um resultado comum da imitação irracional é a destruição de valor.

[...] A natureza homogeneizadora das chamadas melhores práticas pode causar uma séria destruição de valor nas empresas, que esquecem que a estratégia é, no fundo, uma questão de diferenciação. Melhores práticas são disseminadas por consultores, que em si constituem um círculo vicioso (feedback loop).[...].Embora possa ser um útil instrumento de comparação, uma melhor prática atende a necessidade do homem de ser semelhante. [...] (BONABEAU, 2004, p.31).

Pyzdek (2002) reconhece este fato ao informar que embora bastante usada,

[...] A análise competitiva virtualmente garante apenas uma qualidade de segunda classe na medida em que a empresa estará sempre seguindo a concorrência. Se todo o setor ou indústria adotar esse procedimento, ele conduzirá toda a indústria à estagnação, preparando-a para uma eventual substituição dos atuais participantes por empresas entrantes mais inovadoras. [...] (PYZDEK, 2002, p.2)

Art e Lincoln (1997) confirmam essa constatação ao afirmarem que:

[...] Os teóricos também não falam muito quão ilusória é a idéia de fazer uma comparação com a melhor empresa do setor, aquela que é o próprio benchmark, o parâmetro, que devemos imitar. Essa empresa não existe na realidade, porque toda companhia tem pontos fortes e fracos. É preciso fazer uma avaliação criteriosa caso a caso para encontrar o parâmetro ideal para cada operação focalizada . [...] (ART; LINCOLN, 1997)

A APQC (2001) reconhece essa limitação dizendo que ao definir “a melhor prática” esteja consciente de que há muito poucas melhores práticas.

[...] Com o mundo e os processos empresariais mudando a velocidades crescentes, poucas organizações podem se dar ao luxo de garantir que todos os aspectos de qualquer processo tenham sido refinados ao estado da melhor prática. Tais processos alcançam grande sucesso e produzem resultados estelares, mas podem apresentar algumas poucas oportunidades de melhoria de modo que não passariam em uma definição rigorosa de melhor prática.[...] (APQC, 2001)

Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003) informam que superficialmente há muitas semelhanças na prática do benchmarking nos três níveis (corporativo, setorial, governamental). Essas semelhanças incluem a ênfase no aprendizado, na identificação da melhor prática ou prática preferida, estabelecimento de metas e revisão pelos pares. Entretanto, chamam atenção para algumas de suas limitações:

[...] Muitos dos temas e problemas que o Benchmarking levanta também parecem semelhantes. Desse modo, um refrão comum dos autores tanto no nível micro como no nível macro é que o Benchmarking é mais difícil do que aparenta. Definir “melhor prática” não é um assunto fácil, especialmente quando há vários e potencialmente conflitantes objetivos políticos. O resultado é que o Benchmarking de desempenho raramente se transforma em Benchmarking de processo e muito menos em Benchmarking estratégico. Desse modo, o Benchmarking em vez de abordar o aprendizado e a melhoria contínua, tende a se preocupar exclusivamente com as medidas quantitativas de saída.[...] Ao nível das empresas, pode significar prestar atenção aos custos e a flexibilidade do trabalho em vez da adaptabilidade em seu sentido mais amplo.[...] Na pior das hipóteses, em vez de ser uma força para a mudança, o Benchmarking pode obstruir a análise séria dos problemas e/ou a experimentação de soluções inovadoras. [...] (SISSON;ARROWSMITH;MARGINSON, 2003, p.22-23)

Pode-se concluir com Bonabeau (2004) que, dado que a imitação tem suas virtudes, uma empresa que entende seu funcionamento pode se precaver contra seus defeitos e limitações “ficando mais atenta a circunstâncias que mudam inesperadamente e evitando imitar de forma automática outras empresas” (BONABEAU, 2004, p.32).

Cientes dos obstáculos na implantação do benchmarking, do seu alcance e suas limitações - de resto, alcance e limitações presentes em todas as ferramentas de gestão - as empresas podem dele se utilizar como uma prática importante - mas não exclusiva e muito menos automática - na busca do desenvolvimento e da melhoria contínuos.

2.10 Benchmarking: de uma ferramenta de Administração para um instrumento de regulação

Sisson, Arrowsmith e Marginson (2003) ao analisarem a utilização do benchmarking na UE (UNIÃO EUROPÉIA) traçam sua trajetória de ferramenta de Administração a instrumento de regulação e identificam três níveis de sua aplicação: o nível das empresas, o setorial e o da própria União Européia e indicam a importância que o benchmarking vem adquirindo no desenvolvimento de políticas sociais na União Européia. Os autores dizem que ao ser usado pelos administradores para comparações internacionais em empresas multinacionais e na coordenação setorial das negociações salariais em sindicatos, o benchmarking é também parte integrante da política de coordenação econômica e de emprego no coração da União Econômica e Monetária (Economic and Monetary Union - EMU).

[...] No contexto geral, não é exagero sugerir que, em termos de formulação de políticas na União Européia, o Benchmarking está adquirindo um status quase regulatório, levantando questões sobre a teoria e a prática [...] da economia, do direito e da política.[...] (SISSON; ARROWSMITH; MARGINSON; 2003, p.16).

De fato, desde o final da década de 80, em muitos países, tanto desenvolvidos como em desenvolvimento, um grande número de reformas vem transformando o ambiente operacional dos setores de infra-estrutura incluindo os setores de energia elétrica. No centro dessas reformas está a introdução de mecanismos de mercado para o alcance tanto da eficiência interna como da eficiência alocativa. Na medida em que as reformas foram progredindo surgiu a necessidade da regulação pública dos chamados monopólios naturais.

Uma das principais formas de regulação adotada tem sido a regulação por incentivos a fim de estimular as empresas concessionárias a aumentarem seus investimentos, promoverem sua eficiência operacional e assegurarem aos consumidores os benefícios dos ganhos de eficiência. Várias abordagens têm sido adotadas à regulação por incentivos, mas de acordo com Jamasb e Pollitt (2001) uma característica comum nos modelos de regulação por incentivos tem sido o uso de alguma forma de benchmarking das empresas concessionárias. Benchmarking, neste contexto, é entendido por aqueles autores como “uma comparação de alguma medida de desempenho efetiva com um desempenho de Benchmarking ou de referência”. (JAMASB; POLLITT, 2001, p.108).

Basicamente a regulação por benchmarking foi adotada na regulação de distribuição de energia elétrica no Brasil para superar o dilema da assimetria de informação entre o regulador e as empresas reguladas. Pelo fato de a empresa concessionária possuir maior conhecimento sobre a natureza de suas operações, o regulador ficaria na sua dependência para obter as informações que necessita. A fim de evitar essa dependência, o regulador busca fontes externas de referências para a determinação dos custos eficientes das concessionárias reguladas. Em geral a atividade de benchmarking concentra-se na determinação de parâmetros para os insumos essenciais entendidos como capazes de promover o comportamento competitivo da concessionária.

Entre os modelos de regulação adotados, um amplamente utilizado é o modelo de regulação por incentivos. Entre os modelos de regulação por incentivos destaca-se o modelo de preços máximos (price-caps) que busca combinar incentivos para a redução de custos com incentivos para preços mais eficientes. A regulação por incentivos em geral envolve algum tipo de benchmarking, ou seja, a comparação do desempenho real com algum tipo de desempenho de referência ou padrão. Esse modelo de regulação tem sido adotado com algum sucesso em vários países. Em uma pesquisa sobre o uso do benchmarking no processo das reformas regulatórias, Jamasb e Pollitt (2001) reportam que é representativo o número de países que já adotavam ou planejavam adotar - à época - o benchmarking no processo de regulação como resumido na tabela seguinte:

Observa-se que do total de 26 países objeto da pesquisa, 15 (58%) já faziam uso do benchmarking na regulação, enquanto outros seis (23%) planejavam ou consideravam sua aplicação e os cinco países restantes (19%) indicaram sua possível utilização com a introdução de modificações ou limitações.

Constata-se que embora não seja o único método que possa vir a ser adotado na promoção da eficiência organizacional, o benchmarking apresenta-se como uma abordagem que vem sendo utilizada por um número crescente de agentes reguladores dada a disponibilidade de metodologias cuja aplicação vem encontrando ampla divulgação. Sua utilização ocorre em vários outros setores de atividade. Dadas as exigências legais, são registrados exemplos do uso do Benchmarking no setor de Águas e Esgotos na Alemanha (OELMAN, 2004) bem como no setor de saúde pública (STAAT; HAMMERSHMIDT, 2004). O uso do benchmarking internacional é relatado para a distribuição de gás na Austrália (CARRIGTON, COELLI; GROOM, 2002)

Países da OECD - EUROPA	Uso do benchmarking na regulação
1. Áustria	Sob consideração
2. Bélgica	Sob consideração
3. Dinamarca	Em preparação (planejado a partir de 2001)
4. Finlândia	Intenção de usar um modelo de eficiência para estabelecer ROR (rate of return)
5. França	Sob consideração
6. Grã- Bretanha (Inglaterra e Gales (T/D), Escócia(D)).	Sim
7. Irlanda do Norte	Sim, a partir de 2002
8. Hungria	Parcial
9. Irlanda	Proposto como um elemento de contribuição
10. Itália	Sim
11. Holanda	Sim
12. Noruega	Sim
13. Portugal	Sob consideração
14. Espanha	Sim
15. Suécia	Intenção de usar um modelo de sistema de informação geográfica para comparar receitas com um benchmarking
Outros Países da OECD	
16. Austrália - Nova Gales do Sul	Sim
17. Austrália – Queensland	Sim
18. Austrália – Tasmânia	Sim
19. Austrália – Vitória	Sim
20. Canadá – Ontário	Sim
21. Japão	Sim
22. Estados Unidos - Califórnia	Sim
Países fora da OECD	
23. Brasil	A partir de 2001
24. Chile	Sim
25. Colômbia	Sim
26. Índia- Orissa	Sim

Quadro 2.2 - Uso do benchmarking na regulação

Adaptado de JAMASB; POLLITT (2001, p.116 - 119)

Quando promovido por iniciativa da própria empresa, o benchmarking abre possibilidades para o aperfeiçoamento das práticas e processos existentes bem como possibilita a instauração de uma sistemática de aprendizado que implicaria melhoria contínua daquelas práticas e processos ao longo do tempo. Este seria o exemplo da Florida Power & Light Co. (FPL)

De acordo com relatório da empresa, ela classifica-se entre as 35% melhores concessionárias de utilidades públicas nos Estados Unidos. (Florida Power & Light Co., 2002). Um estudo de benchmarking mostra que o tempo médio que os consumidores permaneceram sem energia elétrica melhorou em cerca de 50% desde 1997. Os indicadores-chave usados para medir a qualidade do serviço de eletricidade são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 2.3 - Florida Power & Light Co. - Índices-chave de Confiabilidade do Serviço - Evolução anual

Confiabilidade - Evolução Anual (2001)	2001	2000	1999	1998	1997
Tempo médio que o consumidor permaneceu sem energia (minutos por ano)	69,1	70,3	75,2	100,2	136,8
Tempo médio de restauração do serviço (em minutos)	56,6	58,3	60,6	64,9	80,9
Número médio de interrupções por cliente	1,22	1,21	1,24	1,54	1,69
Número médio de interrupções momentâneas por cliente	11,0	10,8	11,1	11,7	ND

Fonte: Florida Power & Light Co. (2002)

Quando promovido por iniciativa do agente regulador - quer diretamente quer pela utilização de consultores externos especializados - o benchmarking procuraria aumentar o grau de sua independência com relação às informações sobre a operação das empresas concessionárias. O benchmarking possibilitaria a determinação das informações relevantes de custos operacionais eficientes sobre a estrutura ótima de capital e a determinação do retorno adequado sobre o investimento, bem como a determinação de fatores de eficiência e produtividade e padrões de qualidade e atendimento ao consumidor final.

De Fraja e Stones (2004) estudam o papel da estrutura de capital na firma regulada. Os autores mostram que a estrutura de capital influencia os preços estabelecidos pelo regulador e concluem que o preço esperado é tanto menor quanto maior a proporção de dívida. Contudo, na medida em que a dívida aumenta acima de um determinado nível, o benefício de preços esperados mais baixos é compensado por um maior grau de variabilidade.

Jamasb, Nillesen e Pollitt (2003) estudam o comportamento estratégico das empresas reguladas de distribuição de energia elétrica no contexto do benchmarking na regulação por

incentivos. O comportamento estratégico neste caso aplica-se ao “tipo de comportamento que tem como objetivo aumentar lucros sem o alcance de ganhos reais de eficiência” (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003, p.1).

Analisando os dados de 28 concessionárias em operação no Noroeste dos Estados Unidos, esses autores indicam que as empresas atuantes em um ambiente regulado no contexto do benchmarking tendem a adotar as seguintes ações: (i) as revisões periódicas de tarifa na regulação por preços máximos incentivariam a empresa regulada a aumentar ou inflacionar a sua base regulatória de ativos ou de custos antes da revisão periódica; (ii) as empresas tentariam influenciar a definição das medidas de saída (outputs) usadas nos modelos de benchmarking do regulador; e (iii) algumas empresas concessionárias podem reavaliar sua posição no setor e reposicionar-se por meio de fusões. (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003, p.8-10).

Eles concluem que o comportamento estratégico das empresas reguladas pode levar a: (i) perda das melhorias de eficiência ou perdas por peso-morto; (ii) transferência do bem-estar dos consumidores para as empresas, e (iii) transferência de bem-estar entre as empresas (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003, p.24).

No caso brasileiro antecipa-se que a adoção de benchmarks pelo regulador induza as estratégias das empresas concessionárias a privilegiarem parâmetros (benchmarks) de padrões operacionais, de imagem perante os consumidores, entre outros, em detrimento do desenvolvimento de outras estratégias de negócios plausíveis em ambiente regulado com maior latitude.

CAPÍTULO 3 - REGULAÇÃO ECONÔMICA

3.1 Introdução

Como o objeto do trabalho são as distribuidoras de eletricidade brasileira e seu contexto de regulação tarifária, o capítulo apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, sua privatização e o novo ambiente regulatório das distribuidoras.

É apresentada uma sucinta visão da regulação econômica, as suas formas mais gerais, sua aplicabilidade ao setor elétrico, destacando-se a regulação por comparação e a regulação por benchmarking. Consta-se que diferentes modelos de regulação por incentivos podem ser empregados simultaneamente no uso de recompensas e punições para induzir a empresa regulada a alcançar os objetivos desejados.

Observa-se que - na busca da correta medição da eficiência e da eficácia dos serviços regulados - os modelos de regulação têm evoluído para incorporar incentivos fazendo uso crescente de parâmetros de referência (benchmarks) tanto endógenos como exógenos ao desempenho ou ao comportamento das empresas individuais. O desempenho efetivo pode ser comparado com referências construídas com base na melhor prática (referências de fronteira) ou com base em alguma medida de referência representativa de desempenho - referências médias. A fronteira eficiente é a referência contra a qual o desempenho relativo das empresas é medido. Os principais métodos de fronteira de referência são o DEA (Data Envelopment Analysis), o COLS (Corrected Ordinary Least Square) e o SFA (Stochastic Frontier Analysis). Já a referência em relação a uma medida de desempenho intermediário ou médio utiliza o método OLS (Ordinary Least Square) para estimar uma função de produção ou de custo médio para uma amostra de empresas. O desempenho real das empresas pode então ser comparado ao desempenho estimado usando seus dados de entrada, saída e variáveis ambientais na função estimada. Conclui-se que os métodos de benchmarking têm-se tornado importante instrumento de auxílio à tomada de decisão no processo de regulação de serviços públicos baseado em desempenho - tanto para reguladores como para as empresas reguladas.

3.2 Histórico do setor elétrico brasileiro

Desde a formação da República (1889), a Constituição de 1891 preocupava-se em disciplinar o uso da energia das águas (energia hidráulica) em nível nacional.

[...] Durante a República Velha (1890-1930), a Constituição de 1891 determinou boa parte da regulação do setor elétrico. Esta Constituição foi extremamente descentralizada, outorgando poderes ilimitados aos Estados e municípios, em reação à estrutura fortemente centralizadora característica do Império. [...] (BARROS, 1999, p. 100).

No período que vai de 1903/1904 até a edição do Código de Águas em 1934, a União procurou se impor como aglutinante no interesse de exploração dos recursos hídricos, chamando a si a responsabilidade da outorga de concessões, autorizações e permissões (CAPs) para a exploração dos serviços de eletricidade minimizando a participação dos Estados mesmo nos recursos hídricos sob seu domínio.

Para tanto, a União buscou se estruturar para exercer o controle e a fiscalização dos serviços de eletricidade no País. Essa estruturação iniciou-se em 1920 com a criação da Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas cuja reestruturação em 1933 deu origem à Diretoria de Águas. Esta por sua vez foi transformada em Serviços de Águas em 1934 que posteriormente em 1940 transformou-se na Divisão de Águas vinculada ao Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM, subordinado ao Ministério da Agricultura.

[...] O Código de Águas criou um novo poder concedente e regulador - o governo federal, que passa a atuar através do Serviço de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM, subordinado ao Ministério da Agricultura. O Código de Águas distinguiu a propriedade do solo daquela das quedas d'água, para efeito de sua exploração e aproveitamento industrial, passando o seu aproveitamento industrial a estar sujeito à concessão. O Código estabeleceu a propriedade da União para todas as fontes de energia hidráulica existentes. O aproveitamento dessas fontes para a geração de energia passou a se sujeitar à concessão do Presidente da República por um prazo de 30 a 50 anos, dependendo do vulto dos investimentos.[...] (BARROS, 1999; p. 105).

O Código das Águas estabelecia a revisão trienal de tarifas flexíveis e previu um novo modelo tarifário, de tarifas pelo custo do serviço, que substituiu a negociação não regulada. Entretanto, esse novo critério jamais foi implantado e [...]“na prática, as tarifas eram fixadas

por pura negociação entre o poder concedente e as concessionárias; também não havia muito critério para a revisão das tarifas” [...] (BARROS, 1999, p. 105).

O Código de Águas encontrou severas limitações para sua implantação no setor elétrico - limitações que se agravaram com a Segunda Grande Guerra - forçando a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) em 1939, diretamente vinculado à Presidência da República.

No período pós-guerra, como resultado de diversas missões norte-americanas foi concebido em 1948 o plano SALTE (saúde, alimentação, transporte e energia) abandonado no primeiro governo Vargas, mas que previu a criação da CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) e da Usina de Paulo Afonso.

No segundo governo Vargas a constituição de empresas estatais foi incentivada, entendida como necessária para o desenvolvimento econômico e social. Dentro deste contexto foi aprovado o Programa de Reparcelamento Econômico (1951) e criado o BNDE - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico em 1952. Foi criado o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) com recursos provenientes do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). Esses recursos adicionados a recursos do BNDE promoveram o início da formação das companhias estaduais de energia elétrica que se estendeu de 1952, com a Constituição da CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais, até 1966 com a Constituição da CESP (Centrais Elétricas de São Paulo) por meio de fusões de distribuidoras regionais.

Em 1957 foi constituída a geradora Furnas Centrais Elétricas (FURNAS) e em 1960 a CHEVAP - Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba, com o objetivo de construir a Usina do Funil, no Rio Paraíba do Sul, ambas no âmbito do Governo Federal.

É também de 1957 o decreto no. 41.019 de 26 de fevereiro, que estabeleceu o regulamento dos serviços de energia elétrica tido como um marco na legislação do setor. Por ele, eram mantidos a revisão trienal das tarifas e o reajuste intermediário, por conta de variações no custo do serviço e era mantida a taxa de retorno sobre o investimento de 10% ao ano incluído no cálculo da tarifa (“remuneração legal”). A diferença entre a remuneração real e a remuneração legal deveria ser contabilizada em conta denominada “contas de resultados a compensar” (CRC).

Desse modo, a partir do início da década de 1950 e ao longo da década de 60, observa-se a crescente estatização do setor elétrico, com a criação de grandes unidades geradoras pelo Governo Federal e com a criação de distribuidoras pelos governos estaduais.

Com a criação em 1960 do Ministério das Minas e Energia (MME)³. - o CNAEE - anteriormente subordinado diretamente à Presidência da República - passou a se subordinar àquele Ministério. Em 1961 o DNPM foi desligado do Ministério da Agricultura e passou a integrar o MME. A Divisão de Águas do DNPM foi em seguida transformada no DNAE - Departamento Nacional de Águas e Energia em 1965⁴. Em 1968 sua denominação foi alterada para DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica⁵.

Em 1961 foi autorizada a Constituição das Centrais Elétricas Brasileiras⁶ - ELETROBRÁS - como holding das concessionárias federais de energia elétrica com o objetivo de realizar estudos e projetos e de operar geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica. A ELETROBRÁS foi implementada em 1962 e assumiu várias atribuições de competência do CNAEE. Em 1969 o CNAEE foi extinto, e decretada a absorção pelo DNAEE⁷ de todas as suas atribuições.

Desse modo o setor elétrico brasileiro (SEB) buscou sua consolidação a partir da década de 1960 com a constituição e a institucionalização da ELETROBRÁS para sua coordenação. O modelo institucional baseava-se nas empresas públicas federais e estaduais, sendo o Estado responsável pelos investimentos e gestão do setor.

Até a década de 1970, grandes obras de Geração, Transmissão e Distribuição foram realizadas, interligando-se os diversos sistemas isolados, atendendo com energia a maior parte do País. Este modelo surgiu dentro da concepção do Estado como responsável pelo fornecimento de infra-estrutura para o desenvolvimento econômico.

A crise econômica do final da década de 70, somada à decisão de manter o padrão de crescimento da economia, levaram o governo à decisão de continuar investindo na expansão do SEB, às custas do endividamento em divisas estrangeiras. O combate à inflação determinou a contenção das tarifas de energia. A elevação das taxas de juros da década de 80 causou o estrangulamento financeiro do setor elétrico e a paralisação da expansão do sistema.

A partir da metade da década de 80, a redemocratização do País trouxe novas formas de interferência política na Administração das estatais, levando a uma politização interna das organizações e agravando a situação.

³ Lei nº 3.782 de 22 de julho de 1960.

⁴ Lei nº 4.904 de 17 de dezembro de 1965.

⁵ Decreto nº 63.951 de 31 de dezembro de 1968.

⁶ Lei nº 3.890-A de 25 de abril de 1961.

⁷ Decreto-Lei nº 689 de 18 de julho de 1969.

A década de 80 trouxe também em nível mundial o debate sobre a função do Estado na regulamentação da atividade econômica. Uma onda de privatização percorreu o mundo, iniciando-se no Reino Unido no começo dos anos 80 chegando a partir de então a outras nações desenvolvidas e em desenvolvimento. Os países industrializados, em resposta à crescente crise do Estado, iniciaram a implantação de reformas em suas instituições e políticas, dando oportunidade para que a privatização crescesse em quase todos os setores de suas economias.

3.3 Reforma dos anos 90: privatização e o novo ambiente regulatório das distribuidoras

Em geral, os processos de reestruturação da infra-estrutura exigem a desmontagem dos monopólios naturais. Os segmentos potencialmente competitivos - nos quais as economias de escala e de escopo não são relevantes - são separados dos demais, o que permite e promove a entrada de novas empresas.

O processo de reestruturação do SEB tem como pano de fundo a promulgação da Constituição Federal de 1988 e recebeu grande impulso a partir de 1993, quando as principais regras de seu funcionamento passaram por modificações importantes.

[...] Ao lado do Código das Águas, pode-se afirmar que a Constituição Federal de 1988 foi o segundo grande marco da regulação legal do setor elétrico, ao prever que as concessões e permissões para a prestação de serviços públicos serão sempre precedidas de licitação. [...] (BARROS, 1999, p. 121).

Esse processo acelerou-se a partir de 1995 com a edição de diversos atos legislativos, com a introdução dos ativos de geração das empresas subsidiárias da Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND), e com a aprovação, por diversos governos estaduais, de programas de desestatização (PED), em sua maioria incluindo ativos das empresas elétricas.

Até 1995, os governos estaduais e o próprio governo federal constituíram-se nos grandes empreendedores, realizando as grandes obras de Geração e Transmissão, com a conseqüente expansão dos sistemas de distribuição realizada pelas concessionárias pertencentes aos governos estaduais. As concessionárias maiores, como CESP, CEMIG,

COPEL, concentravam as atividades de GTD, visando alavancar o desenvolvimento de seus respectivos Estados.

A partir de 1995, no governo FHC, estabeleceu-se uma nova filosofia com relação à participação do poder concedente para a prestação de serviços públicos, dentre os quais se destacaram os serviços de eletricidade. Sob esta ótica, o Estado não mais seria empreendedor, concentrando somente as atividades de regulação, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade, estimulando a privatização das concessionárias estaduais e federais, e separando também as atividades em organismos distintos de geração, transmissão e distribuição (GTD) e comercialização de energia.

Admite-se, no modelo adotado durante os governos de FHC, que o mercado integrado de GTD, balizado pelo novo sistema concorrencial, deveria automaticamente sinalizar a expansão dos sistemas, determinando o planejamento dos setores cujos órgãos encontravam-se completamente desarticulados tanto a nível federal como estadual.

A partir de 1993, pela Lei nº. 8.631 de 04 de março de 1993 (regulamentada pelo Decreto nº. 774 de 18 de março de 1993) promoveu-se amplo encontro de contas entre as concessionárias e o governo federal bem como a desqualificação tarifária, mantendo-se a definição de tarifa pelo custo, atualizada por fórmulas definidas que incluíam ajustes a cada três anos.

No modelo da Lei nº. 8631, as tarifas passaram a ser propostas pelos concessionários, a cada três anos, para serem homologadas pelo DNAEE, podendo ser revistas quanto fatores relevantes assim o exigissem. Para tanto, a Portaria DNAEE 698/93 alterou suas competências: deixou de “fixar tarifas” e passou a homologá-las. O objetivo era associar o reajuste de preços somente à variação dos custos das concessionárias, inibindo os ganhos não acompanhados de melhoria da produtividade.

A partir de 1995 até 1997 foram promulgadas leis cujo objetivo era a criação do mercado livre, a separação das atividades e dos custos de GTD.

A Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 dispõe sobre o regime de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos. Estabelece que as tarifas do serviço concedido serão fixadas pelo preço da proposta vencedora da licitação, preço que será preservado via reajustes para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. O julgamento das ofertas na licitação poderá ser realizado por tarifa mais baixa aos usuários ou pela taxa mais alta de concessão ou pela combinação de ambas.

O aspecto inovador da Lei 8987/95 é o princípio de equilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão. Ela transfere para os contratos de concessão as definições das

regras de funcionamento dos serviços públicos a serem delegados, bem como as garantias dos seus usuários. Embora o equilíbrio econômico-financeiro seja dinâmico e o poder concedente possa mudar unilateralmente as cláusulas contratuais, isto só poderá ser feito se for mantido aquele equilíbrio. Portanto, a tarifa é o ponto principal da concessão, representando o ponto de encontro entre o concessionário e o poder concedente.

A Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995 vem complementar as regras gerais instituídas pela Lei nº. 8.997/95 estabelecendo regras específicas para o setor elétrico. Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Cria os produtores independentes, consumidores livres (mercado livre) e autoriza a formação de consórcios no setor elétrico.

A Lei nº 9.074 visava preencher lacunas apresentadas pela Lei nº 8.987/95. Seu principal objetivo era a prorrogação das concessões existentes, mas criou mecanismos facilitadores para a privatização dos serviços públicos, condicionando a determinação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

A Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 instituiu a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgão regulador do setor elétrico, como autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME). A Lei nº 9.427/96 disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e prevê ainda o regime tarifário de “serviço pelo preço” pelo qual as tarifas máximas do serviço público de energia são aquelas fixadas no contrato de concessão resultante da licitação, no contrato de prorrogação da concessão, no contrato de concessão originado de desestatização e nos atos da ANEEL. O Decreto nº. 2.335 de 06 de outubro de 1997 constitui a ANEEL.

A Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, que autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Eletrobrás, estabelece a livre negociação para a compra e venda de energia entre concessionárias ou autorizadas introduzindo o MAE (Mercado Atacadista de Energia) a ser instituído mediante acordo de mercado e homologado pela ANEEL. O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamenta o funcionamento do MAE e as regras de estruturação do ONS (Operador Nacional do Sistema).

Do exposto podemos concluir que as premissas adotadas no processo de reestruturação, construídas a partir das políticas e diretrizes estabelecidas pelo governo federal durante a gestão FHC são: (i) prestação de serviço público, sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação; (ii) concorrência na geração; (iii) monopólio na rede

de transmissão, mas com livre acesso; e (iv) livre escolha do fornecedor de energia pelos consumidores livres.

Entretanto, as limitações do modelo adotado foram marcantes e culminaram com a criação em 2001, pela Presidência da República, da CGCE - Câmara de Gestão da Crise Energética - a fim de conduzir a política de emergência para atendimento do mercado consumidor de eletricidade, frente à seca prolongada, que esvaziou os reservatórios.

Tal situação motivou o governo Lula - empossado em janeiro de 2003 - a propor um novo modelo para o setor elétrico reduzindo o papel da concorrência como fator de racionalidade econômica (Leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004) e a apresentar em maio de 2004 o projeto de lei nº 3.337/04 buscando uniformizar o papel das agências reguladoras federais em cujo centro está a definição do nível de influência do Governo Federal sobre o ambiente regulador.

3.4 Os princípios da Regulação econômica por incentivos

3.4.1 A regulação econômica

Nesta parte do texto apresentam-se as formas mais gerais de regulação econômica para em seguida discutir a regulação por incentivos e a regulação por benchmarking para poder analisar o modelo adotado pela ANEEL dentro do contexto da regulação por desempenho.

De uma maneira ampla pode-se entender a regulação econômica como a intervenção do Estado em setores da Economia a fim de promover a eficiência econômica em nome do interesse público. [...] “A regulação pode ser definida como o uso do poder de coerção estatal para restringir decisões dos agentes econômicos de forma a preservar o interesse público” [...] (BARROS, 1999, p.51).

A essência da livre iniciativa é a liberdade de tomada de decisão dos agentes econômicos na busca da maximização de seu bem-estar. A regulação econômica caracteriza a intervenção do Estado em seus três níveis de atuação - federal, estadual e municipal - na tentativa da implementação dos chamados “mercados totalmente competitivos” como estrutura socialmente desejável nas economias capitalistas.

[...] Os mercados totalmente competitivos são desejáveis porque se mostram economicamente eficientes: desde que não haja externalidades e nada impeça o funcionamento do mercado, a soma do excedente do consumidor e do produtor será a maior possível. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.424).

A eficiência econômica é a maximização dos excedentes do consumidor e do produtor em conjunto. [...] “Ambos os teoremas do bem-estar econômico dependem crucialmente da suposição de que os mercados são competitivos”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.595).

Pela bibliografia conclui-se que o modelo de mercado perfeitamente competitivo satisfaz a condição para a eficiência econômica e que os teoremas do bem-estar econômico se sustentam dentro da hipótese de que os mercados sejam competitivos. [...] “Infelizmente, nenhum desses resultados necessariamente se mantém, quando por alguma razão, os mercados deixam de ser competitivos”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.595).

A abordagem tradicional da teoria da regulação diz que a intervenção do Estado na Economia se justifica a fim de corrigir as denominadas “falhas de mercado” em nome do “interesse público”. A abordagem clássica concebe o equilíbrio competitivo como a forma de mercado ideal. As “falhas de mercado” não permitem o alcance desse equilíbrio e, portanto, a alocação perfeita de recursos impedindo o desempenho ótimo da função de bem-estar social.

Mas por que os mercados falham?

Os mercados competitivos apresentam falhas devido a quatro razões básicas: Poder de mercado, Informações incompletas, Externalidades e Bens públicos. (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.596).

[...] “Até a década de 1970, a intervenção do Estado no domínio econômico nas sociedades capitalistas era teoricamente justificada com o objetivo normativo ou prescritivo de corrigir as falhas de mercado”. [...] (SAES; 1997, p.23). É a chamada teoria do interesse público, também denominada análise normativa como teoria positiva (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR, 2000, p.323).

O poder de mercado refere-se à capacidade tanto de um vendedor quanto de um comprador de influir no preço de um bem ou serviço. [...] “Poder de monopólio e de monopsonio são duas formas de poder de mercado”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.326). Historicamente as primeiras estruturas de mercado a serem objeto da regulação foram os denominados “monopólios naturais”. As situações nas quais economias de escala ocorrem quando os custos médios de longo prazo alcançam seu valor mínimo em níveis de produção

bastante elevados com relação à demanda de mercado são denominadas *monopólios naturais*, para caracterizar que a produção será realizada a menor custo por uma única empresa.

Uma segunda justificativa para a regulação refere-se à presença de informação assimétrica e imperfeita também denominada informação incompleta. Caso os consumidores não tenham informações completas sobre os preços de mercado ou sobre a qualidade e características de um bem ou serviço, o mercado não pode operar de maneira eficiente. [...] “O vendedor de um produto freqüentemente possui melhores informações a respeito de sua qualidade do que o comprador. Informações assimétricas desse tipo criam um desvio de eficiência de tal forma que os produtos de baixa qualidade tendem a eliminar os de alta qualidade”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.628).

Uma terceira motivação para a presença da regulação são as externalidades. [...] “Uma externalidade ocorre quando alguma atividade de produção ou de consumo possui um efeito indireto sobre outras atividades de consumo ou de produção, que não se reflete diretamente nos preços de mercado”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.597).

Dado que os preços de mercado de um bem não incorporam necessariamente o valor das externalidades e, portanto, não refletem seu valor social, [...] “as empresas poderão vir a produzir quantidades excessivas ou insuficientes, de tal maneira que o resultado do mercado venha a ser ineficiente”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.631).

Distingue-se externalidades negativas de externalidades positivas quando nas primeiras a atuação de uma das partes causa custos à outra e nas últimas quando causa benefícios à outra parte. (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.631). A presença de externalidades tem sido usada para justificar a regulação ambiental e de bens públicos.

Uma quarta fonte de desvio de eficiência está associada à presença dos chamados bens públicos. De acordo com Wessels [...] “Um bem público é aquele que as pessoas podem consumir sem reduzir o que os demais consomem”. [...] (WESSELS, 1998, p.424). São exemplos de bens públicos a defesa nacional, a iluminação, ruas e calçadas fornecidas pela prefeitura. Trata-se de um caso especial de uma externalidade positiva.

Portanto, dadas as características dos bens públicos, é de se esperar que seus mercados sejam subofertados e que [...] “em alguns casos o governo pode resolver esse problema por meio do fornecimento direto de tal bem ou por meio de estímulos para que empresas privadas se disponham a produzi-lo”. [...] (PINDYCK; RUBENFELD, 2002, p.598).

Conclui-se que de acordo com a teoria normativa ou a regulação por “interesse público”:

[...] When a market failure occurs - whether due to natural monopoly, externalities, or some other source - there is a potential rationale for government intervention.[...] When there is a market failure, in theory, regulation may be able to raise social welfare. Whether it does so in practice is an altogether different issue [...] (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR, 2000, p.325)

A partir da década de 30 - dadas as crises das economias capitalistas - a participação do Estado no domínio econômico ampliou-se significativamente. Foi-lhe atribuído o papel de “anjo moderador” com a proliferação de agências reguladoras visando corrigir as “falhas de mercado”

[...] Fica claro, portanto que esta verdade interpretativa supõe que o poder coercitivo do Estado caminha desinteressadamente na maximização da função do bem-estar da sociedade e por isso a ele se atribui o poder de autoridade discricionário de administrar e distribuir os recursos da sociedade para contribuir com a justiça e o crescimento econômico. A preponderância da intervenção nas economias modernas tem como respaldo a idéia de que, por meio de suas agências, o Estado corporifica os interesses gerais da sociedade. [...] (SAES, 1997, p.28).

Entretanto, dadas as evidências empíricas em contrário - já a partir do final da década de 70 - vários autores norte-americanos (PEREIRA, 1999, p.55) passam a questionar a isenção do papel do Estado e a atuação de suas agências reguladoras, entendendo que a regulação favorece o produtor e que trabalha para aumentar os lucros do setor regulado. Estas constatações promoveram o desenvolvimento do que ficou conhecido como “teoria da captura” ou regulação por “grupos de interesse”, também chamada de modelos de Stigler, Peltzman e Becker, cuja hipótese mais importante é a de que grupos de interesse influenciam diretamente as políticas de regulação.

[...] Ao contrário da teoria do “interesse público”, a intervenção governamental surge como resultado da demanda de regulamentação, por grupos de poder, principalmente em mercados em que não se verificam os condicionantes da concentração, objetivando a elevação dos preços e a diminuição do número de competidores. Os grupos de interesses politicamente influentes utilizariam o Estado para alcançar seus objetivos. [...] (SAES, 1997, p.30).

De acordo com a abordagem da teoria da captura, a regulação ou é oferecida em resposta à demanda da indústria (caso em que os legisladores são capturados pela indústria), ou a agência reguladora passa a ser controlada pela indústria com o correr do tempo (caso em

que os reguladores são capturados pela indústria.). (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR, 2000, p.327).

Finalizando, Saes apresenta uma terceira abordagem que denomina “neocorporativa” a qual considera como aspecto fundamental que a relação entre o setor privado e público não é unívoca, como nas análises anteriores; é, na verdade, uma interação estratégica (jogo de contrários) que pode produzir uma variedade de resultados ou arranjos dependendo das condições históricas particulares em que estas organizações foram geradas e se desenvolvem. (SAES, 1977, p.41).

Embora a regulação econômica possa trazer restrições em ampla gama de decisões da empresa, as três variáveis-chave controladas pela regulação são preço, quantidade e o número de empresas. Menos frequentemente variáveis controladas incluem a qualidade do produto e o investimento.

Como informam Viscusi, Vernon e Harrington, a regulação de preços pode especificar um determinado preço que as empresas podem cobrar ou ainda pode restringir as empresas a operarem dentro de um intervalo de preços. Mais comumente, a regulação especifica mais do que um único preço. Pode implantar uma estrutura de preços completa. Na prática, a regulação de preços pode ser o instrumento pelo qual uma agência reguladora alcança seu objetivo último de limitar o lucro da indústria. (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON JR, 2000, p.308-311).

3.4.2 Modalidades de regulação. A regulação por incentivos

Distinguem-se duas modalidades amplas de regulação (PEREIRA, 1999): a regulação estrutural e a regulação de conduta. A regulação estrutural - como o próprio nome indica - busca estabelecer a estrutura do setor regulado determinando quais empresas podem exercer atividades especificadas. Já pela regulação de conduta, o regulador determina a maneira como as empresas podem atuar nas atividades escolhidas, ou seja, o regulador estabelece procedimentos detalhados das obrigações a serem desempenhadas pelo concessionário.

São exemplos de regulação estrutural a proibição de empresas atuarem simultaneamente em atividades diferentes e o controle de entrada de novos participantes em mercados caracterizados como monopólios naturais.

Já a forma de regulação de conduta mais conhecida é a determinação da tarifa com base no custo do serviço - que inclui uma taxa de retorno sobre o investimento - cujo objetivo principal é a determinação das receitas que igualem os custos, fazendo com que o lucro econômico seja nulo. Nesta modalidade, a determinação dos custos e da adequada taxa de retorno sobre o investimento são as principais e mais trabalhosas tarefas. Esta modalidade, por seu turno, também pode incentivar as empresas a superdimensionarem investimentos em instalações - identificado como efeito Averch-Johnson - a inflacionarem custos e a trabalharem com subsídios cruzados.

Embora pareça redundante falar em regulação por incentivo, na medida em que todas as modalidades de regulação proporcionam incentivos para obter determinados comportamentos esperados, em contraste com a tradicional regulação de conduta, Lewis e Garmon conceituam a regulação por incentivos como [...] “o uso de recompensas e penalidades para induzir uma concessionária a alcançar os objetivos desejados na qual a concessionária possui alguma discricão no alcance daqueles objetivos”. [...] (LEWIS; GARMON; 1998, p.01).

Da revisão da bibliografia pode-se identificar com Berg as seguintes modalidades genéricas de regulação por incentivos (BERG, 1998, p.3):

A regulação por "price cap" implica a definição de um preço-teto para um período determinado corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor. A empresa regulada tem a liberdade de ajustar seus preços de acordo com um índice inflacionário menos um fator X selecionado que representaria ganhos de produtividade esperados. O chamado fator X é a variável regulada, acertada por um período determinado. Os ganhos obtidos no período são apropriados pela empresa e repassados aos consumidores no período seguinte. A regulação por “price-cap” proporciona incentivos às empresas para a redução de custos. Ela também reduz os efeitos do custo da assimetria de informação entre as empresas e os reguladores. A qualidade do serviço e o desenvolvimento da infra-estrutura podem ser sacrificados. Entretanto, os incentivos ao superdimensionamento dos investimentos em ativos permanentes e aos subsídios cruzados são menores do que na regulação com base no custo do serviço.

A regulação pela receita (“allowed revenue”) aplica os mesmos mecanismos da regulação por “price cap” sem limitar as mudanças na estrutura tarifária. Transfere o risco de demanda ao usuário. Dilui incentivos à expansão e permite que as receitas acompanhem mais de perto a variação de custos.

Quando associada à regulação por “price cap”, a regulação por transferência de custos não controláveis permite transferir ao usuário riscos que a empresa regulada não pode controlar, como por exemplo, variações cambiais e alterações no regime tributário.

Sob o regime de regulação por comparação - também conhecida como regulação por desempenho (yardstick regulation), o concessionário é recompensado com base no seu desempenho com relação a fornecedores comparáveis. As recompensas e penalidades incorridas baseiam-se em dimensões selecionadas (parâmetros) de desempenho do serviço. O agente regulador pode ajustar as medidas de desempenho para levar em conta as diferentes condições operacionais entre os fornecedores. De acordo com Lewis e Garmon, a regulação por comparação introduz um elemento de concorrência no processo de regulação, embora imperfeita. (LEWIS; GARMON; 1998, p.03). Dada a heterogeneidade das empresas, em algumas aplicações na prática trabalha-se com subgrupos de empresas com características mais próximas definindo uma empresa modelo - “shadow firm” - que serve como padrão de comparação (benchmark) para aquele segmento selecionado.

A licitação (franchise bidding) é um processo competitivo pelo direito de exploração comercial de um serviço. Nesta modalidade, o governo atua como um leiloeiro, ao invés de regulador, cedendo o direito de explorar o serviço de duas maneiras: ganha a empresa que oferecer a menor tarifa do serviço ou a empresa que oferecer o maior preço pelo direito de oferecer o serviço para uma dada tarifa.

Observa-se que a regulação por incentivos surge como uma alternativa à tradicional regulação pela taxa de retorno ou regulação pelo custo do serviço. Entretanto, como observam Jamasb e Pollitt (2001), o recente interesse pela regulação por incentivos não se deve a contribuições da teoria econômica, mas à insatisfação com o desempenho da regulação pela taxa de retorno ou custo do serviço.

A maioria dos mecanismos de regulação por incentivo usam uma combinação dos diferentes modelos apresentados. Diferentes variedades de regulação por incentivos podem ser usadas simultaneamente. Entretanto, uma característica comum dos modelos de regulação por incentivos de acordo com Jamasb e Pollitt (2001) é o uso de alguma forma de referência (“benchmarking”) da empresa concessionária. Dentro deste contexto os autores conceituam benchmarking como a comparação de uma dada medida de desempenho real com um desempenho de referência.

3.4.2.1 Regulação por referência (benchmarking)

O principal objetivo do método de regulação por incentivo é a promoção da melhoria da eficiência, recompensando o bom desempenho com relação a alguma referência (benchmark) predefinida. Duas importantes considerações surgem: a escolha das referências apropriadas (benchmarks) e os métodos de mensuração do desempenho.

3.4.2.1.1 Métodos e técnicas de referência (benchmarking)

Há uma grande variedade de métodos e técnicas de referência usadas na regulação por incentivos. O desempenho efetivo pode ser comparado com referências relacionadas - endógenas - ou não - exógenas - ao desempenho ou comportamento das firmas individuais. Jamasb e Pollitt usam uma classificação diferente: as referências podem ser construídas com base na “melhor prática” (referências de fronteira) ou com base em alguma medida de referência representativa de desempenho - referências médias. (JAMASB; POLLITT, 2001, p.108).

Segundo esses autores os métodos de fronteira identificam ou estimam a fronteira de desempenho eficiente da melhor prática em um setor ou de uma amostra de firmas de um setor. A fronteira eficiente é a referência contra a qual o desempenho relativo das empresas é medido. Os principais métodos de fronteira de referência são o DEA (Data Envelopment Analysis), o COLS (Corrected Ordinary Least Square) e o SFA (Stochastic Frontier Analysis). O DEA é um método baseado em programação linear enquanto que o COLS e o SFA são métodos estatísticos.

No método DEA a eficiência das empresas é calculada em vez de estimada. O DEA identifica a fronteira da melhor prática das empresas do setor e mede índices de eficiência relativa das empresas menos eficientes com relação à fronteira. Todos os desvios da fronteira eficiente são considerados como ineficiências. Os dados necessários resumem-se a uma lista de dados de entrada (inputs) e saída (outputs) representativos.

Nos métodos COLS e SFA os índices de eficiência são estimados em vez de calculados. Ambas as técnicas requerem a especificação da função de produção ou da função de custo. No método COLS como no método DEA assume-se que todos os desvios da

fronteira eficiente são devidos à ineficiência. Por outro lado, o método SFA assume a possibilidade de erros estocásticos na medida das ineficiências.

Diferentemente dos métodos de fronteira, a referência (benchmark) na regulação por incentivos pode ser feita em relação a alguma medida de desempenho intermediário ou médio. Um método utilizado é o OLS (Ordinary Least Square), bastante semelhante ao método COLS. O método OLS estima uma função de produção ou de custo médio para uma amostra de empresas. O desempenho real das empresas pode então ser comparado com o desempenho estimado usando seus dados de entrada, saída e variáveis ambientais na função estimada.

3.4.2.1.2 Tendências na regulação por benchmarking

Com base em pesquisa internacional sobre o uso do benchmarking na regulação por incentivo das concessionárias de distribuição e transmissão de eletricidade em países da comunidade europeia e mais alguns outros países selecionados, Jamasb e Pollitt concluíram que: (1) os reguladores em vários países vêm adotando alguma forma de benchmarking e que naqueles em que ainda não é adotada planeja-se ou considera-se o uso de benchmarking na regulação; (2) o benchmarking é quase que invariavelmente realizado por um regulador independente; (3) há uma grande variedade de métodos de benchmarking adotado pelos reguladores. (JAMASB; POLLITT, 2001, p.115).

Já quanto ao processo de benchmarking, a pesquisa de Jamasb e Pollitt reporta que: (1) o intervalo de tempo entre a implementação das reformas e o estabelecimento de novas agências reguladoras e a adoção do benchmarking parece estar decrescendo situando-se quase que invariavelmente entre três a cinco anos e que quase todos os reguladores pesquisados já passaram por pelo menos uma interação no processo de revisão tarifária; (2) benchmarking da qualidade do serviço é na maioria das vezes feito em termos do estabelecimento de padrões mínimos; (3) os países que usam benchmarking na regulação também se apóiam em arranjos do tipo “price cap” e receita máxima (revenue cap) como incentivos para a otimização dos investimentos (4) praticamente todos os reguladores requerem que as concessionárias submetam informações em formato padrão. (JAMASB; POLLITT, 2001, p.122).

O uso dos resultados do benchmarking na determinação do fator X e no estabelecimento de preços parece ser menos difundido. Jamasb e Pollitt reconhecem a

pluralidade de métodos de benchmarking utilizados para a determinação do fator de produtividade e admitem a fragilidade de seu uso para a determinação do fator X:

[...] The choice of method may be influenced by the number of utilities. Efficiency scores can be sensitive to model specification and choice of the input and output variables and sample size. This raises questions as to the robustness of calculated X factors based on unstable ratings. [...] (JAMASB; POLLITT; 2001, p.128)

Entretanto recomendam o uso de benchmarking relacionado aos custos para calcular os fatores X nos períodos iniciais do processo de reforma do setor indicando que o benchmarking deve ser idealmente visto como um regime transitório até que a teoricamente ideal concorrência (yardstick competition) possa ser implementada no setor ou até que padrões internacionais das melhores práticas surjam.

Ao analisar as perspectivas da introdução da regulação por benchmarking no setor de distribuição de eletricidade no Brasil aplicando a metodologia DEA a uma amostra selecionada de 24 concessionárias, Resende demonstra a existência de empresas operando substancialmente abaixo da fronteira eficiente e sugere a possibilidade da determinação do fator X na regulação por “price cap” usando como referência os índices de eficiência da metodologia DEA. (RESENDE, 2002).

A seguir serão apresentadas as principais características do modelo de regulação adotado pela ANEEL que alia a regulação por incentivos (price cap) com destacadas características de benchmarking para a determinação dos custos operacionais, da estrutura de capital, da base de remuneração e do fator X das empresas reguladas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

CAPÍTULO 4 - A REGULAÇÃO NO BRASIL - O MODELO ADOTADO PELA ANEEL - A EMPRESA DE REFERÊNCIA

4.1. Introdução

O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu o denominado regime de preços máximos (“price cap regulation” - PCR). Neste regime a tarifa (ou preço Máximo) é inicialmente fixada no momento da assinatura do contrato de concessão e permanece constante - em termos reais - com base no indexador estabelecido em contrato (IGPM) por um período de tempo previamente determinado, no caso quatro anos.

O principal objetivo do modelo de PCR é simular um ambiente competitivo, ou seja, busca impor sobre as empresas reguladas um lucro econômico de longo prazo igual a zero. Para tanto o modelo trabalha com dois conceitos-chave: o fator de produtividade (denominado fator X) e a empresa de referência (ER) com a utilização de uma abordagem projetiva (“forward looking approach”) na previsão de ganhos de produtividade.

O fator X refere-se a um redutor aplicado sobre o indexador (IGPM) de modo a refletir os ganhos de produtividade de uma indústria de rede caracterizada por suas economias de escala. Desde o início da privatização do setor de distribuição de energia elétrica, o valor do fator X foi fixado como sendo igual a zero. A partir de 2003 por ocasião do início das revisões tarifárias periódicas empreendidas pela ANEEL, foram estabelecidos fatores Xs para cada empresa regulada, com valores diferentes de zero. O fator X, aplicado como um redutor do IGPM, implica que as tarifas poderão ser corrigidas abaixo (eventualmente acima) daquele indexador, caracterizando um repasse dos ganhos (eventualmente perdas) de produtividade da empresa regulada para o consumidor final.

Um dos aspectos mais relevantes do processo regulatório, na relação entre o agente regulador e as empresas reguladas, é a chamada “assimetria de informação” entendida como a dependência do regulador de informações prestadas pelo regulado, na medida em que a concessionária tem um maior conhecimento das condições operacionais do serviço prestado.

A fim de superar esse dilema, a ANEEL propõe o uso de modelo denominado “empresa de referência” (ER). A ER é definida como uma empresa responsável pelo fornecimento do serviço adaptado às condições econômicas da área geográfica da

concessionária sob análise, desenhada pela própria agência reguladora com base em suas projeções de uma operação eficiente, ou seja, o enfoque da ER busca desenhar uma empresa modelo com a qual a concessionária efetiva competiria tendo o incentivo de operar abaixo dos custos reconhecidos na própria ER. Desse modo a ER se constituiria em um exemplo de ação regulatória que seria independente das informações prestadas pela empresa regulada.

Neste capítulo apresentam-se as características gerais do modelo de regulação utilizado pela ANEEL destacando-se as suas particularidades específicas de benchmarking. Observa-se que o modelo de regulação econômica adotado no Brasil tem características específicas de benchmarking, tais como o benchmarking corporativo na determinação do custo e da estrutura de capital, o benchmarking de investimento na avaliação da base de remuneração regulatória, o uso do modelo de empresa de referência (ER) como forma de benchmarking dos custos operacionais eficientes e o benchmarking de ganhos de eficiência na determinação do fator X. O capítulo dará especial ênfase ao papel do benchmarking, o uso da ER na determinação dos custos operacionais eficientes para a determinação das tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

4.2. O marco regulatório no Brasil - O modelo adotado pela ANEEL

A característica fundamental do marco regulatório administrado pela ANEEL é a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica. O instrumento principal para alcançar este objetivo é a atualização tarifária. Os contratos de concessão contemplam os seguintes instrumentos de atualização tarifária: (i) Reajuste anual; (ii) Revisão extraordinária; (iii) Revisão periódica. (ANEEL NT 041; 2003, p.4)

4.2.1. O reajuste tarifário anual

No início do primeiro período tarifário, cada concessionária tem estabelecida em seu contrato a estrutura tarifária com seus valores iniciais, que, aplicados ao respectivo mercado, determinam a sua receita anual (RA) do primeiro ano do período tarifário.

Esta receita anual inicial é dividida em duas parcelas. A primeira - denominada parcela A (VPA) - corresponde aos “custos não-gerenciáveis” pela concessionária, cujos valores independem de suas decisões, como por exemplo, o custo da energia elétrica adquirida, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A segunda parcela - denominada parcela B (VPB) - compreende o valor remanescente da receita anual e corresponde aos custos que dependem essencialmente das decisões da concessionária e, portanto, denominados “custos gerenciáveis”.

$$\text{Assim: } VPB = RA - VPA$$

O contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente as variações anuais de custos observadas na parcela A. Já a parcela B - calculada por resíduo - é reajustada anualmente pelo IGPM, com vistas a sua atualização monetária, e o referido índice de preços é ajustado por um Fator X, determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica. (ANEEL NT 041, 2003 p.10).

Desse modo, os reajustes anuais são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Índice de Reajuste Tarifário (IRT\%)} = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IGPM - X)}{RA_0}$$

Em que:

RA_0 = receita anual da concessionária para o ano imediatamente anterior

VPA_1 = valor da parcela A para o ano seguinte

VPB_0 = valor da parcela B para o ano imediatamente anterior

IGPM - Índice de Preços de Mercado produzido pela Fundação Getúlio Vargas.

X = fator X = fator de ganhos de produtividade determinado nas revisões tarifárias periódicas.

No primeiro período tarifário (1998-2003) o fator X foi considerado igual a zero. Esta situação é ilustrada no Gráfico 4.1, em que T_1 corresponde à tarifa do primeiro período tarifário e T_2 à tarifa do segundo período.

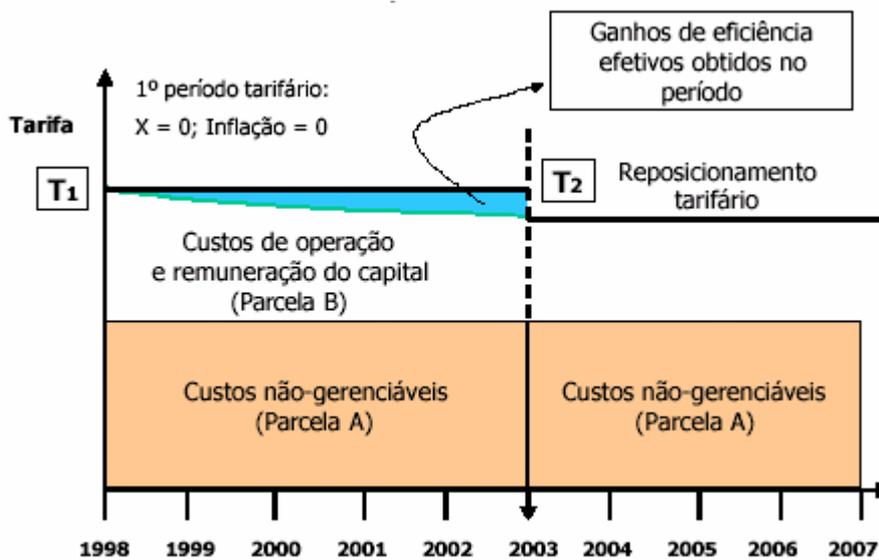


Gráfico 4.1 - Revisão tarifária anual

Fonte: ANEEL NT 041 (2003, p.11)

4.2.2. Revisão tarifária periódica

Ao final do primeiro período tarifário, em 2003, procede-se à primeira revisão tarifária periódica da concessionária.

Ainda de acordo com a nota técnica ANEEL NT 041 (2003 p.10), o processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira, denominada reposicionamento tarifário (RT), são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes - para um dado nível de qualidade do serviço - e com uma remuneração sobre investimentos realizados. A segunda etapa consiste no cálculo do fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário (2004-2007). O processo de revisão tarifária é ilustrado no fluxograma da Figura 4.1

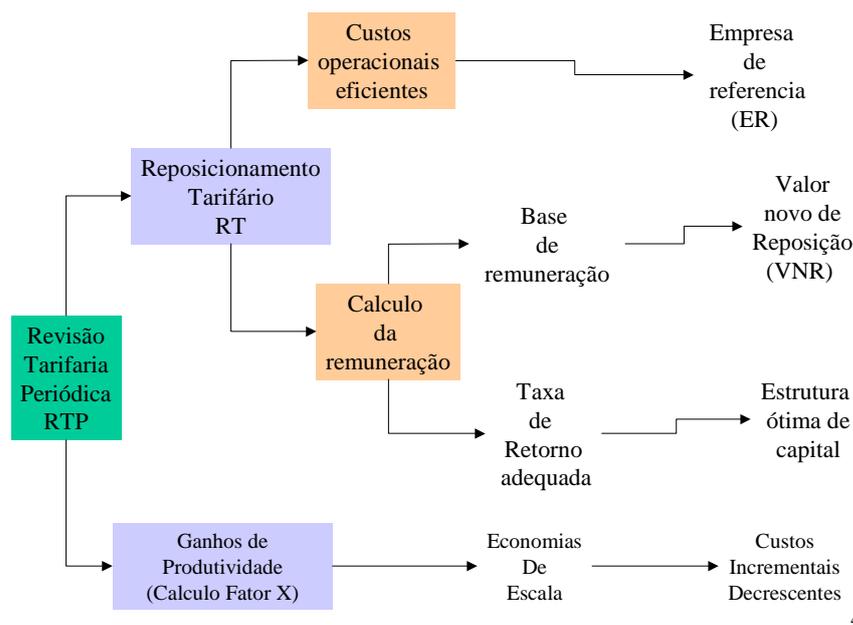


Figura 4.1 - O processo de revisão tarifária periódica

O reposicionamento tarifário implica o estabelecimento dos níveis operacionais eficientes - determinação dos custos operacionais eficientes - e a remuneração do capital. Por seu turno o cálculo dessa remuneração requer a definição do valor do investimento a ser remunerado (base de remuneração) e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. (Figura 4.1).

O cálculo do fator X implica a projeção dos ganhos de produtividade causados pelas economias de escala dos serviços de distribuição de energia elétrica que resultam em custos incrementais decrescentes para aumento nas vendas (tanto pelo crescimento vertical como horizontal). O fator X assim calculado é usado como redutor do IGPM aplicado sobre o valor da parcela B (VPB) de modo a garantir o repasse dos ganhos de produtividade aos consumidores. O Gráfico 4.2. ilustra esta situação

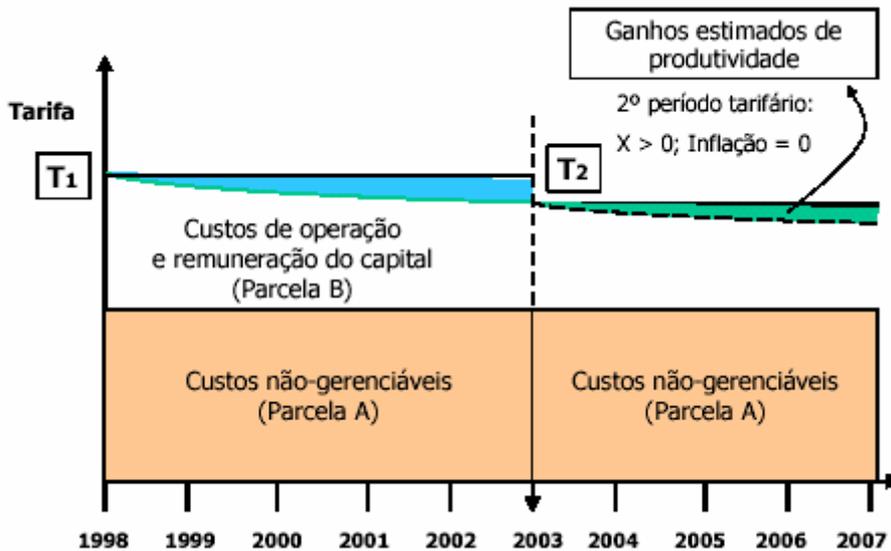


Gráfico 4.2 - Fator X

Fonte: ANEEL NT 041 (2003. p.13)

O reposicionamento tarifário resulta da comparação entre a Receita Requerida (em reais) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período.

$$\text{Reposicionamento Tarifário (RT\%)} = \frac{\text{Receita Requerida (RR)}}{\text{Receita Verificada (RV)}}$$

Como observado, a receita da concessionária é dada pela soma das parcelas A e B, ou seja:

$$RR = VPA + VPB$$

4.2.2.1. Valor da parcela A

A parcela A é composta dos custos “não-gerenciáveis” da concessionária - custos cujos valores e variações independem da Administração da concessionária. Os custos “não-gerenciáveis” incluem a compra de energia elétrica e os encargos incidentes sobre as tarifas (encargos tarifários), ou seja:

$$\begin{aligned} \text{VALOR DA PARCELA A} &= \\ &= \text{Custos não gerenciáveis} = \\ &= \text{Compra de EE} + \text{Encargos Tarifários} \end{aligned}$$

4.2.2.1.1. Compra de energia elétrica

A fim de atender o seu mercado, a concessionária adquire energia elétrica de várias empresas de geração sob diferentes condições, por meio de contratos iniciais e contratos bilaterais e no caso da energia produzida pela Itaipu Binacional, mediante quotas definidas na legislação. Caso ocorra, algumas concessionárias complementam suas necessidades por meio de aquisições em leilões de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Para os contratos iniciais, a quantidade de energia e o valor da tarifa de aquisição são homologados pela ANEEL.

A Lei 5.899 de 5 de julho de 1973 obriga as concessionárias distribuidoras localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste a adquirirem quotas da energia elétrica destinadas ao Brasil proveniente da Itaipu-Binacional, cujo valor é estabelecido em US\$ convertidos em R\$ pelo câmbio oficial na data do pagamento.

As concessionárias de distribuição são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica por meio de aquisições em leilões de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

4.2.2.1.2. Encargos tarifários

Os encargos tarifários incluem os seguintes componentes:

- Conta de consumo de Combustíveis (CCC)
- Reserva Global de Reversão (RGR)
- Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
- Operador Nacional do Sistema (ONS)
- Contribuição financeira pela utilização dos Recursos Hídricos (CFURH)
- Uso das Instalações da rede básica (RB)
- Uso das instalações de conexão (IC)
- Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional (TI)
- Conta de desenvolvimento energético (CDE)

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)⁸ refere-se ao rateio do consumo de combustíveis fósseis (óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão) para a geração de energia termoeleétrica. A geração termoeleétrica complementa a geração de energia hidroelétrica bem como se faz necessária nas regiões fora do atendimento pelo sistema interligado. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL. A quota anual da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora desses recursos.

A reserva Global de Reversão (RGR)⁹ refere-se à parcela anual estabelecida pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para a 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 desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. É paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora desses recursos.

A taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)¹⁰ refere-se à parcela anual cujo valor é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de cobrir seus custos operacionais. Trata-se de parte da receita da agência e é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

A compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos (CFURH)¹¹ é calculada com base na geração efetiva das usinas hidroelétricas de acordo com a seguinte expressão $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, na qual TAR representa a Tarifa Atualizada de Referência em R\$/MWh estabelecida pela ANEEL, GH em MWh a geração mensal da usina hidroelétrica.

As instalações da rede básica (RB) são disponibilizadas pelas Transmissoras para o ONS mediante contrato de prestação de serviços de transmissão. As concessionárias de distribuição acessam a rede básica mediante contrato de uso do sistema de transmissão que celebram com o ONS, enquanto as instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias dessas instalações mediante contrato de conexão ao sistema

⁸ Criada pelo Decreto nº 73.102 de 7 de novembro de 1973.

⁹ Criada pelo Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957.

¹⁰ Instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996.

¹¹ Criada pela Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989.

de transmissão¹². O uso das instalações da rede básica de transmissão de energia elétrica (RB) refere-se aos valores pagos pelas distribuidoras às transmissoras conforme contrato de uso dos sistemas de Transmissão (CUST) celebrado com o ONS pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado.

Compete ao ONS coordenar e controlar a operação dos sistemas interligados, administrando e coordenando a prestação de serviços de transmissão de energia elétrica pelas transmissoras aos acessantes da rede básica. Desse modo, além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica (RB), as distribuidoras pagam mensalmente valores referentes aos serviços prestados pelo ONS.

O uso das instalações de Conexão (IC) corresponde aos encargos de uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão.

Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu corresponde aos custos do transporte da quota de energia elétrica adquirida pela concessionária daquela geradora. As distribuidoras também pagam pelos encargos do uso da rede básica atribuídos à Itaipu Binacional.

A conta de desenvolvimento energético (CDE)¹³ corresponde à parcela com a finalidade de prover recursos destinados ao desenvolvimento energético, à melhoria da competitividade de fontes alternativas de energia nas áreas fora do sistema interligado e à promoção da universalização dos serviços de energia elétrica. O valor anual da CDE é fixado pela ANEEL e pago mensalmente pelas distribuidoras à ELETROBRÁS, gestora dos recursos.

Em resumo, portanto, o valor da parcela A (VPA) é dado pela soma dos valores da compra de energia elétrica com os encargos tarifários, parcelas de custos consideradas “não-gerenciáveis” pelas concessionárias.

¹² Forma de operação estabelecida pela Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, pela Lei nº 9.648/1998 e respectivos decretos regulamentadores.

¹³ Criada pela Lei nº 10.438/2002.

4.2.2.2. Valor da parcela B

Por seu turno, o valor da parcela B é composto da soma dos Custos Operacionais Eficientes, com a Remuneração do Capital, a Depreciação (Quota de Reintegração) e Tributos, ou seja:

$$\begin{aligned} \text{VALOR DA PARCELA B} = & \\ & \text{Custos gerenciáveis} = \\ & \text{Custos Operacionais Eficientes} + \\ & \quad + \text{Remuneração Capital} \\ & + \text{Quota de Reintegração (Depreciação)} \\ & \quad + \text{Tributos} \end{aligned}$$

Para o cálculo dos Custos Operacionais Eficientes a ANEEL utiliza parâmetros externos de eficiência, construindo para cada concessionária uma “Empresa de Referência” (ER). De acordo com a ANEEL, essa abordagem permite que se estabeleça uma referência de mercado para os custos operacionais que seja aderente às condições reais da área geográfica da concessão, ou seja, ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade (ANEEL NT 041, 2003 p.19).

4.2.2.2.1. A remuneração do capital

A remuneração sobre o capital investido resulta da aplicação da taxa de retorno sobre o investimento a ser remunerado ou base de remuneração.

$$\text{Remuneração do Capital} = \frac{\text{Taxa de retorno}}{(\text{Estrutura de Capital})} \times \text{Base de remuneração} \quad (\text{Ativos Permanentes})$$

A taxa de retorno é dada pelo Custo Ponderado Médio de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC) incluindo o efeito dos impostos de acordo com a seguinte expressão:

$$WAAC = r_{\text{capm}} [E / (D+E)] + r_d [D / (D+E)](1-T) \quad (1)$$

Onde:

r_{capm} = custo capital próprio

r_d = custo de capital terceiros

E = equity = capital próprio

D = debt = capital terceiros

T = I.R. + CSLL

4.2.2.2.1.1. Custo do capital próprio (r_{CAPM})

Para o cálculo do custo do capital próprio utiliza-se o método do Capital Asset Pricing Model (CAPM)¹⁴ dado pela seguinte expressão:

$$r_{\text{CAPM}} = r_f + \beta d (r_m - r_f) + r_r \quad (2)$$

Em que:

r_f = **taxa livre de risco (risk free)** que corresponde ao rendimento das letras do governo do EUA com vencimento de dez anos e prazo médio de recebimento (duration) de oito anos. De acordo com a NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.23, item 79, $r_f = 6,01\%$.

r_m = **risco de mercado** dado pelo retorno médio da série histórica dos retornos diários do índice S&P 500, índice da Standard & Poors composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York.

$r_m - r_f$ = **prêmio de risco de mercado = 7,76% de acordo com** a NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.23, item 80.

βd = **beta desalavancado** = média aritmética dos betas desalavancados de uma amostra de 15 empresas selecionadas de distribuição de energia elétrica dos EUA. Os betas desalavancados são obtidos a partir dos betas das empresas considerando sua estrutura real de

¹⁴ Ver GITMAN (2002, p.220 e seguintes) e GROPELLI; NIKBAKHT (1998, p.83 e seguintes).

capital utilizando o grau de alavancagem específico de cada uma delas e a alíquota de 34% do imposto de renda dos EUA (beta do risco do negócio). A média aritmética dos betas desalavancados é “nacionalizada” pela aplicação da estrutura de capital de referência (50% capital próprio + 50% capital de terceiros) e uma alíquota de 34% (IR = 25% + CSSLL = 9%). (beta realavancado).

Dado que o risco total $\beta_d(rm-rf)$ equivale ao risco do negócio (r_N) somado ao risco financeiro da empresa (r_F) e sabendo-se que:

O risco do negócio é dado por $r_N = \beta_U (rm - rf)$, β_U sendo o β desalavancado para a amostra das 15 concessionárias norte-americanas e que o risco financeiro é dado por $r_F = [D(1-T)/P] \beta_U (rm-rf)$, podemos escrever:

$$\beta_d(rm-rf) = r_N + r_F$$

$$\beta_d(rm-rf) = \beta_U (rm-rf) + [D(1-T)/P] \beta_U (rm-rf)$$

$$\text{donde } \beta_d = \beta_U + [D(1-T)/P] \beta_U$$

Considerando-se que de acordo com a NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.23, item 83, a estrutura de capital de referência é dada por D (capital de terceiros) = P (capital próprio) = 50% e $T =$ tributos (IR + CSLL) = 34%,

$$\beta_d = \beta_U + 0,66 \beta_U = 1,66\beta_U \quad (3)$$

Assim, dado que o β_U utilizado na nota técnica 041/2003 (item 82 - p. 23) é 0,159, podemos calcular β_d em (3) como sendo igual a 0,2639.

Dado que os valores até aqui calculados são referenciados ao mercado internacional, o cálculo do custo do capital próprio incorpora o termo rr que considera o risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil. Por sua vez, o risco de distribuição de energia elétrica no Brasil (rr) incorpora os prêmios de risco-país (r_B) + o prêmio de risco cambial (r_X) + prêmio de risco regulatório r_R , ou seja :

$$rr = r_B + r_X + r_R \quad (4)$$

Assim como de acordo com a NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.26, item 90,

$$r_B = 4,08\%$$

$$r_X = 2,00\% \text{ e}$$

$$r_R = 3,33\%$$

$$\text{De (4), } r_r = 9,41\%$$

Portanto, substituindo-se em (2) os valores apurados, o custo do capital próprio nominal em dólares (r_{CAPM}) é de 17,47% (NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.25, item 90) que deflacionado pela taxa média anual da inflação da economia norte-americana de 2,4% (para o período de fevereiro/95 a junho/2002), fornece o custo de capital próprio efetivo de 14,72% (NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.26, item 91).

4.2.2.2.1.2. *Custo de capital de terceiros (rd)*

O custo de capital de terceiros, da mesma maneira que no cálculo do custo do capital próprio, incorpora à taxa livre de risco os prêmios de risco incorridos na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil. Assim:

$$r_d = r_f + r_B + r_X + r_C \quad (5)$$

Em que:

r_d = custo de capital de terceiros

r_f = taxa livre de risco = 6,01%

r_B = prêmio pelo risco da atividade de distribuição no Brasil = 4,08%

r_X = prêmio de risco cambial = 2,00%

r_C = prêmio pelo risco de crédito

A taxa livre de risco, o prêmio pelo risco Brasil e o prêmio de risco cambial seguem os preceitos descritos no item anterior - custo de capital próprio. Para o risco de crédito de uma

distribuidora de energia elétrica no Brasil, a ANEEL adota a média dos prêmios de risco de crédito de empresas dos EUA com risco de BA1 - de acordo com a classificação Moody's - que tenham emitido títulos de longo prazo desde 1994 e que tenham liquidez. De acordo com o item 94 (NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.26) o valor de $rC = 3,67\%$.

Desse modo, substituindo os valores em (5), $rd = 15,76\%$

Finalmente, da mesma maneira como se procedeu na determinação do custo de capital próprio, obtém-se o custo efetivo de capital de terceiros de $13,05\%$, deflacionando o custo de capital de terceiros (rd) obtido pela expressão (5) pelo índice de inflação média anual da economia norte-americana de $2,40\%$ (no período de fevereiro/99 a junho/02).

4.2.2.2.1.3. *Estrutura de capital*

Com base em dados amostrais da estrutura de capital de empresas de distribuição de energia elétrica em países selecionados que adotam o regime de regulação por preços máximos (combinando 2 grupos: Grupo 1: Argentina e Chile; Grupo 2: Austrália e Grã-Bretanha), a ANEEL obteve uma faixa de $33,25\%$ a $57,59\%$ para a relação dívida/ativos totais. (D/V).

A mesma metodologia aplicada às empresas brasileiras indicou uma faixa de $51,22\%$ a $70,11\%$. Portanto, a intersecção dessa faixa com a referência internacional anterior indica um intervalo de $51,22\%$ a $57,99\%$ para a relação D/V. Dado que no Brasil a legislação fiscal oferece menos incentivos para os juros sobre a dívida e o capital próprio, a ANEEL ajusta o intervalo para uma faixa de 50% a 55% para a relação D/V, optando por uma estrutura de capital - meta de 50% para a participação de dívida no capital total das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica. (NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.28- item 102).

4.2.2.2.1.4. *Custo médio ponderado de capital - weighted average cost of capital (WACC)*

Portanto, com base nos valores obtidos para o custo de capital próprio e para o custo de capital de terceiros, utilizando a estrutura de capital - meta $D/E = 50\%$ na expressão (6):

$$WACC = r_{CAPM}[E/(D+E)] + r_D[D/(D+E)](1-T) \quad (6)$$

O custo médio ponderado de capital, a taxa de retorno para os investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil, é de 11,26%. ¹⁵(NT 041/2003 - SRE/ANEEL p.28 - 29 item 103).

4.2.2.2.2. Base de remuneração

Para o montante de investimento a ser remunerado - base de remuneração - considera-se o valor dos ativos necessários à prestação do serviço de distribuição de acordo com a Resolução ANEEL nº 493 de 3 de setembro de 2002.

[...] 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 de índices de aproveitamento definidos na referida Resolução [...] (NT 041 ANEEL, 2003 p.29).

Para a base de remuneração - montante de investimento a ser remunerado - a ANEEL adota o Valor Novo de Reposição (VNR) de uma rede “adaptada” para o serviço de distribuição a ser prestado pela concessionária, como valor máximo da base de remuneração não depreciada. O VNR corresponde ao valor de mercado de reposição de cada um dos componentes da “rede adaptada” por um equipamento idêntico, incluindo os custos das obras necessárias para realizar essa reposição. Pelo VNR determina-se o valor de um ativo a partir de sua reposição por outro que permite cumprir com as mesmas funções e a mesma qualidade de serviço, embora não necessariamente de idênticas características. (ANEEL NT 041/2003, p.30)

De acordo com a NT 148 ANEEL (2002, p.15 e seguintes), a base de remuneração é integrada pelos seguintes ativos:

¹⁵ Na verdade, o valor obtido seria $0,1472 \times 0,50 + 0,1305 \times 0,50 \times (1-0,34) = 0,1167$ ou 11,67%.

- 1 Ativos de distribuição: ativos tangíveis e intangíveis diretamente vinculados à atividade de distribuição de energia elétrica. São ativos tangíveis: terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias; máquinas e equipamentos; veículos; móveis e utensílios; e depreciação.
- 2 Ativos de geração: não compõem a base de remuneração. Exceção feita aos ativos relacionados à geração própria e incluídos nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica que serão considerados na composição da base de remuneração.
- 3 Ativos de transmissão: não compõem a base de remuneração.
- 4 Ativos de administração: determina-se um índice de aproveitamento do total desses ativos que expresse sua efetiva utilização nas atividades de distribuição, dado que em muitas concessionárias atendem simultaneamente as atividades de GTD e alguns desses ativos apresentam características não operacionais e não são estritamente necessários para a realização das atividades principais (atividades-fim).
- 5 Ativos de comercialização: ativos vinculados à atividade de compra e venda de energia elétrica e atendimento ao consumidor. Consideram-se apenas os ativos destinados ao atendimento de consumidores cativos, excluindo-se aqueles destinados ao atendimento de consumidores livres.
- 6 Ativos não vinculados: correspondem aos ativos relacionados a toda e qualquer atividade realizada pela concessionária não vinculada diretamente ao objeto da concessão. Portanto, não entram na formação da base de remuneração.

Determinada a formação da base de remuneração faz-se necessária a definição dos critérios de sua movimentação e atualização entre os períodos de revisões tarifárias. Os eventos que alteram a base de remuneração são: a depreciação, a adição de novos ativos ou a reavaliação de ativos existentes, a atualização dos valores dos ativos estabelecidos inicialmente e as baixas de ativos. Os critérios de depreciação e de adição de ativos seguem a metodologia definida no “Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica”. As baixas e transferências de ativos são efetuadas de acordo com o valor atribuído à base de remuneração de modo a garantir a manutenção do ajuste efetuado na base de remuneração. (NT nº 148; ANEEL, 2003, p.17). A atualização dos valores que compõem a base de

remuneração é feita com base em índices para cada grupo de bens. (NT n° 148; ANEEL, 2003, p. 17).

Para a determinação da base de remuneração propõe o procedimento apresentado na Figura 4.2.(NT. N°148/2002 ANEEL, p. 17 e seguintes)¹⁶.

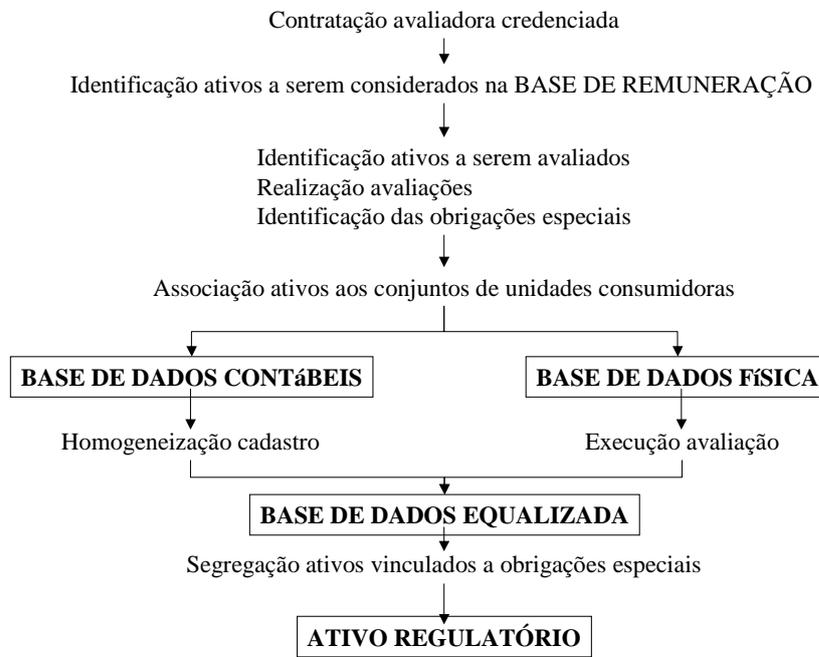


Figura 4.2 - Passos básicos da avaliação patrimonial para fins de constituição da base de remuneração de ativos.

Fonte: NT. N° 148/2002 ANEEL, p. 19

4.2.2.2.3. Remuneração bruta de capital próprio e de terceiros

Obtido o custo de capital próprio efetivo (rCAPM), a remuneração líquida do capital próprio (RLCP) é dada pela expressão:

$$RLCP = \alpha BA rCAPM \quad (7)$$

¹⁶ Observa-se que à época das revisões tarifárias periódicas a ANEEL não dispunha do valor da base de remuneração das concessionárias como estipulado pela Resolução ANEEL 493/02 e, para efeito das notas técnicas correspondentes, adotou como referência em caráter provisório uma porcentagem do custo corrente, obtido a partir do custo histórico (contábil) atualizado pelo IGPM estimado até a data da revisão.

Em que:

α = participação do capital próprio no capital a ser remunerado = $E/(E+D)$

BA = base de remuneração

Conseqüentemente a remuneração bruta do capital próprio (RBCP) é dada pela expressão:

$$RBCP = RLCP/(1-T) \quad (8)$$

Em que T corresponde aos encargos tributários de 34 % (IR = 25% + CSLL = 9%)

A remuneração bruta do capital de terceiros (RBCT) é dada pela expressão:

$$RBCT = (1-\alpha) BA rd \quad (9)$$

O valor da remuneração total, portanto, será dado por $RBCP + RBCT$

4.2.2.2.4. *Quota de reintegração (depreciação)*

A quota de reintegração regulatória é formada pelas quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço ao longo da vida útil dos bens considerados. Considera-se um porcentual - taxa média de depreciação e amortização - sobre o valor do ativo imobilizado em serviço menos o valor dos Terrenos atualizados pelo IGPM até a data da revisão tarifária periódica.

4.2.2.2.5. *Tributos*

Os tributos componentes da Receita Requerida correspondem às parcelas do PIS/PASEP/COFINS e de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento)¹⁷.

¹⁷ Previsto pela Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000.

4.2.2.3. Total da receita requerida

A Receita Requerida - portanto - é formada pela soma das parcelas A e B na qual a parcela A é formada pela compra de energia e pelos encargos tarifários e a parcela B é composta pelos custos gerenciáveis, remuneração do capital, quota de reintegração (depreciação) e os tributos.

4.2.2.4. Receita verificada

O valor da receita de fornecimento verificada resulta da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda considerado para o ano-teste, de acordo com a previsão da concessionária.

4.2.2.5. Outras receitas

As receitas de atividades extraconcessão correspondem às receitas de operações realizadas pela distribuidora não relacionadas diretamente ao objeto da concessão, ou seja, não relacionadas com as atividades de GTD.

4.2.2.6. Cálculo do reposicionamento tarifário

O reposicionamento tarifário resulta da comparação entre a Receita Requerida (RR) para o ano-teste e a Receita Verificada (RV) da distribuidora no mesmo período. A RV corresponde à receita que seria obtida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica aplicadas ao mercado no ano-teste. Para efeito do cálculo são deduzidas da RR as receitas extraconcessão, a receita de suprimento de energia elétrica para outras concessionárias e outras receitas (NT 041, ANEEL, 2003, p.18). Ou seja:

$$\text{Reposicionamento tarifário (\%)} = \text{RR/RV}$$

Em que a RR = Receita requerida total - receita extraconcessão - receita de suprimento - outras receitas.

4.3. A empresa de referência

Como foi observado, a parcela B da receita requerida é composta pela Remuneração do Capital, pela Quota de Reintegração (Depreciação), pelos Tributos e pelos denominados Custos Operacionais Eficientes da concessionária. Para a determinação dos Custos Operacionais Eficientes, a ANEEL faz uso da chamada “Empresa de Referência” (ER).

Um dos fenômenos mais importantes do processo regulatório, presente na interação entre o regulador e as empresas reguladas, é a denominada “assimetria de informação”, que se refere ao fato de a empresa concessionária conhecer todas as informações (custos e receitas) operacionais do serviço prestado. Por seu lado, o regulador fica na dependência do regulado, tendo acesso limitado e fragmentado àquelas informações, em geral fornecidas pela própria empresa regulada.

A fim de superar o dilema da “assimetria de informação”, a ANEEL - entre os diferentes enfoques metodológicos utilizados para determinar o nível de custos operacionais eficientes associados à empresa regulada - propõe a utilização do modelo denominado “Empresa de Referência” (ER).

[...] 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 consumidores, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária poderá atingir os níveis de qualidade de serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.[...] (Anexo 1, Nota técnica nº 041/2003/SER/ANEEL, p.3).

A ER define-se como uma companhia responsável pelo fornecimento do serviço na área geográfica do caso específico sob análise, que presta serviço em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade. (Anexo 1, Nota técnica nº 041/2003/SER/ANEEL, p.3). Busca simular as condições com que se depararia uma empresa entrante no mercado no qual opera a empresa real responsável pelo serviço, ou seja, o enfoque da ER busca desenhar uma empresa modelo com a qual a empresa real compete tendo como incentivo conseguir que seus valores de custos não excedam os reconhecidos na

ER. Muitas vezes a empresa de referência é denominada empresa-espelho ou empresa-sombra (“shadow firm”).

O conceito de ER associa-se a três aspectos fundamentais: (i) eficiência de gestão; (ii) coerência no tratamento regulatório dos conceitos de custos operacionais eficientes e de avaliação de ativos; (iii) condições específicas de cada área de concessão.

De acordo com o Anexo 1 da Nota técnica nº 041/2003/SER/ANEEL, p.4 - a ER constitui exemplo de ação regulatória não apoiada em informações fornecidas pela empresa regulada (assimetria de informação) e em auditorias da mesma, mas na definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e ao mesmo tempo constituam referências para orientar a gestão empresarial sem incorrer em ingerências indevidas na empresa regulada. Pelo exposto, conclui-se que o uso da metodologia da ER trata-se de uma aplicação do processo de benchmarking no contexto do processo de regulação como apresentado nos capítulos anteriores.

Segundo a ANEEL, trata-se de uma abordagem “não invasiva”, na medida em que não questiona a forma como a concessionária está gerenciando seus custos operacionais. Antes, trata-se de desenhar uma referência (benchmark) 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 ultrapassá-la.

Desse modo, para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A) que devem ser realizados pela ER, deve-se analisar sua estrutura ótima, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração “a valores de mercado” dos mesmos. Saliente-se que a missão da ER é o fornecimento eficiente do serviço de distribuição de energia elétrica.

Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada P&A.

A estrutura organizacional ótima proposta pela ANEEL é representada no organograma da Figura 4.3. que segue:

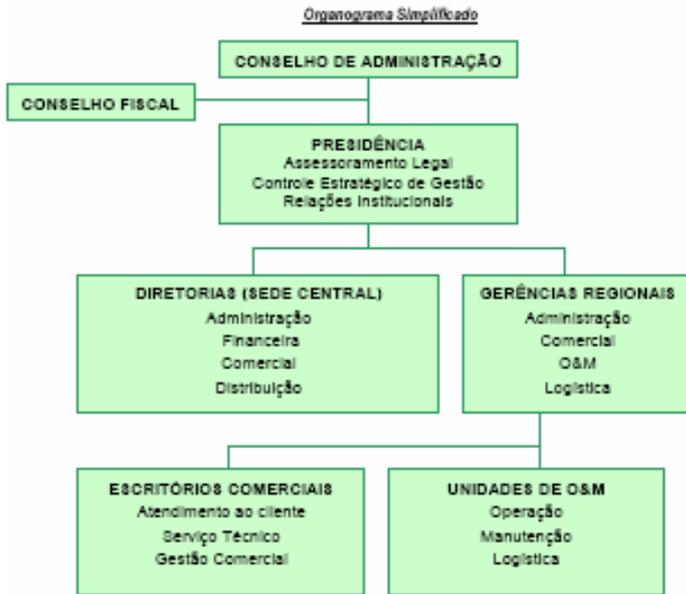


Figura 4.3 - Estrutura organizacional ótima de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Anexo 1- NT Nº 041/2003/SER/ANEEL p.17

4.3.1. Funções básicas da ER

A estrutura da ER apresenta três grandes setores compreendendo a Estrutura Central da empresa, a Estrutura regional e os denominados processos e atividades (P&A) comerciais e os processos e atividades (P&A) de operação e manutenção que consistem em centros de custos como apresentado na Figura 4.4.

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO
	GERÊNCIA DE RH
	GERÊNCIA DE SISTEMAS
	DIRETORIA DE FINANÇAS
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO
	DIRETORIA COMERCIAL
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M
CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)	

Figura 4.4 - Centros de custos da Empresa de Referência

Fonte: Anexo 1- NT Nº 041/2003/SER/ANEEL p.60

A estrutura central inclui os Conselhos de Administração e Fiscal bem como a Presidência da empresa que subordina quatro Diretorias (de Administração, de Finanças, de Distribuição e Comercial). A Diretoria de Administração inclui duas gerências: Gerência de RH e Gerência de Sistemas.

Os Conselhos de Administração e Fiscal, assim como a Presidência, compreendem as atividades de Direção, Estratégia e Controle. A Diretoria de Administração reúne todas as atividades de contabilidade, recursos humanos, logística e sistemas. A Diretoria Financeira compreende todas as atividades de gestão e planejamento financeiros. A Diretoria de Distribuição reúne todas as atividades técnicas relativas a Distribuição: planejamento técnico, Engenharia e Operação (PTEO). Já a Diretoria Comercial compreende todas as atividades de controle e supervisão da Administração comercial, atendimento ao cliente e o ciclo comercial rotineiro.

As gerências regionais supervisionam as atividades comerciais e de distribuição - a nível territorial - exercidas por meio de escritórios comerciais e da estrutura de supervisão de O&M.

Os processos e atividades comerciais (P&A COM) compreendem a leitura de medidores, impressão e envio de faturas e demais documentos e a cobrança de faturas.

Os processos e atividades de O&M das instalações (P&A O&M) incluem a operação das instalações, sua manutenção e o planejamento técnico, engenharia e operação.

4.3.2. O processo de construção da ER - Considerações gerais

Com base na estrutura organizacional definida no organograma básico da ER para cada uma das funções, determinam-se os recursos humanos requeridos para o seu desempenho, as remunerações respectivas e os custos de materiais e serviços associados. Desse modo a ER [...]“terá uma organização que permitirá cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa”.[...] (ANEXO 1, NT No. 041; ANEEL, 2003 P.16).

Portanto, a ER é utilizada como um modelo de comparação (“benchmark”) para cada empresa regulada. A empresa regulada “concorre” com a empresa de referência apropriando-se dos ganhos de produtividade obtidos. A tendência tem sido utilizar o modelo de empresa de

referência juntamente com o método de PCR (Price Cap Regulation), no qual o preço-teto estabelecido é aquele necessário para remunerar de modo adequado os investimentos da empresa de referência para cada concessionária regional.

Com base no organograma da Figura 4.3.e nos centros de custos da Figura 4.4. a construção da ER detalha a estrutura das unidades, funções, postos de trabalho e os custos associados.

4.3.2.1. Os custos da estrutura central da ER

4.3.2.1.1. Direção, Estratégia e Controle

As funções de Direção, Estratégia e Controle incluem os Conselhos de Administração, o Conselho Fiscal e a Presidência e suas unidades diretamente dependentes: Assessoramento Legal, Controle Estratégico de Gestão, Relações Institucionais e a Secretaria. Para cada uma das funções são determinados o número de postos de trabalho e sua respectiva remuneração nominal mensal. As fontes de referência para os salários nominais são as seguintes: (NT 041/2003-SRE/ANEEL, p.8):

Para o pessoal de Direção Superior, pesquisa da divisão Global Human Resources Solutions (GHRS) da PriceWaterhouseCoopers (PWC) realizada em duas áreas (São Paulo, Rio de Janeiro/Minas). Considera-se como valor representativo a média aritmética dos valores médios obtidos que são aplicados a todas as concessões do Brasil. Portanto, a remuneração do pessoal de Direção independe da região do país onde atuam.

Para os cargos de conselheiros de Administração adotou-se 20% da remuneração do presidente e para os conselheiros fiscais 10% daquela remuneração.

Para os demais cargos da hierarquia adota-se como referência a mediana dos valores obtidos por pesquisa realizada em empresas de grande porte pelo Hay Group do Brasil com valores de julho de 2002. Os valores obtidos são ajustados por região de acordo com coeficientes indicados pela própria pesquisa.

Os salários determinados para todos os postos para cada região, em valores de julho de 2002, são ajustados para a data das respectivas revisões pelo IPCA.

Determinados os custos dos recursos humanos, incluindo as contribuições sociais e encargos obrigatórios, são adicionados os seguintes itens de custos:

- Aluguel do Escritório. Caso o escritório pertença à empresa, este custo reflete a amortização mais a manutenção do edifício.
- Comunicações que incluem despesas com telefonia e redes de comunicação em banda larga.
- Informática. Atribui-se um PC a cada funcionário do escritório. Neste item incluem-se as amortizações dos PCs, a compra de softwares para os PCs e sua respectiva manutenção.
- Insumos e Outros Gastos correspondem a 5% do valor das remunerações
- Auditoria Externa corresponde aos custos de intervenções anuais na contabilidade da empresa.
- Marketing corresponde ao montante para comunicação de caráter geral, portanto não inclui os custos de realização de campanhas clássicas de marketing.

4.3.2.1.2. Diretoria de Administração

A diretoria de Administração compreende as atividades de Contabilidade, Recursos Humanos, Sistemas Informatizados, Compras e Licitações, Logística e Secretaria.

Determinados os custos dos recursos humanos, incluindo as contribuições sociais e encargos obrigatórios, são adicionados os seguintes itens de custos para a Diretoria de Administração e as Gerências de Recursos Humanos e Sistemas, utilizando os critérios enunciados anteriormente:

- Aluguel do Escritório
- Comunicações
- Hardware de Sistemas
- Software de Sistemas
- Insumos e Outros Gastos

4.3.2.1.3. Diretoria de Finanças

A diretoria de Finanças inclui as funções tradicionais de planejamento financeiro, orçamento, gestão financeira e tesouraria.

Determinados os custos dos recursos humanos, incluindo as contribuições sociais e encargos obrigatórios, são adicionados os seguintes itens de custos para a Diretoria de Finanças, utilizando-se os critérios enunciados anteriormente:

- Aluguel do Escritório
- Comunicações
- Hardware de Sistemas
- Software de Sistemas
- Insumos e Outros Gastos

4.3.2.1.4. Diretoria de Distribuição

A Diretoria de Distribuição abrange o Planejamento Técnico, Engenharia e Operação (PTEO) e concentra as atividades de planejamento e controle de Operação, planejamento e controle de Manutenção, Controle de Qualidade de Serviço e Produto, Manejo dos sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) e GIS (Geographical Information Systems).

Determinados os custos dos recursos humanos, incluindo as contribuições sociais e encargos obrigatórios, são adicionados os seguintes itens de custos para a Diretoria de Distribuição, utilizando-se os critérios enunciados anteriormente:

- Aluguel de Escritório
- Comunicações. Incluem as anuidades de amortização e manutenção dos sistemas de radio comunicação para O&M e os gastos correntes de telefonia do PTEO.
- Hardware dos sistemas SCADA e GIS. Incluem as anuidades de amortização e os custos de manutenção dos computadores que suportam os dois sistemas e dos centros de controle com seus periféricos.

- Software dos sistemas SCADA e GIS. Incluem as anuidades de amortização e a manutenção dos softwares SCADA e GIS.
- Sistemas de distribuição. Incluem as anuidades de amortização e a manutenção do software de gestão de operação e manutenção suportadas pelo computador central.
- Informática. Inclui as amortizações dos PCs, a compra dos correspondentes softwares e a manutenção respectiva na base de 1 PC para cada funcionário do escritório.
- Insumos e Outros gastos. Equivalentes a 5% do total das remunerações.

4.3.2.1.5. Diretoria Comercial

A Diretoria Comercial concentra todas as atividades de planejamento e controle da gestão comercial, de planejamento e controle do atendimento ao cliente, do planejamento e controle do serviço técnico, do atendimento a grandes consumidores, dos sistemas comerciais, do centro de atendimento telefônico (call center), do laboratório de medidores e da secretaria.

Determinados os custos dos recursos humanos, incluindo as contribuições sociais e encargos obrigatórios, são adicionados os seguintes itens de custos para a Diretoria de Distribuição, utilizando-se os critérios enunciados anteriormente:

- Aluguel de escritório
- Comunicações
- Sistemas Comerciais. Incluem as anuidades de amortização e a manutenção dos softwares dos sistemas comerciais, suportados pelo computador central.
- Informática
- Pessoal do Call Center. Inclui gasto com todo o pessoal em número determinado com base de duas chamadas/cliente/ano e um tempo de atendimento de cinco minutos/cliente
- Infra-estrutura e comunicações do call center. Inclui o aluguel do local, a anuidade das equipes e gastos de comunicação
- Insumos e outros gastos.

4.3.2.2. Os custos da estrutura regional da ER

Os custos da estrutura regional compreendem os custos das gerências regionais e os custos dos escritórios comerciais.

4.3.2.2.1. Gerências Regionais

Estas gerências fiscalizam e controlam as atividades comerciais e de distribuição no seu território. Além das atividades de gerenciamento propriamente ditas, incluem o controle e a supervisão da gestão comercial, o controle e a supervisão do atendimento ao cliente, o controle e supervisão do serviço técnico, o atendimento a grandes consumidores, o controle e a supervisão da operação, o centro de controle da operação, o controle e supervisão da manutenção, a Administração e o controle e supervisão da logística.

Determinados a lotação e os custos dos recursos humanos envolvidos com os correspondentes encargos sociais e outros encargos obrigatórios, são incluídos os seguintes itens de custos adicionais utilizando-se os critérios anteriormente enunciados:

- Aluguel do escritório
- Comunicações
- Informática
- Transporte que inclui as despesas de transporte próprio da gerência, os gastos de transporte dos supervisores de O&M, na base de um veículo para cada dois supervisores.
- Insumos e outros gastos
- Edifícios e insumos de O&M

4.3.2.2.2. Escritórios Comerciais

Os escritórios comerciais têm como função a fiscalização e o controle das atividades de comercialização na sua área geográfica de atuação, o atendimento aos consumidores (principalmente médios e pequenos), a gestão comercial e do serviço técnico. A estrutura dos escritórios comerciais inclui o gerenciamento e supervisão, a gestão comercial, o atendimento personalizado ao cliente, o serviço técnico (conexões, desconexões, perdas), leitura e distribuição de faturas, Administração e logística.

Os escritórios comerciais são localizados e definidos em tamanho com base na população das cidades atendidas. Estabeleceram-se três tamanhos típicos de escritórios:

Tabela 4.1 - Tipos de Escritórios Comerciais - Recursos Humanos Requeridos

Escritório TIPO	Faixa de clientes (mil)	Nº médio de clientes (mil)	Total postos de trabalho	Clientes por posto de trabalho
1	100 a 300	200	31	6452
2	40 a 100	70	13	5385
3	10 a 40	25	7	3571
Média Geral				5784 ¹⁸

Fonte: Nota Técnica 041/2003/SER/ANEEL - p. 44-46

Determinados a lotação e os custos dos recursos humanos envolvidos com os correspondentes encargos sociais e outros encargos obrigatórios, são incluídos os seguintes itens de custos adicionais utilizando-se os critérios anteriormente enunciados:

- Aluguel do escritório
- Comunicações
- Informática
- Transporte
- Insumos e outros gastos.

¹⁸ Média total de clientes 295 mil / Total postos de trabalho 51 = 5784.

4.3.2.3. P&A Comerciais

Os processos e atividades (P&A) Comerciais compreendem as seguintes ações específicas:

- Leitura de medidores,
- Envio de faturas e outros documentos
- Edição de faturas e
- Cobrança

4.3.2.3.1. Leitura de medidores

Dada uma frequência mensal de leituras, consideram-se as produtividades médias de 330 leituras para clientes urbanos e 45 leituras para clientes rurais por jornada de trabalho. Portanto, é necessário um leiturista por ano para cada grupo de 79.200 clientes urbanos e um leiturista por ano para cada grupo de 10.800 clientes rurais.¹⁹

4.3.2.3.2. Envio de faturas e outros documentos

Dada uma frequência mensal de envios por cliente, considera-se para efeito da determinação dos custos de envio de faturas a produtividade média de 375 envios/dia para clientes urbanos e 50 envios/dia para clientes rurais. Portanto, é necessário um entregador por ano para grupo de 90.000 clientes urbanos e um entregador por ano para cada grupo de 12.000 clientes rurais.²⁰

¹⁹ 330 leituras urbanas /dia (45 leituras rurais/dia) x 5 dias/semana x 48 semanas/ano = 79.200 leituras urbanas/ano (10.800 leituras rurais/ano). Dados de jornada de trabalho de acordo com Apêndice V – Anexo 1 – NT 041/2003 SER/ANEEL, p.82.

²⁰ 375 envios urbanos /dia (50 envios rurais/dia) x 5 dias/semana x 48 semanas/ano = 90.000 envios urbanos/ano (12.000 envios rurais/ano). Dados de jornada de trabalho de acordo com Apêndice V – Anexo 1 – NT 041/2003 SER/ANEEL, p.82.

Para o custeio do envio de outros documentos parte-se da hipótese de que apenas 5% dos clientes geram essa necessidade. Utiliza-se uma produtividade equivalente a 40% do envio das faturas, ou seja, 150 envios/dia (40% de 375 envios/dia) para clientes urbanos e 20 envios/dia (40% de 50 envios/dia) para clientes rurais. Portanto, é necessário um entregador/ano para cada grupo de 36.000 clientes urbanos e um entregador/ano para cada grupo de 4.800 clientes rurais.²¹

4.3.2.3.3. Edição de faturas

Considerando-se uma frequência mensal para edição de faturas e um custo, por exemplo, de R\$ 0,118/ unidade, tem-se um custo de R\$ 141.600,00 para cada grupo de 100.000 clientes (tanto urbanos como rurais).²²

4.3.2.3.4. Cobrança

Considera-se uma frequência mensal de cobrança ao custo de, por exemplo, R\$ 0,67 por fatura (tanto urbana como rural) correspondente à comissão pelos serviços cobrados por bancos ou outras instituições. Considera-se também que 80% das cobranças de clientes rurais são realizadas em entidades localizadas nas cidades e, portanto, são consideradas cobranças urbanas. Desse modo, tem-se um custo total de cobrança de R\$ 804.000,00/ano para cada grupo de 100 mil clientes (tanto urbanos como rurais, já que o custo de R\$ 0,67 é o mesmo para ambos os grupos).²³

²¹ 150 envios urbanos /dia (20 envios rurais/dia) x 5 dias/semana x 48 semanas/ano = 36.000 envios urbanos/ano (4.800 envios rurais/ano). Dados de jornada de trabalho de acordo com Apêndice V – Anexo 1 – NT 041/2003 SER/ANEEL, p.82.

²² 100.000 clientes/ano x 12 emissões/cliente/ano = 1.200.000 emissões/ano x R\$ 0,118/emissão = R\$ 141.600,00/ano.

²³ 100.000 clientes/ano x 12 emissões/cliente/ano = 1.200.000 emissões/ano x R\$ 0,67/emissão = R\$ 804.000,00/ano.

4.3.2.4. P&A de O&M²⁴

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) são calculados para a rede existente da concessionária sob análise. O estudo de custos das instalações é feito pela identificação de cada P&A necessárias à operação e manutenção, sua frequência média de ocorrência e um tempo para sua realização, dados baseados em informações prestadas por consultores contratados pela ANEEL. Desse modo, para cada P&A considera-se para sua realização uma “equipe tipo” pré-definida, em quantidade e qualificação de operários, os materiais e recursos correspondentes resultando em um custo anual para cada P&A de cada categoria de instalações. A soma dos custos anuais de todos os P&A para todas as categorias de instalações será o custo anual de O&M.

Os P&A de O&M são classificados nos seguintes grupos: (i) Operação; (ii) Reparções; (iii) Revisões e (iv) Adequações.

Realiza-se a segmentação do sistema de distribuição em instalações urbanas e rurais e dentro dessas categorias aplica-se uma classificação pelos seguintes níveis de tensão:

Tabela 4.2 - Segmentação do sistema de distribuição - Níveis de tensão

Redes e subestações
Faixa de Tensão
>= 230 kV (UAT)
88 a 138 kV (EAT)
30 a 69 kV (AT)
2,3 a 25 kV (MT)
< 2,3 kV (BT)

Fonte: Nota Técnica 041/2003/SER/ANEEL - p. 52-53

Para a valoração dos custos associados a cada tarefa de O&M, o modelo adotado pela ANEEL parte da montagem de “equipes típicas” (12 equipes) considerando os tipos de trabalhadores (5 tipos), os custos horários de cada trabalhador, os tipos de veículos empregados no transporte (8 tipos) e seus custos horários respectivos. A integração desses custos determina os custos horários totais de cada equipe.

²⁴ Anexo 1 – NT 041/2003 SER/ANEEL, p.51 a 59.

Na seqüência definem-se as tarefas básicas de cada segmento do sistema de distribuição (níveis de tensão), atribui-se a cada tarefa básica a “equipe típica” e os materiais necessários a sua execução, os tempos necessários à execução das tarefas, os tempos médios de transporte, e a freqüência média anual de cada uma das tarefas. A adição dos custos incorridos em cada um dos segmentos do sistema determina os custos totais anuais de O&M.

Finalizando, o modelo leva em consideração os custos financeiros de O&M correspondentes ao estoque de materiais de reposição considerando-se um período de estoque de quatro meses valorados a uma taxa de juros efetiva de 11,26% a.a.

4.3.2.5. Custos operacionais totais da ER

Como indicado anteriormente, os custos totais anuais de gestão da ER correspondem à soma dos custos da Estrutura Central, dos custos da Estrutura Regional, dos custos de P&A Comercial e de O&M.

4.4. A aplicação da ER nas RTPs - Uma análise exploratória

Até a data de 29 de junho de 2004 tinham sido feitas pela ANEEL 40 propostas de RTPs.(Anexo A). Desse total 34 tinham sido concluídas com a determinação dos seus respectivos índices de reajustes e os fatores X (Anexo B).

A análise empreendida das 16 RTPs de concessionárias selecionadas com um número de unidades consumidoras acima de 400 mil relaciona a estrutura de custos estabelecida pelas respectivas ERs com os dados físicos (dados reais) de cada concessionária dividindo-se a estrutura de custos em seus principais centros de custos: custo da estrutura central, custo da estrutura regional e custos de P&A Comerciais e de O&M como ilustrados na Figura 4.4.

4.4.1. Custo da estrutura central em valores de dezembro de 2001

Busca-se relacionar o custo da estrutura central (milhões de reais em valores de dezembro de 2001) com as principais características físicas e econômicas das concessionárias sob consideração. As principais características utilizadas são:

Número de funcionários. Estabelecido no próprio processo de construção da Empresa de Referência.

Número de consumidores. Dado informado pela concessionária (Informação Comercial - Apêndice 1 - Notas Técnicas respectivas).

Mercado Ano-Teste. Mercado de venda considerado para o ano-teste, conforme previsão da concessionária (Notas Técnicas respectivas).

Receita Verificada. Receita de fornecimento verificada que resulta da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda (fornecimento) para o ano-teste (Notas Técnicas respectivas).

Área de concessão. Valor estimado pela ANEEL (Notas técnicas respectivas).

Extensão da rede. Total da extensão das linhas aéreas e subterrâneas tanto das instalações urbanas como das instalações rurais conforme Informação de Redes e Subestações (Apêndice II - Anexo 1 das respectivas notas técnicas).

Densidade elétrica. Valor calculado como a relação entre o número de consumidores e a extensão da rede de cada concessionária. (número de consumidores/km de rede).²⁵

Relação Produto/Capital. Valor calculado como a relação entre o Mercado de Fornecimento Verificado no Ano-Teste pela extensão da rede. (MWh/km de rede).

Densidade Econômica. Valor calculado como a relação entre o Mercado de Fornecimento e o número de consumidores (MWh/número de consumidores).

Tarifa média (R\$/KWh). Relação entre a Receita Verificada (R\$) no Ano-Teste e o correspondente Mercado no Ano-Teste (KWh).

²⁵ Das relações anteriores conclui-se, portanto, que a relação Produto/ Capital (MWh/km de rede) é dada pelo produto da Densidade Econômica (MWh/consumidor) pela Densidade Elétrica (consumidor/Km de rede).

Número de gerências regionais + número de escritórios comerciais. Valor estabelecido na construção da Empresa de Referência conforme Notas Técnicas correspondentes.

Os custos da estrutura central de cada concessionária com os valores de cada variável considerada estão apresentados no Anexo C. Observa-se que os custos da estrutura central das concessionárias analisadas variam de R\$ 18,50 milhões (ENERGIPE) a R\$ 125,58 milhões (ELETROPAULO).

A Tabela 4.3. apresenta os índices da correlação entre o custo total da estrutura central da ER e as variáveis consideradas:

Tabela 4.3 - ER - Índices de correlação r^2 (r) Custos da estrutura central e variáveis selecionadas

CUSTO ESTRUTURA CENTRAL ER (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO
	R2	R	a	b	
Em Função de					Anexo D
Nº de Funcionários	0,6131	78%	0,0084	22,572	1
Consumidores (Mil)	0,8948	95%	0,0177	16,723	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,8704	93%	0,0027	20,841	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,9378	97%	0,0017	20,332	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0153	12%	-0,0098	53,393	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,1755	42%	0,1393	40,234	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,4804	69%	0,6422	28,02	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,4165	65%	0,0822	32,77	8
Densidade Econômica (GWh/Consumidor)	0,0472	22%	3,7261	29,473	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,1251	35%	0,5129	-32,112	10
Regionais+Escritórios	0,1286	36%	0,0949	41,152	11

Conclui-se que os valores de custo total da estrutura central estão mais bem relacionados com a receita verificada no ano-teste - como apresentado no Gráfico 4.3 seguido pelo número de consumidores como demonstrado pelo Gráfico 4.4. Os demais gráficos correspondentes a Tabela 4.3. estão no Anexo D.

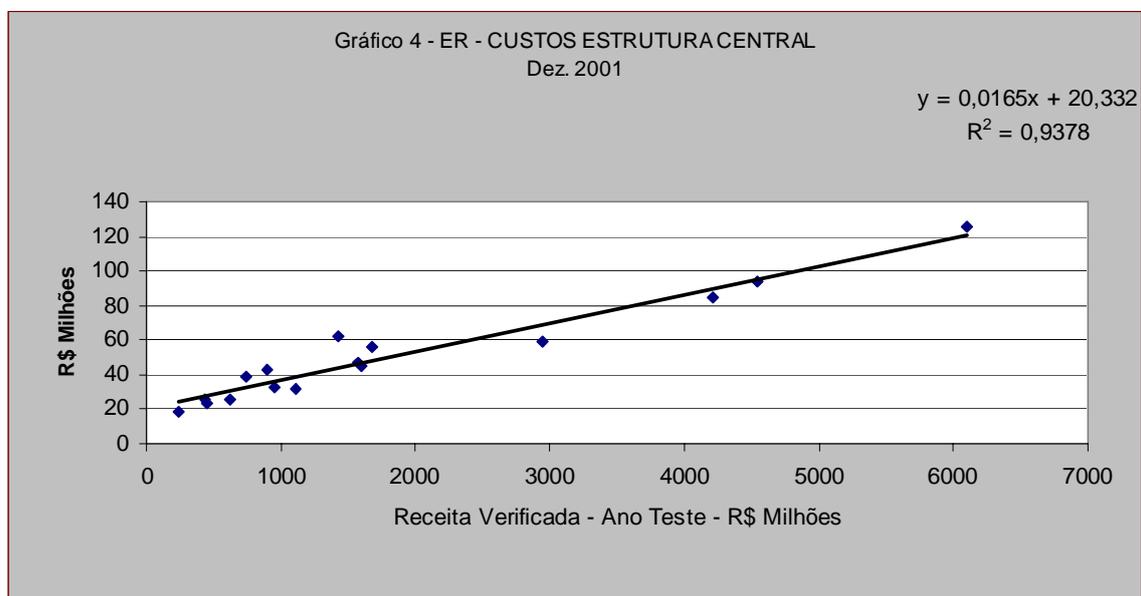


Gráfico 4.3 - Relação Custo Estrutura Central Dez. 2001 vs. Receita Verificada Ano-Teste

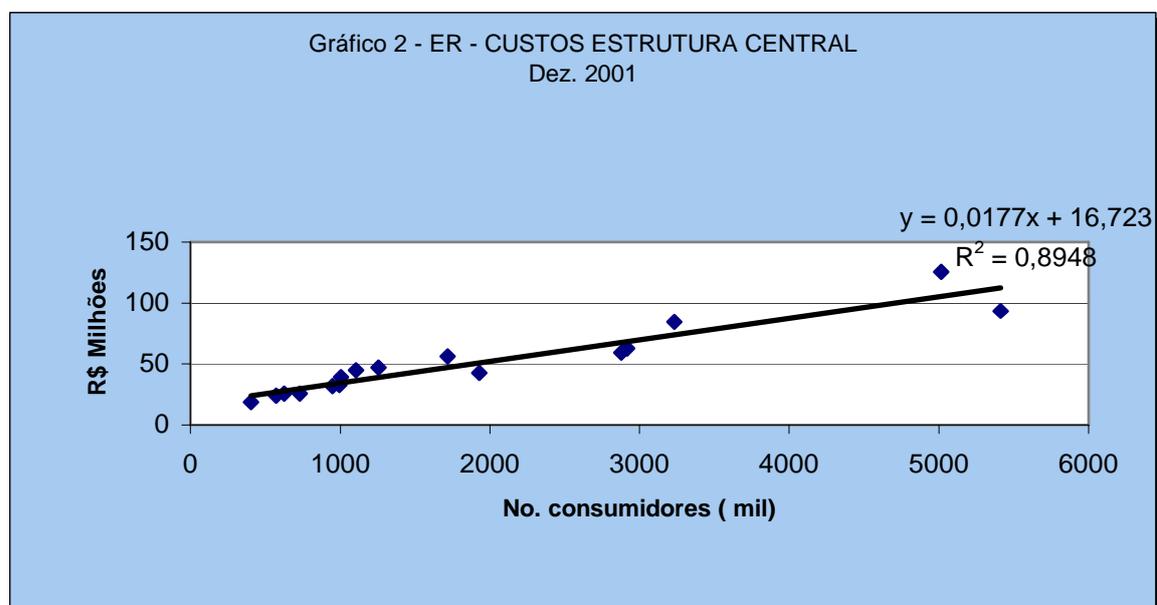


Gráfico 4.4 - ER - Custo da Estrutura Central Dezembro 2001 vs. Nº de consumidores

Observa-se no Gráfico 4.5. a relação entre o Custo da Estrutura Central e as duas melhores variáveis explicativas onde se pode visualizar aquela forte correlação. O Gráfico 4.5 também apresenta a relação entre o Custo da Estrutura Central e a Receita Verificada. (Custo Médio = R\$ de Custo da Estrutura Central/ R\$ 1,00 de Receita Verificada) que varia no intervalo de R\$ 0,020054 para a Light até um valor Máximo de R\$ 0,076423 para Energipe.

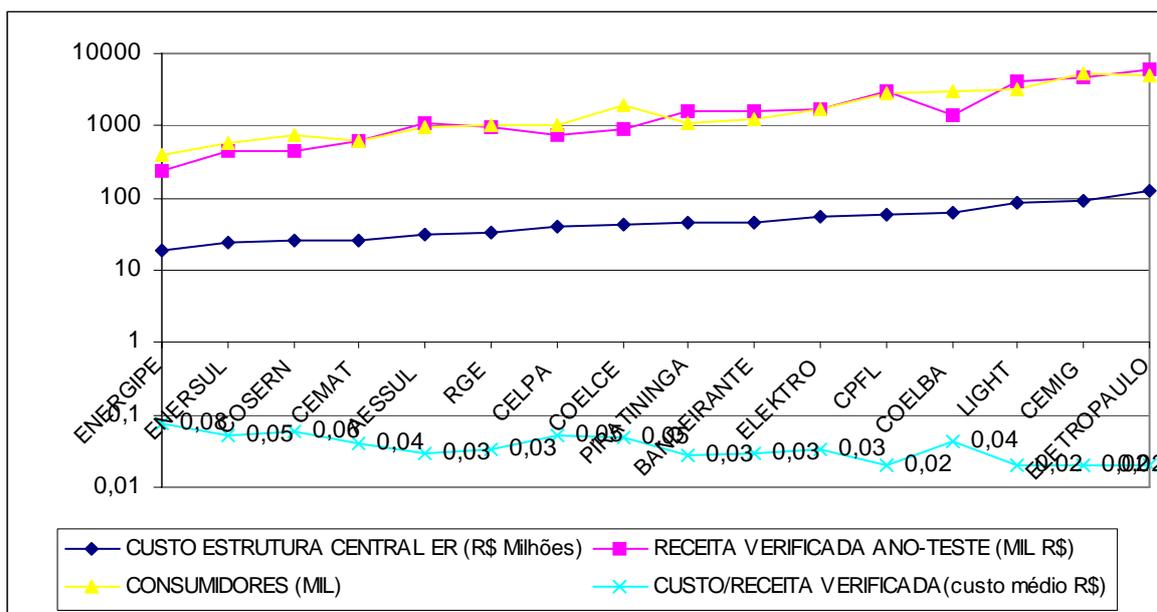


Gráfico 4.5 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo da Estrutura Central - Receita Verificada Ano-Teste - Nº Consumidores - Custo Médio

4.4.2. O custo da estrutura regional em valores de Dez.2001

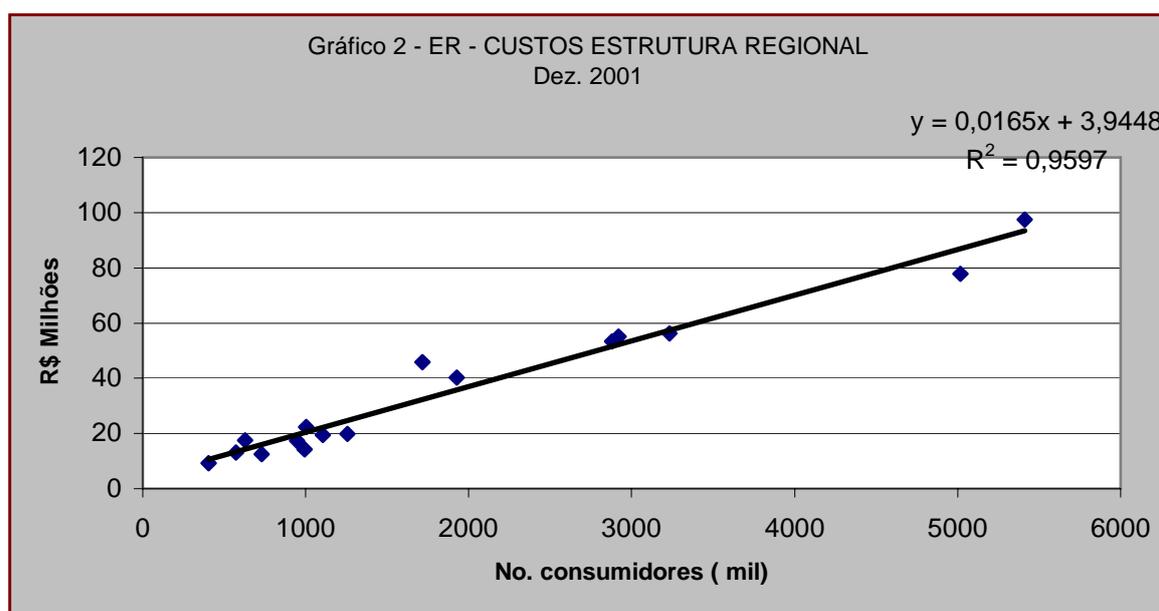
Os custos da Estrutura Regional são compostos pelos custos das gerências regionais e os escritórios comerciais como apresentado no Anexo C. Os custos da Estrutura Regional variam de R\$ 9,19 milhões (ENERGIPE) a R\$ 97,469 milhões (CEMIG).

Da mesma maneira que no item anterior, busca-se relacionar o custo da estrutura regional com as variáveis físicas e econômicas selecionadas. A Tabela 4.4. resume os índices de correlação entre o custo da estrutura regional e aquelas variáveis selecionadas.

Tabela 4.4 - ER - Custo da Estrutura Regional - índices de correlação - r^2 (r)

CUSTO ESTRUTURA REGIONAL ER (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO
	R2	R	A	b	
Em Função de					Anexo E
Nº de Funcionários	0,902	95%	0,0092	4,893	1
Consumidores (Mil)	0,9597	98%	0,0165	3,9448	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,8387	92%	0,0024	8,246	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,7464	86%	0,0133	11,253	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0004	2%	0,0015	35,348	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,51	71%	0,214	19,527	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,1297	36%	0,3007	25,083	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,0947	31%	0,353	28	8
Densidade Econômica (GWh/Consumidor)	0,0024	5%	0,764	31,375	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,0061	8%	0,1024	19,194	10
Regionais+Escritórios	0,3239	57%	0,1357	21,958	11

Conclui-se que os valores de custos da estrutura regional estão mais bem correlacionados com o número de consumidores como apresentado no Gráfico 4.6. Uma segunda melhor correlação é dada pelo número total de funcionários como apresentado no Gráfico 4.7. Os demais gráficos correspondentes estão no Anexo E.

**Gráfico 4.6 - ER - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001 vs. Nº de consumidores**

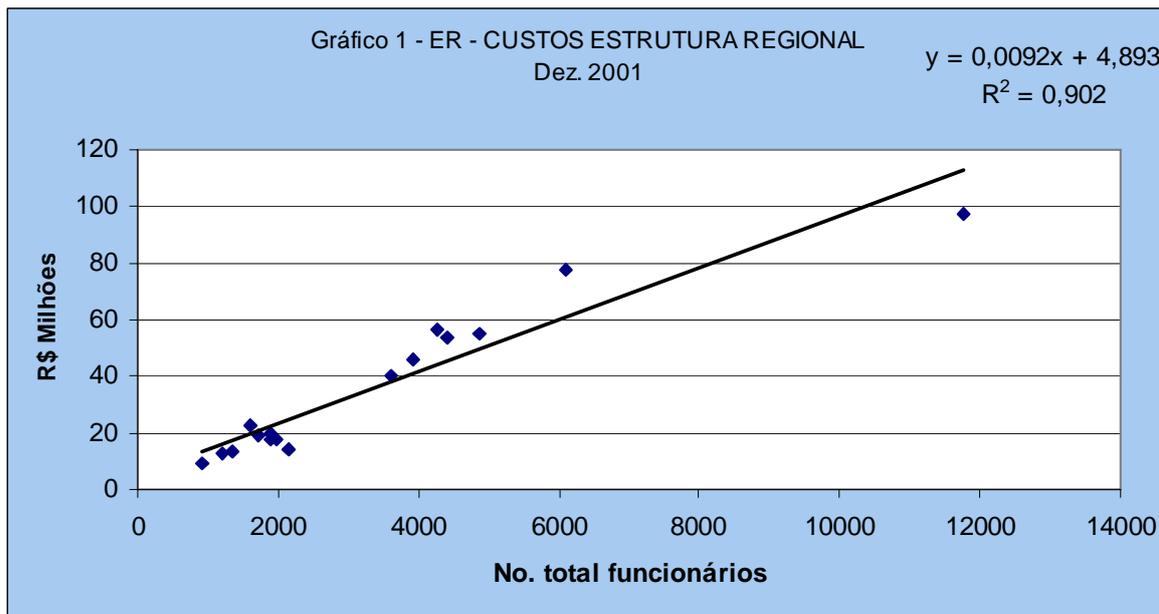


Gráfico 4.7 - ER - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001 vs. N° total de funcionários

Observa-se no Gráfico 4.8 a relação entre o Custo da Estrutura Regional e as duas melhores variáveis explicativas em que se pode visualizar aquela forte correlação. O gráfico também apresenta a relação entre o Custo da Estrutura Regional e o número de consumidores (Custo Médio = R\$ de Custo da Estrutura Regional/ no. de consumidores) que varia no intervalo de R\$ 15,50 para a Eletropaulo até um valor Máximo de R\$ 27,898 para a CEMAT.

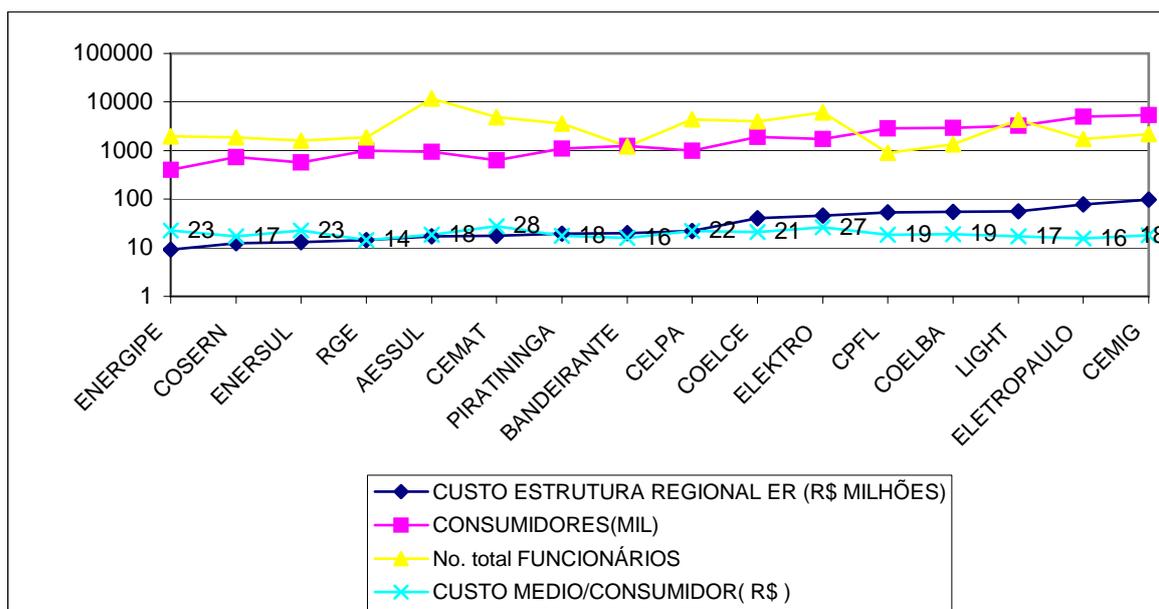


Gráfico 4.8 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo da Estrutura Regional Dezembro 2001

4.4.3. Processos e Atividades (P&A)

O terceiro centro de custos da empresa de referência corresponde aos processos e atividades (P&A). Estes, por sua vez, estão divididos em P&A COMERCIAL e P&A DE O&M.

4.4.3.1. P&A Comercial

O Anexo C apresenta os valores de custos dos P&A COMERCIAL usados nas ERs e variáveis selecionadas. Observa-se que seu valor varia de um mínimo de R\$ 5,35 milhões (ENERGIPE) até R\$ 70,55 milhões (ELETROPAULO). Da mesma maneira que no item anterior, busca-se relacionar o custo de P&A COMERCIAL com as variáveis físicas e econômicas selecionadas. A Tabela 4.5 resume os índices de correlação entre os custos de P&A COMERCIAL e aquelas variáveis selecionadas.

Tabela 4.5 - ER - Custo de P&A COMERCIAL - índices de correlação - r^2 (r)

CUSTO P&A COMERCIAL ER (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO Anexo F
	R2	R	A	b	
Em Função de					
Nº de Funcionários	0,765	87%	0,0065	3,6688	1
Consumidores (Mil)	0,9754	99%	0,0129	0,8545	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,9362	97%	0,0019	3,9898	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,9219	96%	0,0114	4,5895	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0133	12%	-0,0063	27,283	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,3048	55%	0,1276	15,919	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,3137	56%	0,3609	12,797	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,2614	51%	0,0453	15,663	8
Densidade Econômica (Gwh/Consumidor)	0,0309	18%	2,0961	13,601	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,0418	20%	2,0961	13,601	10
Regionais+Escritórios	0,1551	39%	0,0724	18,283	11

Conclui-se que os valores de custos de P&A COMERCIAL estão mais bem correlacionados com o número de consumidores como apresentado no Gráfico 4.9. Uma segunda melhor correlação é dada pelo mercado do ano-teste como apresentado no Gráfico 4.10. Os demais gráficos correspondentes estão no Anexo F.

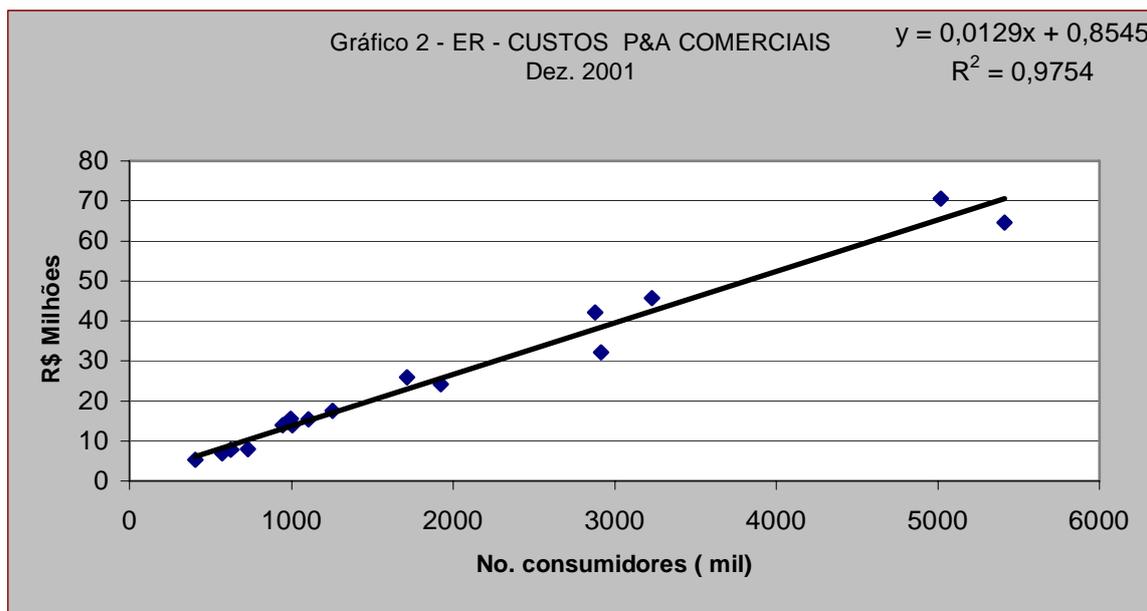


Gráfico 4.9 - ER - Custo de P&A COMERCIAL Dezembro 2001 vs. Nº de consumidores

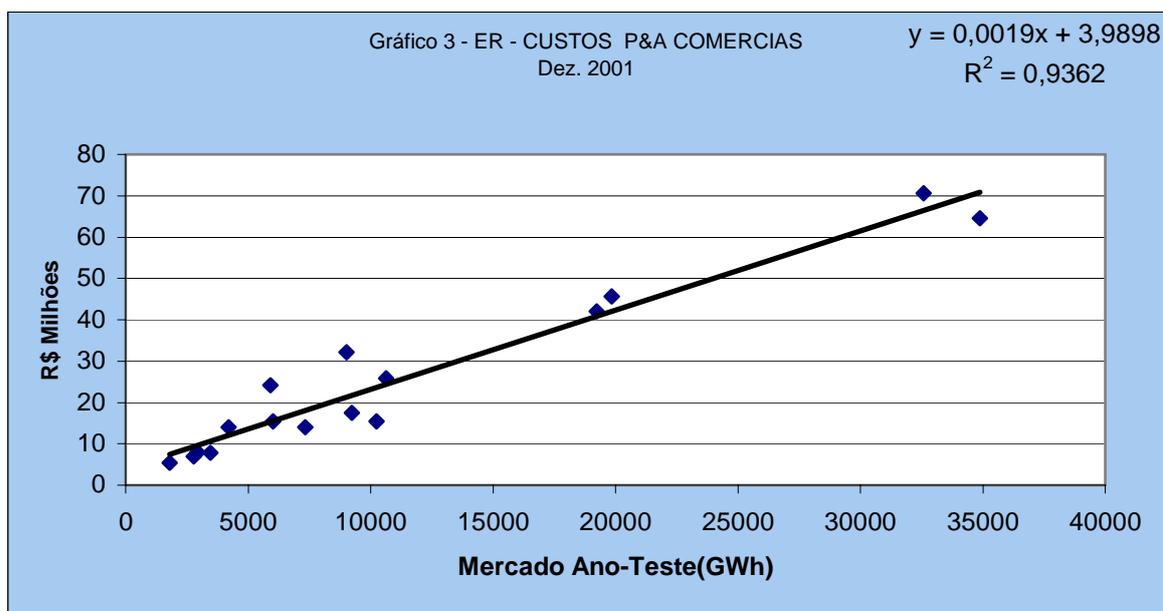


Gráfico 4.10 - ER - Custo de P&A COMERCIAL Dezembro 2001 vs. Mercado Ano-Teste

Observa-se no Gráfico 4.11 a relação entre os custos de P&A COMERCIAL e as duas melhores variáveis explicativas em que se pode visualizar aquela forte correlação. O gráfico também apresenta a relação entre os custos de P&A COMERCIAL e o número de consumidores (Custo Médio = R\$ de custos de P&A COMERCIAL / nº de consumidores) que varia no intervalo de R\$ 10,908 para a Cosern até um valor Máximo de R\$ 15,584 para a RGE.

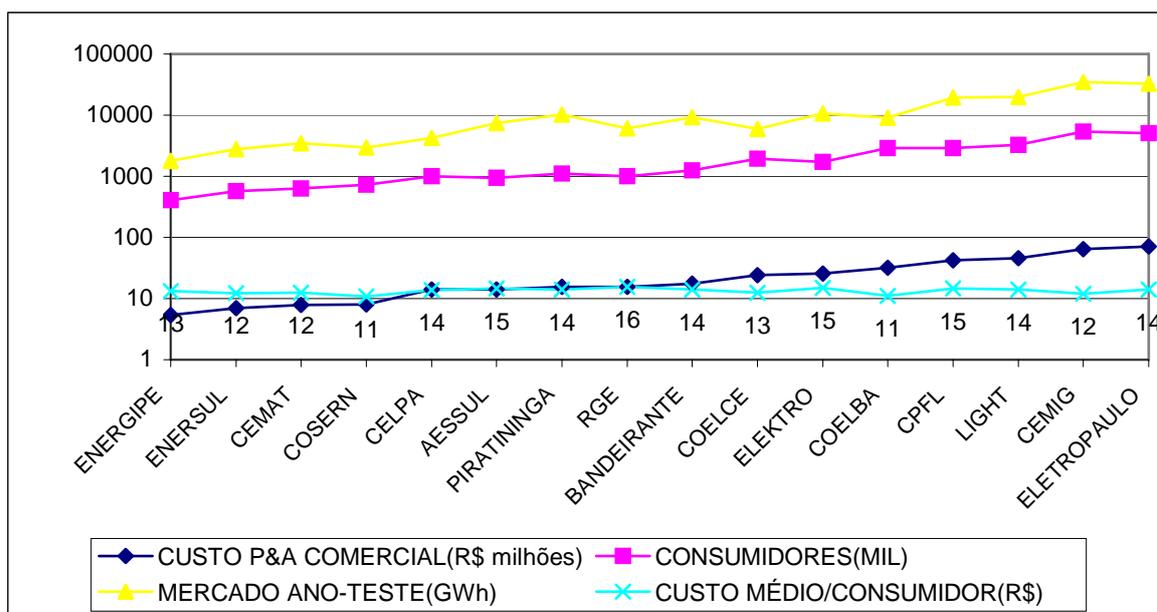


Gráfico 4.11 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo de P&A COMERCIAL

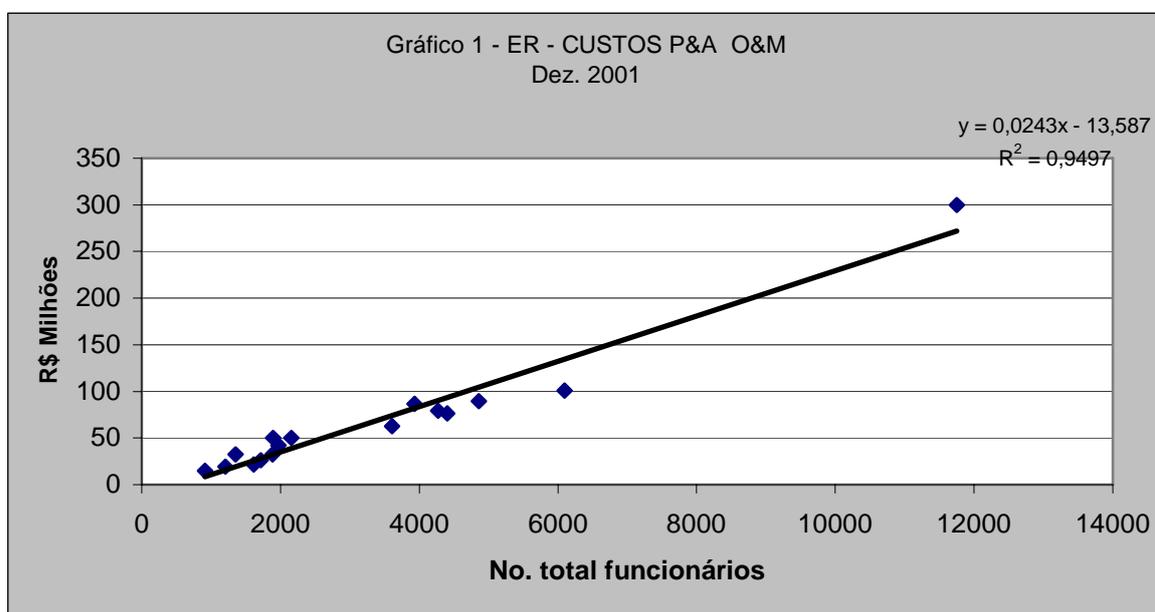
4.4.3.2. P&A de O&M

O Anexo C apresenta os custos de P&A O&M que variam de um mínimo de R\$ 14,894 milhões (ENERGIPE) até um valor de R\$ 299,61 milhões (CEMIG).

Da mesma maneira que nos itens anteriores, busca-se relacionar os custos de P&A O&M com as variáveis físicas e econômicas selecionadas. A Tabela 4.6 apresenta os índices de correlação correspondentes às variáveis independentes selecionadas e aos gráficos indicados em que se constata maior aderência dos custos de P&A O&M com o número total de funcionários estabelecidos pela ER e com a extensão da rede como ilustrado nos Gráficos 4.12 e 4.13. Os gráficos e as correlações das demais variáveis estudadas encontram-se no Anexo G.

Tabela 4.6 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos dos P&A O&M

CUSTO P&A O&M ER (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO
	R2	R	a	B	
Em Função de					Anexo G
Nº De Funcionários	0,9497	97%	0,0243	-13,587	1
Consumidores (Mil)	0,6774	82%	0,0357	-0,8956	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,6353	80%	0,0053	8,4983	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,4188	65%	0,0255	20,617	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0186	14%	0,0249	61,124	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,902	95%	0,7313	12,334	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,0004	2%	0,0417	69,247	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,0003	2%	-0,0048	68,815	8
Densidade Econômica (GWh/Consumidor)	0,0089	9%	3,7581	48,266	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,0502	22%	-0,7524	189,39	10
Regionais + Escritórios	0,2695	52%	0,3181	35,444	11

**Gráfico 4.12 - ER - Custo de P&A O&M Dezembro 2001 vs. Nº total de funcionários**

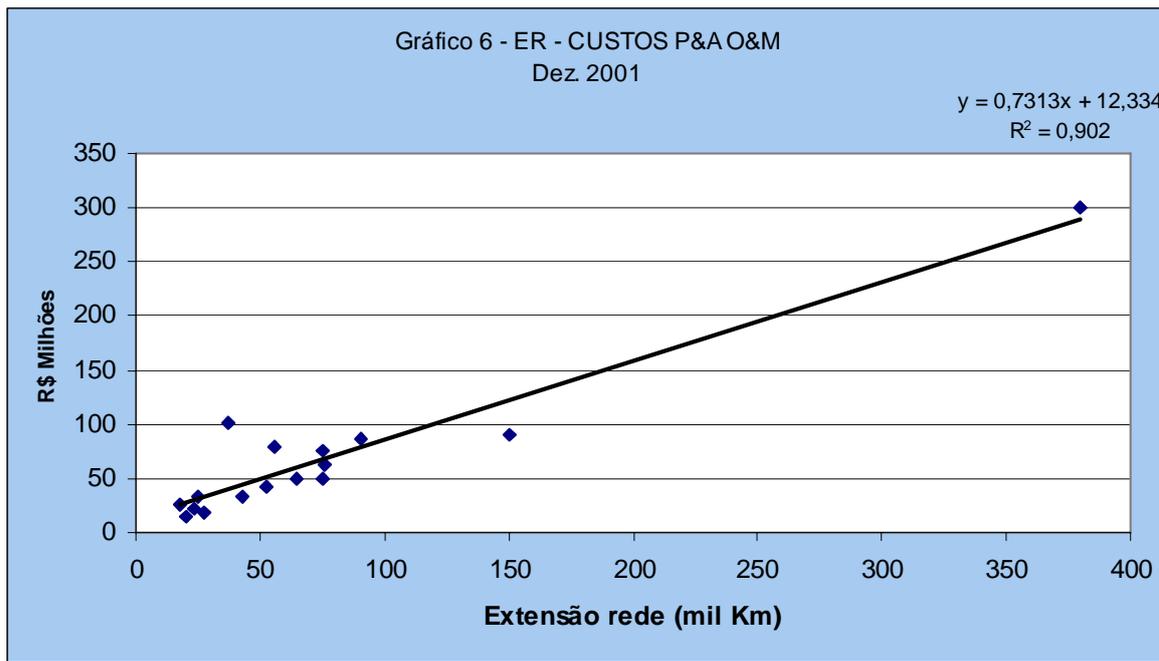


Gráfico 4.13 - ER - Custo de P&A O&M Dezembro 2001 vs. Extensão da rede

Observa-se no Gráfico 4.14 a relação entre os custos de P&A O&M e as melhores variáveis explicativas em que se pode visualizar aquela forte correlação. O mesmo gráfico também apresenta a relação entre os custos de P&A O&M e o número total de funcionários (Custo Médio = R\$ de custos de P&A O&M / nº total de funcionários) que varia no intervalo de R\$ 13,4653 mil para a CELPA até um valor Máximo de R\$ 26,4392 mil para a CEMAT.

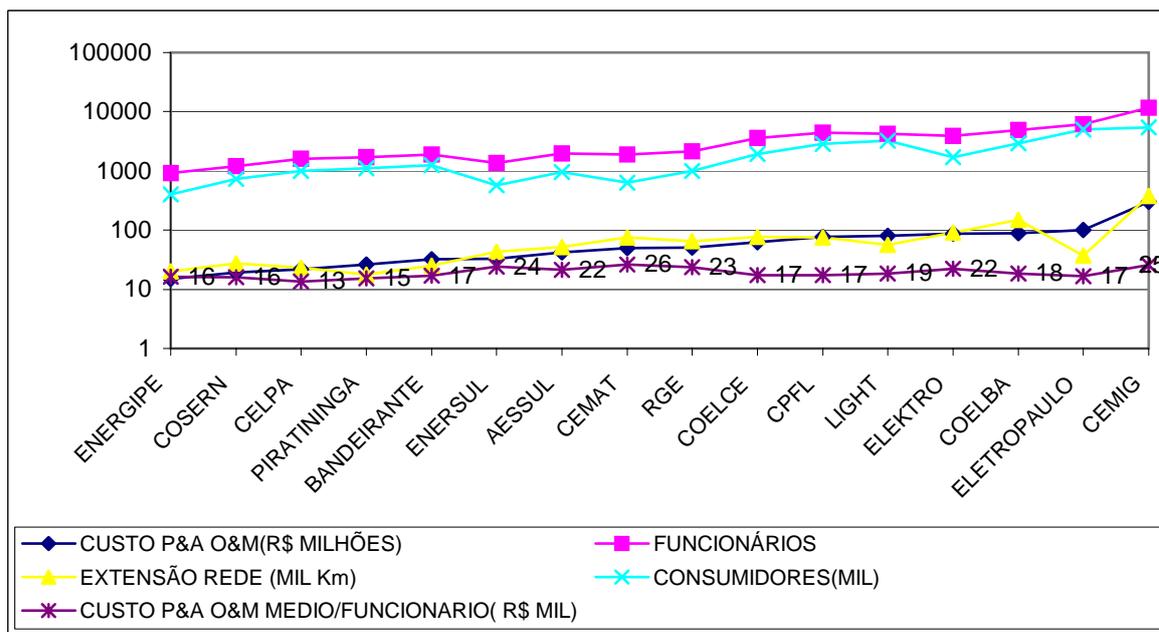


Gráfico 4.14 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custo de P&A O&M

4.4.4. Custos totais da ER - Dezembro 2001

Os custos totais da ER variam de R\$ 47,938 milhões no caso da ENERGIPE até um valor Máximo de R\$ 555,35 milhões para a CEMIG. Esses valores e das demais variáveis consideradas estão apresentados no Anexo C.

Como nos demais elementos da estrutura de custos, correlacionando-se os custos totais com as variáveis selecionadas obtém-se os índices de regressão como apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos totais ER

CUSTO TOTAL ER (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO
	R ²	R	b	a	
Em Função De					Anexo H
Nº de Funcionários	0,9703	99%	0,0484	17,546	1
Consumidores (Mil)	0,9352	97%	0,0829	20,627	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,875	94%	0,0122	42,575	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,7325	86%	0,0667	56,792	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0008	3%	0,0103	177,15	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,6359	80%	1,2122	88,012	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,0887	30%	1,262	135,15	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,0736	27%	0,1581	145,25	8
Densidade Econômica (GWh/Consumidor)	0,0174	13%	10,344	120,72	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,0001	1%	0,0691	168,74	10
Regionais+Escritórios	0,2636	51%	0,6211	116,79	11

Como era de se esperar, o custo total da ER tem elevada correlação com o número de funcionários (Gráfico 4.15), já que o número de funcionários é uma variável interna (endógena) do próprio modelo da ER. Constata-se também do Gráfico 4.16 uma elevada correlação dos custos totais da ER com o número de consumidores de cada concessionária. Os gráficos referentes às correlações com as demais variáveis sob consideração encontram-se no Anexo H.

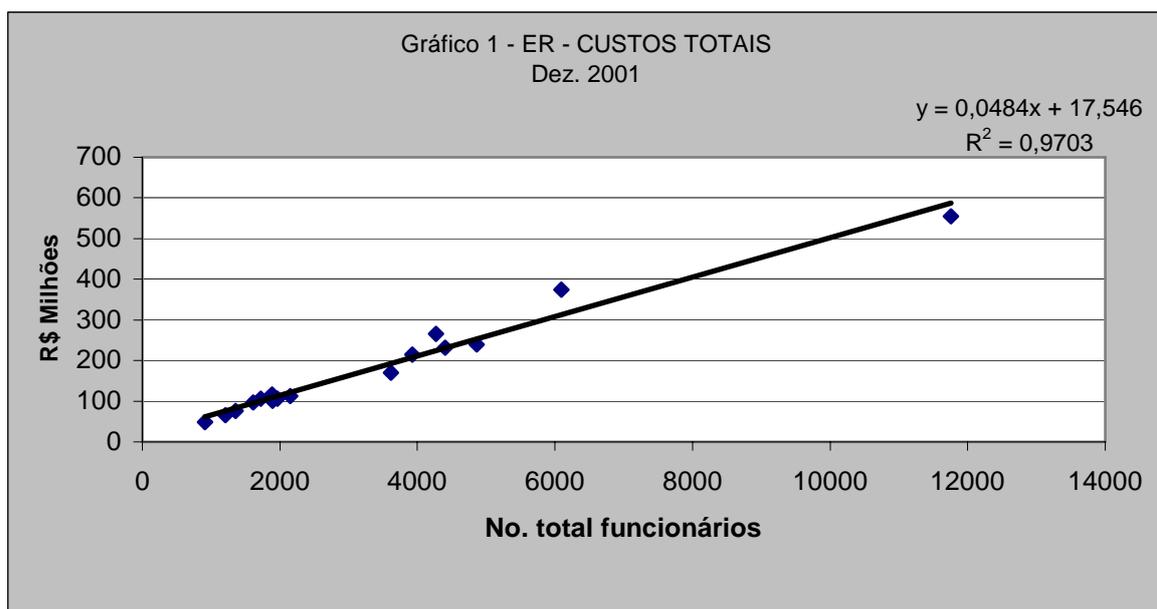


Gráfico 4.15- ER - Custos Totais Dezembro 2001 vs. N° total de funcionários

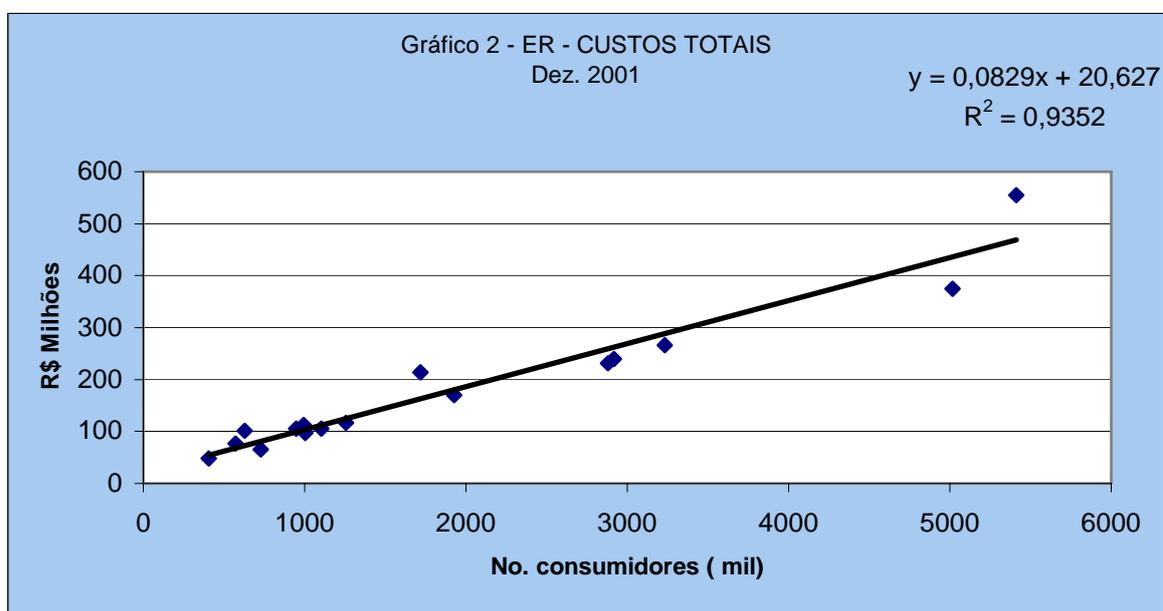


Gráfico 4.16 - ER - Custos Totais Dezembro 2001 vs. N° total de consumidores

Observa-se no Gráfico 4.17 a relação entre os custos totais da ER com o número total de funcionários e o número de consumidores de cada concessionária. No mesmo gráfico também são apresentados os valores do custo médio total da ER de cada concessionária em função do número de funcionários e do número de consumidores. O custo médio geral é de R\$ 55,027 mil por funcionário e de R\$ 102,94 por consumidor.

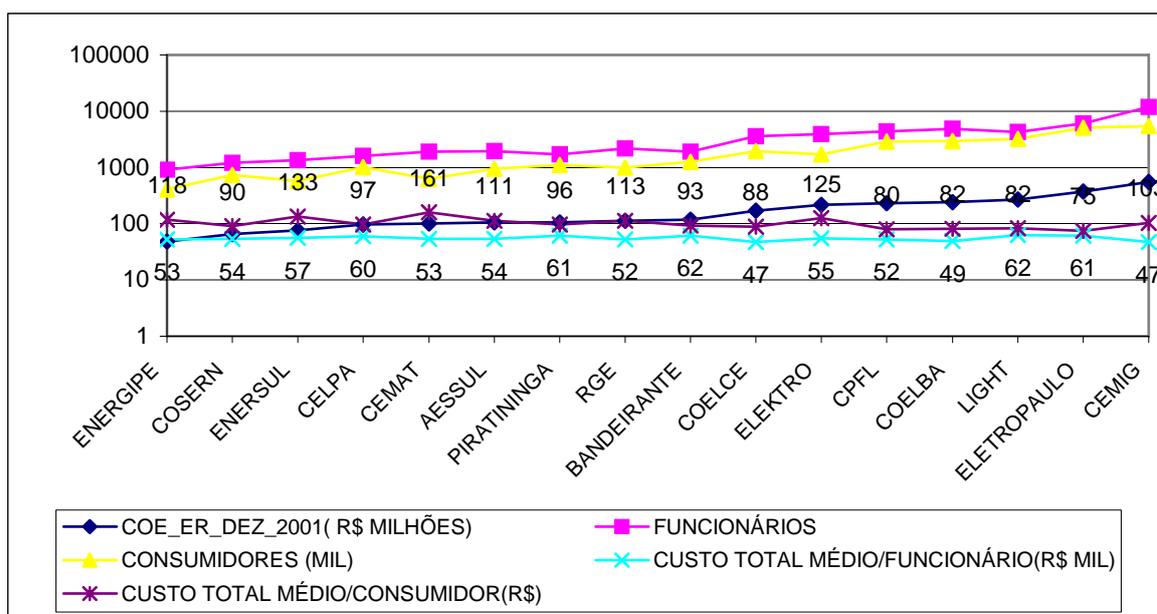


Gráfico 4.17 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais - Dezembro 2001

4.4.5. Os custos totais da ER nas RTPs

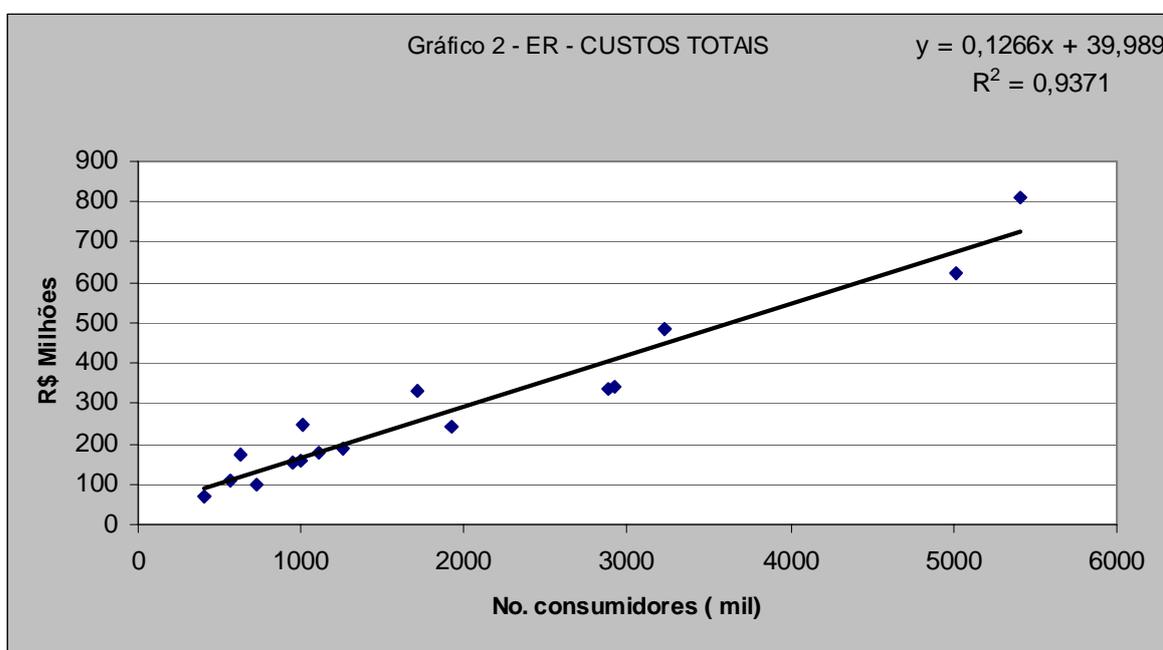
Os valores de custos estabelecidos pela ERs respectivas com data-base em dezembro de 2001 são corrigidos para as datas das respectivas revisões tarifárias periódicas. Esses valores com as demais variáveis consideradas estão apresentados no Anexo C no qual se observa que os valores corrigidos dos custos totais da ER variam de R\$ 68,51 milhões para a ENERGIPE até um valor máximo de R\$ 811,46 milhões para a CEMIG.

Relacionando-se os custos totais das RTPs com as variáveis indicadas obtém-se os índices de correlação correspondentes como apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Índices de correlação - r^2 (r) - custos totais ER nas RTPs

CUSTO TOTAL ER RTPs (R\$ Milhões)	NÍVEL DE CORRELAÇÃO		EQUAÇÃO LINEAR ($y = a+bx$)		GRÁFICO
	R2	R	a	b	
Em Função de					Anexo I
Nº de Funcionários	0,8956	95%	0,071	45,275	1
Consumidores (Mil)	0,9371	97%	0,1266	39,989	2
Mercado Ano-Teste (GWh)	0,894	95%	0,0188	71,479	3
Receita Verificada Ano-Teste (Milhões R\$)	0,8063	90%	0,1068	86,207	4
Área Concessão (Mil Km ²)	0,0063	8%	0,0438	271,66	5
Extensão Rede (Mil Km)	0,5125	72%	1,6611	157,42	6
Densidade Elétrica (Consumidor/Km Rede)	0,1589	40%	2,578	191,92	7
Produto/Capital (GWh/Km Rede)	0,1273	36%	0,3174	213,7	8
Densidade Econômica (GWh/Consumidor)	0,0205	14%	17,138	185,27	9
Tarifa Média (R\$/MWh)	0,0229	15%	1,5311	35,826	10
Regionais+Escritórios	0,2228	47%	0,8175	194,77	11

Novamente neste caso as variáveis que apresentam maior correlação são pela ordem o número de consumidores e o número de funcionários como apresentado nos Gráficos 3.18 e 3.19. As demais correlações estão ilustradas nos gráficos apresentados no Anexo I.

**Gráfico 4.18 - ER - Custos Totais nas RTPs vs. Nº total de consumidores**

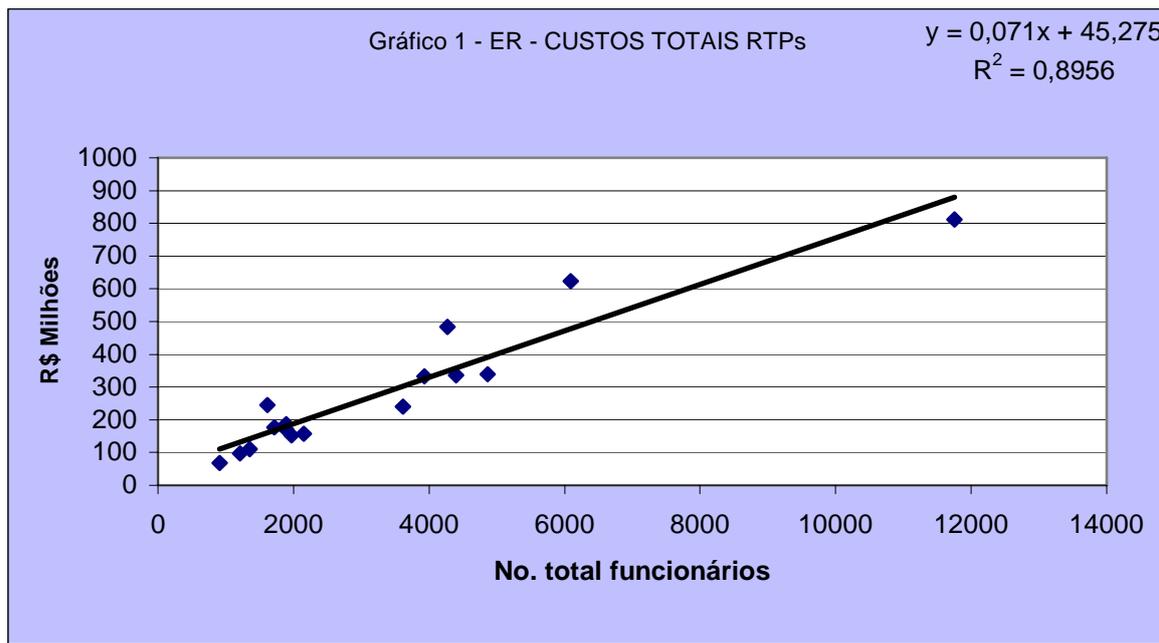


Gráfico 4.19 - ER - Custos Totais nas RTPs vs. N° total de funcionários

Observa-se no Gráfico 4.20 a relação entre os custos totais na época das RTPs com o número de consumidores e o número total de funcionários. O mesmo gráfico também apresenta o custo total médio/ consumidor (R\$) que varia de um mínimo de R\$ 116,42 para a CPFL a um máximo de R\$ 271,97 para a CEMAT.

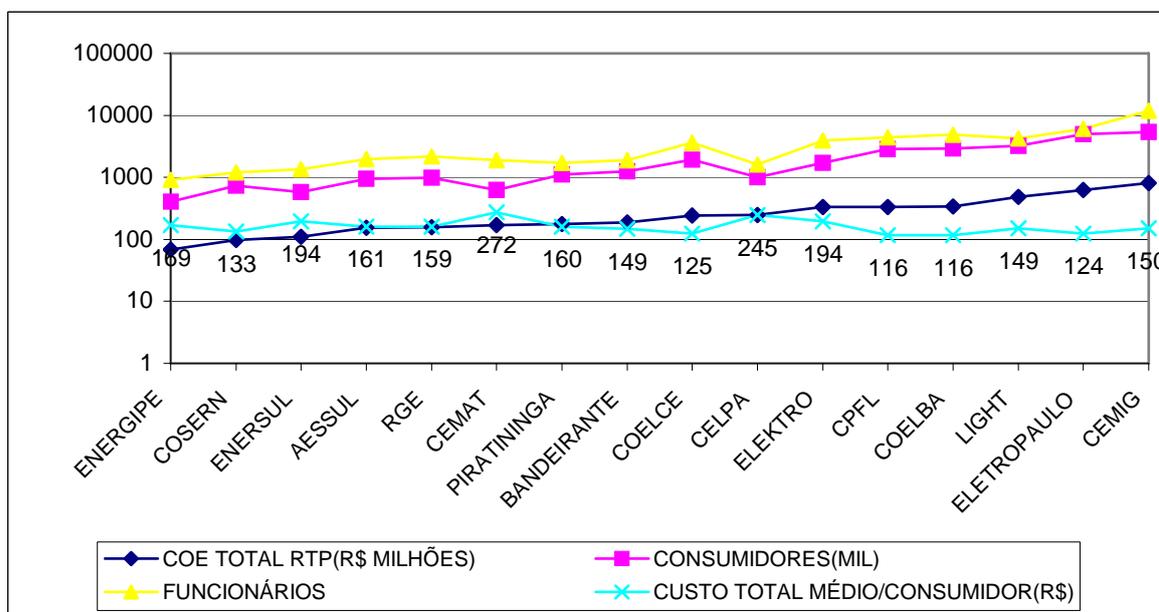


Gráfico 4.20 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais nas RTPs

No Gráfico 4.21 apresenta-se o custo médio da ER por consumidor comparando os valores de dezembro de 2001 com os valores nas datas das respectivas RTPs. Já o Gráfico 4.22 apresenta essa mesma comparação entre as datas mostrando o percentual de reajuste aplicado entre as datas para cada concessionária considerada. Os reajustes variaram de um valor mínimo de 42% (março de 2003) para a COELBA até um valor Máximo de 107% (março de 2003) para a COELCE. O reajuste médio situou-se em torno de 56%.

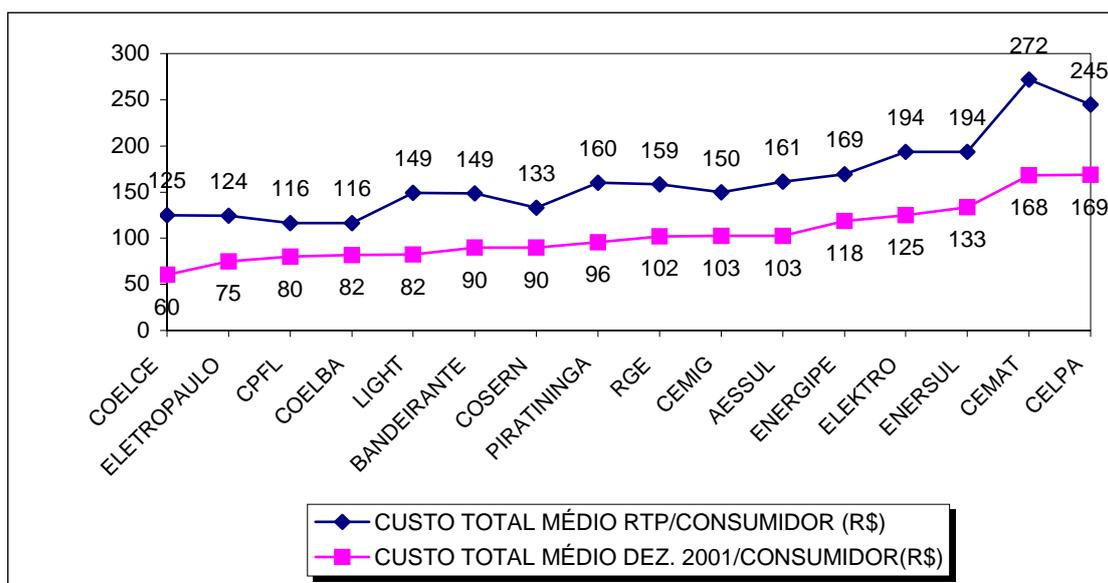


Gráfico 4.21 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Médios por Consumidor Dezembro 2001 vs. RTPs

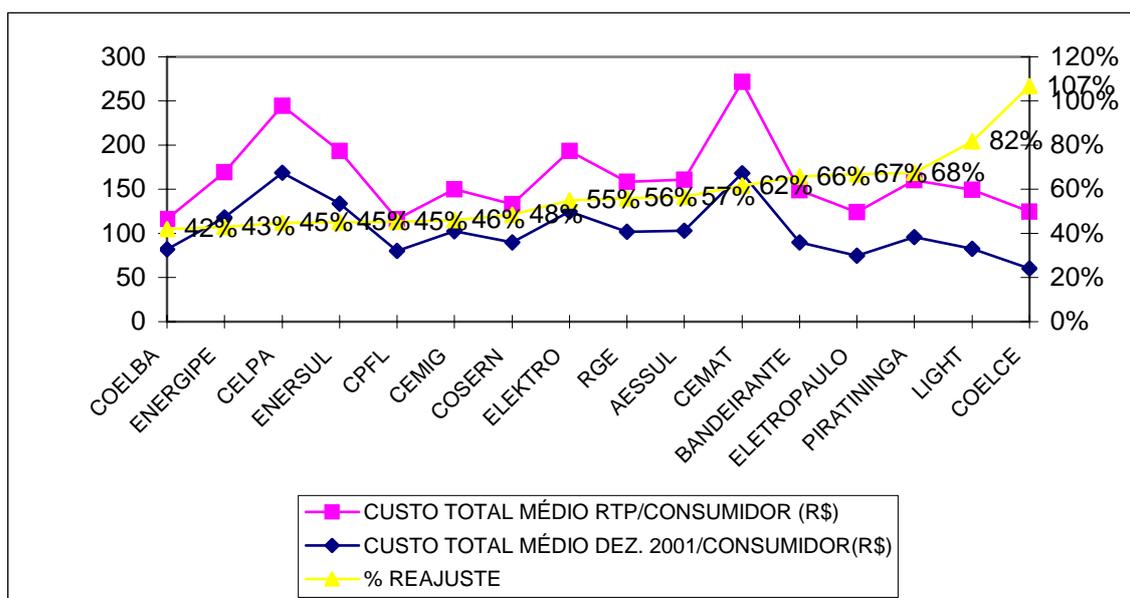


Gráfico 4.22 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Variação dos Custos Médios por Consumidor Dezembro 2001 vs. RTPs

4.4.6. Resumo das correlações

A Tabela 4.9 apresenta o resumo dos resultados obtidos na amostra analisada:

Tabela 4.9 - Índices de correlação - r^2 (r) - Resumo

CUSTOS		FUNCIONÁRIOS	RECEITA VERIFICADA ANO-TESTE	EXTENSÃO REDE	CONSUMIDORES	MERCADO ANO-TESTE
ESTRUTURA CENTRAL	r2		0,9378		0,8974	
	r		0,97		0,95	
ESTRUTURA REGIONAL	r2	0,902			0,9597	
	r	0,95			0,98	
P&A COMERCIAIS	r2				0,9754	0,9362
	r				0,99	0,97
P&A O&M	r2	0,9497		0,902	0,6774	
	r	0,97		0,95	0,82	
TOTAL ER	r2	0,9703			0,9352	
DEZ.2001	r	0,99			0,97	
TOTAL RTP's	r2	0,8956			0,9371	
	r	0,95			0,97	

Conclui-se que a variável “número de consumidores” aparece como a primeira melhor explicação para três tipos de custos (Estrutura Regional, P&A Comercial e Custo Total RTPs), enquanto a variável “número de funcionários” é a melhor variável explicativa para os custos de P&A O&M e os custos totais da ER em dezembro de 2001. A variável “receita verificada no ano-teste” é a melhor explicação para os custos da estrutura central.

Dado que a variável “número de funcionários” aparece como a melhor explicação dos custos totais da ER para valores de dezembro de 2001, cumpre analisar os valores calculados pela reta de regressão $Y = 0,0484X + 17,546$ comparando-os com os valores efetivos dos custos totais da ER de dezembro de 2001 como apresentado no Gráfico 4.23.

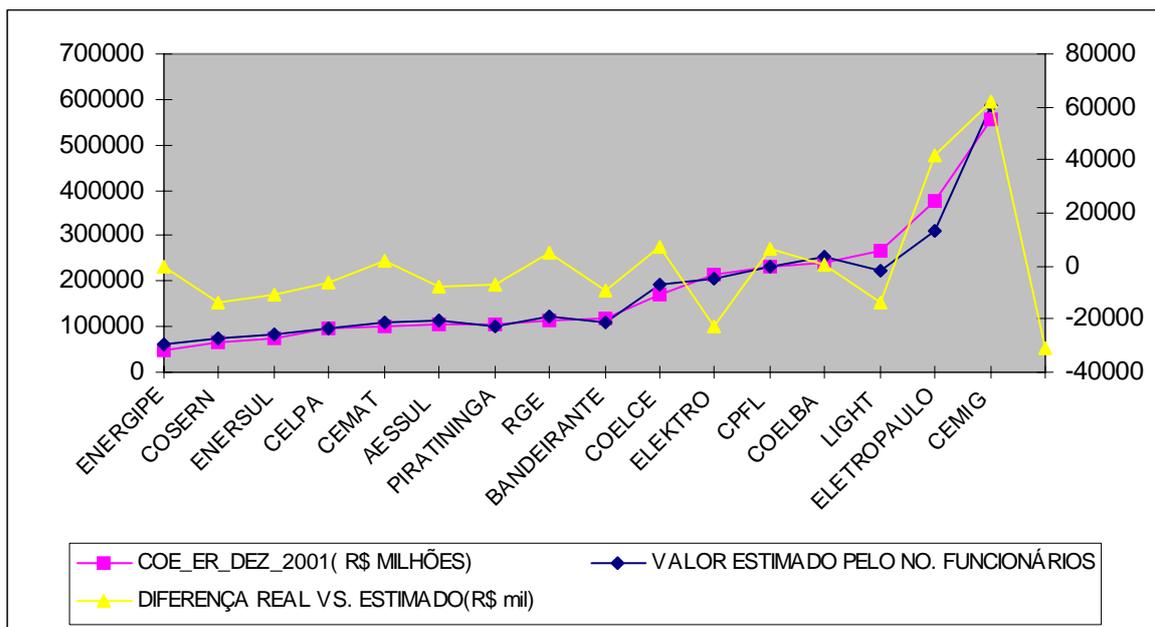


Gráfico 4.23 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais Dezembro 2001 vs. valores estimados pelo n° de funcionários

O mesmo se aplica para os valores dos custos totais da ER das RTPs com relação ao número de consumidores usando a reta de regressão $Y = 0,071X + 45,275$ como apresentado no Gráfico 4.24.

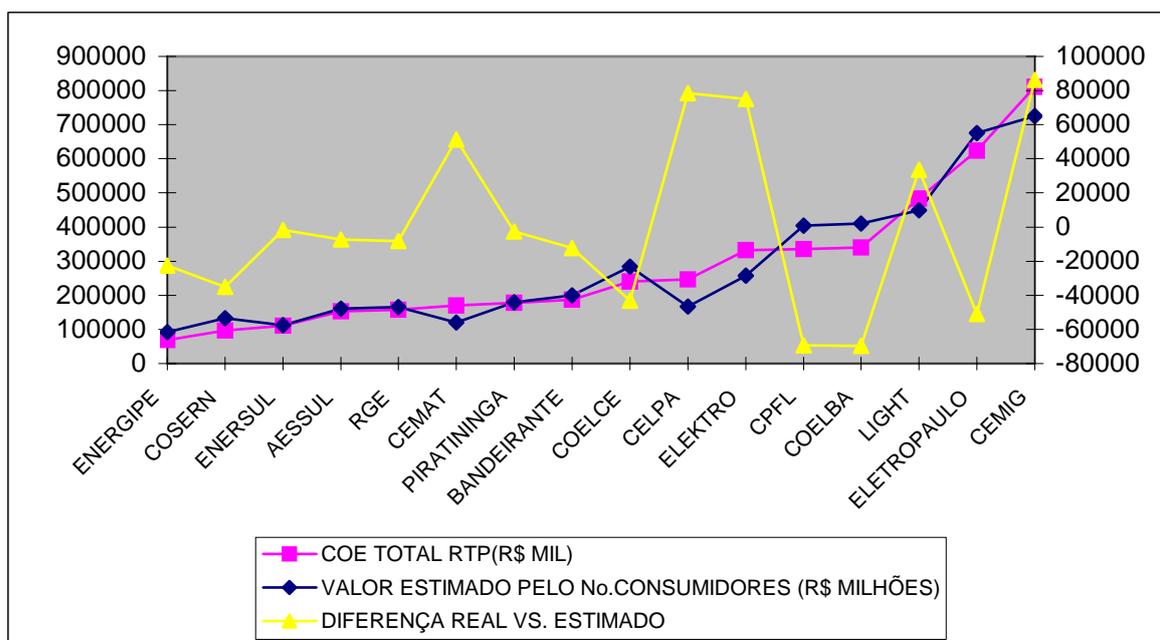


Gráfico 4.24 - ER - Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Custos Totais nas RTPs vs. valores estimados pelo n° de consumidores

Pode-se, portanto, avançar na conclusão de que os custos totais estabelecidos pela ER tanto no ano base como nas datas das respectivas RTPs estariam fortemente dependentes de duas variáveis importantes: uma interna da própria ER (o número de funcionários) e outra externa à ER (o número de consumidores).

Assim sendo, das constatações acima, pode-se sugerir o uso das variáveis identificadas como um instrumento de acompanhamento do processo de determinação dos custos da ER tanto para o regulador como para o regulado, contribuindo para a discussão e o aprimoramento do processo regulatório.

4.5. Considerações sobre o primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas

Até a data de 7 de fevereiro de 2006 a ANEEL havia realizado 61 revisões tarifárias periódicas correspondentes ao primeiro ciclo de revisões iniciado em 8 de abril de 2003. (Anexo J, K e L).

Após uma análise das revisões periódicas empreendidas para as 28 concessionárias com mais de 400 mil unidades consumidoras, observa-se que os valores dos custos operacionais eficientes atribuídos pela empresa de referência passaram por ajustes ao longo do processo.

Trabalhando com os valores que incluem a denominada “inadimplência regulatória”, observa-se que os valores dos custos operacionais eficientes (COE) sofreram variações nominais que vão de -2,36% (CEAL) a 29,90% (CPFL), com uma variação média da ordem de 10,68% como apresentado na tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Evolução dos Custos Operacionais Eficientes (R\$ milhões)

CONCESSIONÁRIA	DATA RTP	AP	VALORES EM R\$ MILHÕES (*)				ÚLTIMO VALOR (VF)	Variação nominal (%) (VF/VI) *100
			INICIAL (VI)	INTERMEDIÁRIO 1	INTERMEDIÁRIO 2			
CEAL	28/8/2005	016/2005	151,69			148,10	-2,36%	
CEPISA	25/8/2005	012/2005	143,38			142,51	-0,60%	
CEMAR	25/8/2005	013/2005	218,12	219,84		219,84	0,78%	
CERJ	30/12/2003	039/2003	283,66			287,26	1,27%	
CELPE	13/4/2005	003/2005	380,59	385,88		385,88	1,39%	
SAELPA	28/8/2005	015/2005	189,68			192,52	1,50%	
CEEE	21/10/2004	032/2004	236,94	241,53		241,93	2,10%	
COPEL	23/6/2004	017/2004	595,48			619,29	4,00%	
ESCELSA	5/8/2004	025/2004	212,03			221,52	4,48%	
CELG	12/9/2005	018/2005	468,27			489,63	4,56%	
ELEKTRO	26/8/2003	024/2003	332,20	332,81		356,05	7,18%	
ELETROPAULO	3/7/2003	019/2003	624,11	653,58		674,62	8,09%	
CELESC	5/8/2004	023/2004	417,41	442,07		451,47	8,16%	
LIGHT	6/11/2003	028/2003	482,97	513,83		533,78	10,52%	
RGE	17/4/2003	009/2003	157,56	170,19		174,98	11,06%	
BANDEIRANTE	22/10/2003	026/2003	186,79	191,10	201,48	208,06	11,39%	
CEB	25/8/2004	027/2004	130,45			145,56	11,58%	
PIRATININGA	22/10/2003	025/2003	177,07	181,76	190,61	197,94	11,79%	
CELPA	7/8/2003	023/2003	245,71	245,50		278,15	13,20%	
AES SUL	17/4/2003	010/2003	152,63	16,63		173,79	13,87%	
CEMAT	8/4/2003	005/2003	170,65	183,71		200,24	17,34%	
COSERN	17/4/2003	012/2003	97,04	107,02	112,96	115,30	18,82%	
CEMIG	8/4/2003	007/2003	811,46	870,44	958,28	967,24	19,20%	
COELCE	17/4/2003	011/2003	240,76	258,90	275,13	287,05	19,23%	
ENERSUL	8/4/2003	006/2003	110,75	122,25	128,91	132,26	19,43%	
ENERGIPE	17/4/2003	013/2003	68,51	75,50	80,65	83,69	22,16%	
COELBA	17/4/2003	014/2003	339,67	380,77	410,83	437,79	28,89%	
CPFL	8/4/2003	008/2003	335,43	394,37	413,18	435,72	29,90%	

(*) Valores incluem parcela referente à inadimplência regulatória de 0,5% do faturamento bruto realizado (ex-ICMS)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e seus anexos

No caso de exclusão dos valores da inadimplência regulatória, as variações sofrem pequenas modificações como se observa na tabela 4.11 em que o intervalo das variações nominais varia de -2,39% (CEAL) a 31,20% (CPFL) com uma variação média da ordem de 10,96%.

Tabela 4.11 - Evolução dos Custos Operacional Eficiente excluída a inadimplência regulatória (R\$ milhões)

CONCESSIONÁRIA	DATA RTP	AP	Inadimplência regulatória (\$)	CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES (COE) (R\$ MILHÕES) (**)			
				Coe iniciais	Coe finais	Coe variação nominal (R\$)	Coe variação nominal (%)
CEAL	28/8/2005	016/2005	1,84	149,85	146,27	-3,58	-2,39%
CEPISA	25/8/2005	012/2005	1,49	141,88	141,02	-0,86	-0,61%
CEMAR	25/8/2005	013/2005	2,60	215,53	217,24	1,71	0,79%
CERJ	30/12/2003	039/2003	6,17	277,48	281,09	3,60	1,30%
CELPE	13/4/2005	003/2005	6,66	373,92	379,21	5,29	1,41%
SAELPA	28/8/2005	015/2005	2,09	187,58	190,43	2,84	1,52%
CEEE	21/10/2004	032/2004	6,21	230,73	235,72	4,99	2,16%
COPEL	23/6/2004	017/2004	12,68	582,80	606,61	23,81	4,09%
ESCELSA	5/8/2004	025/2004	4,34	207,69	217,18	9,49	4,57%
CELG	12/9/2005	018/2005	6,51	461,76	483,12	21,36	4,63%
ELEKTRO	26/8/2003	024/2003	7,54	324,66	348,51	23,85	7,35%
ELETROPAULO	3/7/2003	019/2003	29,44	594,67	645,18	50,51	8,49%
CELESC	5/8/2004	023/2004	10,75	406,66	440,71	34,06	8,38%
LIGHT	6/11/2003	028/2003	17,44	465,53	516,33	50,80	10,91%
RGE	17/4/2003	009/2003	4,61	152,95	170,37	17,42	11,39%
BANDEIRANTE	22/10/2003	026/2003	7,20	179,59	200,86	21,27	11,84%
CEB	25/8/2004	027/2004	3,39	127,06	142,17	15,11	11,89%
PIRATININGA	22/10/2003	025/2003	6,93	170,15	191,02	20,87	12,27%
CELPA	7/8/2003	023/2003	3,19	242,52	274,96	32,44	13,38%
AES SUL	17/4/2003	010/2003	5,26	147,36	168,53	21,16	14,36%
CEMAT	8/4/2003	005/2003	2,96	167,68	197,27	29,59	17,65%
COSERN	17/4/2003	012/2003	1,90	95,14	113,40	18,26	19,19%
CEMIG	8/4/2003	007/2003	21,71	789,75	945,53	155,78	19,72%
COELCE	17/4/2003	011/2003	4,32	236,44	282,73	46,29	19,58%
ENERSUL	8/4/2003	006/2003	2,11	108,64	130,15	21,52	19,81%
ENERGIPE	17/4/2003	013/2003	1,12	67,39	82,57	15,18	22,53%
COELBA	17/4/2003	014/2003	6,44	333,23	431,35	98,12	29,44%
CPFL	8/4/2003	008/2003	13,96	321,47	421,76	100,29	31,20%

(**) Valores NÃO incluem parcela referente à inadimplência regulatória de 0,5% do faturamento bruto realizado (ex-ICMS)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e seus anexos

A relação apresentada na tabela 4.11 entre os valores iniciais e finais dos custos operacionais eficientes bem como a variação porcentual nominal é ilustrada no Gráfico 4.25 no qual os valores estão ordenados por ordem crescente do número de unidades consumidoras de cada concessionária.

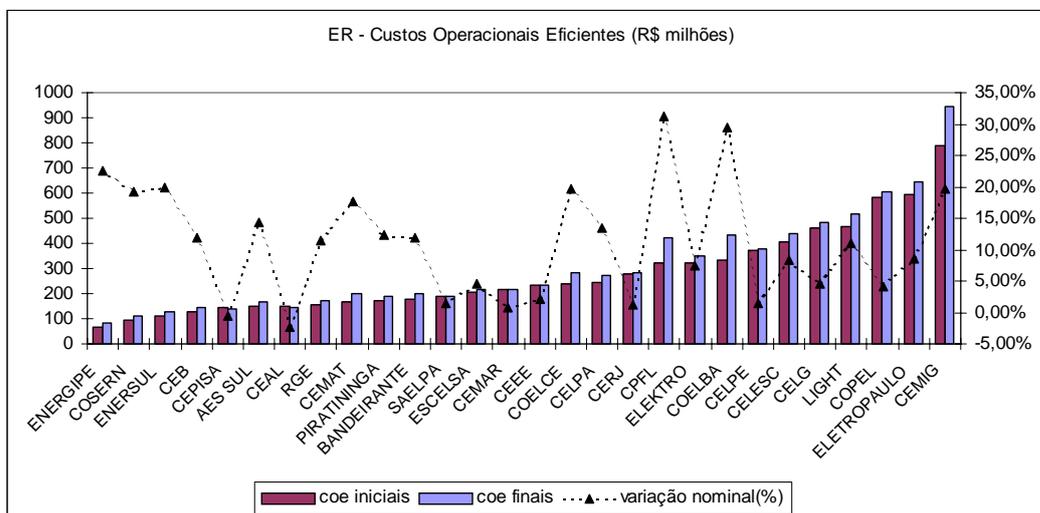


Gráfico 4.25 - Evolução dos custos operacionais eficientes (R\$ milhões)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e anexos

A evolução cronológica das variações percentuais entre os valores iniciais e finais dos custos operacionais eficientes (ordenadas pelas respectivas datas da RTPs) é ilustrada no Gráfico 4.26.

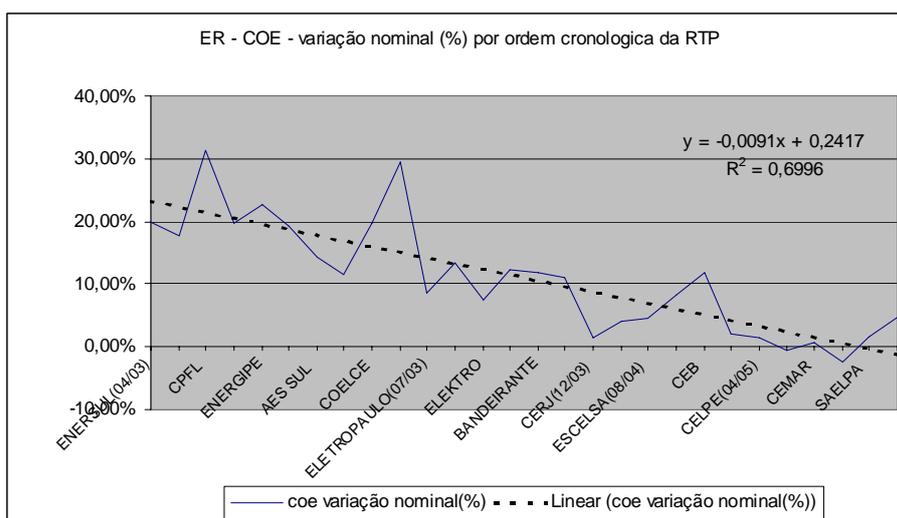


Gráfico 4.26 - ER - COE - evolução cronológica da variação porcentual nominal

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e anexos

É importante observar no Gráfico 4.26 que a variação percentual nominal entre os custos operacionais eficientes iniciais e finais foi diminuindo ao longo do processo de revisões tarifárias. Observa-se que as maiores variações ocorreram nas revisões realizadas em abril de 2003, variações que foram declinando para as revisões realizadas em julho e dezembro daquele ano e para as revisões feitas em 2004 e 2005. Tal evolução pode indicar que tenha havido um aprendizado na aplicação da metodologia da ER.

Como era de se esperar, ocorre uma correlação linear expressiva entre os custos operacionais da ER (iniciais e finais) e o número final de funcionários, já que o número de funcionários é um dos dados de entrada do modelo. Esta situação é ilustrada pelo Gráfico 4.27 correspondente aos dados da Tabela do Anexo K.

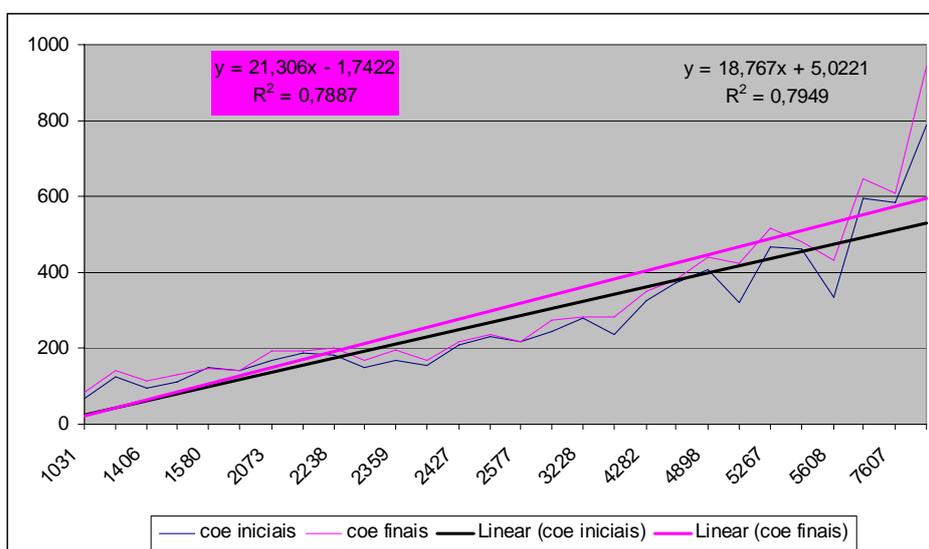


Gráfico 4.27 - ER - Correlação entre os COEs (R\$ milhões) vs. o número final de funcionários
Fonte: ANEEL - Notas técnicas e anexos

Os custos operacionais eficientes iniciais por funcionário variam de R\$ 58,68 mil (COELCE) a R\$ 100,60 mil (CEB) e os custos operacionais eficientes finais por funcionário variam de R\$ 70,17 mil para a COELCE e R\$ 112,57 mil para a CEB como apresentado no Gráfico 4.28. Os valores médios foram de R\$ 77,59 mil e R\$ 85,35 mil, respectivamente. (dados da tabela do Anexo K).

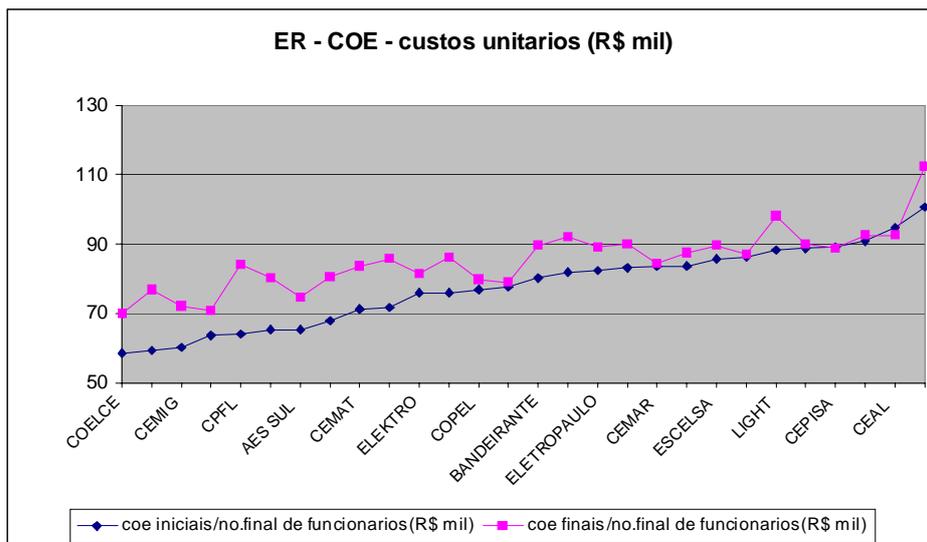


Gráfico 4.28 - ER - custos operacionais eficientes por funcionário (R\$ mil)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e anexos

Ocorre uma correlação linear expressiva também entre os custos operacionais da ER. (iniciais e finais) e o número de unidades consumidoras embora o número de unidades consumidoras seja uma variável externa ao modelo da ER. Esta situação é ilustrada pelo Gráfico 4.29 correspondente aos dados da Tabela do Anexo K.

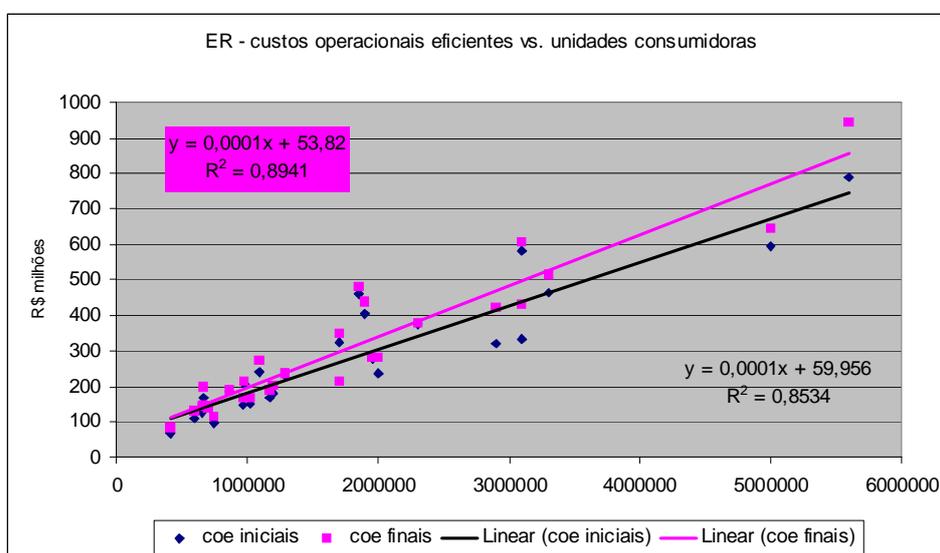


Gráfico 4.29 - ER - Correlação entre os COEs (R\$ milhões) vs. o número de unidades consumidoras

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e seus anexos

Os custos operacionais eficientes iniciais por unidade consumidora variam de R\$ 107,49 (COELBA) a R\$ 250,65 (CEMAT) e os custos operacionais eficientes finais por unidade consumidora variam de R\$ 127,79 (CEMAR) e R\$ 294,88 para a CEMAT como apresentado no Gráfico 4.30. Os valores médios foram de R\$ 170,56 e R\$ 187, 61, respectivamente (dados da tabela do Anexo K)

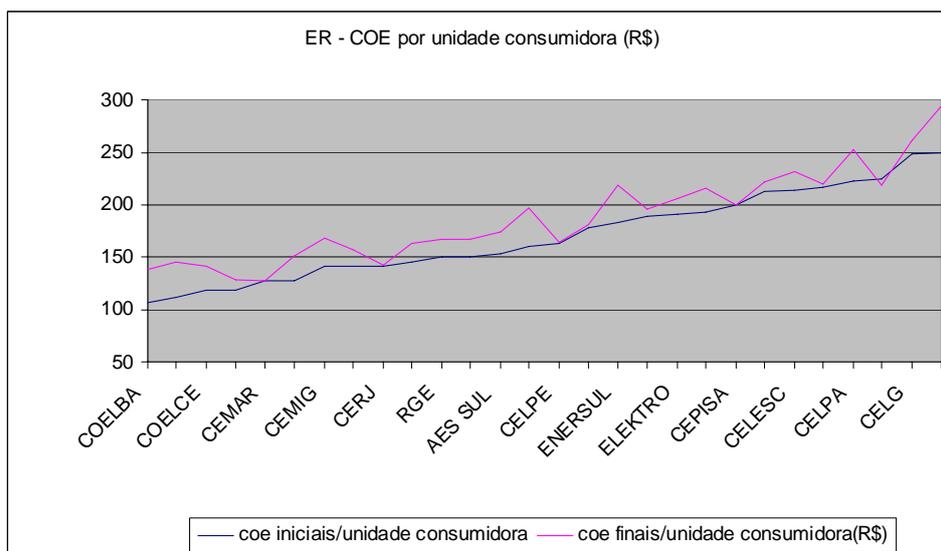


Gráfico 4.30 - ER - custos operacionais eficientes por funcionário (R\$ mil)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e seus anexos

4.6. Critérios de avaliação da utilização da metodologia da ER

De acordo com Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004, p.1), o processo de regulação tarifária da distribuição de eletricidade é um processo de governança de um contrato de longo prazo que tem como objetivos: (i) garantir a continuidade na prestação dos serviços de qualidade adequada; (ii) promover a modicidade da tarifa em benefício dos consumidores; (iii) preservar o Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF) do contrato.

Segundo aqueles autores um adequado processo de governança deve se caracterizar pela transparência, coerência e consistência das metodologias utilizadas. Transparência é entendida como a possibilidade das partes interessadas em reproduzir o processo de decisão e os resultados apresentados pelo regulador. Coerência trata da compatibilidade dos métodos empregados no processo de regulação. A consistência implica a manutenção das regras de regulação ao longo do tempo e na previsibilidade das mudanças quando estas se fizerem necessárias.

Um dos aspectos mais inovadores e também mais polêmico do atual processo de regulação das concessionárias de distribuição de energia elétrica é o emprego da ER adotada na determinação dos custos operacionais eficientes. O uso da ER atende o objetivo de tornar o regulador menos dependente das informações sobre as empresas reguladas, mas apresenta limitações no conceito daquilo que seria uma empresa eficiente.

Isto porque de acordo com Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004, p.8) há pelo menos duas abordagens distintas para a construção da empresa eficiente. Na primeira, a empresa ideal é construída a partir de engenharia com base em julgamentos sobre as melhores práticas e tecnologias apropriadas tendo caráter prescritivo. Na segunda abordagem, a construção de referências de desempenho é feita por comparação com as empresas existentes quer com relação a uma fronteira eficiente, quer com relação a índices médios de desempenho.

Aqueles autores concluem que [...]“não havendo uma metodologia explícita para a determinação dos critérios de eficiência empregados, a ANEEL corre o risco de comprometer o processo de aprendizado regulatório. Ao invés de lidar adequadamente com a assimetria de informação, acabará por introduzir um ruído no processo.”[...] (ANUATTI NETO; PELIN; PEANO, 2004, p.10)

Em que medida a análise exploratória das RTPs empreendida até aqui poderia contribuir para a avaliação da utilização da metodologia da ER?

A comparação entre os custos efetivamente determinados pela ER e os custos projetados pelo uso de variáveis explicativas serviria para a identificação de desvios contribuindo para maior discussão dos critérios de eficiência empregados pela ER e em última análise para maior explicitação e consolidação dos critérios adotados. Serviria, portanto, como um instrumento auxiliar para o aperfeiçoamento da transparência e da coerência do processo regulatório.

4.7. Implicações da ER na estratégia de longo prazo das concessionárias

Da teoria da organização constatou-se que no contexto econômico atual a adequação da organização ao seu meio ambiente é parte integrante de suas estratégias empresariais.

Em princípio essas estratégias empresariais devem contemplar duas dimensões: a eficiência de curto prazo e a eficiência de prazo mais longo de modo a garantir sua adequação a um meio ambiente em constante mutação caracterizado pela presença de um número cada

vez maior e mais atuante de partes interessadas (stakeholders). Essa realidade torna-se mais aguda nas empresas que atuam em ambientes regulados. É grande o desafio dos administradores operantes em ambientes regulados. Esse é o pano de fundo das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Em que medida o uso do modelo adotado pela ANEEL e em particular o uso da ER condicionaria o alcance desses objetivos? A constatação da forte dependência dos custos da ER com relação ao número de funcionários e ao número de consumidores seria capaz de induzir tendências estratégicas a serem utilizadas pela Administração das empresas reguladas?

Em princípio, identificam-se três eixos de atuação para as empresas reguladas. Uma primeira orientação seria para ampliar a base de consumidores, contribuindo dessa maneira com a universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica.. Uma segunda orientação seria para dimensionar sua força de trabalho própria a fim de se adequar aos parâmetros adotados pela ER ampliando ou reduzindo o número de funcionários próprios e terceirizados. Assim, as duas dimensões anteriores estariam contribuindo para a eficiência de curto prazo das empresas reguladas (manutenção da sua estrutura atual). Uma terceira orientação diz respeito ao processo de atualização e renovação tecnológica. Embora a ER na determinação da base de remuneração trabalhe com o conceito de VNR, não haveria na sua formulação uma consideração explícita para a identificação dos custos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), o que poderia inibir a iniciativa das empresas reguladas quanto à busca de sua atualização tecnológica (eficiência de prazo mais longo).

Este é portanto o contexto do ambiente regulatório onde operam as distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Identificar as estratégias empresariais e as possíveis alterações nas estruturas organizacionais adotadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica em resposta ao uso da ER adotada pela ANEEL será o objeto do próximo capítulo.

CAPÍTULO 5 - AS CONSEQÜÊNCIAS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE EMPRESA DE REFERÊNCIA SOBRE AS ESTRATÉGIAS EMPRESARIAIS DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. Introdução

O principal objetivo do método de regulação por incentivos é promover a melhoria da eficiência recompensando o bom desempenho da empresa regulada com relação a parâmetros predeterminados (“benchmarks”).

Verifica-se que os órgãos reguladores vêm adotando uma variedade de métodos e técnicas de “benchmarking” no processo de regulação por incentivos. Em uma possível classificação, o desempenho efetivo pode ser comparado com parâmetros (“benchmarks”) que são vinculados (endógenos) ou não (exógenos) ao desempenho ou ao comportamento das empresas individuais.

Desse modo, entende-se que o modelo de “benchmarking” dos custos operacionais utilizado pela ANEEL é um modelo híbrido na medida em que para a determinação dos custos operacionais eficientes de alguns dos centros de custos são utilizados parâmetros completamente não vinculados às empresas (como p.ex., o organograma, o custo da estrutura central), enquanto para outros centros de custos são usados parâmetros em parte vinculados e em parte não vinculados (como p.ex., a estrutura regional, os P&A COMERCIAIS e os P&A de O&M).

Constatou-se que a utilização da ER responde de maneira bastante satisfatória à questão da assimetria de informações na medida em que torna o regulador menos dependente das informações sobre as empresas reguladas e potencialmente promoveria a coerência e a consistência do processo de regulação.

Entretanto, o modelo de determinação dos custos operacionais eficientes adotado na ER apresenta limitações conceituais quanto ao que seria uma empresa eficiente; não há uma metodologia explícita dos critérios de eficiência empregados, o que pode comprometer a transparência de sua aplicação.

Neste capítulo são identificadas as respostas das empresas de distribuição de energia elétrica à regulação econômica. Avaliam-se os efeitos que a presença da regulação por

“benchmarking” dos custos operacionais pode ter na indução da eficiência e das estratégias empresariais adotadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A hipótese principal é a de que em face de um processo de regulação do setor, ainda em maturação por uma agência independente vinculada ao poder concedente e às incertezas dela decorrente - que caracterizariam um ambiente com elevado determinismo ambiental e relativa capacidade de escolha pelas empresas reguladas - as concessionárias de distribuição darão maior destaque à sua gestão estratégica enfatizando seu crescimento pela consolidação de suas redes com foco nos contratantes e a identificação de novas oportunidades de comercialização de energia.

As conclusões esperadas são de que a adoção de “benchmarks” pelo regulador induza as estratégias das empresas a privilegiar tais “benchmarks” (padrões operacionais, imagem perante os consumidores, entre outros) em detrimento do desenvolvimento de outras estratégias de negócio plausíveis em ambiente regulado com maior latitude.

5.2. A importância da dimensão estratégica no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil

Ao longo dos capítulos 2 e 3, com a análise da evolução do setor elétrico brasileiro, constatou-se que sua forma de organização no período anterior à década de 90 tinha o Estado como seu agente preponderante no qual os mecanismos de poupança compulsória (IUEE, CRC, RGG) eram usados para financiar a implantação da infra-estrutura no País ampliando a capacidade instalada do sistema a fim de atender à demanda de mercado. Seus administradores orientavam-se pela lógica macroeconômica no atendimento da expansão da capacidade instalada das empresas controladas pelo Estado.

Na seqüência da desregulamentação e privatização do setor, assiste-se à diminuição do papel do Estado e à tentativa de criar-se um ambiente competitivo no qual a lógica predominante é a lógica microeconômica do modelo da organização industrial. Na abordagem da Teoria da Organização Industrial a dinâmica que prevalece é a maximização da riqueza dos acionistas, na qual a estratégia local insere-se na estratégia global das empresas internacionalizadas.

De acordo com Figueiredo (1999):

[...] Todo o debate e a maior parte dos esforços no projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro são dirigidos aos aspectos tecnológicos e institucionais do modo de organização da produção de eletricidade no país.No entanto, a estratégia e o modo de gerenciamento das unidades produtivas são igualmente importantes, pois através deles é que se materializa o novo modo de operação planejado para esta indústria, na medida em que as empresas sejam geridas segundo os objetivos perseguidos pelo Poder Concedente. [...] (FIGUEIREDO, 1999, p.18).

5.2.1. Análise estrutural do setor de distribuição de energia elétrica

Como pano de fundo para a identificação dos elementos constituintes na formulação das estratégias a serem adotadas na indústria de energia elétrica, Figueiredo (1999, p. 20 -36) sugere a aplicação do modelo de análise estrutural de Porter (1980).

As forças que governam a concorrência na visão de M. Porter (ilustradas na Figura 5.1.) são: (i) As barreiras à entrada em um mercado; (ii) O poder de barganha dos compradores; (iii) O poder de barganha dos fornecedores; (iv) A ameaça de produtos de substituição e (v) A disputa por uma posição dentro da indústria.

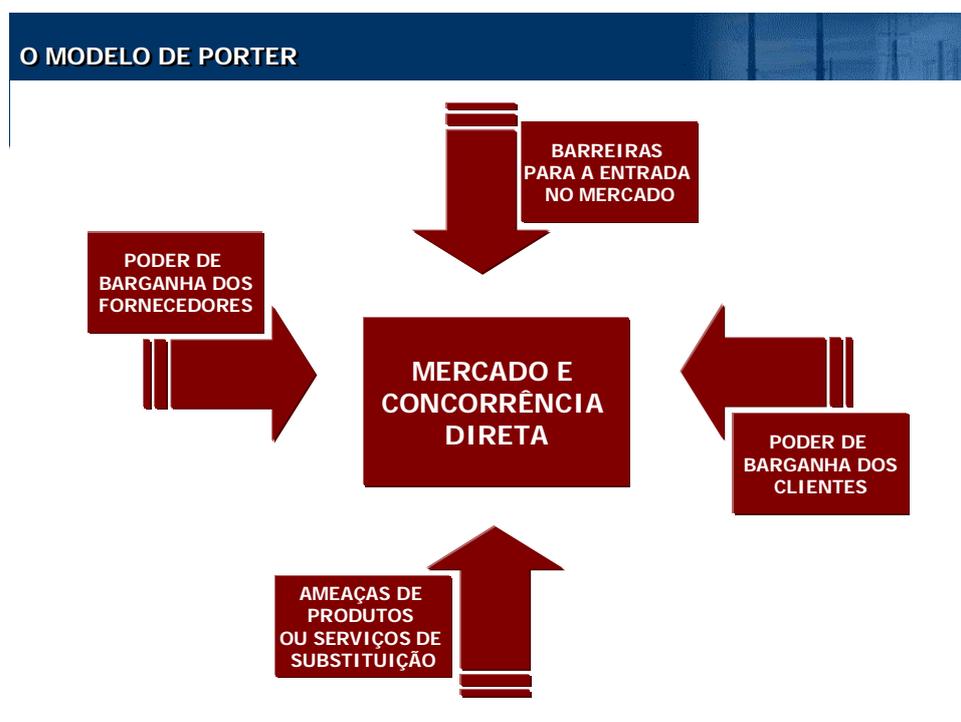


Figura 5.1 - O modelo de Porter

Porter identifica seis barreiras para a entrada em um mercado: (i) economias de escala; (ii) diferenciação de produtos; (iii) necessidades de capital; (iv) desvantagens de custo independentemente do tamanho; (v) acesso a canais de distribuição; e (vi) a política governamental.

Embora no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro da atualidade todas as seis barreiras anteriores se façam presentes em menor ou maior grau, a política governamental apresenta-se como a força determinante, já que o Estado como poder concedente por meio da ANEEL determina a entrada e saída das empresas pelo uso dos contratos de concessão. Conclui-se, portanto, que as barreiras de entrada no setor são extremamente elevadas.

Limitando-se a distinção dos consumidores apenas entre cativos e independentes, vê-se que o poder de barganha isolado dos primeiros é notoriamente débil. Já os consumidores independentes podem apresentar certo poder de negociação, mas esse poder sofre atenuações na medida em que deve ser considerado como fator limitador desse poder o custo do transporte de energia de fornecedores alternativos. Por outro lado, a presença do órgão regulador pode servir como atenuante ao baixo poder dos consumidores cativos. Conclui-se que o poder de barganha dos consumidores no seu conjunto é relativamente pequeno.

A desverticalização do setor de energia elétrica implicou a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição e comercialização. As empresas distribuidoras dependem fundamentalmente das geradoras hidrelétricas para o suprimento de parte significativa de suas necessidades. Entretanto, considerando a relação entre a oferta de energia e a demanda, o poder de barganha dos fornecedores flutua ao longo do tempo. Conclui-se que no estágio atual o poder de barganha dos fornecedores do setor de distribuição de energia elétrica é relativamente pequeno. A perspectiva de aumento da concorrência com a oferta de energia proveniente de fontes alternativas poderá reduzir ainda mais o poder de barganha dos fornecedores tradicionais ao longo do tempo.

Igualmente fraca é a ameaça de produtos e/ou serviços substitutos da energia elétrica. Pode-se pensar em fontes alternativas de energia ao nível do consumidor final como geração própria ou o uso de novos combustíveis como o gás, mas a perspectiva de uma substituição maciça não parece iminente.

Atuando em áreas próprias e exclusivas de concessão, as empresas de distribuição de energia elétrica não estão expostas a grandes disputas de posição - com exceção da disputa de clientes potencialmente livres dentro e fora de suas áreas de concessão. Entretanto, como salientado anteriormente, essa disputa é atenuada em função do custo de transporte de energia entre os consumidores livres e fornecedores "externos" à área de concessão.

A hipótese do modelo de Porter é a de que quanto maiores as forças em um setor menores seriam os retornos médios obtidos pelas empresas que nele atuam e vice-versa. Portanto, pela análise anterior conclui-se que os retornos médios do setor de distribuição de energia elétrica tendem a ser elevados - como era de se esperar - pelas próprias características físicas e estruturais dessa indústria. O potencial de elevados retornos, portanto, explicaria a pressão pela presença de uma atuante regulação pelo poder concedente.

5.2.2. Regulação e gestão estratégica das empresas reguladas

Borenstein (1999) propõe a análise do equilíbrio, ao longo do tempo, entre a regulação e a gestão competitiva das empresas reguladas, a partir da concepção de Hrebiniak e Joyce (1985 apud BORENSTEIN, 1999)²⁶ como apresentado no Gráfico 5.1

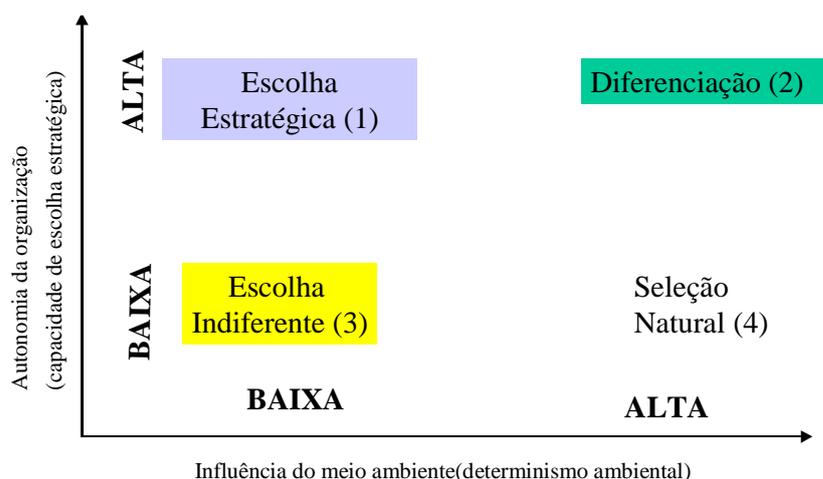


Gráfico 5.1 - Modelo de Hrebiniak e Joyce.

Fonte: Borenstein (1999, p. 224).

No Gráfico 5.2 o eixo horizontal representa o grau de determinismo ambiental, entendido como a capacidade relativa do ambiente externo da organização influenciar ou restringir suas ações. O eixo vertical representa a capacidade de escolha estratégica, entendida como o grau de liberdade (autonomia) da organização para decidir, antecipar-se ou ainda

²⁶ HREBINIAK, L.G., JOYCE, W.F. Organizational Adaptation : Strategic Choice and Environmental Determinism Administrative Science Quarterly, U.S.A. v.september, p.336-349, 1985 apud BORENSTEIN, C.R. Regulação e Gestão Competitiva em Setores de Infra-Estrutura: A Procura de um Equilíbrio Dinâmico in BORENSTEIN, C.R. Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999. 1ª.e.

influir sobre as ações a serem implementadas. A interação entre essas duas variáveis independentes determina quatro tipos de comportamento organizacional:

Quadrante 1 - elevada capacidade de escolha estratégica e baixo grau de determinismo ambiental com a empresa tendo máxima capacidade de escolha e de adaptação.

Quadrante 2 - Diferenciação - alto grau de determinismo ambiental, mas com alta capacidade de escolha estratégica podendo adaptar-se de maneira restrita por meio de mudanças internas à organização.

Quadrante 3 - Escolha indiferente - baixo grau de determinismo ambiental e baixa capacidade de escolha estratégica com a empresa adaptando-se de maneira incremental às oportunidades do meio ambiente.

Quadrante 4 - Seleção natural - alto grau de determinismo ambiental e mínima capacidade de escolha estratégica tendo alguma capacidade de escolha nos processos internos à organização.

Borenstein (1999) sugere - com a aplicação do modelo Hrebiniak e Joyce (1985) - que o órgão regulador deve manter as organizações no quadrante 2 (diferenciação) e conclui que

[...] Neste quadrante, elas possuem razoável capacidade de gestão competitiva. Estarão sujeitas, entretanto, à contraposição das ações regulatórias, garantindo os interesses governamentais e da sociedade. Desvios deste quadrante, especialmente para o primeiro deles devem ser, imediatamente, motivos de intervenção do órgão regulador, levando a um reposicionamento no quadrante 2. [...] (BORENSTEIN, 1999, p.278).

Entretanto, pode-se sugerir uma abordagem alternativa usando a análise SWOT ilustrada no Gráfico 5.2 em que o meio ambiente externo à organização é caracterizado pela predominância de Oportunidades (ou Ameaças) e o ambiente interno da organização é caracterizado pela predominância de Pontos Fortes (ou Pontos Fracos).

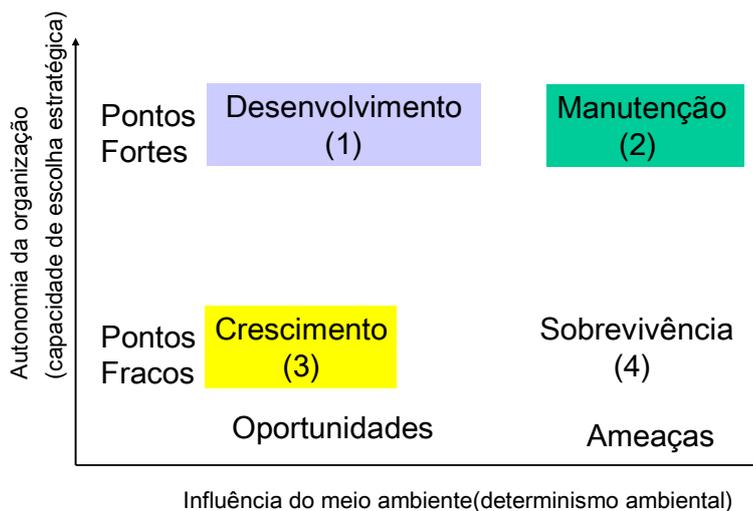


Gráfico 5.2 - Análise SWOT

As empresas que operassem em um ambiente externo de ação indireta no qual predominam as oportunidades buscariam implementar estratégias de desenvolvimento de seus negócios caso a organização apresentasse o predomínio de pontos fortes sobre pontos fracos. (Quadrante 1). Exemplo de estratégia de desenvolvimento mais comum é a estratégia de diversificação. Caso na organização haja o predomínio de pontos fracos sobre os pontos fortes, a empresa implementaria uma estratégia genérica de crescimento de seus negócios (Quadrante 3).

Em um ambiente externo de ação indireta onde predominam as Ameaças sobre as Oportunidades, as empresas frágeis buscam implementar estratégias genéricas de sobrevivência. (Quadrante 4). Já as empresas com predomínio de pontos fortes implementariam estratégias genéricas para a manutenção de seus negócios (Quadrante 2).

Portanto, entendendo com Borenstein (1999, p.278) que [...] “a regulação e a gestão competitivas podem ser compreendidas como um processo ao longo do tempo, de ações e reações, em equilíbrio dinâmico” [...], sugere-se que esse equilíbrio entre regulador e regulados busque desenvolver um ambiente regulatório que crie condições de proporcionar às empresas reguladas a implementação - no mínimo - de estratégias de manutenção e preferencialmente estratégias de crescimento a fim de atender à demanda de seus mercados em quantidade e qualidade.

Ou seja, o ambiente regulatório deve preferencialmente privilegiar as oportunidades no ambiente externo de ação indireta permitindo que as empresas reguladas potencializem seus pontos fortes em detrimento de suas fragilidades e possam implementar estratégias de crescimento.

Desse modo os possíveis pontos de convergência e divergência entre regulador e regulados são apresentados na Figura 5.2.



Figura 5.2 - Convergências / Divergências entre Empresa Regulada e Regulador

É interessante observar que ao analisar as estratégias adotadas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica e suas conseqüências sobre a estratégia e os objetivos do setor elétrico brasileiro, Tolmasquim, Oliveira e Campos, (2002) concluem que

[...] a regulação é necessária, independente do grupo controlador, seja ele estatal, privado nacional ou estrangeiro. [...] (p.184) e que:[...] vale remarcar que os grupos [investidores] que almejam estabilidade para seus investimentos no país devem procurar fortalecer as instituições responsáveis pelo setor no país que investem, e não enfraquecê-las, como tem sido a estratégia adotada perante a ANEEL, por exemplo. Esta, às vezes, pode ser uma estratégia de ganho a curto prazo, mas certamente é de prejuízo a médio e longo prazo. [...] (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002, p.187).

Supostamente essa contraposição entre regulado e regulador faz parte do “jogo” no processo de regulação. Utilizando-se o modelo SWOT é de se esperar que a empresa regulada busque operar no Quadrante 1 - onde teria a maior autonomia e o menor contingenciamento do meio ambiente - na tentativa de implementar uma estratégia genérica de Desenvolvimento. Por seu turno, o órgão regulador buscará enquadrar a empresa regulada no Quadrante 2, entendido como o mais representativo dos interesses de consumidores e do poder concedente, limitando-lhe, portanto, o número de graus de liberdade e reduzindo suas possibilidades de desenvolvimento.

Assim, Jamasb, Nillesen e Pollitt (2003 b) reportam sobre aquilo que denominam “comportamento estratégico ou jogo” entendido como o tipo de comportamento lícito adotado pela empresa regulada que objetiva aumentar lucros sem na realidade alcançar qualquer ganho de eficiência real, ou seja, um tipo de comportamento que desafia o propósito de incentivo do “benchmarking”, os objetivos regulatórios de operação eficiente e a proteção do interesse público. Em pesquisa realizada junto a oito órgãos reguladores cobrindo três continentes responsáveis por mais de 48 milhões de consumidores que adotam a regulação por incentivos utilizando “benchmarking”, os autores concluem que: [...] o uso do “benchmarking” pode levar as empresas a buscarem melhorias de desempenho virtuais em vez de melhorias reais “jogando” com o “benchmarking” do regulador em um número de maneiras contrárias às intenções do modelo. [...] (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003b, p.78).

Embora esses estudos refiram-se especificamente a ambientes regulados por incentivos utilizando “benchmarking” por métodos de fronteira (DEA - Data Envelopment Analysis) no caso dos reguladores europeus - e TFP (Total Factor Productivity) - no caso das comissões de utilidade pública norte-americanas (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003a) - eles ilustram os pontos de potenciais divergências e/ou diferenças entre as concessionárias e o regulador no contexto da regulação por incentivos usando modelos de “benchmarking”.

[...] Este tipo de comportamento é racional da perspectiva da empresa. Otimizar o processo de regulação e explorar a vantagem de informação maximizará os lucros dos acionistas. Nos casos onde, direta ou indiretamente, os consumidores são acionistas[...] os lucros em excesso da empresa podem ainda beneficiar o consumidor local. Contudo, onde os consumidores não têm nenhuma relação com o capital da empresa, tais estratégias regulatórias conduzirão em última análise a perdas de bem-estar. [...] (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003b, p.71).

Como visto, embora o modelo de “benchmarking” utilizado pela ANEEL não faça uso explícito de métodos de fronteira, a metodologia de aplicação da ER nas revisões tarifárias periódicas exerceria forte influência na escolha de estratégias das empresas reguladas na medida em que se deve reconhecer que o exercício de “benchmarking” feito pelos órgãos reguladores [...] molda inevitavelmente os esforços, e direciona recursos consideráveis das empresas em direção à confecção e às variáveis desses modelos[...] (JAMASB; NILLESEN; POLLITT, 2003a, p.70).

Ao analisar o comportamento das empresas no contexto da Regulação com base em Desempenho (PBR - Performance Based Regulation), Davis (2000) afirma que “o “benchmarking” de custos e de medidas de desempenho das empresas distribuidoras de

eletricidade muito provavelmente se transformará na peça central da [...] re-regulação após a reestruturação dos mercados de energia. [...]” (DAVIS, 2000, p.18) e recomenda que as empresas que operam em ambientes regulados no contexto da Regulação com base em Desempenho (PBR) tomem a liderança e estabeleçam seus próprios padrões de desempenho. Assim fazendo teriam condições de alinhar esses padrões de desempenho e os instrumentos para aperfeiçoá-los com os planos estratégicos da empresa.

[...] Na medida em que os objetivos de negócios da empresa devem estar alinhados com as medidas de desempenho e os incentivos financeiros que orientam as decisões gerenciais, um plano de Regulação com base em Desempenho (PBR) que seja formulado e proposto pela [própria] concessionária tem mais chances de levar a lucros mais elevados e serviços aperfeiçoados aos clientes do que um plano desenvolvido externamente imposto por reguladores.[...] (DAVIS, 2000, p.22-23).

Para tanto, o autor sugere a implementação de processos de trabalho para a redução de custos operacionais e a diminuição de custos de capital mostrados no Anexo N, e apresenta o plano desenvolvido pela ScottishPower como um caso exemplar a ser seguido pelas empresas de distribuição de energia elétrica (Anexo O).

Quais seriam, portanto, as conseqüências da aplicação da metodologia de “benchmarking” sobre as empresas reguladas? Em particular, quais as principais conseqüências da aplicação da ER como instrumento de “benchmarking” sobre o comportamento e os resultados das empresas objeto da regulação?

Buscam-se as respostas a essas perguntas utilizando a metodologia de pesquisa descrita a seguir.

5.3. Metodologia da pesquisa

5.3.1. Método de pesquisa

Segundo Sellitz et al. (1974)²⁷ há três tipos de pesquisa de acordo com seus objetivos:

²⁷ SELLITZ,C.,JAHODA,M.,DEUSTCH,M.,COOK,S.W. Métodos de pesquisa nas relações sociais – 2e. – Editora Pedagógica e Universitária: São Paulo, 1974 apud BORGER,F.G. Responsabilidade Social: Efeitos da atuação social na dinâmica empresarial – Tese de Doutorado – Departamento de Administração – Pós Graduação – FEA – Universidade de São Paulo – São Paulo, 2001

Estudo formulador ou exploratório: quando o objetivo da pesquisa é familiarizar-se com o fenômeno ou conseguir nova compreensão deste, freqüentemente para poder formular um problema mais preciso de pesquisa ou criar novas hipóteses.

Estudo descritivo: quando o objetivo da pesquisa é apresentar precisamente características de uma situação, um grupo ou indivíduo específico e verificar a freqüência com que algo ocorre ou com o que está ligado a alguma outra coisa.

Estudo de verificação de hipóteses causais: quando o objetivo é verificar uma hipótese de relação causal entre variáveis.

Dado que o objetivo deste trabalho é contribuir para o debate sobre as vantagens e desvantagens da aplicação do modelo de ER adotado pela ANEEL e em particular analisar as influências desse modelo na estratégia operacional das empresas reguladas, entende-se que se trata de uma pesquisa empírica exploratória.

Pode-se entender que o uso da metodologia da ER- cuja aplicação completou o primeiro ciclo de revisões tarifárias em 2006- implica um relacionamento bastante complexo entre o regulador e a empresa regulada. Portanto, sua análise depende da consideração de um número de elementos que abordam conceitos pouco consolidados e indicam a necessidade de uma pesquisa aberta de caráter exploratório.

A pesquisa apresentou as seguintes fases (além da fase preliminar de elaboração do questionário):

Primeira fase - teste do questionário de pesquisa com entrevistados selecionados.

Nesta fase foram realizados testes do questionário com três empresas concessionárias e com a Direção Técnico-Regulatória da ABRADDEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

As sugestões e recomendações apresentadas pelas organizações consultadas quanto à seqüência, formato e conteúdo das questões foram incorporadas à estrutura do questionário resultando na configuração apresentada no Anexo P.

Segunda fase - Envio do questionário para ser respondido pelos administradores das concessionárias responsáveis por seu posicionamento estratégico e a interface com o órgão regulador. Por intermédio da Direção Técnico-Regulatória da ABRADDEE, o questionário da pesquisa será enviado a todos os seus 51 associados, que correspondem a 99% do mercado de energia em novembro de 2005. (ANEXOS Q, R e S).

Terceira fase - Entrevista estruturada para consolidação das respostas obtidas por meio dos questionários.

5.3.2. *O estudo de caso*

Devido à impossibilidade do envio pela ABRADÉE às empresas associadas do roteiro de pesquisa, optou-se pelo uso da entrevista estruturada da terceira fase para a elaboração de estudo de caso múltiplo consolidando as respostas obtidas por meio dos questionários.

O método do estudo de caso tem uma longa e respeitada história na literatura acadêmica. O método do estudo de caso apresenta um potencial considerável para a análise das organizações na medida em que possibilita a investigação de múltiplas interdependências entre grupos e processos complexos no âmbito de atuação das empresas. Uma vantagem do estudo de caso como estratégia de pesquisa é que ele fornece uma riqueza de detalhes incomum na maioria das outras estratégias, oferecendo uma descrição mais abrangente do fenômeno sob análise.

Gimenez (2001) defende a utilização do estudo de caso como importante estratégia de pesquisa que tem seu papel, não apenas como ferramenta complementar a estudos quantitativos, mas como modo flexível e poderoso de obter uma compreensão mais abrangente de fenômenos organizacionais complexos.

Há múltiplas definições do que venha a ser um estudo de caso. De acordo com Bromley (1990), trata-se de uma investigação sistemática de um evento ou um conjunto de eventos relacionados com o objetivo de descrever e explicar um fenômeno de interesse. A unidade de análise pode variar de um indivíduo a uma organização. Embora seja de interesse aplicar o método de estudo de caso de maneira retrospectiva, na maioria das vezes ele é usado de maneira prospectiva.

Yin (1989) define o estudo de caso como uma pesquisa empírica que investiga um fenômeno contemporâneo no seu contexto real quando as fronteiras entre o fenômeno e o contexto não estão claramente definidas e quando múltiplas fontes de evidência são usadas.

Há vários tipos de estudos de caso. Devido à sua flexibilidade, um estudo de caso pode realizar uma diversidade maior de propósitos. Ele pode ser exploratório, descritivo ou explanatório.

Yin (1989) atenta para a combinação do número de casos considerados com o número de unidades sob análise por caso. O caso único é o estudo de uma unidade de análise em um único caso como um todo. O estudo múltiplo de casos compara a análise integral de uma unidade específica em vários casos. A lógica em realizar um estudo múltiplo de casos está

relacionada ao objetivo de ampliação. Desse modo, o caso selecionado deve prever resultados similares ou produzir resultados contrários, mas por meio de razões previsíveis.

Gimenez (2001) informa que de acordo com Yin (1989) o desenho da pesquisa deveria considerar cinco componentes: perguntas do estudo; proposições a serem investigadas; unidade(s) de análise; relacionamento entre dados e proposições; e critérios de descoberta para a interpretação de resultados.

5.3.3. Definição do universo de pesquisa

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. De acordo com a ANEEL:

[...] As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.[...] (<http://www.aneel.gov.br/48.htm>) (Anexo S)

De acordo com a ABCE (Associação Brasileira dos Concessionários de Energia Elétrica), o segmento é responsável pela entrega da energia elétrica ao consumidor final. Constitui-se, também, no elo mais visível da cadeia produtiva e na porta de entrada dos recursos no setor.

[...] No primeiro semestre de 2003, existiam no país 64 concessionárias distribuidoras de energia elétrica, estatais ou privadas. No total, elas distribuíram 290.529 GWh (gigawatts hora) em 2002. A maioria dessas empresas é de grande porte (volume anual fornecido superior a 300 GWh por ano). Mas existem, também, empresas de menor porte e cooperativas de energia elétrica, que atendem micro-regiões (geralmente compostas por uma ou poucas cidades)[...] (<http://www.abce.org.br/materias/Default.aspx?cat=4>).

5.3.4. Definição da unidade de pesquisa

A Tabela 5.1. apresenta a segmentação do setor de distribuição de energia elétrica por tipo de propriedade, pela composição acionária e por região geográfica. Do total das 64 concessionárias, 44 são empresas privadas e 20 são de propriedade estatal (federal, estadual e municipal). Vinte e quatro empresas são de capital aberto com ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA), sendo 19 privadas e cinco estatais estaduais. (<http://www.bovespa.com.br/principal.asp>). Vinte e oito empresas são consideradas de grande porte, atendendo a mais de 400 mil unidades consumidoras.

Tabela 5.1 - Segmentação do Setor de Distribuição de Energia Elétrica - Brasil

concessionárias		propriedade				total	total geral
		privada	federal	estatal estadual	municipal		
		44	7	8	5		64
capital	aberto	19	0	5	0	24	
	fechado	25	7	3	5	40	64
aberto	região						
	sul	2	0	2	0		
	sudeste	9	0	1	0		
	centro-oeste	2	0	2	0		
	nordeste	5	0	0	0		
	norte	1	0	0	0		
total		19	0	5	0	24	
fechado	região						
	sul	9	0	1	3		
	sudeste	10	0	0	2		
	centro-oeste	1	0	0	0		
	nordeste	4	2	0	0		
	norte	1	5	2	0		
total		25	7	3	5	40	64
total por região	região						
	sul	11	0	3	3	17	
	sudeste	19	0	1	2	22	
	centro-oeste	3	0	2	0	5	
	nordeste	9	2	0	0	11	
	norte	2	5	2	0	9	
		44	7	8	5		64

Fonte : ANEEL; ABRADÉE. Estratégia de coleta dos dados

5.3.5. Técnicas do tratamento dos dados

A cada empresa respondente corresponde um questionário. Desse modo, pode-se analisar as respostas oferecidas por categorias, dimensões e variáveis. O processo de análise estatística pode ser ilustrado como apresentado no fluxograma da FIGURA 5.3.

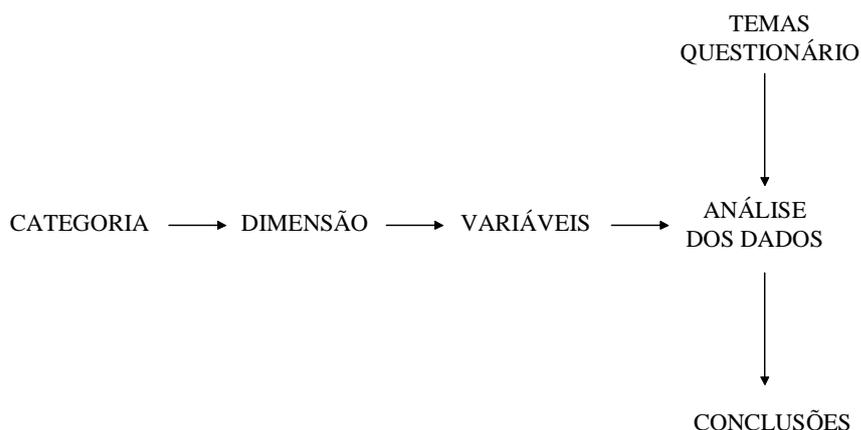


Figura 5.3 - O processo de análise dos dados

5.3.6. Escalas de mensuração

O questionário aborda os temas fundamentais utilizados na construção e a aplicação da metodologia de empresa de referência (ER) usada pela ANEEL na primeira rodada das revisões tarifárias periódicas (RTPs) das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Entende-se que a aplicação da metodologia de Empresa de referência pela ANEEL influencia a estratégia empresarial da regulada e na sua estrutura organizacional bem como seus processos operacionais em função dos conceitos e critérios adotados para a determinação dos custos operacionais eficientes, como ilustrado no diagrama da Figura 5.4.

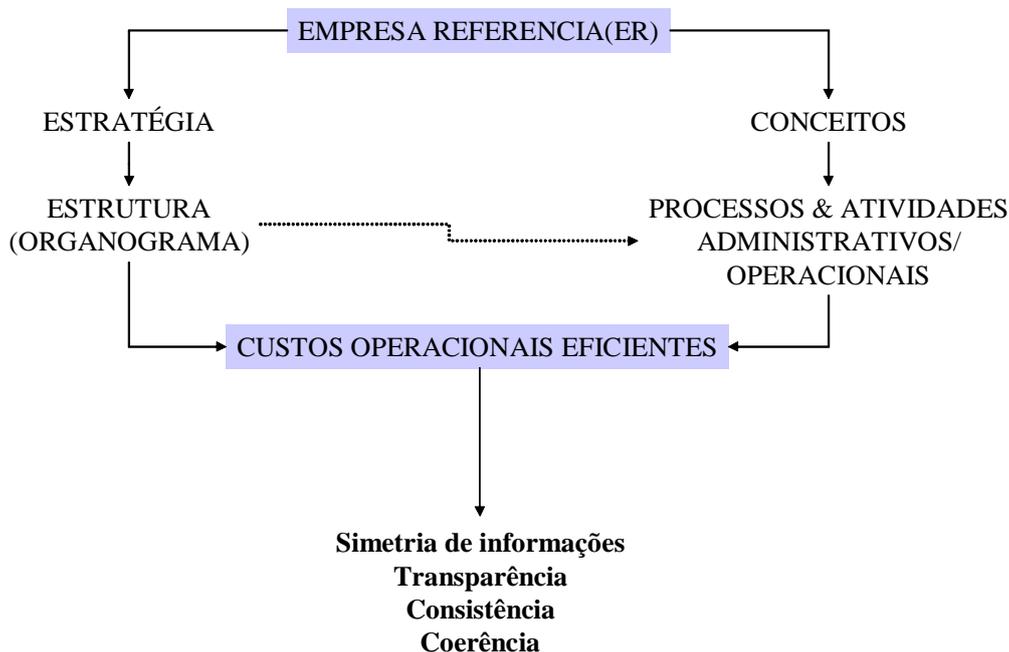
REGULAÇÃO POR BENCHMARKING

Figura 5.4 - Influência da empresa de referencia no contexto da empresa regulada

As principais influências da ER servem de base para a estruturação do questionário que aborda os seguintes temas:

- A. CUSTOS TOTAIS DA ER
- B. CUSTOS DA ESTRUTURA CENTRAL
- C. CUSTOS DA ESTRUTURA REGIONAL
- D. CUSTOS DOS PROCESSOS E ATIVIDADES COMERCIAIS (P&A COMERCIAIS)
- E. CUSTOS DOS PROCESSOS E ATIVIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO. (P&A de O&M)
- F. AJUSTES COMPLEMENTARES DA ER
- G. CARACTERÍSTICAS DISTINTIVAS DA ER
- H. RECOMENDAÇÕES PARA O APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DA ER NAS RTPs
- I. ESTRATÉGIA GENÉRICA
- J. ESTRATÉGIAS FUNCIONAIS
- K. ESTRATÉGIAS ESPECÍFICAS
- L. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL (ORGANOGRAMA)

Para cada tema abordado busca-se avaliar a influência exercida em dois eixos:

- pelos conceitos incorporados pelo tema
- pelas hipóteses utilizadas pelo tema na determinação de valores ou parâmetros numéricos como custos, quando for o caso.

Este levantamento se propõe a avaliar a influência da aplicação da metodologia da empresa de referência (ER) sobre a gestão das empresas reguladas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O grau de influência é avaliado pela intensidade com que interfere na gestão do tema correspondente da empresa regulada.

A intensidade é graduada nos seguintes níveis:

Nível 1 - nenhuma intensidade, mudança ou influência.

Nível 2 - mínima (muito pouca) intensidade, mudança ou influência.

Nível 3 - pequena (pouca) intensidade, mudança ou influência.

Nível 4 - grande (muita) intensidade, mudança ou influência.

Nível 5 - extrema (significativa) intensidade, mudança ou influência.

5.4. Modelo teórico da pesquisa

No processo de revisão tarifária periódica são estabelecidas tarifas com base nos custos operacionais eficientes da Empresa de referência (ER) e no retorno sobre os investimentos.

O processo tem como parâmetros os fatores que compõem a ER. São eles: o custo de capital (próprio e de terceiros), a estrutura de capital (relação entre capital próprio e de terceiros), o custo ponderado médio de capital (WACC), a base de remuneração e os custos operacionais eficientes. (Figura 5.5)



Figura 5.5 - Contexto da regulação - Modelo de Empresa de Referência

O projeto de pesquisa aqui apresentado relaciona os parâmetros utilizados na construção dos custos operacionais eficientes da ER com os parâmetros da empresa regulada a fim de determinar a extensão e o grau de influência dos custos operacionais eficientes do modelo de empresa de referência (“benchmarking”) sobre as estratégias operacionais da empresa regulada de acordo com o seguinte modelo conceitual (Figura 5.6)

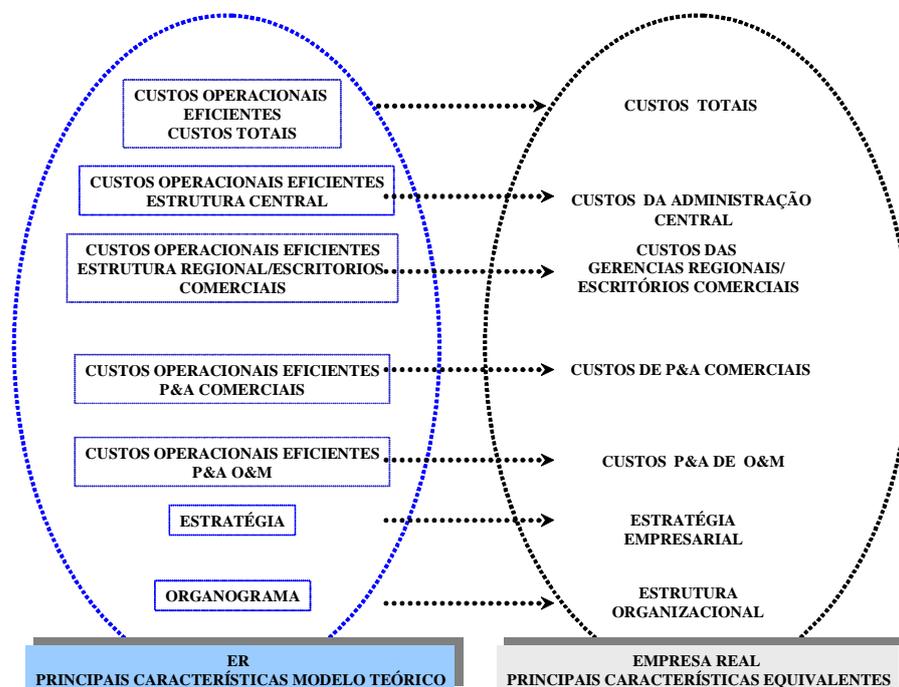


Figura 5.6 - Modelo teórico da pesquisa

Interagindo com a agência reguladora durante a revisão tarifária periódica por meio de sua Diretoria ou Assessoria de regulação fazendo uso de uma estratégia regulatória, a empresa

regulada tem aprovado por aquele órgão um reajuste tarifário determinado pelo conjunto de fatores que compõem a ER incluindo entre eles os custos operacionais eficientes. Os custos operacionais eficientes da ER internalizados na empresa regulada poderão ou não influenciar na gestão operacional da organização como apresentado na figura que segue:

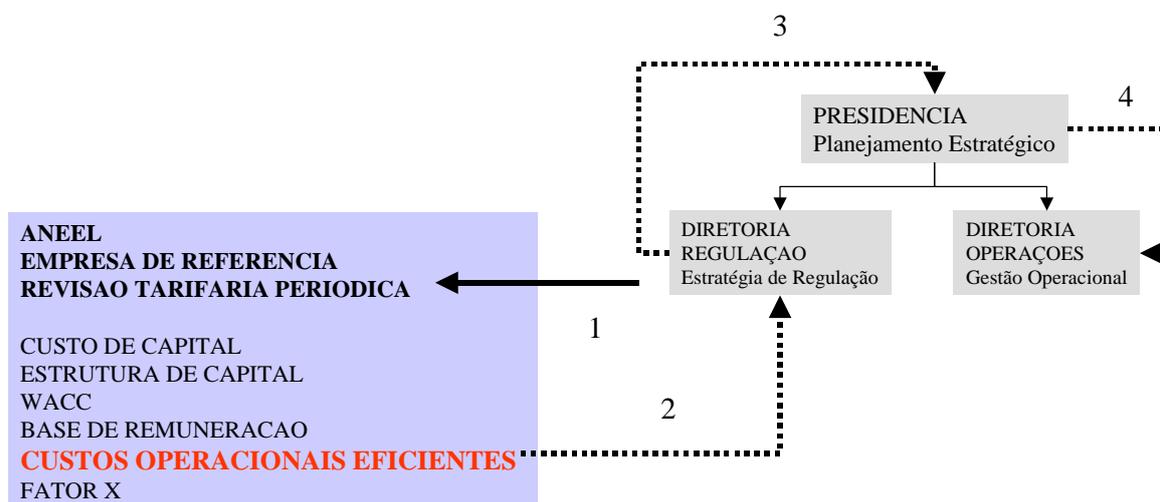


Figura 5.7 - Interação empresa de referência e empresa regulada

Fonte: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

É interessante observar que de 08 de abril de 2003 até 07 de fevereiro de 2006, 61 das 64 concessionárias de distribuição de energia elétrica haviam se submetido à primeira rodada do processo de Revisão tarifária periódica (RTP) promovido pela ANEEL. (http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=184). Desse modo, conclui-se que praticamente todas as empresas concessionárias vivenciaram o processo e experimentaram as conseqüências da aplicação do modelo de ER sobre sua gestão.

Entretanto, é válido supor que, dadas as diferenças existentes entre as concessionárias quanto ao grau de aperfeiçoamento e desenvolvimento de seu modelo de gestão, a percepção das conseqüências do uso da ER sobre o processo administrativo de cada concessionária pode variar significativamente em função do entendimento que seus principais dirigentes possam ter dos conceitos de regulação por “benchmarking”.

Essa possível dispersão no grau de percepção dos principais conceitos de regulação por parte das concessionárias pode implicar interpretações muito distintas do grau de influência da aplicação da ER sobre a gestão de cada concessionária.

Espera-se que algumas concessionárias atribuam pouca relevância ao processo de regulação, concentrando sua atenção prioritariamente nos valores de custos agregados (custos

totais) e minimizando a importância dos componentes de custos individuais. Ou seja, dado que os custos totais atribuídos pela ER se aproximam ou superam os valores totais dos custos gerenciáveis, a concessionária dar-se-ia por satisfeita ignorando as possíveis diferenças nos valores componentes dos custos individuais, já que os valores inferiores atribuídos a determinados itens de custos seriam compensados pelos valores superiores atribuídos a outros.

Observa-se adicionalmente que algumas concessionárias atribuem importância estratégica às respostas ao questionário, recusando-se em preenchê-lo ou ainda preenchendo-o, mas sem se identificar, o que comprometeria a qualidade da amostragem.

Entretanto, entende-se que as conclusões obtidas dos diferentes temas abordados segmentados pelo tratamento dos dados (como apresentado na Tabela 5.1) podem contribuir de maneira positiva para a análise crítica da validade da aplicação do modelo de ER - identificando caminhos para seu aperfeiçoamento - aperfeiçoamentos que permitam que o relacionamento dinâmico entre regulador e regulados conduza ao contínuo progresso de um setor de infra-estrutura fundamental para o desenvolvimento da Economia.

CAPÍTULO 6 - A VISÃO DAS EMPRESAS SOBRE O PROCESSO DE REGULAÇÃO - A EMPRESA DE REFERÊNCIA

6.1. Introdução

Como salientado anteriormente, a pesquisa baseia-se em um questionário utilizado como estrutura das entrevistas conduzidas com os responsáveis pela área de regulação das empresas selecionadas.

O questionário trabalha com duas dimensões principais: os custos estabelecidos pela empresa de referência (ER) e os critérios utilizados pela empresa de referência no estabelecimento desses custos durante o processo de revisão tarifária periódica (RTP).

A estrutura do questionário segue o roteiro estabelecido pelos centros de custos da empresa de referência como apresentado no Capítulo quatro. A empresa de referência trabalha com 4 centros de custos: A estrutura central, a estrutura regional, os processos e atividades comerciais e os processos e atividades de operação e manutenção.

Por meio do questionário busca-se determinar a influência da empresa de referência sobre a gestão das empresas reguladas abrangendo suas operações, as estratégias genéricas, funcionais e específicas e sua estrutura organizacional. A influência em cada tema abordado é avaliada pelo seu nível de intensidade. O nível de influência é avaliado pela intensidade com que a empresa de referência interfere na gestão do tema correspondente da empresa regulada de acordo com a seguinte graduação:

Nível 1 - nenhuma intensidade, mudança ou influência.

Nível 2 - mínima (muito pouca) intensidade, mudança ou influência.

Nível 3 - pequena (pouca) intensidade, mudança ou influência.

Nível 4 - grande (muita) intensidade, mudança ou influência.

Nível 5 - extrema (significativa) intensidade, mudança ou influência.

Como critério de análise entende-se que um nível de intensidade menor do que três para o item analisado indicaria que a ER teria um papel neutro com relação à empresa regulada. Um nível de intensidade igual a três indicaria que o tema abordado da ER exerce influência sobre a empresa regulada e para níveis de intensidade maior do que três indicaria que o item abordado interfere na empresa regulada como apresentado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - ER - Intensidade e Grau de intervenção

Nível médio de intensidade	Intensidades	Grau de indução
< 3	Nenhuma, mínima.	Neutro
= 3	pequena	Moderado
> 3	Grande, significativa.	Interveniente

Os temas abordados são:

- A. Custos totais da ER
- B. Custos da estrutura central da ER
- C. Custos da estrutura regional da ER
- D. Custos dos processos e atividades comerciais da ER (P&A COM)
- E. Custos dos processos e atividades de operação e manutenção da ER (P&A de O&M)
- F. Ajustes complementares da ER
- G. Características distintivas da ER.
- H. Recomendações para o aperfeiçoamento da metodologia de aplicação da ER na RTP
- I. Estratégia genérica
- J. Estratégias funcionais
- K. Estratégias específicas
- M. Estrutura organizacional (Organograma)

Observa-se que além de procurar avaliar a influência da ER sobre a gestão das empresas reguladas, o levantamento busca obter subsídios e recomendações dos entrevistados que podem vir a contribuir com o aperfeiçoamento da metodologia de aplicação de uma empresa de referência no processo de RTP.

6.2. As empresas entrevistadas

Participaram das entrevistas as seguintes empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, por intermédio de gerentes e diretores diretamente responsáveis pela interface com a agencia reguladora (ANEEL) e os órgãos de representação do setor. Em geral esses

profissionais também fazem a interface como os departamentos de comunicação e marketing institucional e encontram-se ligados diretamente à Presidência da empresa.

6.2.1. Características das empresas entrevistadas

Foram entrevistadas seis empresas que atuam na região sudeste e oeste do país.

A empresa "Alfa" é uma distribuidora de pequeno porte que atua no interior do país atendendo a cerca de 30 municípios dispersos em uma grande área de cerca de 12 mil km² na região sudeste do país atendendo a mais de 150 mil consumidores de uma população estimada em torno de 500 mil habitantes. Portanto tem como uma de suas principais características uma baixa densidade de consumidores por Km². Atualmente vem passando por um processo de reorganização administrativa em função do processo de desverticalização de suas atividades de Geração e Distribuição.

A empresa "Beta" responde pelo fornecimento de energia elétrica a cerca de três milhões de clientes em área de concessão de cerca de 100 mil km² que abrange mais de 200 municípios onde vivem cerca de oito milhões de pessoas região sudeste do país. Empresa privada de capital aberto.

A empresa "Gama" é uma empresa privada de capital aberto que atende cerca de quatro milhões de habitantes em cerca de 30 municípios em uma área de quase 10 mil km² localizados na região sudeste do país.

A empresa "Delta" atua em mais de 200 municípios atendendo cerca de dois milhões de consumidores em uma área de mais de 100 mil km² com uma população de quase seis milhões de habitantes. É uma sociedade anônima privada de capital aberto.

A empresa "Epsilon" é uma sociedade de economia mista pertencente à Administração Pública indireta, empresa de capital aberto, que atende cerca de 700 mil unidades consumidoras com uma área de concessão de cerca de 6000 km² no oeste do país.

A empresa "Lambda" atende mais de um milhão de clientes em cerca de 30 municípios com uma população da ordem três milhões de habitantes em uma área de concessão de aproximadamente sete mil Km².

6.3. Resumo dos resultados obtidos

A análise e compilações dos questionários aplicadas durante as entrevistas mostram os resultados cujo resumo é apresentado na seqüência.

6.3.1. Custos totais da ER (Tema A)

O resultado apresentado na Tabela 6.2. indica que os custos totais dos centros de custos da ER são neutros com relação à empresa regulada, ou seja, não causam nenhuma ou causam mínimas mudanças sobre a empresa real.

Entretanto a empresa "Epsilon" informa que há grandes e significativas mudanças causadas pelos custos totais adotados pela ER em toda a sua estrutura central. Entende a empresa "Epsilon" que o modelo adotado pela ER retrata a estrutura de uma empresa privada de capital aberto, configuração que prejudicaria empresas em condições diferentes.

Para a empresa "Alfa" os custos totais da ER causam grandes mudanças nas gerências regionais e pequenas mudanças nos escritórios regionais bem como nos processos e atividades comerciais e de operação e manutenção. Não exercem nenhuma mudança nos demais setores ou funções analisados.

Para as empresas "Beta" e "Lambda" nenhuma mudança ocorre nas funções da empresa embora os custos atribuídos para a Diretoria Comercial (em especial o call-center) e os custos da Estrutura regional (Gerências Regionais e Escritórios Comerciais) apresentem diferenças entre o valor atribuído e o valor praticado.

Para a empresa "Delta" não ocorrem mudanças nas funções da empresa correspondentes à estrutura central da ER.

Também para a empresa "Gama" não há mudanças induzidas pelos custos totais atribuídos pela ER que apresentam uma mínima influência sobre os custos de seus P&A COM.

Tabela 6.2 - ER - Tema A - Custos totais

Setores (funções) na empresa regulada	Frequência da intensidade					Total	Nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
Estrutura Central							
Conselhos & Presidência	5				1	6	1,6667
Diretoria de Administração	5				1	6	1,6667
Gerência de RH	5				1	6	1,6667
Gerência de Sistemas	5				1	6	1,6667
Diretoria de Finanças	5				1	6	1,6667
Diretoria de Distribuição	5				1	6	1,6667
Diretoria Comercial	5			1		6	1,5
Call Center	5		1			6	1,3333
Estrutura regional							
Gerências Regionais	5			1		6	1,5
Escritórios Comerciais	4	1	1			6	1,5
P&A Comerciais	3	2	1			6	1,6667
P&A de O&M	4	1		1		6	1,6667

6.3.2. Estrutura central da ER (Tema B)

6.3.2.1. Critérios adotados

6.3.2.1.1. Tipos de funções

Constata-se da tabela 6.3 que os tipos de funções adotados pela ER em geral apresentam uma mínima ou nenhuma divergência com os tipos de funções da empresa real

Tabela 6.3 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - tipos de funções

		Tipos de Funções					Total	Nível de intensidade
		Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
Setores (funções) na empresa regulada								
Estrutura Central	Conselhos & Presidência	3	1	1		1	6	2,1667
	Diretoria de Administração	4	1			1	6	1,8333
	Gerência de RH	4	1			1	6	1,8333
	Gerência de Sistemas	4	1			1	6	1,8333
	Diretoria de Finanças	4	1			1	6	1,8333
	Diretoria de Distribuição	4	1			1	6	1,8333
	Diretoria Comercial	3	2			1	6	2
	Call Center	5				1	6	1,6667
Estrutura regional	Gerências Regionais	5				1	6	1,6667
	Escritórios Comerciais	2	1	1	1	1	6	2,6667
	Processos e Atividades Comerciais	5				1	6	1,6667
	Processos e Atividades de Operações e Manutenção	4	1			1	6	1,8333

Esta situação de mínima ou nenhuma influência é informada pelas empresas "Alfa", "Beta" e "Lambda".

Entretanto a empresas "Epsilon" e "Gama" informam que há significativas divergências em todos os seus centros de custos da estrutura central.

As divergências mais comuns para todas as empresas encontram-se nos tipos de funções de seus escritórios comerciais.

6.3.2.1.2. Quantidade de postos de trabalho

No geral os critérios adotados pela ER para a quantidade de postos de trabalho apresentam uma mínima ou nenhuma divergência com aqueles adotados pelas empresas reais embora um número maior de empresas tenha reportado uma maior divergência na quantidade de postos de trabalho do que no tipo de funções como apresentado na Tabela 6.4. Observa-se que as maiores divergências encontram-se na Gerência de RH da Diretoria de Administração.

Tabela 6.4 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - quantidade de postos de trabalho

Setores (funções) na empresa regulada		Quantidade de postos de trabalho					Total	Nível de intensidade
		Frequência da intensidade						
		Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
Estrutura Central	Conselhos & Presidência	3			1	2	6	2,8333
	Diretoria de Administração	4				2	6	2,3333
	Gerência de RH	3				3	6	3
	Gerência de Sistemas	4				2	6	2,3333
	Diretoria de Finanças	4				2	6	2,3333
	Diretoria de Distribuição	3		1		2	6	2,6667
	Diretoria Comercial	3		1		2	6	2,6667
	Call Center	3		1	1	1	6	2,5
	Estrutura regional	Gerências Regionais	5				1	6
Escritórios Comerciais		2	1		2	1	6	2,8333
Processos e Atividades Comerciais		4			1	1	6	2,1667
Processos e Atividades de Operações e Manutenção		2	1		2	1	6	2,8333

"Beta" e "Lambda" não registram nenhuma divergência em todos os centros de custos. A empresa "Alfa" relata mínimas e pequenas divergências na sua Diretoria de Distribuição e nos seus escritórios comerciais. A empresa "Gama" apresenta significativas diferenças na sua

gerência de RH e grandes divergências nos Conselhos e Presidência, no seu “call center”, escritórios comerciais e nos P&A de O&M.

Neste tópico também a empresa "Epsilon" informa que em todos os centros de custos - com exceção do seu call-center - há grandes e significativas diferenças. Informa também que o número de funcionários estabelecidos pela ER acelerou seu programa de demissão voluntária (PDV) com o objetivo a adequar-se a ela.

6.3.2.1.3. Salários nominais mensais

Os salários nominais mensais tem grande e significativa divergência para 50% das empresas respondentes embora no âmbito geral as divergências são consideradas entre mínimas ou inexistentes. É de se destacar da Tabela 6.5. que as maiores divergências ocorrem nos salários da Diretoria de Distribuição.

Tabela 6.5 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - salários nominais mensais

Setores (funções) na empresa regulada		Salários Nominais Mensais					Nível de intensidade	
		Frequência da intensidade						
		Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total	
Estrutura Central	Conselhos & Presidência	3			1	2	6	2,8333
	Diretoria de Administração	3			1	2	6	2,8333
	Gerência de RH	3			1	2	6	2,8333
	Gerência de Sistemas	3			1	2	6	2,8333
	Diretoria de Finanças	3			1	2	6	2,8333
	Diretoria de Distribuição	2		1	1	2	6	3,1667
	Diretoria Comercial	3			1	2	6	2,8333
Estrutura regional	Call Center	4			1	1	6	2,1667
	Gerências Regionais	4			1	1	6	2,1667
	Escritórios Comerciais	2	1		2	1	6	2,8333
	Processos e Atividades Comerciais	4			1	1	6	2,1667
Processos e Atividades de Operações e Manutenção	2	1		2	1	6	2,8333	

A empresa "Alfa" reporta essa divergência como pequena e informa que há mínimas divergências nos salários de seus escritórios comerciais. As empresas "Beta" e "Lambda" não apresentam divergências. A empresa "Gama" apresenta grandes divergências em todos os centros de custos enquanto que "Epsilon" e "Delta" informam que há significativas divergências em todos eles.

6.3.2.1.4. Demais custos

O valor dos demais custos é estabelecido como sendo 5% do total das remunerações.

No computo geral as divergências são mínimas ou inexistentes como mostra a Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Estrutura central das ER - Critérios adotados - demais custos

Setores (funções) na empresa regulada		Demais Custos					Total	Nível de intensidade	
		Frequência da intensidade							
		Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema			
Estrutura Central	Conselhos & Presidência	3	1			2	6	2,5	
	Diretoria de Administração	3				3	6	3	
	Gerência de RH	4				2	6	2,3333	
	Gerência de Sistemas	3				3	6	3	
	Diretoria de Finanças	4				2	6	2,3333	
	Diretoria de Distribuição	3		1		2	6	2,6667	
	Diretoria Comercial	4				2	6	2,3333	
	Call Center	4			1	1	6	2,1667	
	Estrutura regional	Gerências Regionais	5				1	6	1,6667
		Escritórios Comerciais	2	1	1	1	1	6	2,6667
Processos e Atividades Comerciais		4			1	1	6	2,1667	
Processos e Atividades de Operações e Manutenção		2	1		2	1	6	2,8333	

A empresa "Alfa" reporta apenas pequenas divergências na sua Diretoria Comercial e mínimas divergências nos escritórios comerciais. "Beta" e "Lambda" não acusam divergências. Já "Epsilon" e "Delta" informam significativas diferenças em todos os centros de custos. "Gama" reporta significativas diferenças na Diretoria de Administração e em sua gerência de sistemas e grandes divergências no seu call center e nos P&A COM e P&A de O&M.

6.3.2.2. Custos da Estrutura Central: Presidência, Diretoria de Administração (gerência de RH e de Sistemas), Diretorias Financeira, de Distribuição e Comercial.

No computo geral das tabelas do Anexo T, pode-se entender que os itens específicos de custos analisados tendem a ter uma pequena divergência com os custos efetivos incorridos pelas empresas reguladas.

A empresa "Alfa" reporta apenas uma mínima divergência em todos os itens de custos de sua Diretoria de distribuição. As empresas "Beta" e "Lambda" não apresentam nenhuma divergência.

Já a empresa "Gama" apresenta grandes divergências em todos os itens analisados com exceção dos custos de sua auditoria externa na Presidência. "Delta" diverge de maneira significativa em todos os itens e "Epsilon" tem significativas diferenças nos aluguéis, insumos e outros gastos e nos custos totais de todas as Diretorias bem como na Presidência. "Epsilon" em função dos custos contemplados nesses itens planeja a mudança de seu centro de Administração para uma nova unidade e a venda da atual.

6.3.3. Custos da estrutura regional da ER (Tema C)

Nos critérios adotados pela ER, o número de gerências regionais e o número e os tipos de escritórios comerciais são os destaques como apresentado no Anexo U.

A empresa "Alfa" reporta mínimas divergências nas gerências comerciais e pequenas diferenças nos escritórios comerciais.

“[...] a regulada perde para a ER na sua estrutura de gerências regionais e nos escritórios comerciais em função dos comentários anteriores sobre densidade de consumidores. Desse modo à empresa possui 4 gerências Regionais e 16 escritórios comerciais em um total de 20, número este maior que o previsto na ER [...] não se antecipa nenhuma sensibilidade da agência para este tópico nas revisões futuras”.

As empresas "Beta" e "Lambda" informam que há significativas divergências tanto no número de gerências regionais como no número dos escritórios comerciais.

"Delta" tem significativas divergências em todos os critérios. A empresa "Gama" apresenta grandes divergências apenas nos salários nominais para as gerências regionais e grandes divergências nos tipos de funções, quantidade de funcionários e salários dos escritórios comerciais.

"Epsilon" opera um sistema atendimento a clientes por meio de agências de atendimento e serviços, estrutura regional distinta daquela contemplada pela ER. Portanto reporta significativas divergências em todos os critérios das Gerências Regionais com exceção dos tipos de funções. O mesmo ocorre com os escritórios comerciais com exceção dos tipos de funções e seu número.

Em geral os itens de custos específicos das Gerências Regionais apresentam mínimas divergências entre a ER e as empresas reais. Já os custos dos escritórios comerciais apresentam pequenas divergências com destaque para o valor dos alugueis e o custo de comunicação. (Anexo U)

A empresa "Alfa" apresenta pequenas divergências em todos os itens de custo tanto para as Gerências Regionais como para os escritórios comerciais. Divergências inexistentes para as empresas "Beta" e "Lambda". A empresa "Gama" apresenta grandes divergências em todos os itens de custos de sua estrutura regional, mas no computo geral (custos totais) as divergências são pequenas. Já a empresa "Delta" apresenta significativas divergências em todos os itens. "Epsilon" reporta significativas divergências nos alugueis, no custo de comunicações e informática dos escritórios comerciais e como consequência nos custos totais dessa atividade.

6.3.4. Custos dos processos e atividades comerciais da ER (P&A COM) (Tema D)

Em seu conjunto os critérios e os custos incorridos pelas empresas tem mínima ou

nenhuma divergência com os custos adotados pela ER como apresentado no Anexo V.

Entretanto nos critérios adotados para a Leitura de Medidores a empresa "Alfa" reporta grandes divergências no período de leitura e no custo de transporte e pequenas divergências na produtividade média de leitura.

"Beta", "Lambda" e "Delta" não tem nenhuma divergência nos critérios e nos custos de leitura de medidores. Já a empresa "Gama" apresenta grandes divergências no valor dos salários e encargos dos leituristas e pequenas divergências no custo total da atividade. "Epsilon" reporta significativas diferenças na produtividade média de leitura (leituras por jornada de trabalho) em função das leituras que devem ser realizadas em áreas não urbanas.

No item "envio de faturas" "Alfa", "Beta", "Lambda" e "Delta" não apresentam nenhuma divergência. "Gama" apresenta uma grande diferença em salários e encargos e uma pequena diferença nos custos totais da atividade. "Epsilon" indica novamente aqui significativa divergência no número de envios de faturas por jornada de trabalho (produtividade média) e nos custos totais da atividade. Essas considerações se aplicam também ao item "envio de outros documentos"

No item "edição de faturas" "Alfa", "Beta", "Lambda", "Gama" e "Delta" não apresentam nenhuma divergência. "Epsilon" apresenta significativas divergências nos custos unitários e o nos custos totais e pequenas divergências no período de impressão e na quantidade de faturas.

Na cobrança de faturas "Alfa", "Beta", "Lambda" e "Delta" não apresentam nenhuma divergência. O mesmo ocorre com a empresa "Gama" com exceção do custo por fatura (custo de cobrança) em que a divergência é grande, fato que motivou a decisão da empresa em mudar os bancos comerciais responsáveis pela cobrança. A empresa "Epsilon" reporta também grandes divergências nos custos por fatura e nos custos totais anuais.

6.3.5. Custos dos processos e atividades de operação e manutenção da ER (P&A de O&M) (Tema E)

No computo geral os critérios e os custos adotados pela ER representam mínimo ou nenhum potencial de mudança ou divergência na empresa regulada como apresentado na Tabela 6.7.

Este é o caso das empresas "Beta" e "Lambda". As empresas "Gama" e "Delta" não incorreram em mudanças em função dos critérios adotados, mas informam que há pequenas divergências nos custos de seus P&A de O&M.

Já a empresa "Alfa" relata divergências mínimas a grandes nos critérios de O&M. Segundo a empresa há grandes divergências nas frequências medias anuais de realização de tarefas. Entretanto informa que não há nenhuma divergência nos custos totais de O&M.

Tabela 6.7 - P&A de O&M - Critérios e Custos

Processos e Atividades de Operações e Manutenção	Frequência da intensidade					Nível de intensidade	
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		Total
Classificação dos P&A (Definição de tarefas básicas)	5	1				6	1,1667
Formação das equipes típicas (tipo de mão de obra e veículos)	4	1		1		6	1,6667
Atribuição de cada tarefa básica a equipe típica e materiais e equipamentos necessários	5		1			6	1,3333
Segmentação das Instalações por tipo e por nível de tensão	5			1		6	1,5
Estimativa de tempos para execução e traslado	5			1		6	1,5
Frequências Médias anuais de realização de tarefas	5			1		6	1,5
Custo de mão de obra por hora	2		3		1	6	2,6667
Custos de Veículos e Equipamentos por hora	2		3	1		6	2,5
Custos financeiros de O & M	3		2		1	6	2,3333
Custos totais	2		3		1	6	2,6667

O item de maior divergência apresentado na Tabela 6.7 é o custo da mão de obra por hora.

A ER contempla valores de salários para o pessoal de campo menores do que aqueles pagos pela empresa na medida em que a ER utiliza valores de salários para trabalhadores da construção civil, trabalhadores que não apresentam as mesmas qualificações dos eletricitários que apresentam maior nível de especialização onde todos eles recebem pelos menos 40 horas de treinamento por ano. (já os

trabalhadores que operam linha - viva recebem uma carga de treinamento bem maior)

A empresa "Epsilon" apresenta pequenas a grandes divergências nos critérios adotados para as atividades de O&M. A empresa entende que os critérios utilizados atendem apenas as situações de rotina não contemplando as ocorrências de emergência o que vem obrigando a empresa reduzir o turno de suas turmas de 24 para 12 horas de trabalho. Os custos dessas atividades também apresentam grandes e significativas diferenças destacando-se o valor dos custos financeiros de O&M que não foram considerados no processo de RTP.

6.3.6. Ajustes complementares da ER (Tema F)

Os denominados ajustes complementares e ajuste contábil nos seus aspectos gerais apresentam nenhuma a pequenas divergências com as empresas reguladas como apresentado no Anexo X.

Destaca-se nos ajustes complementares o item Engenharia e Supervisão de obras e os encargos de pessoal adicional e como conseqüência o valor total dos ajustes. Nos ajustes contábeis as maiores divergências ficam por conta dos almoxarifados nos item de % de propriedade.

A empresa "Alfa" apresenta nenhuma divergência nos ajustes complementares e apenas mínimas divergências no valor e na anuidade dos investimentos dos ajustes contábeis.

As empresas "Beta" e "Lambda" não apresentam nenhuma divergência tanto nos ajustes complementares como nos ajustes contábeis.

A empresa "Delta" apresenta pequenas divergências para todos os ajustes complementares como para os ajustes contábeis. Já a empresa "Gama" apresenta significativas divergências nos ajustes complementares para a Engenharia e supervisão de obras e no total desses ajustes, entretanto não apresenta divergências nos ajustes contábeis. "Epsilon" apresenta grandes divergências nos processos de O&M e grandes e significativas divergências nos ajustes contábeis para todos os itens com exceção de veículos.

6.3.7. *Estratégia genérica (Tema I)*

A empresa "Alfa" entende que a ER promove com significativa intensidade uma estratégia de manutenção da empresa regulada permitindo apenas o atendimento da evolução vegetativa da demanda (evolução vertical e horizontal). Uma segunda prioridade da ER seria a promoção de uma estratégia de sobrevivência com grande intensidade. Em terceiro uma estratégia de crescimento com pequena intensidade e por ultimo uma estratégia de desenvolvimento sem nenhum incentivo.

Já a empresa "Beta" entende que a estratégia promovida com grande intensidade pela ER é aquela de crescimento

Os custos operacionais eficientes contemplados na ER indicam que a tendência da empresa modelo seja a de privilegiar uma estratégia genérica de manutenção [atendimento ao crescimento vertical e horizontal vegetativo]. Entretanto por meio da componente X_c do fator X pode-se entender que o modelo possibilita que a empresa regulada implemente uma estratégia de crescimento, ou seja, possibilita que a empresa dimensione sua estrutura organizacional e capacidade instalada acima do crescimento vegetativo do mercado (crescimento vertical e horizontal).

Já a empresa "Gama" entende que a ER promoveria uma estratégia de desenvolvimento, mas sem nenhuma intensidade.

A empresa "Delta" entende que a ER promove com significativa intensidade uma estratégia de manutenção entendimento idêntico ao da empresa "Epsilon".

Pode-se, portanto entender que na visão das empresas a estratégia que predomina com a aplicação do modelo de ER é aquela de manutenção de suas atividades, estratégia adotada em um ambiente externo de ação indireta caracterizado pela predominância de "ameaças" à empresa regulada (predominância de restrições ambientais) e por um ambiente interno da empresa onde predominam suas potencialidades sobre seus pontos fracos.

Desse modo a ER embora não represente uma imagem precisa da regulada, na medida que superavalia determinados itens de custo e subavalia outros, no caso específico, ela atende a necessidade de manutenção dos negócios da regulada que coincide com a filosofia adotada pela empresa (estratégia), mas não contemplaria uma estratégia de crescimento ou desenvolvimento.

6.3.8. Estratégias funcionais (Tema J)

Como apresentado na Tabela 6.8 são mínimas ou nulas as mudanças promovidas pela empresa regulada nas suas principais estratégias funcionais. Ainda que com mínima intensidade os destaques ficam com as estratégias comerciais e de O&M.

Tabela 6.8 - Estratégias Funcionais

Mudanças incorridas nas estratégias funcionais	Frequência da intensidade					Total	Nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
	Comercial/Marketing	4			1		
Finanças	5				1	6	1,6667
Operações/Manutenção	3	1		2		6	2,1667
Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)	4	2				6	1,3333
Administração Recursos Humanos	5				1	6	1,6667

A empresa "Alfa" informa mínimas mudanças nas suas estratégias de operação e manutenção. As empresas "Beta", "Lambda" e "Delta" não promoveram nenhuma alteração em suas operações em função da ER. Já a "Gama" realizou grandes mudanças nas suas estratégias comerciais e de O&M. A "Epsilon" informa que promoveu significativas mudanças nas suas estratégias comercial, financeira e de Administração de recursos humanos e grandes alterações na estratégia de O&M. Como comprovação dessas significativas mudanças informa que procura adequar o seu número de funcionários àquele estabelecido pela ER.

6.3.9. Estratégias específicas (Tema K)

A Tabela 6.9. mostra que a mudança de maior expressão na empresa regulada ocorreu no nível de inadimplência geral grandes alterações foram efetuadas. Com menor intensidade -

mas não tão expressiva - no computo geral as empresas entendem que também ocorreram mínimas mudanças no seu equilíbrio econômico financeiro

Tabela 6.9 - Estratégias Específicas

Mudanças incorridas nas estratégias funcionais						
freqüência da intensidade						nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total
Mudanças incorridas	Nível de Intensidade					
No Equilíbrio Econômico-Financeiro da Empresa Regulada.	4				2	6 2,3333
Na Universalização dos serviços	4	1			1	6 1,8333
No Atendimento a clientes de baixa-renda	4	1			1	6 1,8333
Nos Padrões de atendimento aos consumidores cativos	4	2				6 1,3333
Nos Padrões de atendimento aos consumidores livres	5	1				6 1,1667
Na Qualidade da prestação de serviço	5	1				6 1,1667
Na segurança da força de trabalho (própria e de terceiros)	5	1				6 1,1667
Na segurança da população	5	1				6 1,1667
No nível de inadimplência geral		1		1	4	6 4,3333
Na qualidade do faturamento	4	1	1			6 1,5
No nível de perdas técnicas de energia	4	1			1	6 1,8333
No nível de perdas comerciais de energia	2	1		1	2	6 3
Na continuidade do fornecimento (DEC)	3	1	1	1		6 2
Na continuidade do fornecimento (FEC)	3	1	1	1		6 2

A empresa "Alfa" promoveu pequenas mudanças nas atividades de universalização dos serviços e no nível de inadimplência geral e mínimas alterações no atendimento a clientes

de baixa renda, na segurança da força de trabalho e no nível de suas perdas técnicas e comerciais.

"Beta" e "Lambda" promoveram significativas mudanças apenas no nível de inadimplência geral. "Gama" promoveu grandes mudanças no nível de inadimplência geral e no nível de perdas comerciais de energia. Já a "Delta" teve mudanças significativas no seu equilíbrio econômico-financeiro, na universalização dos serviços, no atendimento aos clientes de baixa renda e também no nível de inadimplência geral e no nível das perdas comerciais de energia. Grandes mudanças ocorreram nos indicadores de continuidade de fornecimento (DEC e FEC).

Mudanças significativas também foram promovidas pela "Epsilon" no seu equilíbrio econômico financeiro, na inadimplência geral, e no nível de perdas de energia (comercial e técnica). Pequenas mudanças ocorreram na qualidade do faturamento.

6.3.10. Estrutura organizacional (Organograma) (Tema L)

Mínimas mudanças foram ocasionadas pela ER na estrutura organizacional das empresas como apresentado na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Estrutura Organizacional

Frequência da intensidade						Nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total
Mudanças incorridas						
Tipo de estrutura organizacional	5	1				6
Denominação das unidades organizacionais	5	1				6
Número de níveis hierárquicos	6					6
Tamanho das equipes	4	1			1	6

A empresa "Alfa" apenas promoveu mínimas mudanças nas denominação das unidades organizacionais e no tamanho das equipes. "Beta", "Lambda", "Gama" e "Delta" não promoveram nenhuma alteração em sua estrutura organizacional e "Epsilon" promoveu mudanças significativas no tamanho das equipes por meio de uma reestruturação produtiva

global pela junção de áreas operacionais e de áreas de suporte.

6.4 Resumo geral da visão das empresas

As estratégias genéricas correspondem ao ajuste que a organização realiza entre suas competências internas (pontos fortes e pontos fracos) e o ambiente externo de ação indireta caracterizado pelas variáveis econômicas, sociais, políticas e tecnológicas que determinam a presença de oportunidades e ameaças para a organização.

Entende-se, portanto que na avaliação das empresas a estratégia genérica que predomina com a aplicação do modelo de ER é aquela de manutenção de suas atividades, estratégia adotada em um ambiente externo de ação indireta caracterizado pela predominância de “ameaças” à empresa regulada (predominância de restrições ambientais) e por um ambiente interno da empresa onde predominam suas potencialidades sobre seus pontos fracos.

Embora as empresas ao confirmarem mudanças em suas estratégias funcionais e específicas em função dos critérios utilizados e os custos estabelecidos pela ER pode-se concluir que ela no seu conjunto tem um grau moderado de indução sobre as operações e atividades das empresas reguladas.

Dos relatos apresentados conclui-se que as divergências tanto nos critérios adotados como no valor dos custos atribuídos ocorrem em itens pontuais, itens que são corrigidos por aproximações sucessivas por meio de negociações como demonstrado pelas mudanças ocorridas no valor dos custos operacionais eficientes ao longo do processo de RTP. (item 4.6. Capítulo 4).

Entretanto essa abordagem de “adaptação” a diferentes situações pode vir a comprometer a transparência do modelo de ER e como consequência sua consistência e coerência.

A concepção do formato da ER se constitui em um avanço sobre os modelos de controle do passado (preço com base em custos), mas seu processo de aplicação compromete sua transparência e corre-se o risco de retornar-se ao modelo de formação de preços pelo custo, privilegiando empresas que aumentam sua base de ativos a fim de obterem uma base de remuneração superdimensionada independentemente da qualidade ou necessidade dos ativos para a melhoria da qualidade do serviço prestado.

Por outro lado deve-se constatar a grande dificuldade em ter-se um modelo de

referência que acomode todas as empresas reguladas e dentro das empresas todas as suas características distintivas em um país tão diversificado como o Brasil. Esta diversificação de cenários se constitui em grande empecilho para a utilização da ER como um único e universal “benchmarking” para as empresas do setor.

Embora as empresas entendam que tiveram que promover mudanças significativas em estratégias específicas importantes como o nível de inadimplência geral e o nível de perdas de energia (comercial e técnica), em geral elas tendem a dar uma maior atenção ao valor total dos custos atribuídos pela ER do que aos detalhes dos seus itens constituintes. Tendem a utilizar os custos operacionais eficientes como um “benchmark” em seu processo orçamentário. Ou nas palavras de um dos entrevistados:

É muito difícil avaliar-se o resultado da aplicação da metodologia da ER em itens pontuais o que compromete a transparência e a credibilidade do modelo. Esta dificuldade faz com que a tendência nas empresas reguladas seja a de utilizar o valor dos custos operacionais eficientes lá estabelecidos como o valor-teto para os custos operacionais efetivos da empresa regulada. As empresas reguladas trabalham com o conceito de ER no seu contexto mais amplo, olhando fundamentalmente os custos operacionais totais atribuídos pela ER no processo de RTP.

Pode-se entender com as empresas participantes que a ER é um formato razoável para o compartilhamento dos ganhos de produtividade operacionais entre a concessionária e o universo de consumidores. Entretanto as empresas entendem que os seguintes pontos poderiam ser aperfeiçoados:

- i. A principal característica não contemplada pela ER com relação à regulada é a densidade de consumidores (consumidores/km²). A ER não considera a descentralização dos consumidores. A ER considera como fator relevante apenas o número total de clientes e não sua densidade. Deveria considerar densidade de clientes (clientes/ km² ou densidade de carga). Ou seja, o modelo não está preparado para uma estrutura que tem extensa rede para poucos consumidores (Questão 19).
- ii. A ER utilizada é muito detalhada e perde-se em itens menores o que compromete sua transparência e credibilidade.
- iii. A estrutura organizacional (organograma) proposta pela ER está defasada da realidade das empresas. A estrutura adotada pela ER é centralizada. Entretanto

com a crescente aplicação dos sistemas ERPs (enterprise resources planning) como o SAP o que se observa é uma descentralização das atividades da empresa e uma maior autonomia das unidades operacionais que não é contemplada pela ER

- iv. Embora não conste nos objetivos para a sua utilização (abordagem não invasiva), a ER tenta impor-se como benchmarking do setor principalmente quanto à implantação do número e do tipo de escritórios comerciais nas localidades previstas no modelo.
- v. Embora a metodologia da ER seja uma abordagem razoável sua utilização nas revisões tarifárias periódicas parece ir na direção oposta aos termos dos contratos de concessão. Em não havendo mudanças nas estruturas de mercado contempladas nos contratos de concessão não haveria necessidade de mudanças na estrutura de custos da empresa concessionária. Os custos contemplados nos contratos iniciais só deveriam ser alterados caso ocorram alterações nas estruturas de mercado iniciais ou se houver a introdução de programas de interesse do agente regulador a serem implementados pela concessionária, programas não contemplados nos contratos de concessão. Exemplo dessa situação é o programa “Luz para Todos”
- vi. A adição pelo modelo de ER aos custos operacionais eficientes de uma parcela denominada de “inadimplência regulatória” (PDD - provisão para devedores duvidosos) está no lugar equivocado.
- vii. Não consideração pela ER de característica existente no momento de assinatura do contrato de concessão (equilíbrio econômico-financeiro)
- viii. Não consideração de custos operacionais correspondentes a níveis de qualidade superiores ao estabelecido no contrato de concessão e regulação complementar, já praticados de forma evolutiva.
- ix. A aplicação da ER para empresas de atuação em área metropolitana tende a subestimar os custos fixos (não correspondentes ou proporcionais a número de clientes e/ou área geográfica)
- x. Critérios de Remuneração de investimentos não compatíveis com regulamentação da CVM.
- xi. A empresa de referência não considera itens de custos entendidos como importantes para as empresas reguladas

Para atender aos aperfeiçoamentos sugeridos fazem as seguintes recomendações:

- i. O modelo da ER deveria ser mais flexível para poder adaptar-se às condições físicas da empresa regulada
- ii. Simplificar sua estrutura concentrando-se nos custos das atividades básicas das concessionárias da atualidade que são operações de distribuição e sistemas de informação (informática) que correspondem a 90% dos custos das empresas. Os restantes 10% que correspondem às demais atividades da empresa (atividades corporativas) deveriam ser estabelecidas a partir do total dos custos de distribuição e informática ficando sua alocação ao livre arbítrio da concessionária.
- iii. A simplificação da estrutura do modelo da ER se adequaria melhor a realidade das atuais estruturas descentralizadas das empresas reguladas.
- iv. Promoção de incentivo à qualidade de fornecimento (indicadores de continuidade - DEC e FEC, por exemplo), com a consideração de custos operacionais relacionados à infra-estrutura tecnológica (geoprocessamento, rastreamento de veículos, etc).
- v. Caracterização de trajetória de ER até a próxima RTP (referenciais de custo operacional versus níveis de qualidade regulatórios), reiterando-se a proposta de considerar níveis de qualidade diferenciais, pois uma empresa entrante (“concorrente virtual”) não atuaria na redução da qualidade (real e percebida).
- vi. Utilização de custos mais representativos e regionalizados (salários, aluguel, informática, entre outros).
- vii. Atender a cobertura dos custos efetivos garantindo a continuidade e a qualidade de prestação do serviço
- viii. Dar um tratamento realista à provisão de devedores duvidosos (inadimplência regulatória)

6.5 Conclusão e recomendações

A evolução da prática de benchmarking - progredindo de um sistema de medidas comparativas de desempenho interno e/ou externo para incorporar critérios de prioridades -

conduziu-o a se tornar um importante instrumento de Administração estratégica. O benchmarking passou de um processo de medidas comparativas para transformar-se em um sistema de avaliação sistemática das melhores práticas tanto internas como externas à organização, integrado aos seus objetivos prioritários e sendo utilizado como elemento-chave no aperfeiçoamento de seu desempenho e no processo de mudança organizacional.

Constata-se da análise da evolução do benchmarking que ele vem se desenvolvendo de ferramenta de Administração a instrumento de regulação. Foram identificados três níveis de sua aplicação: o nível das empresas, o setorial e o governamental com importantes conseqüências em termos de formulação de políticas que conduzem o benchmarking a ser também um importante instrumento no processo regulatório.

Quando promovido por iniciativa da própria empresa, o benchmarking abre possibilidades para o aperfeiçoamento das práticas e processos existentes bem como possibilita a instauração de uma sistemática de aprendizado que implicaria melhoria contínua daquelas práticas e processos ao longo do tempo.

Quando promovido por iniciativa do agente regulador, o benchmarking procuraria aumentar o grau de sua independência com relação às informações sobre a operação das empresas concessionárias.

Em geral a atividade de benchmarking concentra-se na determinação de parâmetros para os insumos essenciais entendidos como capazes de promover o comportamento competitivo da concessionária.

Embora não seja o único método que possa vir a ser adotado na promoção da eficiência organizacional, o benchmarking apresenta-se como uma abordagem que vem sendo utilizada por um número crescente de agentes reguladores dada à disponibilidade de metodologias cuja aplicação vem encontrando ampla divulgação. Sua utilização ocorre em vários setores de atividade.

Diferentes modelos de regulação por incentivos podem ser empregados simultaneamente no uso de recompensas e punições para induzir a empresa a alcançar os objetivos desejados. Os métodos de benchmarking têm-se tornado importante instrumento de auxílio à tomada de decisão no processo de regulação de serviços públicos baseado em desempenho.

Entre os modelos de regulação por incentivos destaca-se o modelo de preços máximos (price-caps) que busca combinar incentivos para a redução de custos com incentivos para preços mais eficientes. A regulação por incentivos em geral envolve algum tipo de benchmarking, ou seja, a comparação do desempenho real com algum tipo de desempenho de

referência ou padrão. Esse modelo de regulação tem sido adotado com algum sucesso em vários países.

Da análise da evolução histórica e da reforma do setor elétrico brasileiro, empreendida desde a década de 90, observa-se que o arcabouço institucional implementado estabelece uma nova filosofia com relação à participação do poder concedente para a prestação de serviços públicos de eletricidade. Sob esta ótica, o Estado não mais seria o empreendedor, concentrando-se somente nas atividades de regulação, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade. Esse processo culminou em dezembro de 1996 com a instituição da ANEEL e sua constituição em outubro de 1997 dando início ao processo de consolidação do marco regulatório no Brasil.

O modelo de regulação adotado pela ANEEL alia a regulação por incentivos (price cap) com destacadas características de benchmarking para a determinação dos custos operacionais, da estrutura de capital, da base de remuneração e dos índices de produtividade (fator X) das empresas reguladas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu o denominado regime de preços máximos (price cap). Neste regime, a tarifa (ou preço máximo) é inicialmente fixada no momento da assinatura do contrato de concessão e permanece constante - em termos reais - com base no indexador estabelecido em contrato (IGPM) por um período de tempo previamente determinado, no caso quatro anos.

A regulação de preços freqüentemente especifica mais que um único preço. Pode implementar toda uma estrutura de preços. A especificação de toda uma estrutura de preços em vez de um único valor aumenta consideravelmente a complexidade da implementação da regulação econômica.

Este é o caso das tarifas praticadas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil cujas tarifas são estabelecidas por classes de atividade (residencial, industrial, comercial, serviços e outras atividades, rural, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio), tarifas por tipo de instalação (baixa e alta tensão), tarifas por horários de uso (no pico da demanda e fora do pico da demanda) e tarifas sazonais (período seco e período úmido).

Seguindo uma tendência observada na aplicação do método de PCR, a ANEEL faz uso da denominada “empresa de referência” (ER) como um processo de fazer frente à assimetria de informação entre o regulador e o regulado. A ER é utilizada como um modelo de comparação para cada empresa regulada e é definida como aquela na qual o preço máximo estabelecido remunera de maneira adequada os investimentos de cada concessionária regional.

Desse modo, conclui-se que o modelo adotado pela ANEEL é uma modalidade complexa, híbrida dos regimes de regulação por incentivos.

A adoção da ER é entendida como uma das inovações mais polêmicas no processo regulatório em função da metodologia da construção de sua estrutura bem como da definição dos parâmetros utilizados na definição de seus custos operacionais.

Da análise do primeiro ciclo de RTPs iniciado em 2003 e concluído em 2006, relacionando a estrutura de custos estabelecida pelas respectivas ERs com as características físicas e econômicas entendidas como mais relevantes das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sugeriu-se que o uso da ER poderia induzir tendências estratégicas a serem utilizadas pela Administração das empresas reguladas tanto no curto prazo como no longo prazo a fim de se adequarem ao modelo utilizado pelo agente regulador.

Para identificar as estratégias empresariais e as possíveis alterações nas estruturas organizacionais adotadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica em resposta ao uso da ER foram consultados representantes da Direção de concessionárias por meio de entrevistas estruturadas.

Na avaliação das empresas, a estratégia genérica que predomina com a aplicação do modelo de ER é aquela de manutenção de suas atividades, estratégia adotada em um ambiente externo de ação indireta caracterizado pela predominância de “ameaças” à empresa regulada (predominância de restrições ambientais) e por um ambiente interno da empresa onde predominam suas potencialidades sobre seus pontos fracos. Esta estratégia possibilitaria às empresas reguladas apenas o atendimento à evolução vegetativa da sua demanda vertical e horizontal dentro do padrão atual de qualidade do serviço. Não incentivaria o crescimento potencial das empresas para atender a demanda futura, a melhoria constante da qualidade do serviço e sua atualização tecnológica.

Da experiência adquirida no primeiro ciclo das RTPs constata-se que as empresas promoveram mudanças moderadas em suas estratégias funcionais e específicas em função dos critérios utilizados e os custos estabelecidos pela ER. As divergências tanto nos critérios adotados como no valor dos custos atribuídos que ocorrem em itens pontuais são corrigidas por meio de revisões entre as partes.

Entretanto essa abordagem de “adaptação” às diferentes realidades de cada empresa pode comprometer a transparência da ER e como consequência a consistência e coerência do modelo.

A concepção do formato da ER se constitui em um avanço sobre os modelos de controle do passado (preço com base em custos), mas seu processo de aplicação compromete

sua transparência e corre-se o risco de retornar-se ao modelo de formação de preços pelo custo.

Por outro lado é grande a dificuldade em ter-se em um país tão diversificado como o Brasil, um modelo de referência que acomode todas as empresas reguladas e, dentro das empresas, todas as suas características distintivas. Esta diversificação de cenários se constitui em grande empecilho para a utilização da ER como um único e universal “benchmarking” para as empresas do setor.

Entendendo que a ER é um instrumento útil para o compartilhamento dos ganhos de produtividade operacionais entre a concessionária e o universo de consumidores e, portanto mereceria ser aperfeiçoado, recomenda-se a agência reguladora que simplifique seu formato.

Recomenda-se para tanto que avalie a utilização de modelos de ER regionais (clusters) que incorporariam características geográficas e operacionais específicas de um grupo de empresas reguladas. Assim fazendo não estaria condicionada a promover mudanças pontuais em um único modelo o que compromete sua credibilidade e transparência.

Paralelamente pode-se sugerir o desenvolvimento pela agência de modelos de fronteira para acompanhamento de índices de eficiência das empresas para o estabelecimento de “benchmarks” para o setor. Este processo de “benchmarking” possibilitaria a determinação das informações relevantes de custos operacionais eficientes bem como de outros fatores de eficiência, produtividade e qualidade que promoveriam o crescimento das empresas para que possam atender a evolução de sua demanda, a constante melhoria da qualidade do serviço e sua atualização tecnológica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.** Brasília: ANEEL, Fevereiro 2003. Nota Técnica N.040/2003/SRE/ANEEL.

_____._____.Brasília: ANEEL, Fevereiro 2003. Nota Técnica N0/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____.**Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.** Brasília: ANEEL, Fevereiro 2003. Nota Técnica N.041/2003/SRE/ANEEL

_____._____.Brasília: ANEEL, Fevereiro 2003. Nota Técnica N.041/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Centrais Elétricas Mato Grossenses S.A. - CEMAT.** Brasília: Fevereiro 2003. Nota Técnica N.042/2003/SRE/ANEEL.

_____._____.Brasília: Fevereiro 2003. A Nota Técnica No.042/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A - ENERSUL.** Brasília: Fevereiro 2003. Nota Técnica N.043/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. – AES SUL.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.047/2003/SRE/ANEEL

_____._____.Brasília: Março 2003 . Nota Técnica N.047/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Rio Grande Energia S.A. – RGE.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.048/2003/SRE/ANEEL.

_____._____.Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.048/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia Energética do Ceará – COELCE.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.049/2003/SRE/ANEEL.

_____._____.Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.049/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.050/2003/SRE/ANEEL.

_____._____.Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.050/2003/SRE/ANEEL . Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Empresa Energética de Sergipe S.A. – ENERGIPE.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.051/2003/SRE/ANEEL

_____._____.Brasília: Março 2003. Nota Técnica No.051/2003/SRE/ANEEL N.051/2003/SRE/ANEEL - Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA.** Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.052/2003/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília: Março 2003. Nota Técnica N.052/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A. – ELETROPAULO.** Brasília: Maio 2003. Nota Técnica N.097/2003/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília: Maio 2003. Nota Técnica N.097/2003/SRE/ANEEL . Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA.** Brasília: Junho 2003 . Nota Técnica N.119/2003/SRE/ANEEL

_____._____.Brasília: Junho 2003 . Nota Técnica N.119/2003/SRE/ANEEL. Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica Da Concessionária De Energia Elétrica Elektro Eletricidade E Serviços S.A – ELEKTRO.** Brasília: Julho 2003. Nota Técnica N.127/2003/SRE/ANEEL

_____._____. Brasília: Julho 2003 . Nota Técnica N.127/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Companhia Piratininga de Força e Luz – Piratininga.** Brasília: Setembro 2003. Nota Técnica N.182/2003/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília: Setembro 2003. Nota Técnica N.182/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Bandeirante Energia S.A. – BANDEIRANTE.** Brasília: Setembro 2003. Nota Técnica N.183/2003/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília: Setembro 2003. Nota Técnica N.183/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. **Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Energia Elétrica Light – Serviços de Eletricidade S.A.** Brasília: Setembro 2003. Nota Técnica N.188/2003/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília: Setembro 2003 . Nota Técnica N.188/2003/SRE/ANEEL Anexo 1.

_____. _____. Brasília, 2003. Nota Técnica N.041/2003-SRE/ANEEL. Anexo 1. 90 p.

_____._____. Brasília, 2003. Nota Técnica N.030/2003-SRE/ANEEL. 7 p.

_____._____. Brasília, 2003. Nota Técnica N.041/2003-SRE/ANEEL. 62 p.

_____._____. Brasília, 2003. Nota Técnica N.042/2003/SRE/ANEEL. 21 p.

_____._____. Brasília, 2002. Nota Técnica N.148/2002/SRE/ANEEL.

_____._____. Brasília, 2002. Nota Técnica N.326/2002/SRE/ANEEL.

_____. **Resolução no. 493 de 3 de Setembro de 2002.** Brasília, 2002.

_____. **Mercado de distribuição. Disponível em :** < <http://www.aneel.gov.br/48.htm> > .
Acesso em: 13 fev. 2006.

_____. Revisão tarifária periódica. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=184> . Acesso em: 14 fev. 2006

AMERICAN PRODUCTIVITY & QUALITY CENTER. Benchmarking Terms. Disponível em: < <http://old.apqc.org/free/terms.cfm>>. Acesso em: 29 dez. 2003.

AMERICAN PRODUCTIVITY & QUALITY CENTER. Impact of the New Economy on Benchmarking. Disponível em :
<<http://old.apqc.org/free/articles/dispArticlhe.cfm?ProductID=1285>>. Acesso em: 29 dez. 2003.

ANUATTI NETO, F.; PELIN,E.R.; PEANO,C. **O Papel do Fator X na regulação por incentivos e a conciliação com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro – FIPE** São Paulo: ABRADÉE, 2004.

ART, P.; LINCOLN, S. O que os livros de benchmarking não dizem. **Quality Progress**, Jul/Ago. 1997. Disponível em:
<<http://www.hsmmanagement.com.br/resumen/resumenejecutivo.jsd?id=1567>>. Acesso em:
05 out. 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA .
Relação das Associadas. Disponível em:
<http://www.abradee.org.br/associadas_relacao.asp#3 >. Acesso em: 11 fev. 2006.

_____. **Links**. Disponível em: < <http://www.abradee.org.br/links.asp#1> > . Acesso em:
11 fev. 2006

_____. **Sistemas de Informação para Gestão**. Disponível em:
<http://www.sig.abradee.org.br/abradee/>. Acesso em: 13 fev. 2006

BARBOSA, F. DE H. **A eficiência da intervenção do Estado na Economia**. Rio de Janeiro: FGV, 1991.20 p.

BARROS, C.V.M.de. **Reestruturação do Setor Elétrico e Concorrência**. São Paulo: Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, 1999. 222 p. Tese (Doutorado em Direito).

BAZZOTTI, A. **Decisões Estratégicas de Produção como Suporte a uma Estratégia de Negócios**: um estudo de caso na indústria de fertilizantes. Ponta Grossa: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001. 120 p. Profissionalizante em Administração. Disponível em: <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004..

BERG, S.V. Introduction to Fundamentals of Incentive Regulation. In:_____. **Public Utility Research Center**. Gainesville : University of Florida, 1998 . p. 7.

BONABEAU, E. Os perigos da era da imitação. **Harvard Business Review**, v. 82, n. 6, p.30-37, jun.2004.

BORENSTEIN,C.R. Regulação e Gestão Competitiva em Setores de Infra-Estrutura: A Procura de um Equilíbrio Dinâmico In : _____. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

CAMP, R.C. Benchmarking: The search for Industry Best Practices That Lead to Superior Performance American Society for Quality Control. Quality Press: Milwaukee,WI, 1989.In: PYZDEK, T. **Benchmarking from The Handbook for Quality Management** Tucson: Quality Publishing, Inc., 2002 Part 1. Disponível em <<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=4620>>. Acesso em: 14 out. 2004.

CAMP, R.C. Benchmarking: The search for Industry Best Practices That Lead to Superior Performance American Society for Quality Control. Quality Press: Milwaukee,WI, 1989. In: SISSON, K., ARROWSMITH, J.,MARGINSON, P. All Benchmarkers now? Benchmarking and the ‘Europeanisation’ of industrial relations. **Industrial Relations Journal**,v.34, pp.15-31, mar. 2003.

CARRIGTON, R., COELLI, T., GROOM, E. International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution. **Journal of Regulatory Economics**, 2002, v.21, n.2, p.191-216. Disponível em:

<<http://econpapers.hhs.se/scripts/search.asp?ft=benchmarking>>. Acesso em: 19 nov. 2004.

CULLY, M., WOODLAND, A., O'REILLY and DIX, G. (1999) Britain at Work. As Depicted by the 1998 Workplace Employee Relations Survey (London, Routledge). In: SISSON, K., ARROWSMITH, J., MARGINSON, P. All benchmarkers now? Benchmarking and the 'Europeanisation' of industrial relations. **Industrial Relations Journal**, v.34, p.15-31, mar. 2003.

DAFT, R.L. **Administração**. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1999.

DAHLE, C. Uneasy Pieces Part 2 – CIO Magazine June 1, 1996. Disponível em <http://www.cio.com/archive/060196_uneasy_4.html>. Acesso em: 15 set. 2004.

DAVIS, R. Acting on Performance-Based Regulation. **The Electricity Journal**, v.13, n. 4, May 2000, p.13-23.

DE FRAJA, G., STONES, C. Risk and Capital Structure in the Regulated Firm. **Journal of Regulatory Economics**, v. 26, n.1, p.69-84, Jul. 2004.

ENTENDA o setor elétrico. Disponível em :

<<http://www.abce.org.br/materias/Default.aspx?cat=4>>. Acesso em : 11 fev. 2006.

FIGUEIREDO, B.P. **Estratégias Competitivas e Modelos de Gestão Empresarial no Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Instituto de Economia Industrial Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999. 56 p. Monografia MBA – Energia Elétrica.

FLORIDA POWER & LIGHT CO. Fewer and shorter outages attributed to FPL's continued reliability efforts March 5, 2002. Disponível em:

<<http://www.fpl.com/news/2002/020028/shtml>>. Acesso em: 15 set. 2004.

FULLERTON, R.; MCWATTERS, C.S. (2003) **An Examination of the Relationship Among World-Class Manufacturing Practices, Non-financial Performance Measures and Firm Profitability**. Disponível em:

<http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=449880>. Acesso em: 16 out. 2004.

GIMENEZ, F.A. **O Estudo de caso como uma estratégia de pesquisa em estudos organizacionais**. 2001. Trabalho Apresentado. Universidade Estadual de Maringá, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Departamento de Administração, Grupo de Estudos Organizacionais, Agosto 2001.

GITMAN,L.J. **Princípios de Administração Financeira**. São Paulo: Harbra, 2002 841p.

GROPELLI, A. A; NIKBAKHT, E. **Administração Financeira**. São Paulo: Saraiva, 1998. 535 p.

HEGELE, C; WALGEBACH, 1999 Was kann der Apfel vor der Birne lernen,oder wozu brauchen unternehmen benchmarking N.99-09, Sonderforschungsbereich 504 Publications, Universitat Mannheim. Disponível em: <<http://econpapers.hhs.se/>>.Acesso em: 08 out. 2004.

HENCZEL, S. **Benchmarking** : measuring and comparing for continuous improvement
Special Libraries Association, 2002. Disponível em:

<http://www.findarticles.com/p/articles/mi_m0FWE/is_7_6/ai_89397531/print>. Acesso em:
04 out. 2004.

HOFMAN, D;LAPIDE, L. **The New Benchmarking**: a foundation for strategic change.

Disponível em:

<<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=3682>>. Acesso em:
04 out. 2004.

HSM Management 2002 – Vencedoras Confirmadas – HSM Management Mar-Abr. 2002.

Disponível em :

<<http://www.hsmmanagement.com.br/resumen/resumenejecutivo.jsd?id=2014>>. Acesso em:
05 out. 2004.

JAMASB,T.; NILLESEN, P; POLLITT, M.G. **Strategic behaviour under regulation Benchmarking DAE Working paper WP 0312**. Massachussets : Institute of Tecnology Center for Energy and Environmental Policy Research University of Cambridge January 2003. Disponível em <<http://econpapers.hhs.se/scripts/search.asp>>. Acesso em: 16 out. 2004.

JAMASB,T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, 9 (2001) 107-130.

JAMASB,T; POLLITT,M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utility Policy**, London, v.9, p.107-130, 2001.

JAMASB. T., NILLESEN, P., POLLITT,M. – Gaming the Regulator: A Survey . **The Electricity Journal**, London December, p.68 – 80, 2003b.

JAMASB. T., NILLESEN, P., POLLITT, M.G. – **Strategic Behavior under Regulation “benchmarking”**, Working Paper CMI EP 19/DAE 0312. Department of Applied Economics, University of Cambridge, Jan.2003 a.

KRUG, E.E.B. **Estudo para Identificação de Benchmarking em Sistemas de Produção de Leite no Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001. 186p. Profissionalizante em Administração. Disponível em: <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

LACOMBE, F.J.M; HEILBORN, G.L.J. **Administração: Princípios e Tendências**. São Paulo: Saraiva, 2003. 542p.

LEWIS, T.R.; GARMON, C. **Fundamentals of Incentive Regulation**. Public Utility Research Center. University of Florida. Gainesville: 1998, p. 1-8.

MACEDO, D.R. de. **Estudo da Aplicabilidade dos Instrumentos de Gestão nas Atividades de Gerenciamento dos Empreendimentos do Serviço de Engenharia da Petrobrás**. Rio de Janeiro: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2000. 148p. Dissertação de Mestrado. Disponível em <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

MARR, B. **Benchmarking your core competences?** Cranfield School of Management, Cranfield University, England. Disponível em : <<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=9265>>. Acesso em: 14 out. 2004.

MATIAS, A.M.M. **Auge e crise do setor elétrico no Brasil - 1962 – 1993**. São Paulo: Curso de Pós-Graduação da EAESP/FGV, 1994. 152p. Dissertação (Mestrado em Administração Pública).

MELO, A.M. de **Estudo e Sistematização da Identificação do objeto de estudo de Benchmarking**. Uberaba: EESC; Universidade de São Paulo, 2001. 150 p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Disponível em: <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

NOGUEIRA, M.de S. **Benchmarking – A Redução de Etapas no desenvolvimento da organização que aprende** – Um estudo de Caso. Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2000. 110p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Disponível em <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

OELMANN, M. **Benchmarking – Initiativen und ihre Engnung fur die Anwendung in der Deustchen Wasserwirtschaft**. No.01/2004 IWP Discussion Paper Series from Institute for Economic Policy, Cologne, Germany. Disponível em: <<http://econpapers.hhs.se/scripts/search.asp?ft=benchmarking>>. Acesso em: 19 nov. 2004.

PEREIRA, A.P. **Privatização e Regulação de Serviços Públicos: um estudo com ênfase no risco de captura do agente regulador**. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da USP, 1999. 173p. Dissertação (Mestrado em Administração).

PINDYCK, R; RUBINFELD, D.L. **Microeconomia**. São Paulo: PrenticeHall, 2002. 711 p.

PORTER,M.E. **Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competition** New York: Free Press, 1980 apud MINTZBERG,H.; AHLSTRAND,B., LAMPEL,J. **Strategy**

Safari: A Guided Tour Through the Wilds of Strategic Management New York: The Free Press, 1998.

PYZDEK, T. **Benchmarking from The Handbook for Quality Management**. Tucson: Quality Publishing, Inc.,2002 Part 1. Disponível em:
<<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=4620>>. Acesso em:
14 out. 2004.

PYZDEK, T. **Getting Started with Benchmarking from The Handbook for Quality Management**. Tucson: Quality Publishing, Inc.,2002 Part 2. Disponível em
<<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=4621>>. Acesso em:
14 out. 2004.

PYZDEK, T. **Why Benchmarking efforts fail from The Handbook for Quality Management**. Tucson: Quality Publishing, Inc.,2002 Part 3. Disponível em
<<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=4622>>. Acesso em:
14 out. 2004.

RESENDE, M. Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. **Energy Policy**, London. v. 30 p. 637-647, 2002.

RICK, T. Benchmarking in depth. Disponível em
<<http://www.bettermanagement.com/libray.aspx?pagetype=1&lybrayid=139>>. Acesso em: 14
out. 2004.

ROBBINS, S.P. **Administração, Mudanças e Perspectivas**. São Paulo: Saraiva, 2000.

SAES, M.S.M. **A racionalidade econômica da regulamentação no mercado brasileiro de café**. São Paulo: Annablume, 1997. 221 p.

SANTOS, O.H.B. **Programa External Asset Management do Banco Central do Brasil: uma aplicação da metodologia de Benchmarking como alternativa de desempenho**. Brasília: Universidade de Brasília, 2000. 147p. Dissertação de Mestrado em Administração disponível em <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

SAVAGE, C.; FORDHAM, C. (2004) **The benchmarking resource kit**. Disponível em <http://filebox.vt.edu/users/clsavage/benchmarking_resource_kit.htm>. Acesso em: 08 out. 2004.

SISSON, K., ARROWSMITH, J., MARGINSON, P. All benchmarkers now? Benchmarking and the 'Europeanisation' of industrial relations. **Industrial Relations Journal**, v.34, p.15-31, Mar.2003.

SPENDOLINI, M.J. **Benchmarking**. São Paulo: Makron Books,1993.

STAAT, M.; HAMMERSCHMIDT, M. Benchmarking the Health Sector in Germany – An Application of Data Envelopment Analysis. Economics Working Paper Archive at WUSTL, 2004. Disponível em <<http://econpapers.hhs.se/scripts/search.asp?ft=benchmarking>>. Acesso em: 19 nov. 2004.

STONER, J.A.F.; FREEMAN, R.E. **Administração**. Rio de Janeiro: LTC, 1999.

TOLMASQUIM, M.T., OLIVEIRA, R.G., CAMPOS, A.F. **Empresas do Setor Elétrico: estratégias e performances** Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

VIEIRA, J.P. **O novo papel do Estado no Setor Elétrico**: A Implementação de órgãos reguladores. São Paulo: Pontifícia Universidade Católica, 1998. 205 p. Dissertação (Mestrado em Economia Política).

VILELA, E.de S. **Modelo de Avaliação e Medição do Desempenho das atividades dos Hotéis**. Florianópolis : Universidade Federal de Santa Catarina, 2000. 140 p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Disponível em : <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

VISCUSI, W.K.; VERNON, J.M.; HARRINGTON JR., J.E. **Economics of Regulation and Antitrust** 3.ed. Massachusetts: MIT Press, 2000.

WAGNER, E. **A utilização do Benchmarking nas Instituições de Ensino Superior**. Mogi das Cruzes: Pontifícia Universidade de São Paulo, 2000. 88p. Dissertação de Mestrado em Administração. Disponível em : <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

WEINDORFER, A. **Melhoria contínua da produtividade da secretaria das obras públicas do Estado do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: Escola de Engenharia; Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001. 116 p. Profissionalizante em Engenharia.. Disponível em : <<http://ged.capes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2004.

WESSELS, W.J. **Economia**. São Paulo: Saraiva, 1998. 523 p.

YIN, R.K. **Case study research**: Design and methods. rev. ed. London: Sage, 1989. Disponível em : <www.geocities.com/zulkardi/reviewzulkardi.html> Acesso em : 1 jun. 1989

ZUCKER, D.M. Using case study methodology in nursing research . **Qualitative Report**, v.6, n. 2, Jun. 2001. Disponível em: <<http://www.nova.edu/ssss/QR/QR6-2/zucker.html>>. Acesso em: 01 jun. 2006.

ANEXOS

ANEXO A – Relação das RTPs propostas pela ANEEL até 29/06/2004

RTPs concluídas até 30 de Junho de 2004		ÚLTIMA ATUALIZAÇÃO		5/7/2004		
PROPOSTA INICIAL						
DATA	DISTRIBUIDORA		IRT	FATO R X	No. UNIDADES CONSUMIDORAS	
1	17/2/2003	CENTRAIS ELETRICAS DE MATOGROSSENSE S.A.	CEMAT	24,99%	2,40%	669000
2		EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL	ENERSUL	28,55% (*)	2,39%	594000
3		COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS	CEMIG	27,49%	1,02%	5600000
4		COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	CPFL	18,77%	2,56%	2900000
(*) reajuste total de 42,64%. A diferença 42,64% - 28,55% = 14,09% será dividida em 4 parcelas anuais aplicada de 2004 a 2007						
5	7/3/2003	AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.	AES SUL	17,13%	1,81%	968500
6		RIO GRANDE ENERGIA S.A.	RGE	24,14%	1,72%	1023000
7	11/3/2003	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	COELCE	27,65%	1,49%	2000000
8		COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	COSERN	12,06%	1,78%	750000
9		COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO Estado DA BAHIA	COELBA	27,19% (*)	1,14%	3100000
10		EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE S.A.	ENERGIPE	28,4% (**)	1,40%	420000

(*) reajuste total de 30,93%. A diferença 30,93% - 27,19% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007

(**) reajuste total de 29,32%. A diferença 29,32 - 28,40% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007

11	26/5/2003	ELETROPAULO METROPOLITANA	ELETROPAULO	9,62%	2,58%	5000000
12	17/6/2003	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	CELPA	27,49%	1,01%	1090000
13	10/7/2003	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	ELEKTRO	21,75%(*)	2,38%	1700000
(*) indice integral de 28,21%						
14	10/9/2003	BANDEIRANTE ENERGIA S.A	BANDEIRANTE	11,9%(*)	1,84%	1200000
15		COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	PIRATININGA	11,46%**	1,64%	1170000
(*) indice integral de 21,88%						
(*) indice integral de 21,19%						
16	25/9/2003	LIG HT		6,15%	1,69%	3300000
17	4/11/2003	EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE DO PARANAPANEMA	VALE PARANAPANEMA A	-0,35%	1,91%	137443
18		CAIUA SERVICOS DE ELETRICIDADE	CAIUA	-7,25%	1,78%	179353
19		COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	SANTA CRUZ	6,49%(*)	1,63%	151115
(*)índice integral de 14,40% com aplicação em duas etapas						
20	12/11/2003	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	CSPE	6,72%	1,47%	58885
21		COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	JAGUARI	1,89%	2,59%	25379
22		EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA	BRAGANTINA	-3,41%	1,58%	98410
23	12/11/2003	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO	CERJ	11,59%	1,62%	1963000
24	14/11/2003	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	NACIONAL	-9,13%	1,57%	82000

25		COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA	CPEE	11,77% (*)	1,97%	43368
26		COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA	MOCOCA	12,55% (**)	1,55%	34000
		(*) índice integral de 18,04% com aplicação em duas etapas				
		(**) índice integral de 18,35% com aplicação em duas etapas				
27	17/11/2003	COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE	CFLO	-5,66%	1,32%	40000
28		EMPRESA DE FORÇA E LUZ SANTA MARIA	EFLSM	7,97% (*)	1,05%	60000
		(*) índice integral de 14,43% com aplicação em duas etapas				
29	10/3/2004	EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA	JOÃO CESA	11,04% (*)	1,08%	2156
		(*) índice integral de 13,68% com aplicação em duas etapas				
30	11/3/2004	EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSUNGA LTDA.	EFLUL	-0,20%	0,73%	3912
31	12/3/2004	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	COCEL	7,22%	1,07%	30492
32	15/4/2004	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE NOVA FRIBURGO	CENF	14,49%	0,89%	79671
33		COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA	CATAGUAZES	8,07% (*)	0,96%	299782
		(*) índice integral de 12,97% com aplicação em duas etapas				
34	28/4/2004	COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA	COPEL	8,78%	1,15%	3100000
35		DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS	DMEPC	10,92% (*)	1,16%	54315

(*) índice integral de 15,56% com aplicação em duas etapas

36	5/5/2004	COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO Estado DE TOCANTIS	CELTINS	10,81%(*)	2,94%	283000
----	----------	---	---------	-----------	-------	--------

(*) índice integral de 20,14% com aplicação em duas etapas

37	11/6/2004	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS	ESCELSA	5,57%	4,69%	978069
38		CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA	CELESC	5,62%	2,52%	1903747
39		IGUACU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	IGUACU ENERGIA	12,91%	2,14%	23745
40	29/6/2004	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	FORCEL	8,24%	1,71%	5556

FONTE : <http://www.aneel.gov.br> acessado em 10/06/2004

ANEXO B – Relação das RTPs aprovadas pela ANEEL até 29/06/2004

RTPs concluídas até 30 de Junho de 2004			ULTIMA ATUALIZACAO		5/7/2004
	PROPOSTA FINAL				
	DATA	IRT	FATOR X	No. UNIDADES CONSUMIDORAS	
1	CEMAT	8/4/2003	26,00%	2,30%	669000
2	ENERSUL		32,59%(*)	2,35%	594000
3	CEMIG		31,53%	1,00%	5600000
4	CPFL		19,55%	2,43%	2900000
(*) diferenca 42,26% - 32,59% = 9,67% aplicada em quatro parcelas anuais de 2004 a 2007					
5	AES SUL	17/4/2003	16,14%	1,82%	968500
6	RGE		27,36%	1,72%	1023000
7	COELCE	17/4/2003	31,29%	1,47%	2000000
8	COSERN		11,49%	1,78%	750000
9	COELBA		28,61%(*)	1,10%	3100000
10	ENERGIPE		29,71%**	1,40%	420000
(*) reajuste total de 31,49%. A diferenca 31,49% - 29,61% = 2,88% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007					
(**) reajuste total de 35,18%. A diferenca 35,18% - 29,71% = 5,47% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007					
11	ELETROPAULO	3/7/2003	10,95%	2,45%	5000000
12	CELPA	7/8/2003	27,05%	1,15%	1090000
13	ELEKTRO	26/8/2003	20,25%(*)	2,38%	1700000
(*) indice integral de 27,93%. A diferenca de 27,93 - 20,25 = 7,68% aplicada em 3 parcelas anuais de 2004 a 2006					
14	BANDEIRANTE	22/10/2003	14,68%(*)	1,83%	1200000
15	PIRATININGA		14,68%(*)	1,62%	1170000
(*) indice integral de 18,08%. A diferenca de 3,4% a ser aplicada em 2 parcelas anuais de 2004 a 2006					
16	LIGHT	6/11/2003	4,16%	1,88%	3300000

17	VALE PARANAPANEMA	3/2/2004		8,12%	1,85%	137443
18	CAIUA			0,47%	1,74%	179353
19	SANTA CRUZ		10,23%(*)		1,60%	151115

(*) indice integral de 17,14 % com aplicacao em tres parcelas de 2005 a 2007

20	CSPE	3/2/2004		14,41%	1,49%	58885
21	JAGUARI			9,37%	2,55%	25379
22	BRAGANTINA			3,76%	1,52%	98410
23	CERJ	30/12/2003		15,52%	1,29%	1963000
24	NACIONAL	3/2/2004		-1,43%	1,52%	82000
25	CPEE		20,4%(*)		1,49%	43368
26	MOCOCA		16,65%**		1,56%	34000

(*) indice integral de 27,56% com aplicacao em tres etapas de 2005 a 2007

(**) indice integral de 23,52% com aplicacao em duas etapas

27	CFLO	3/2/2004		0,83%	1,34%	40000
28	EFLSM	6/2/2004	15,02%(*)		1,10%	60000

(*) indice integral de 22,01% com aplicacao em duas etapas

29	JOAO CESA	29/3/2004	16,57%(*)		0,98%	2156
----	-----------	-----------	-----------	--	-------	------

(*) indice integral de 18,25% com aplicacao em duas etapas

30	EFLUL	29/3/2004		5,04%	0,69%	3912
31	COCEL	29/3/2004		11,37%	1,08%	30492
32	CENF	17/6/2004		18,00%	1,89%	79671
33	CATAGUAZES			12,66%	1,58%	299782

34	COPEL	23/6/2004		9,17%	2,31%	3100000
----	-------	-----------	--	-------	-------	---------

FONTE : <http://www.aneel.gov.br> acessado em 10/06/2004

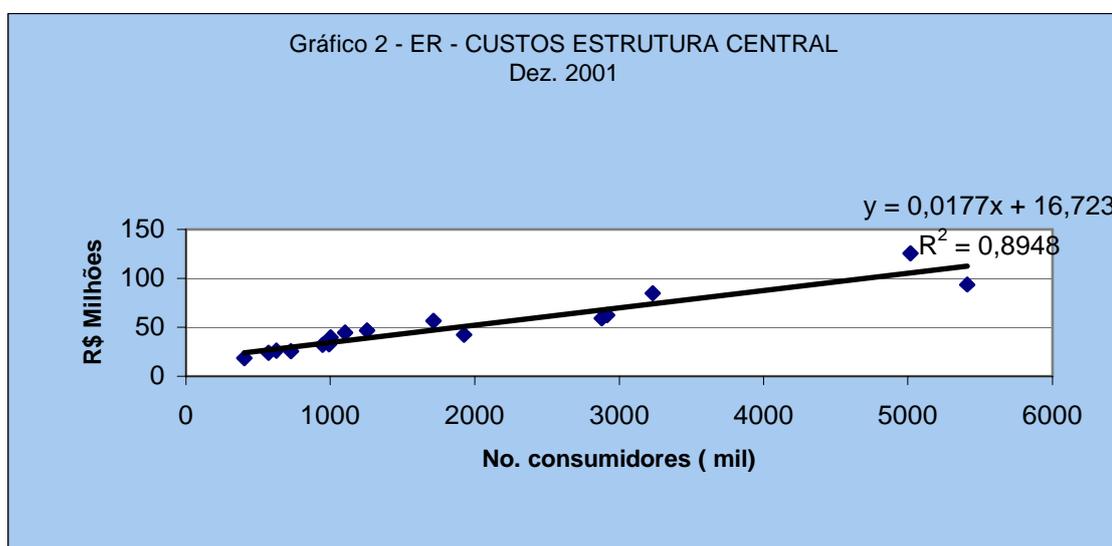
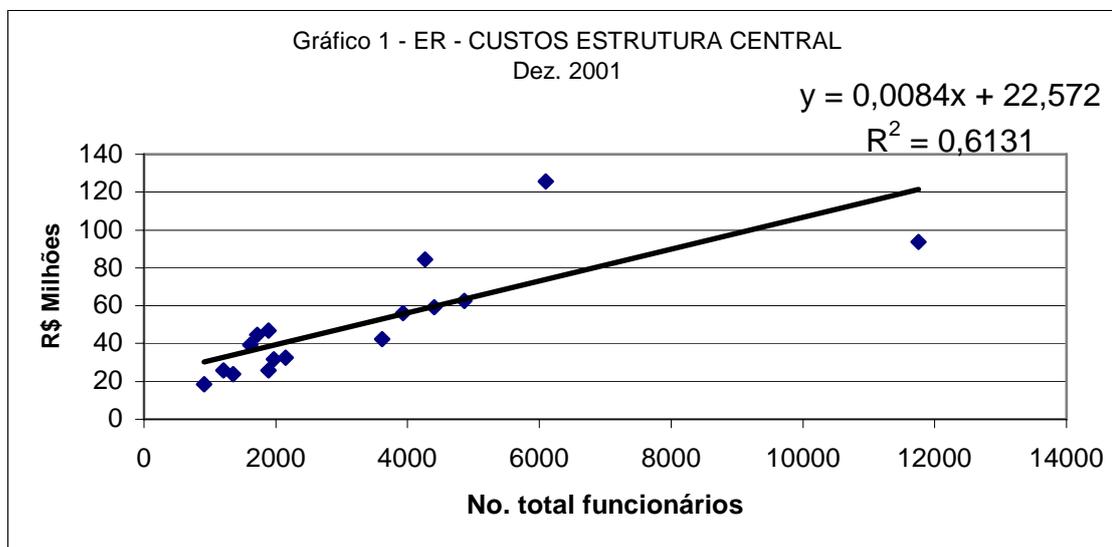
ANEXO C – ER - Custos operacionais eficientes e variáveis selecionadas – Dez. 2001

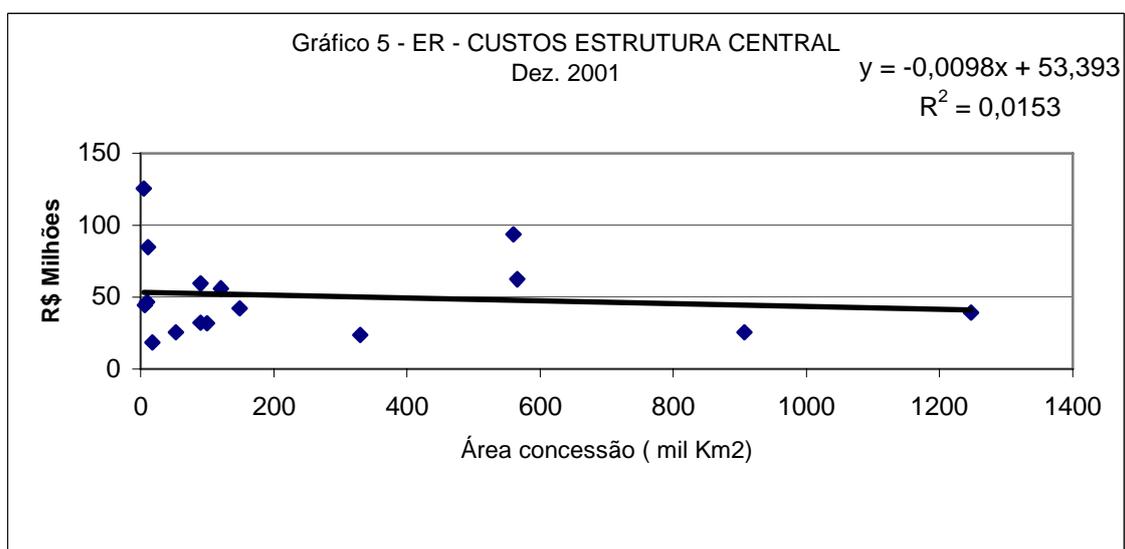
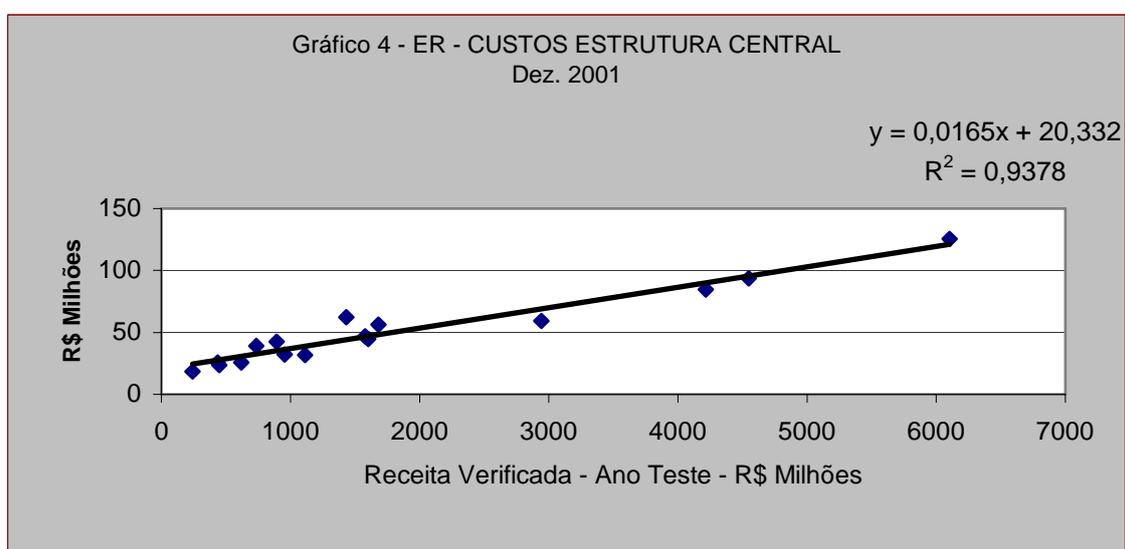
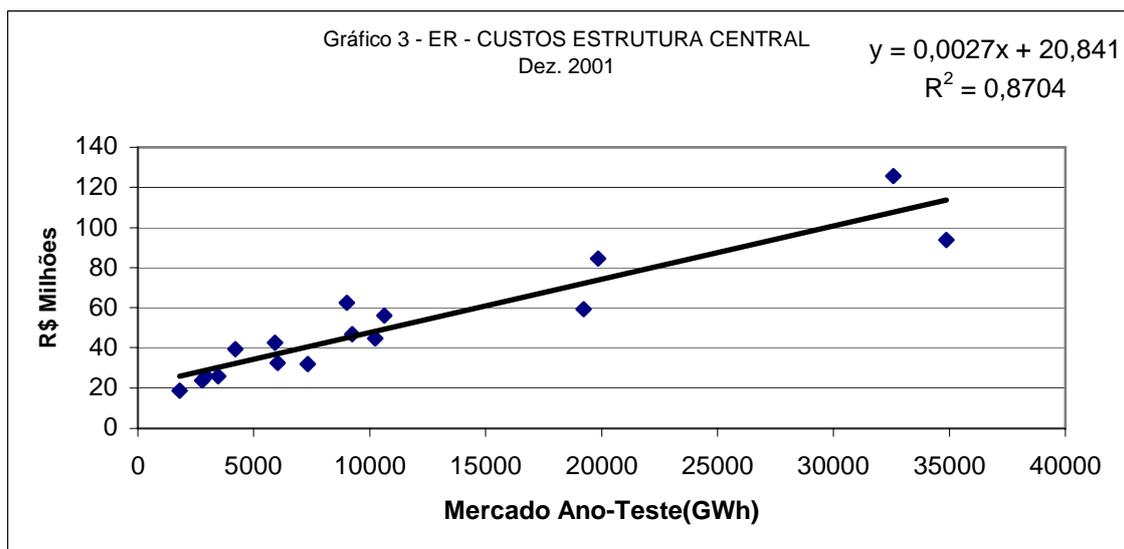
EMPRESA	AESSUL	BANDEIRANTE	CELPA	CEMAT	CEMIG	COELBA	COELCE	COSERN
CUSTO ESTRUTURA CENTRAL ER (R\$ Milhões)	31,8	46,78	39,29	25,73	93,68	62,46	42,47	25,7
CUSTO ESTRUTURA REGIONAL ER (R\$ Milhões)	17,42	19,83	22,39	17,5	97,47	55,15	40,22	12,53
CUSTO P&A COMERCIAL (R\$ Milhões)	14	17,5	13,97	7,81	64,59	32,16	24,13	7,95
CUSTO P&A O&M (R\$ Milhões)	42,31	32,33	21,73	49,97	299,61	89,4	62,79	19,19
COE_ER_DEZ_2001 (R\$ Milhões)	105,51	116,44	97,38	101,01	555,35	239,17	169,61	65,36
COE TOTAL RTP (R\$ Milhões)	152,63	186,79	245,71	170,65	811,46	339,67	240,76	97,04
Nº TOTAL FUNCIONÁRIOS	1967	1889	1614	1890	11754	4861	3612	1207
CONSUMIDORES (MIL)	948,06	1256,37	1004,38	627,45	5412,07	2918,42	1927,74	728,86
MERCADO ANO-TESTE (GWh)	7335,14	9239,38	4199,32	3457,3	34876,42	9015,14	5917,69	2939,1
RECEITA VERIFICADA ANO-TESTE (R\$ Milhões)	1111,42	1577,64	735,1	620,25	4549,04	1430,84	891,61	435,91
ÁREA CONCESSÃO (mil Km ²)	99,27	9,6	1247,7	906,81	560	565,51	148,82	53,31
EXTENSÃO REDE (mil Km)	52,29	25,02	23,29	74,81	379,52	149,93	76,25	27,51
PRODUTO/CAPITAL (GWh/Km rede)	140,27	369,31	180,27	46,21	91,9	60,13	77,61	106,84
DENSIDADE ECONÔMICA (GWh/consumidor)	7,74	7,35	4,18	5,51	6,44	3,09	3,07	4,03
DENSIDADE ELÉTRICA (consumidor/Km rede)	18,13	50,21	43,12	8,39	14,26	19,47	25,28	26,49
REGIONAIS+ESCRITÓRIOS	26	18	147	104	253	421	190	26
TARIFA MÉDIA (R\$/MWh)	151,52	170,75	175,05	179,4	130,43	158,71	150,67	148,31

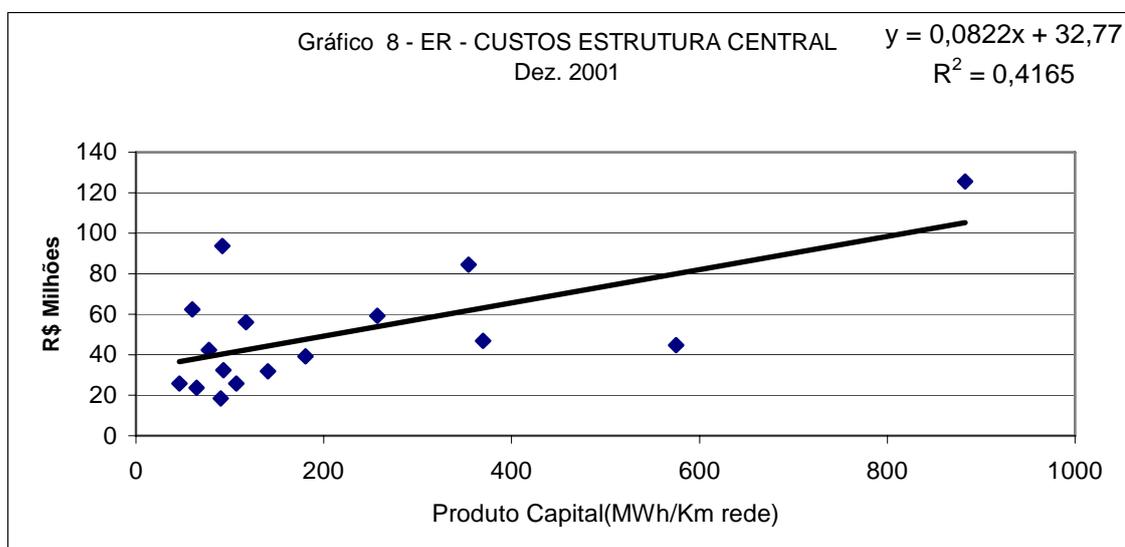
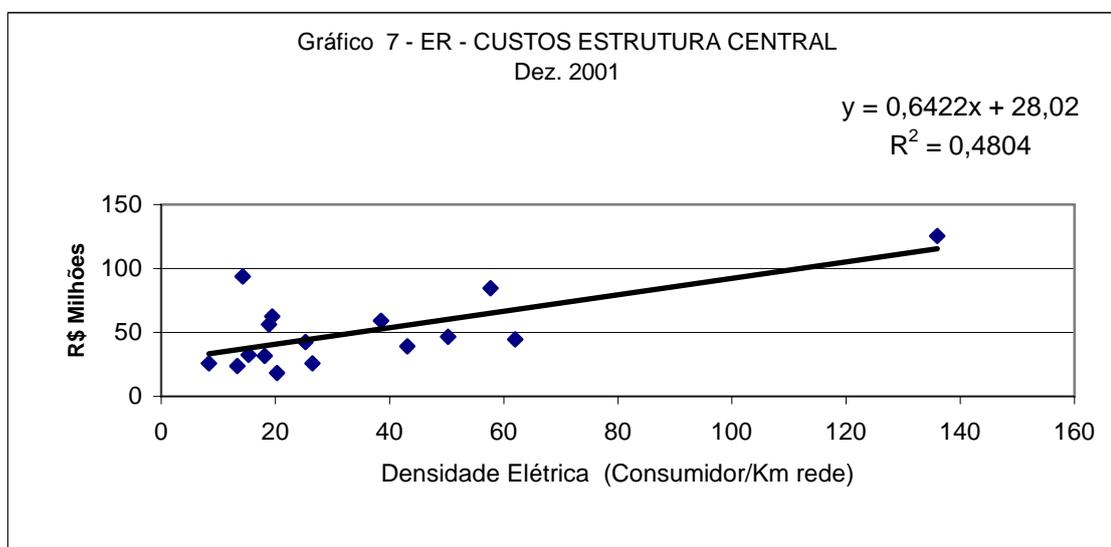
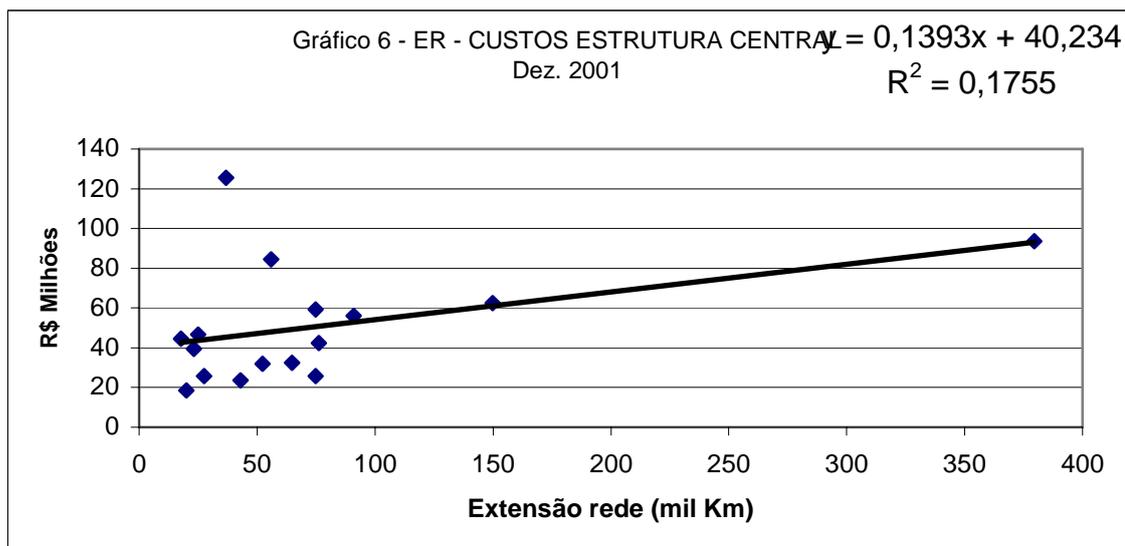
EMPRESA	CPFL	ELEKTRO	ELETROPAULO	ENERGIPE	ENERSUL	LIGHT	PIRATININGA	RGE
CUSTO ESTRUTURA CENTRAL ER (R\$ Milhões)	59,26	56,13	125,58	18,5	23,71	84,53	44,64	32,43
CUSTO ESTRUTURA REGIONAL ER (R\$ Milhões)	53,44	45,93	77,78	9,19	13,16	56,27	19,37	14,29
CUSTO P&A COMERCIAL (R\$ Milhões)	42,08	25,85	70,56	5,35	6,96	45,71	15,42	15,48
CUSTO P&A O&M (R\$ Milhões)	76,25	86,53	100,63	14,89	32,57	79,49	26,24	50,38
COE_ER_DEZ_2001 (R\$ Milhões)	231,02	214,44	374,53	47,94	76,39	266	105,67	112,59
COE TOTAL RTP (R\$ Milhões)	335,43	332,2	624,11	68,51	110,75	482,97	177,07	157,56
Nº TOTAL FUNCIONÁRIOS	4401	3929	6094	910	1352	4269	1719	2152
CONSUMIDORES (MIL)	2881,27	1716,56	5017,76	405,04	572,32	3233,04	1104,34	993,55
MERCADO ANO-TESTE (GWh)	19236,63	10632,94	32582,06	1804,68	2770,05	19841,96	10235,25	6023,41
RECEITA VERIFICADA ANO-TESTE (R\$ Milhões)	2941,06	1680,15	6103,46	242,06	448,6	4215,15	1600,14	954,64
ÁREA CONCESSÃO (mil Km ²)	90	120,88	4,53	17,42	330	10,97	6,79	90
EXTENSÃO REDE (mil Km)	74,81	90,91	36,91	19,97	42,99	56,03	17,8	64,77
PRODUTO/CAPITAL (GWh/Km rede)	257,13	116,96	882,71	90,37	64,44	354,12	575,04	93
DENSIDADE ECONÔMICA (GWh/consumidor)	6,68	6,19	6,49	4,46	4,84	6,14	9,27	6,06
DENSIDADE ELÉTRICA (consumidor/Km rede)	38,51	18,88	135,95	20,28	13,31	57,70	62,04	15,34
REGIONAIS+ESCRITÓRIOS	63	105	128	25	58	25	19	18
TARIFA MÉDIA (R\$/MWh)	152,89	158,01	187,33	134,13	161,94	212,44	156,34	158,49

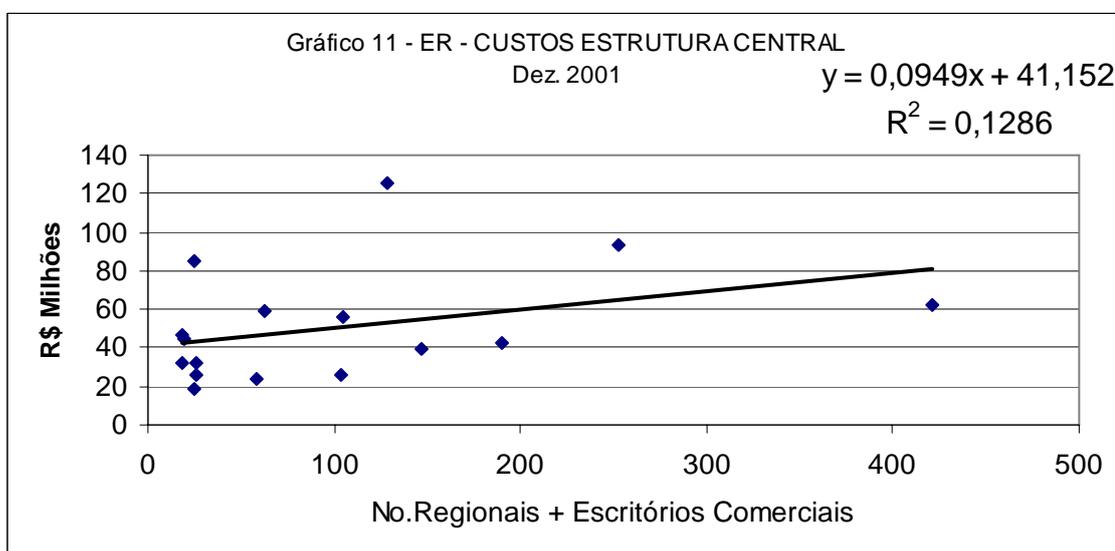
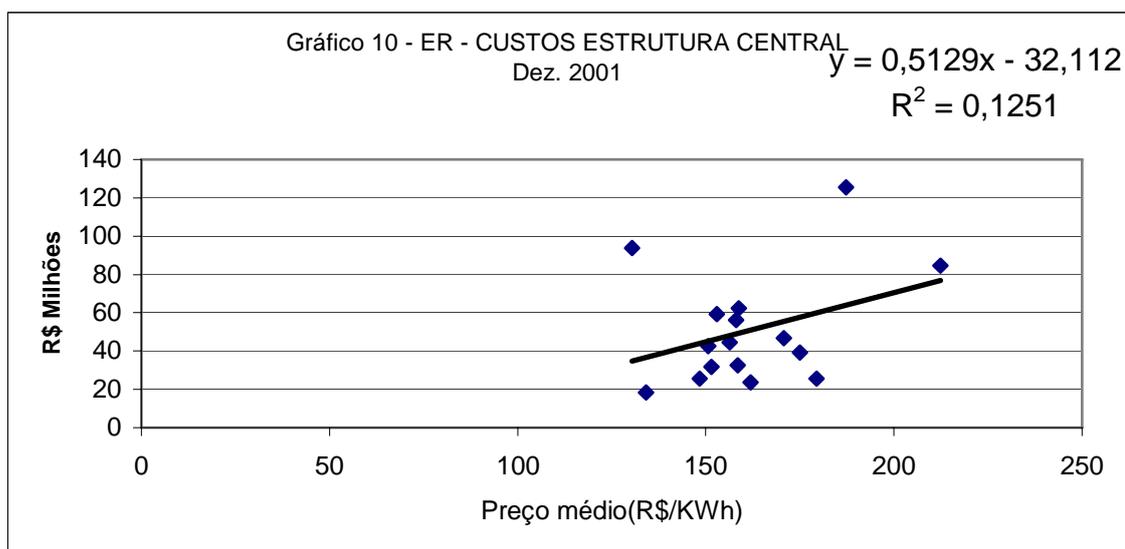
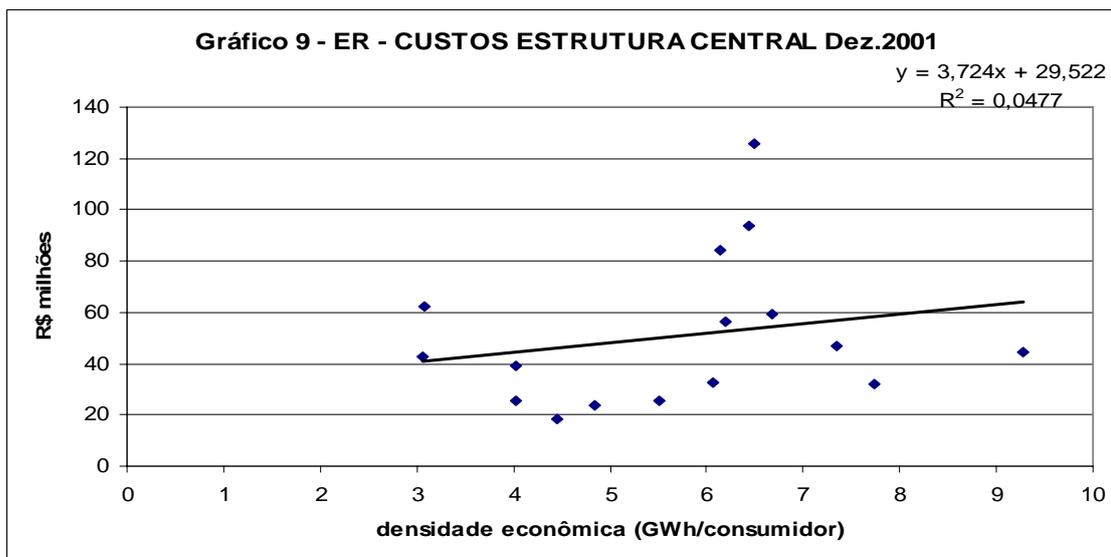
Fonte : ANEEL – Notas técnicas correspondentes

**ANEXO D – Correlação dos Custos da Estrutura Central da ER (Valores de Dez.2001)
com Variáveis Seleccionadas.**

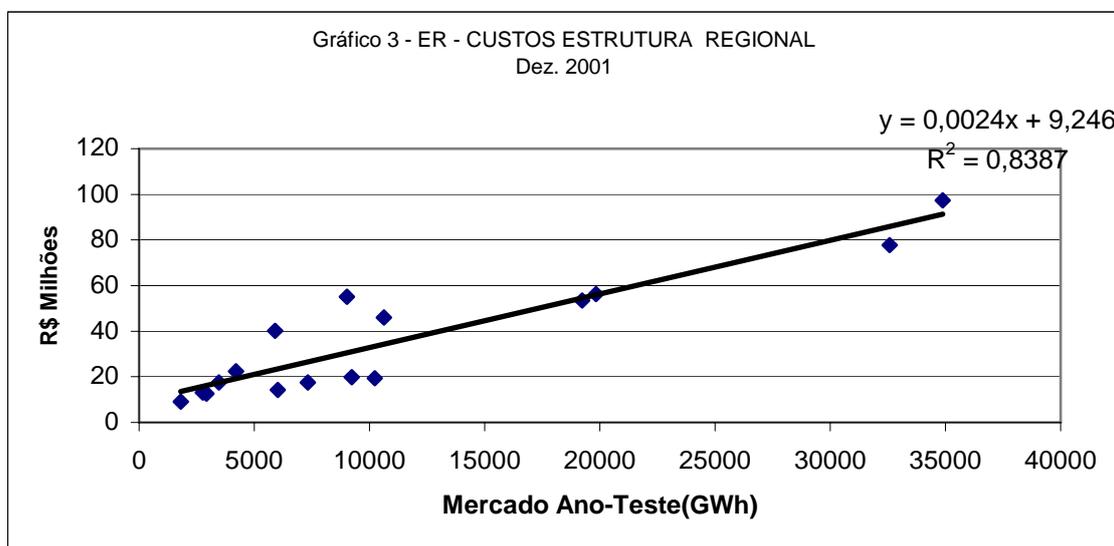
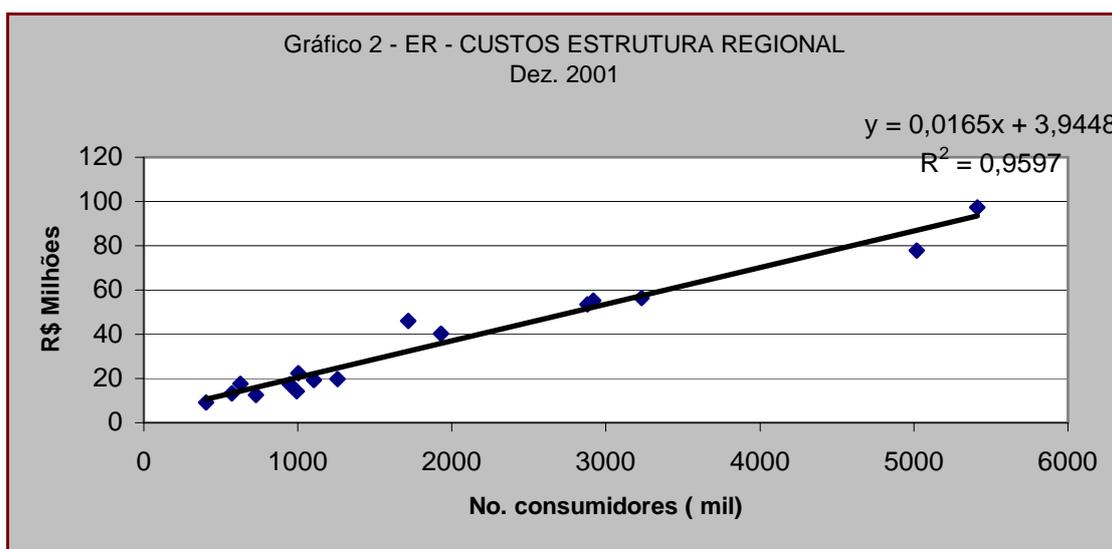
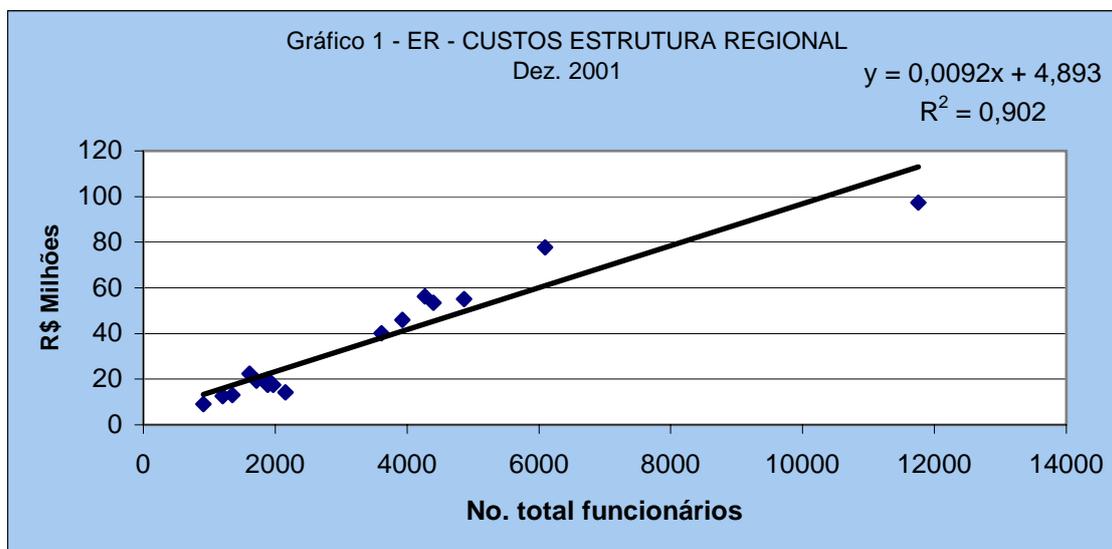


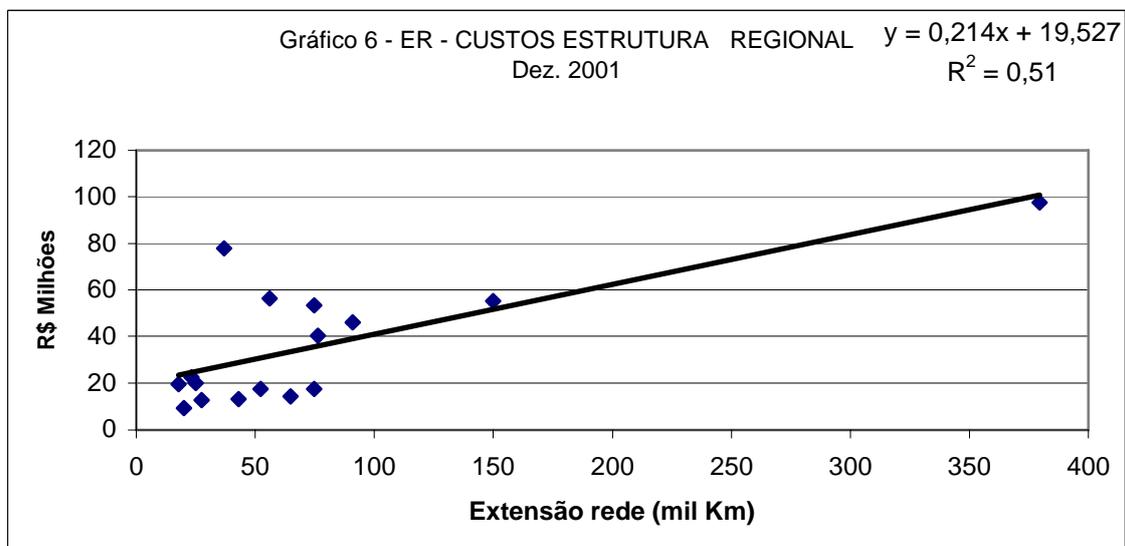
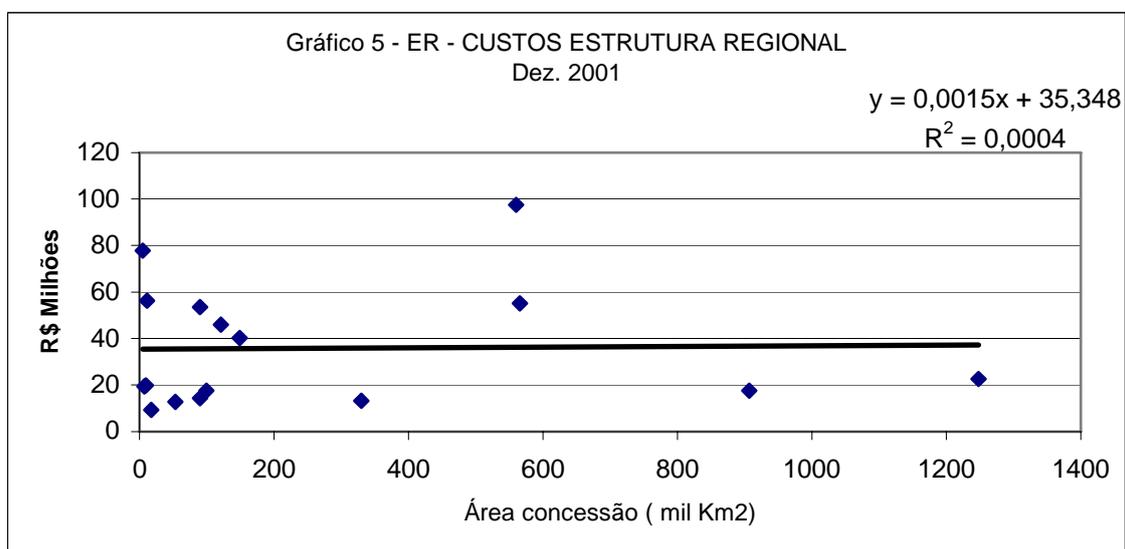
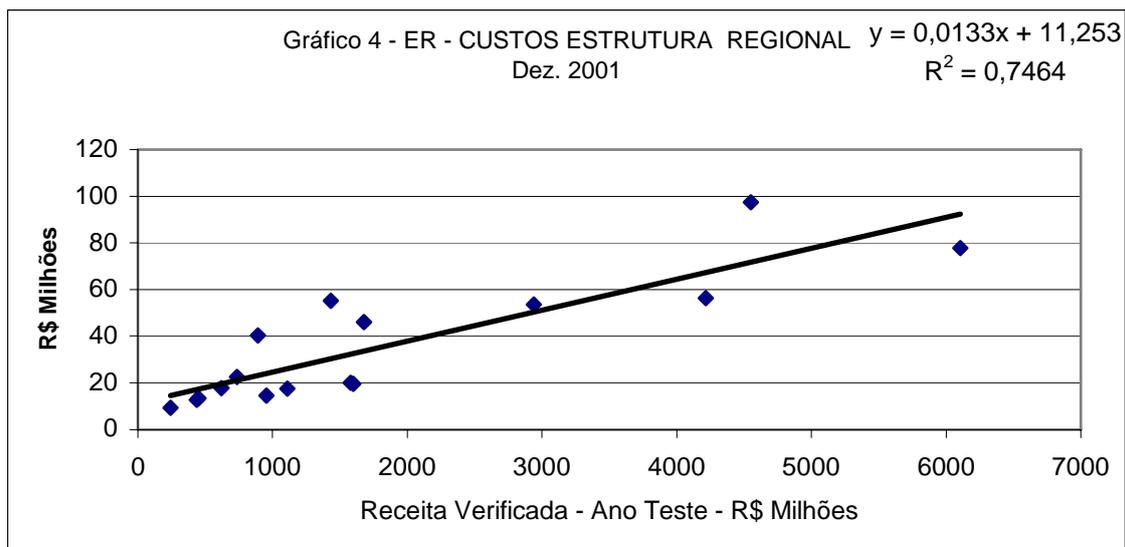


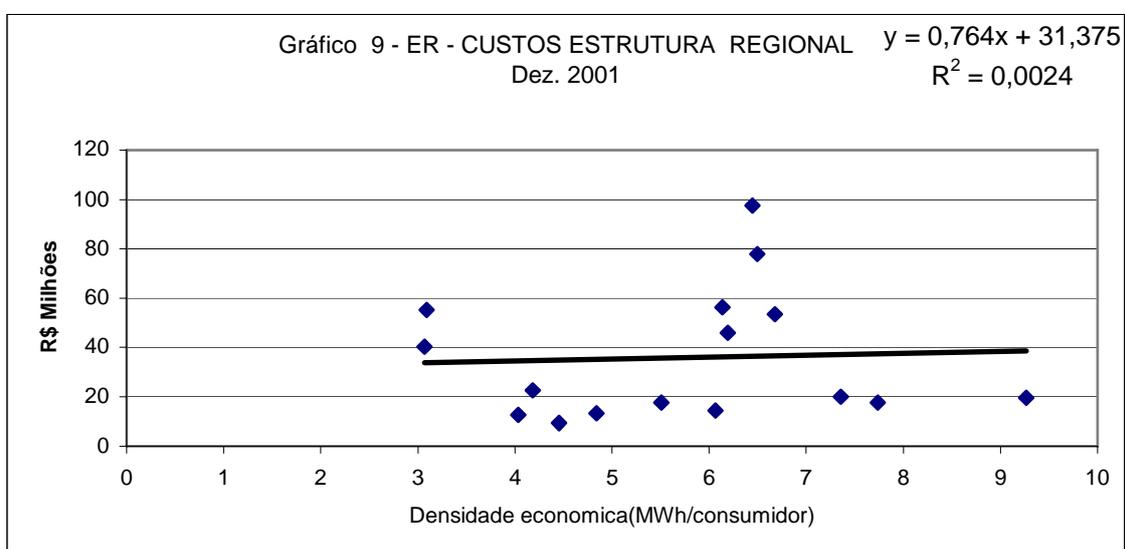
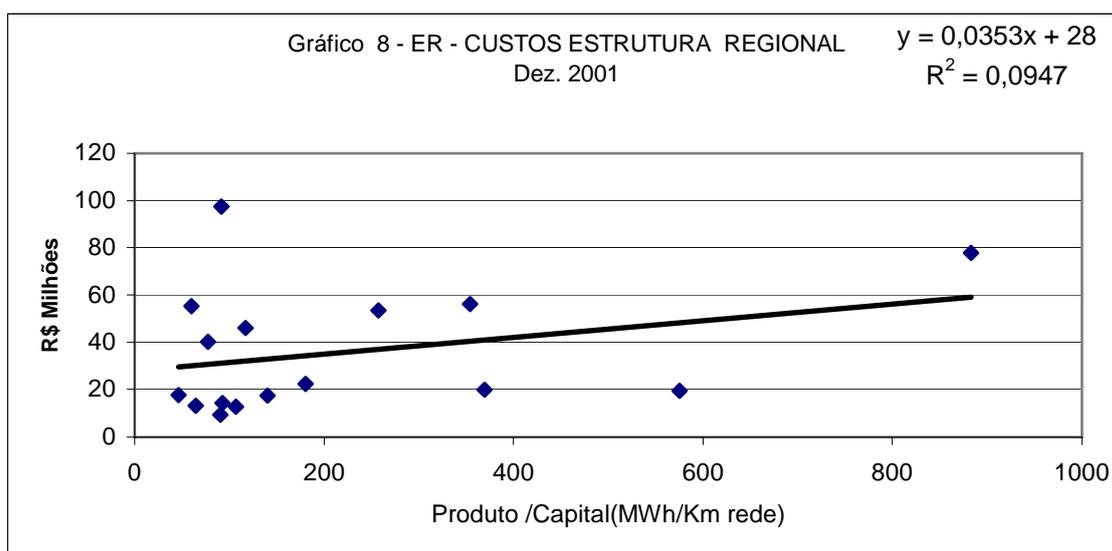
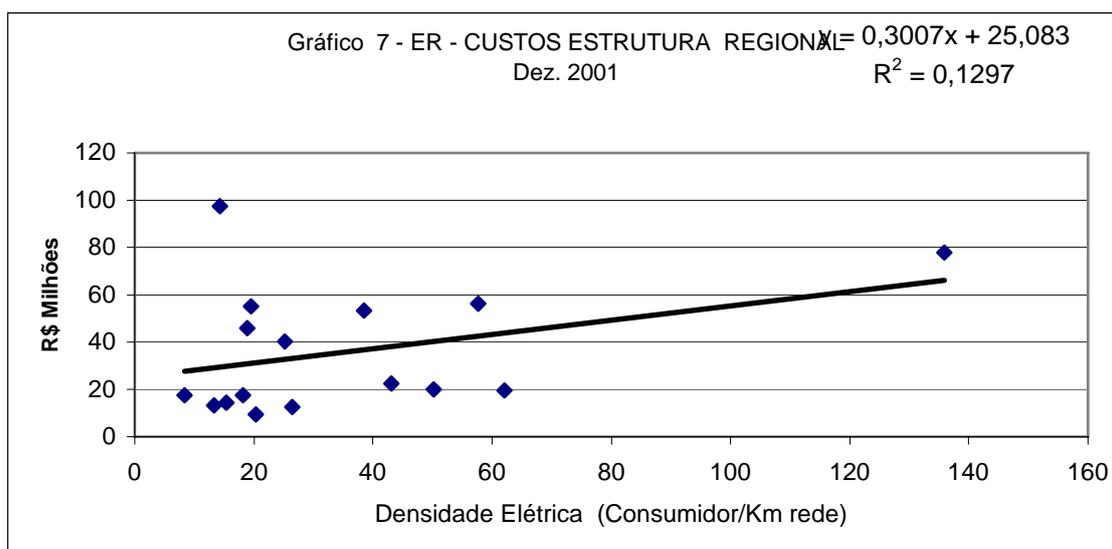


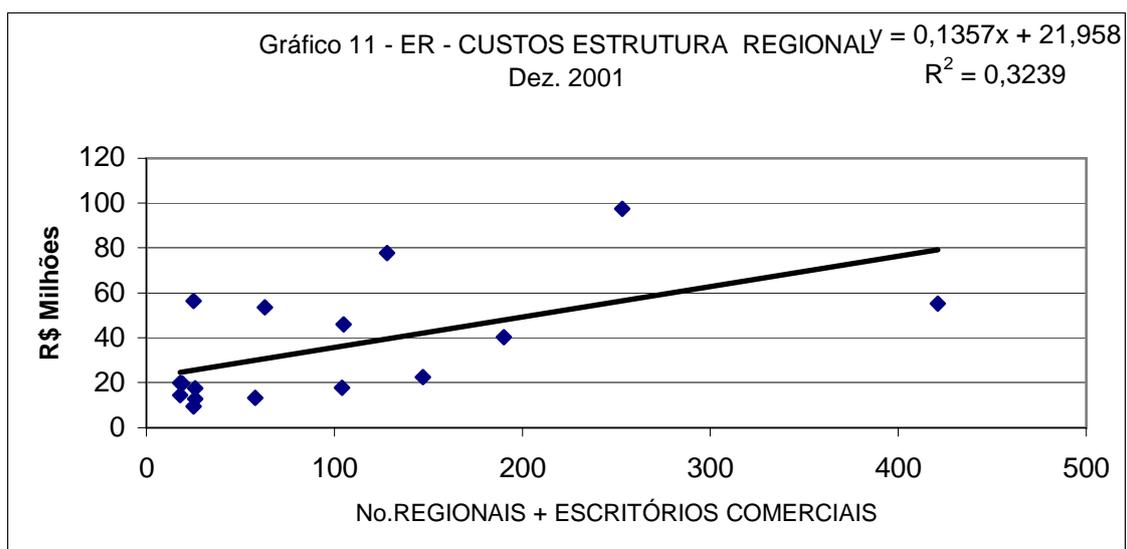
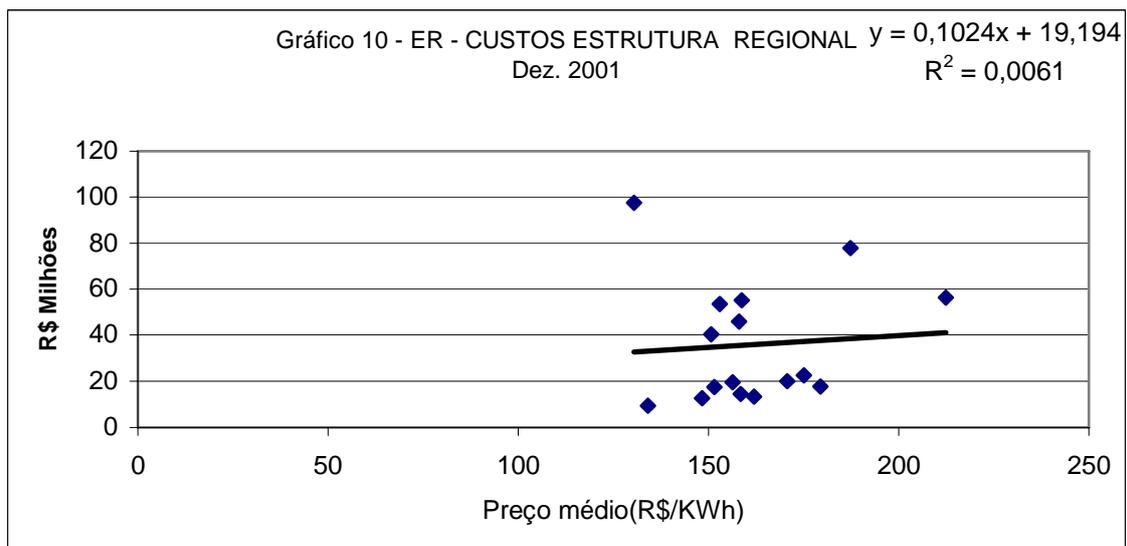


**ANEXO E – Correlação dos Custos da Estrutura Regional da ER(Valores de Dez.2001)
com Variáveis Seleccionadas.**

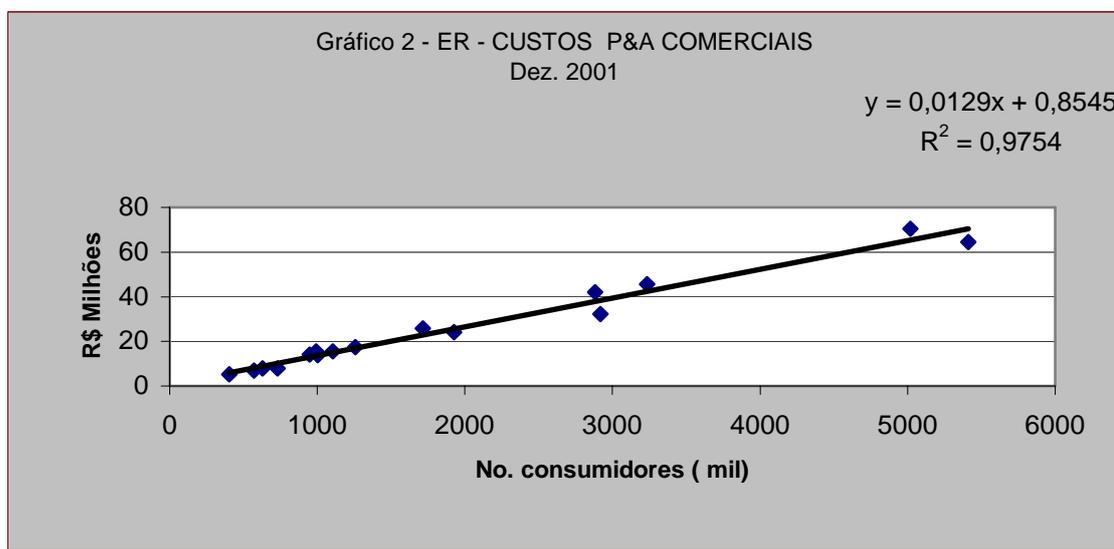
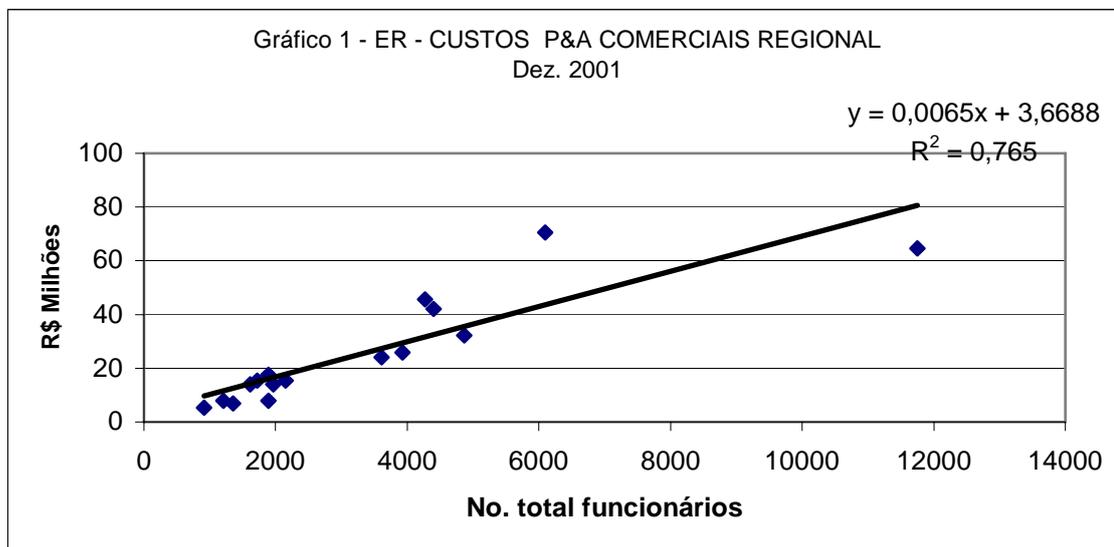


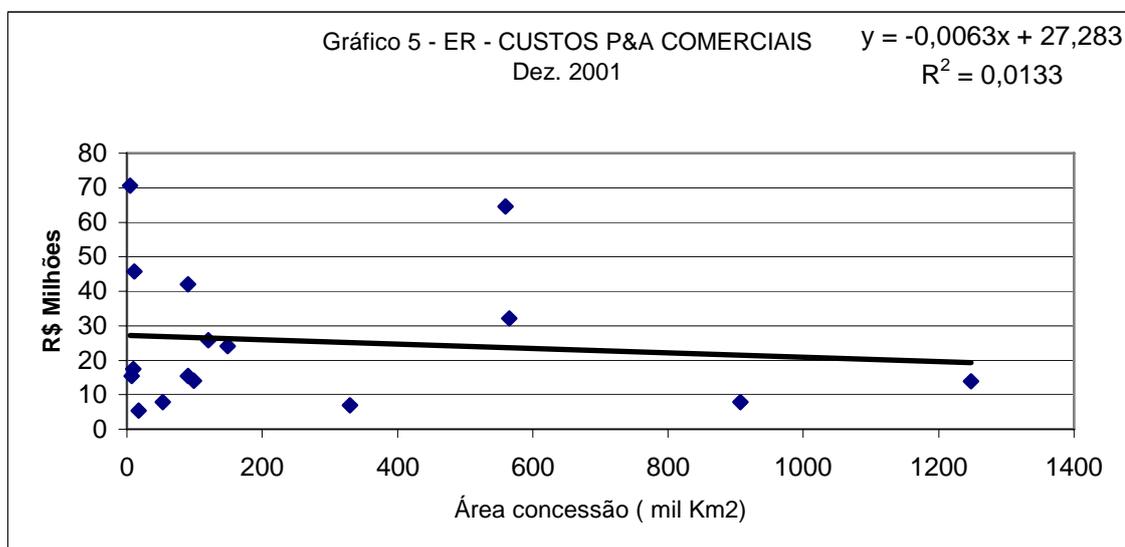
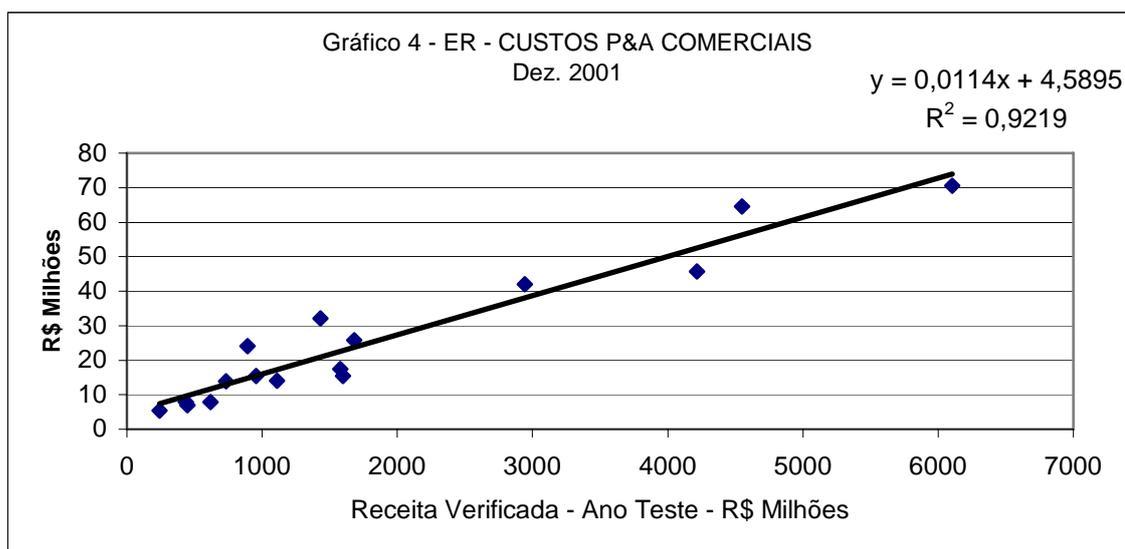
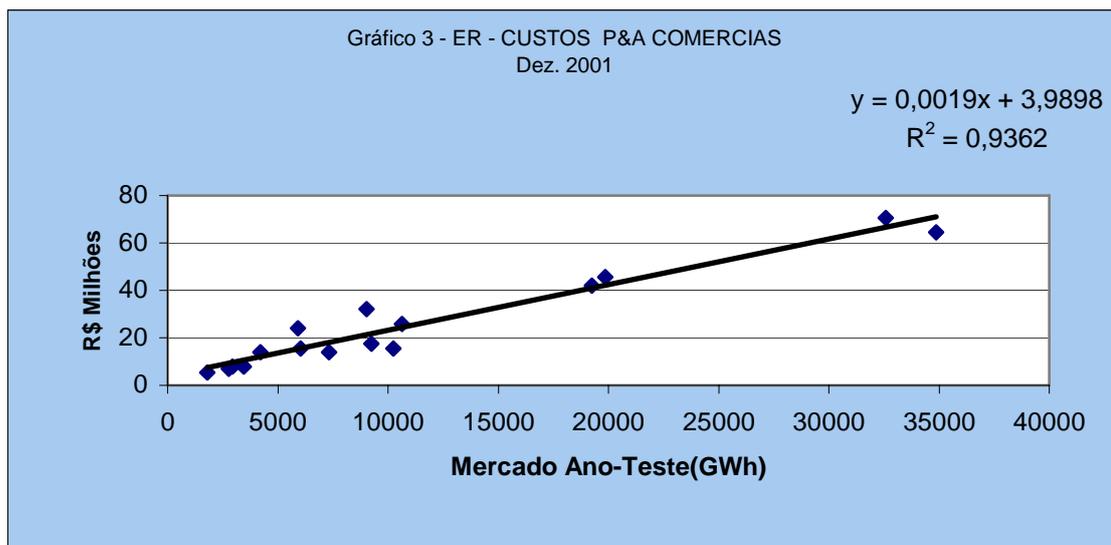


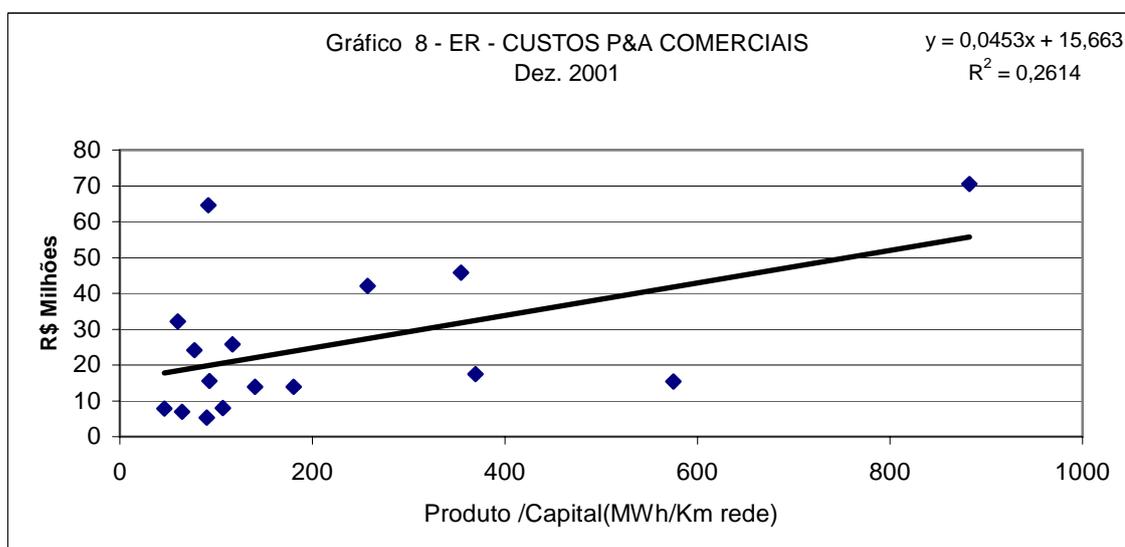
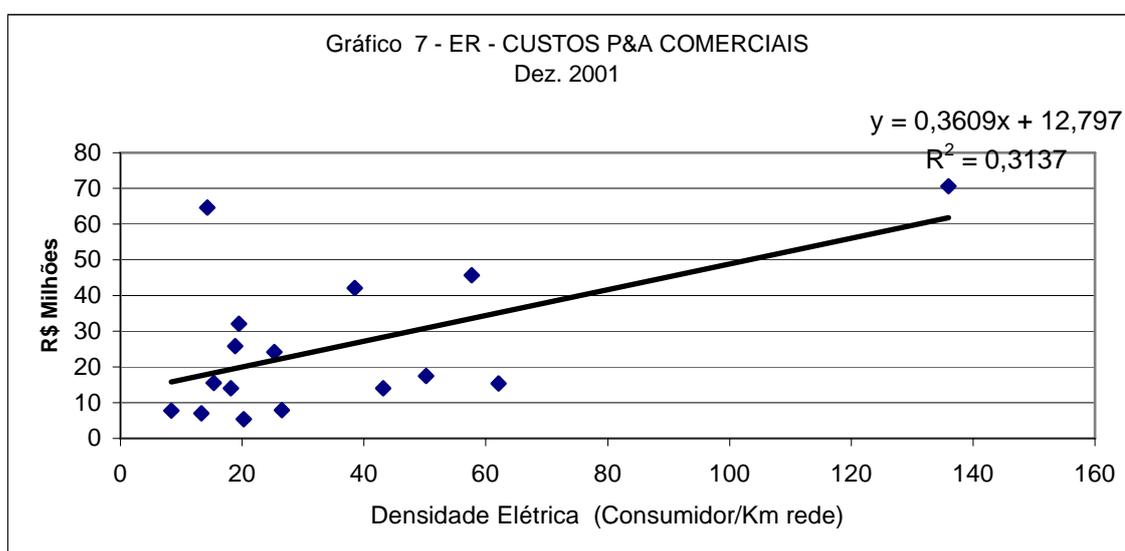
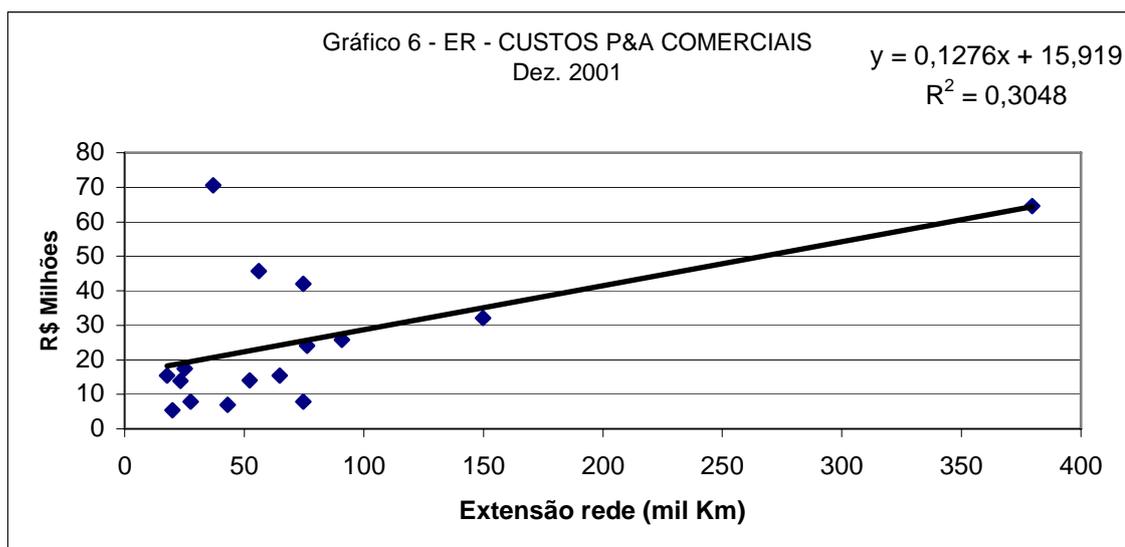


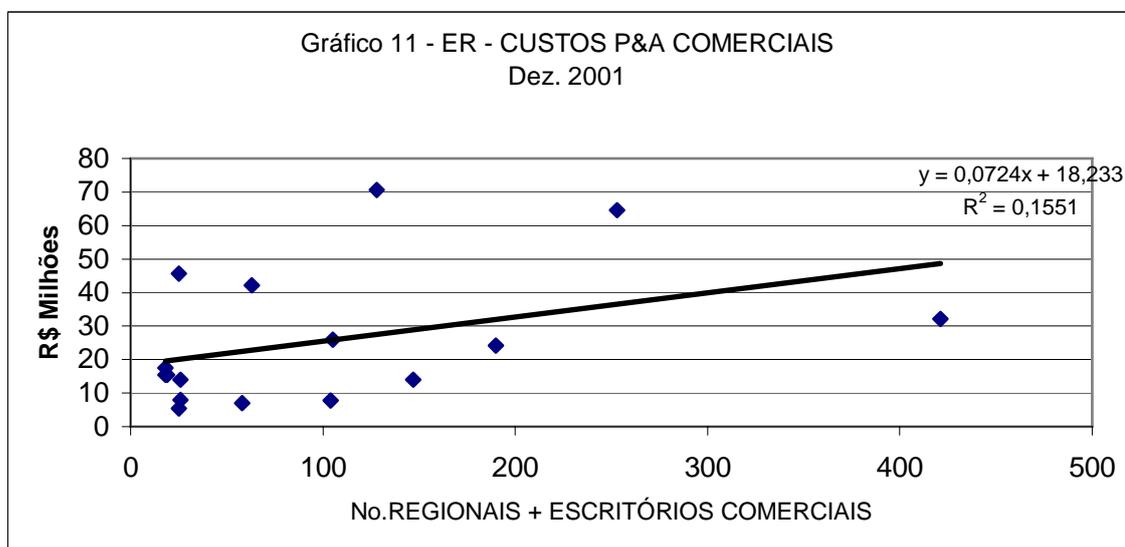
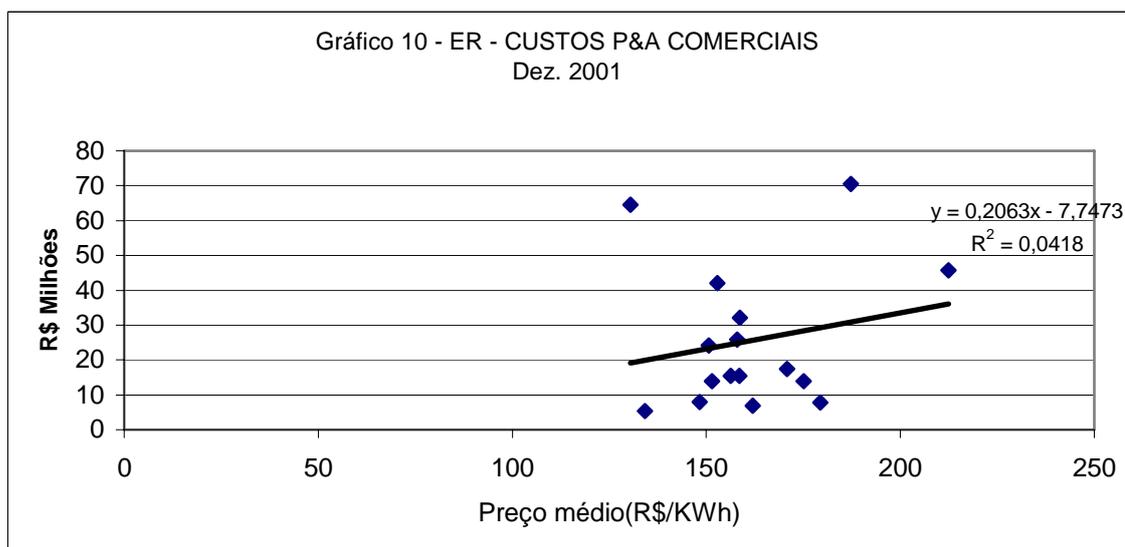
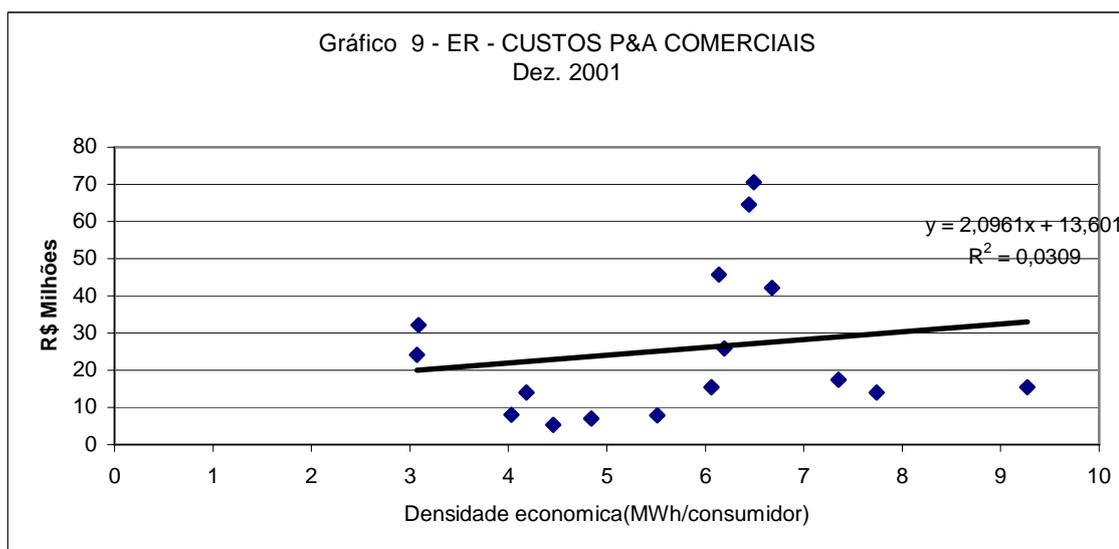


**ANEXO F – Correlação dos Custos da P&A COMERCIAL da ER(Valores de Dez.2001)
com Variáveis Seleccionadas.**

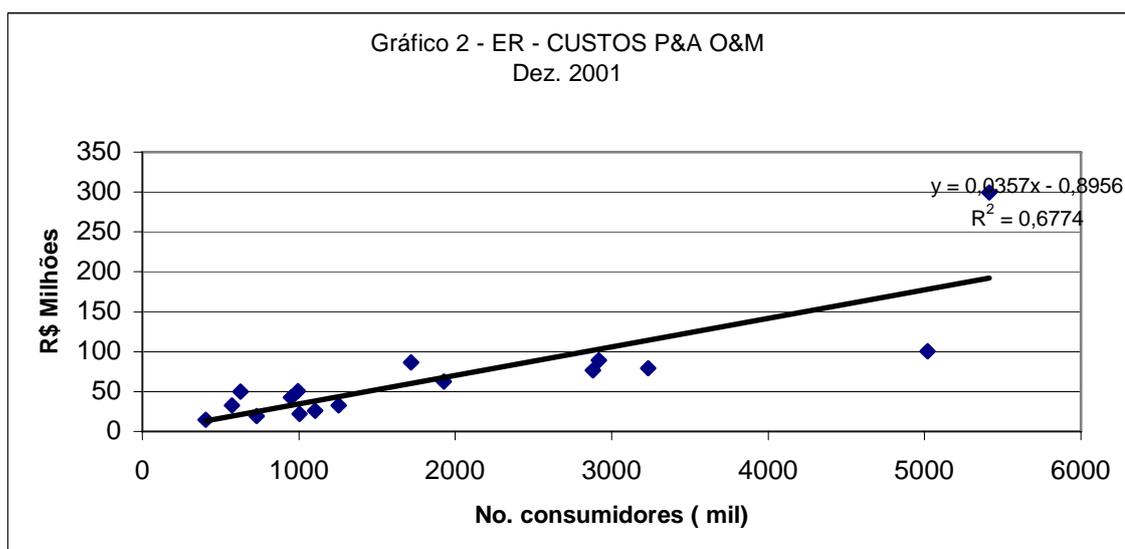
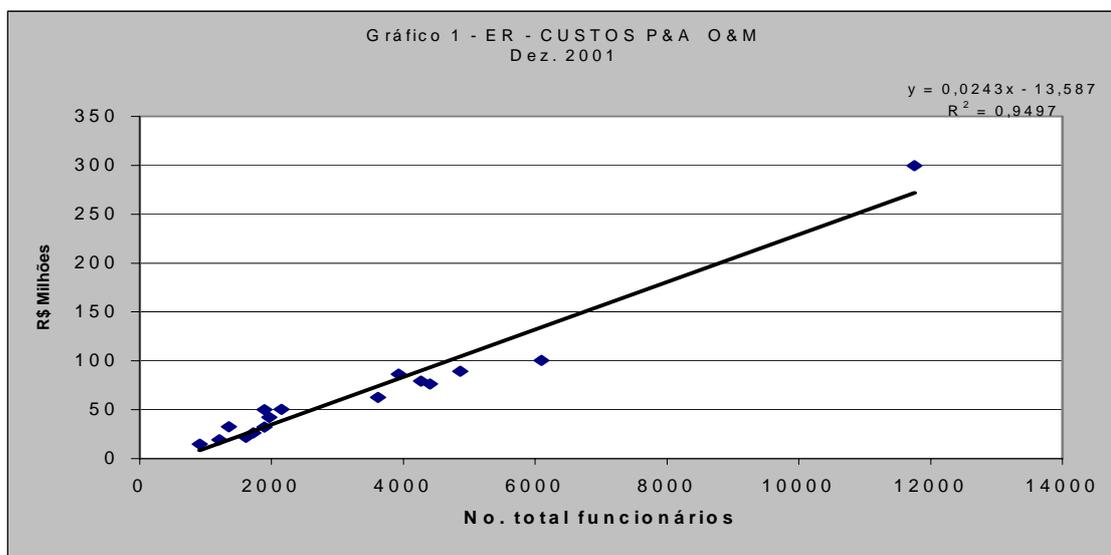


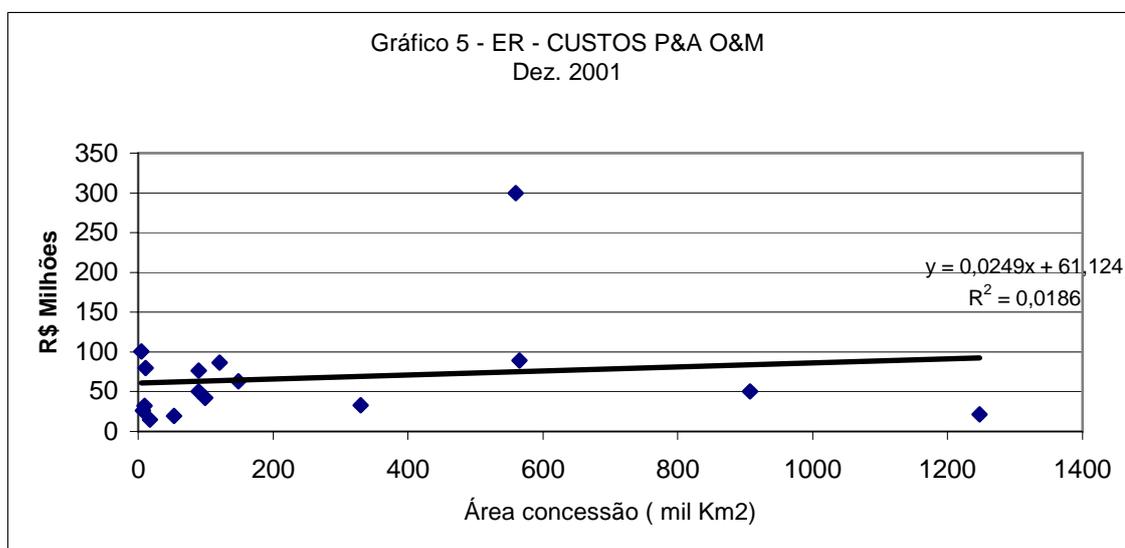
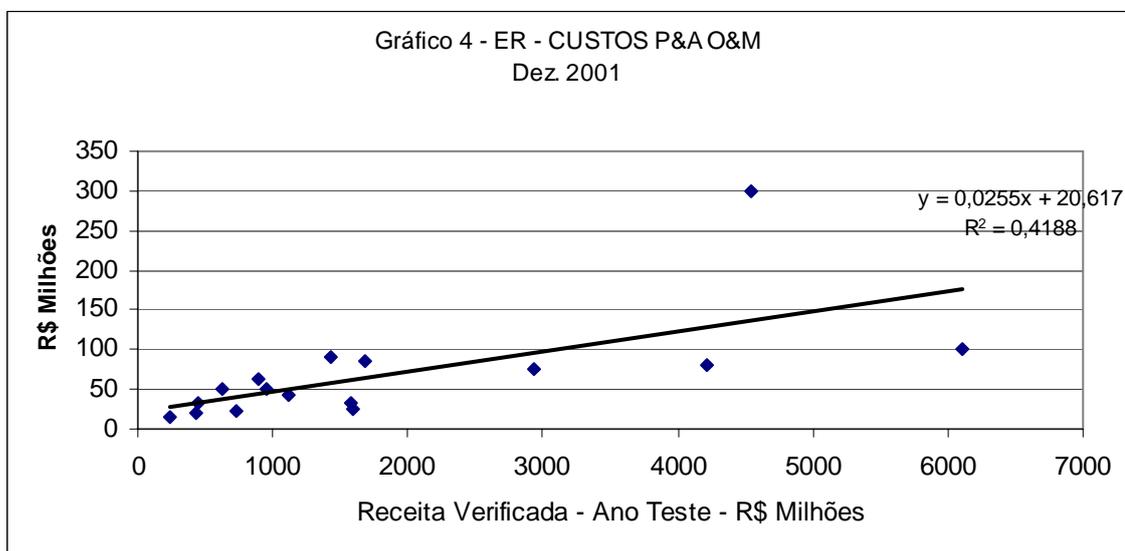
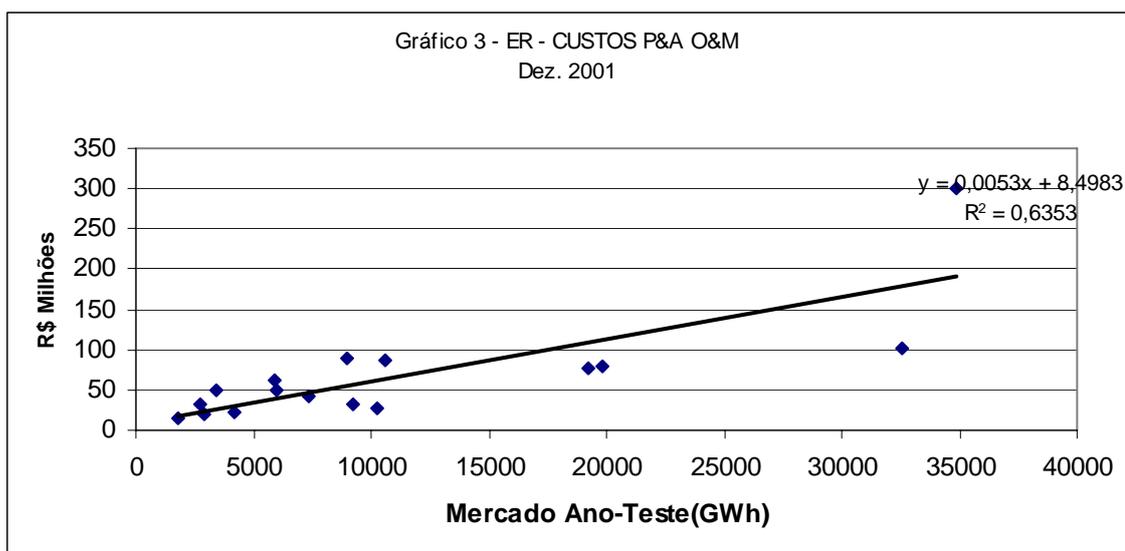


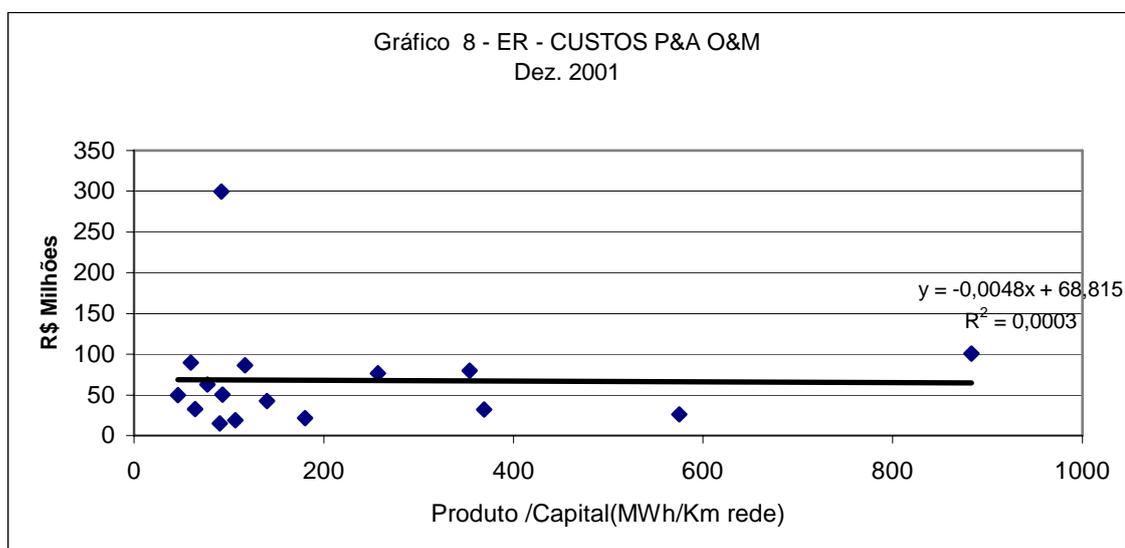
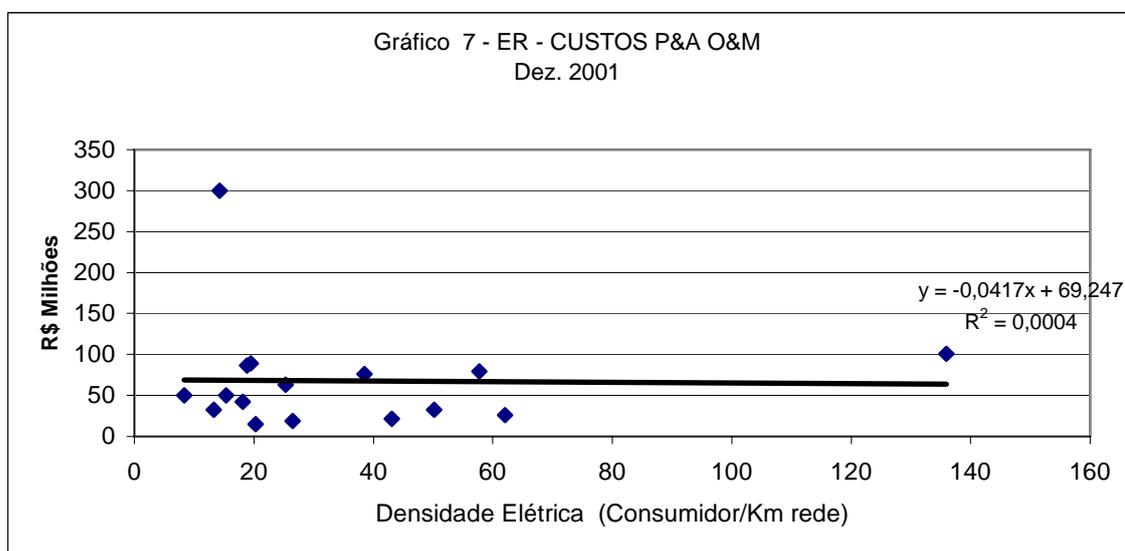
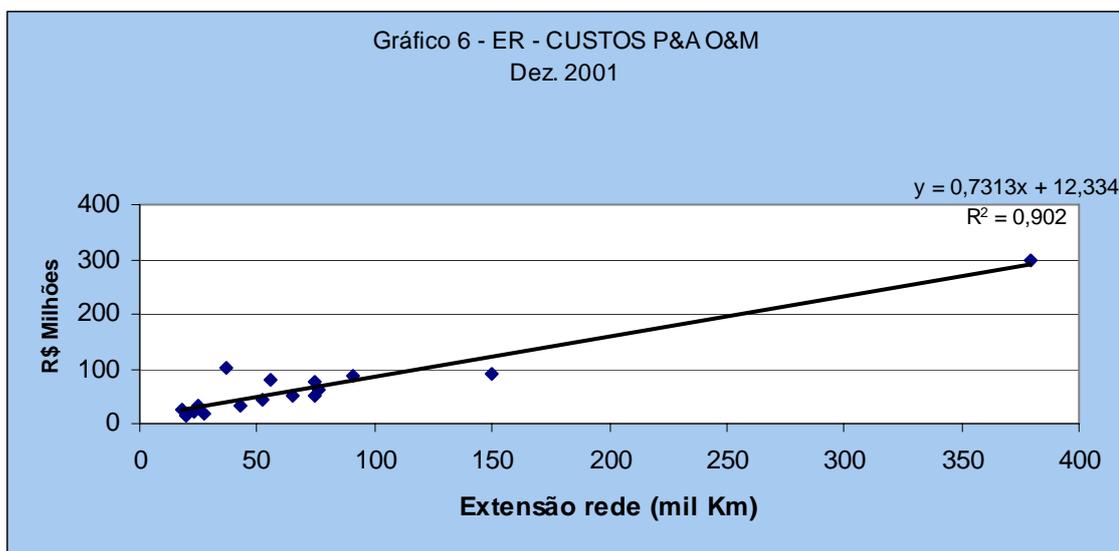


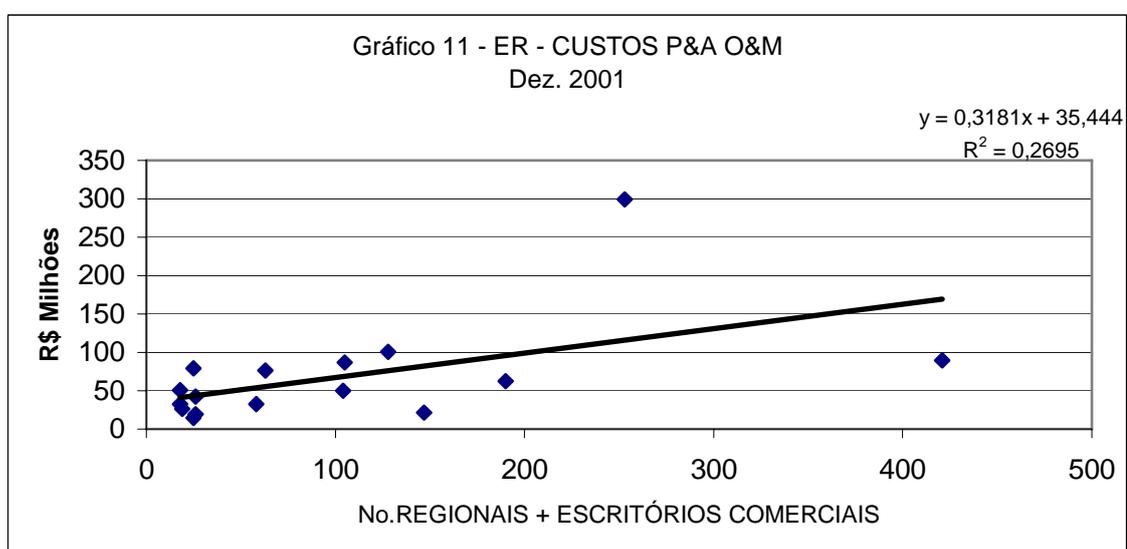
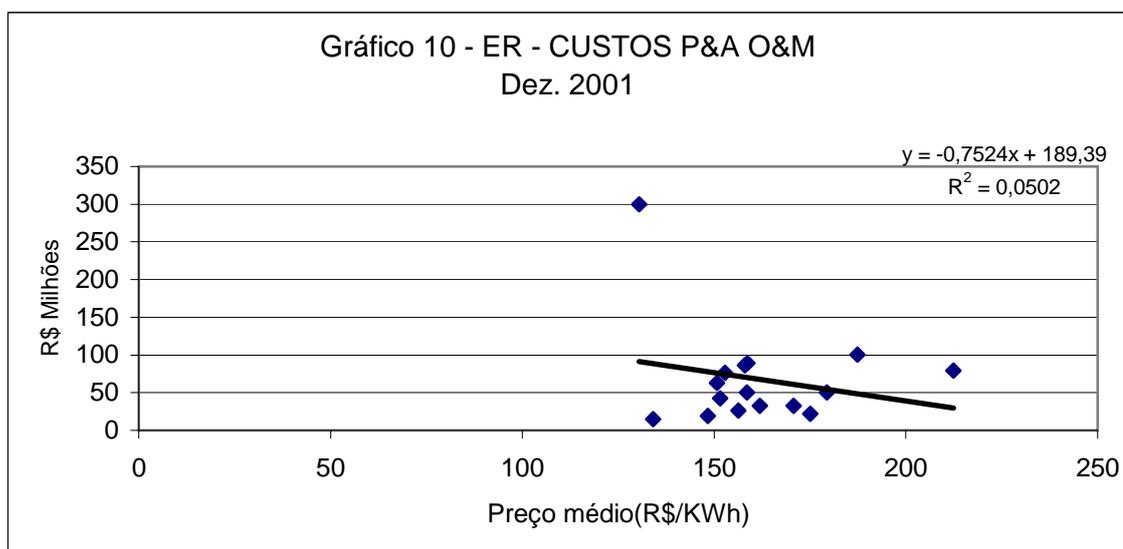
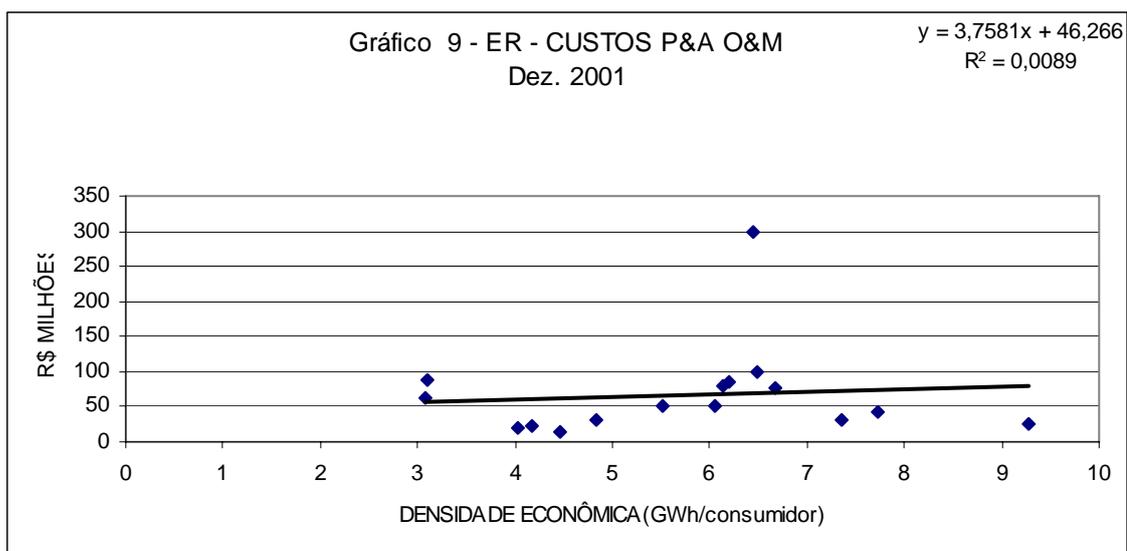


ANEXO G – Correlação dos Custos da P&A O&M da ER (Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.

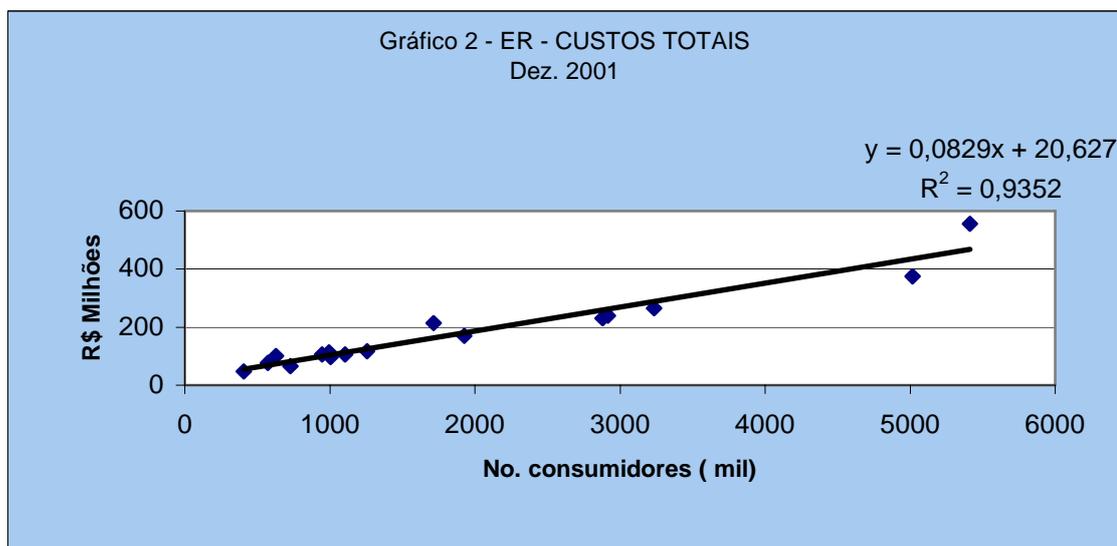
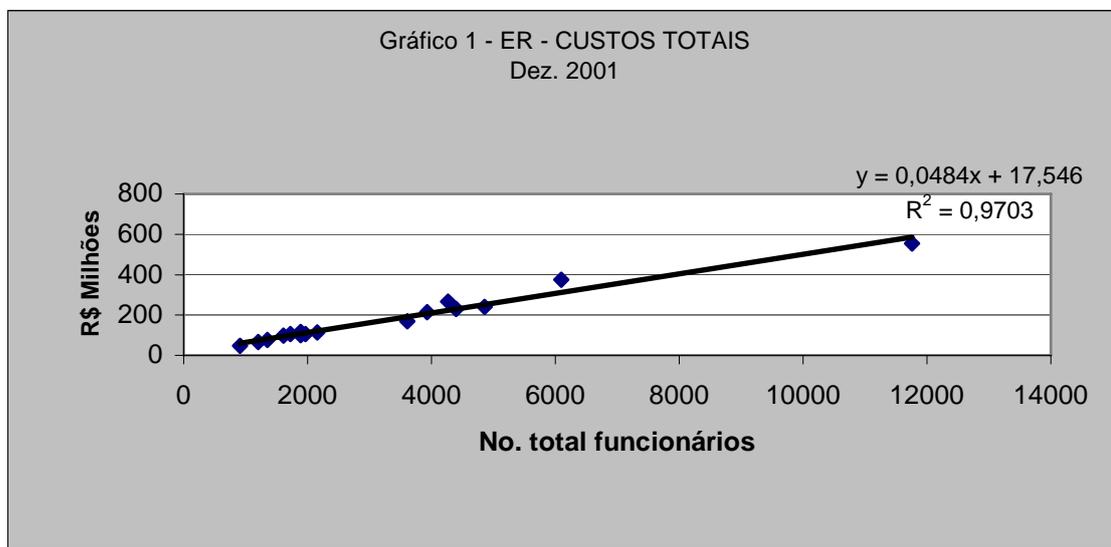


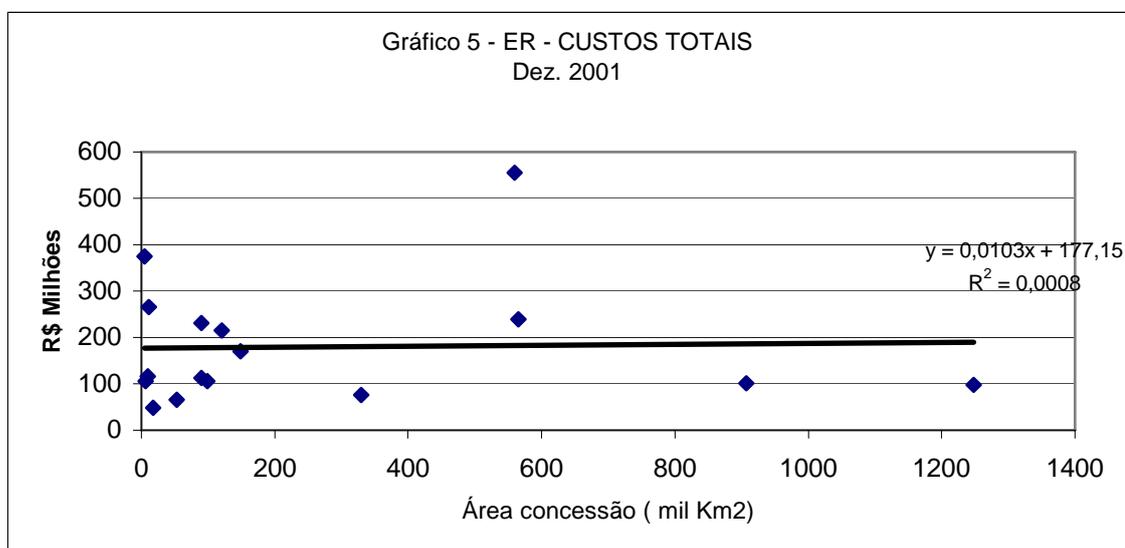
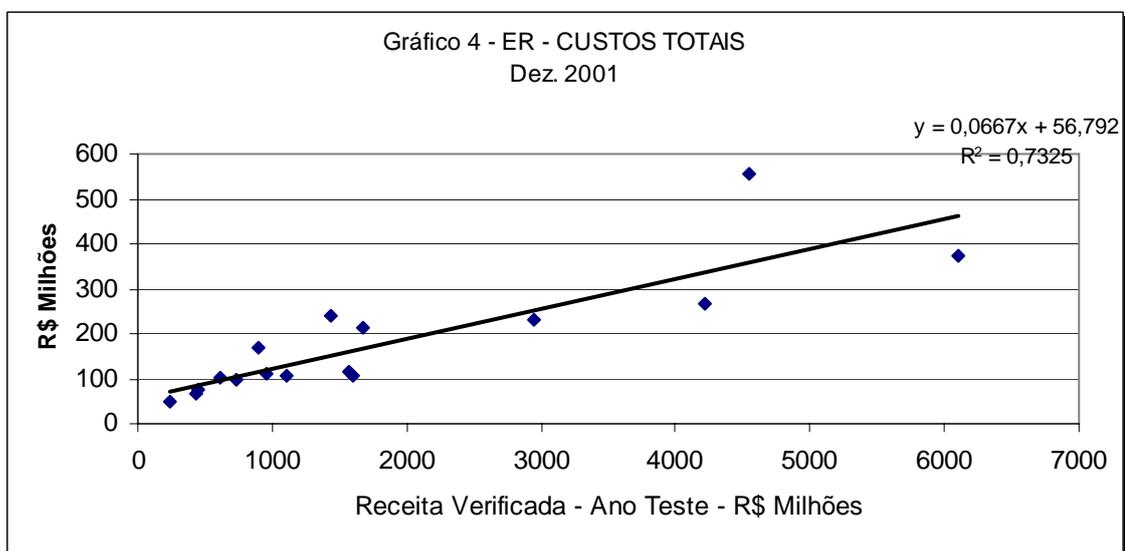
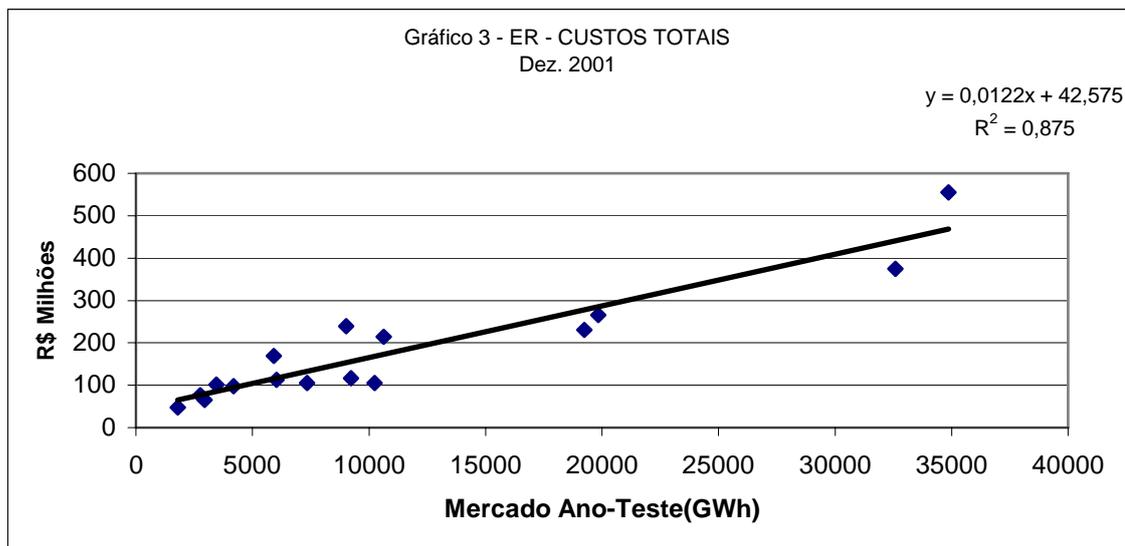


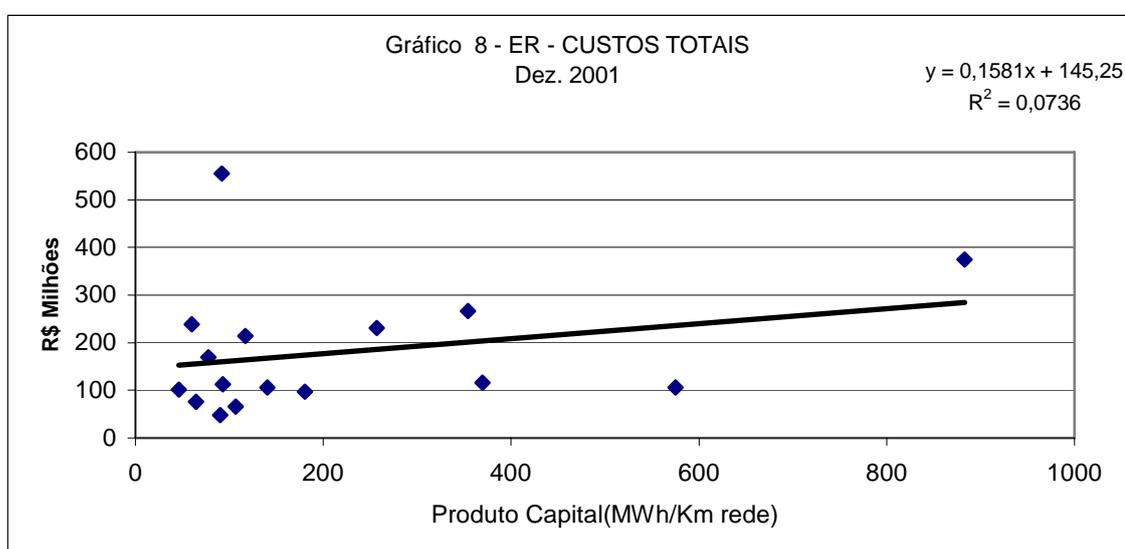
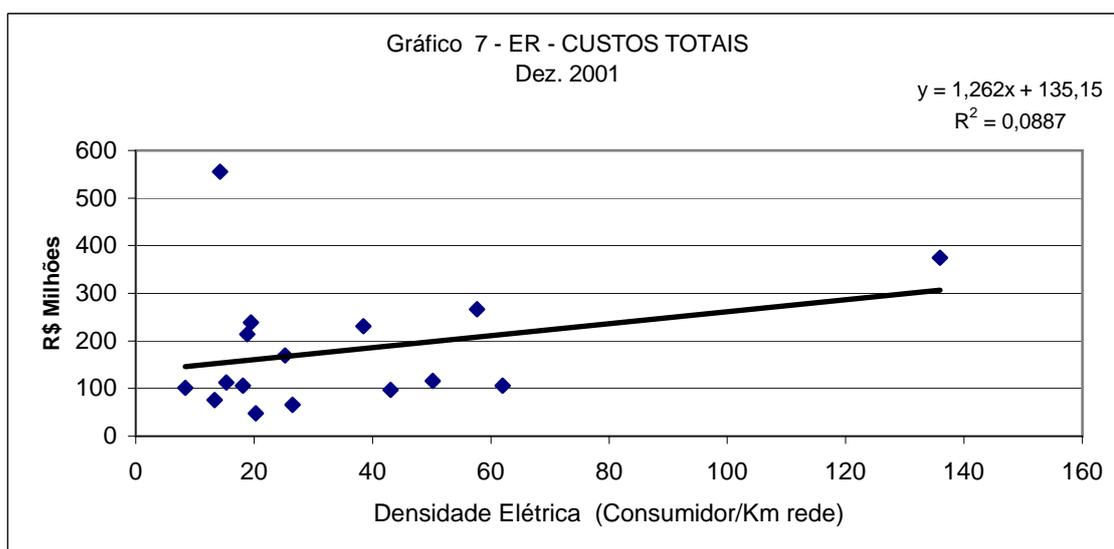
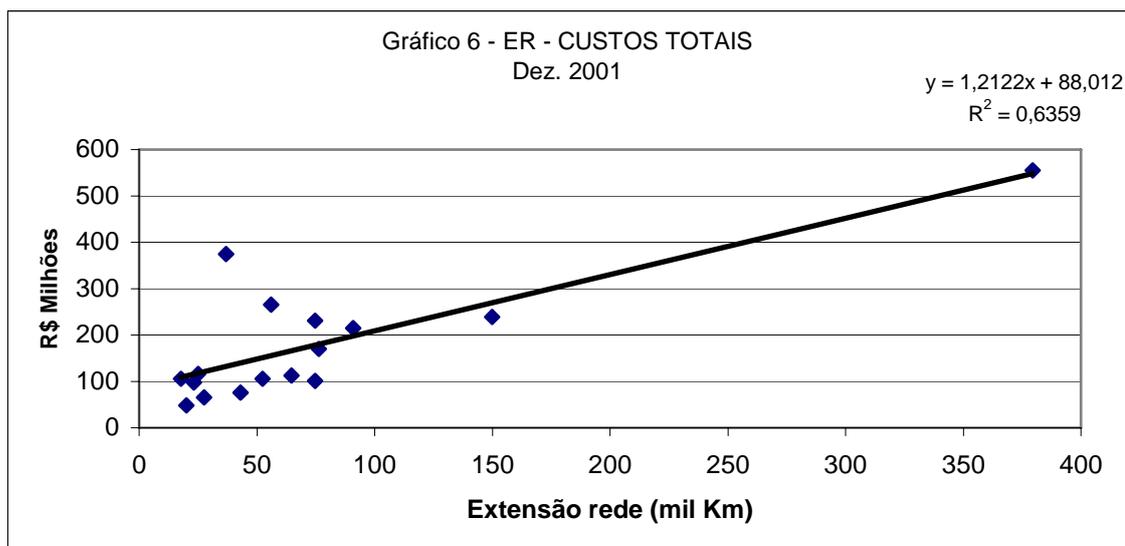


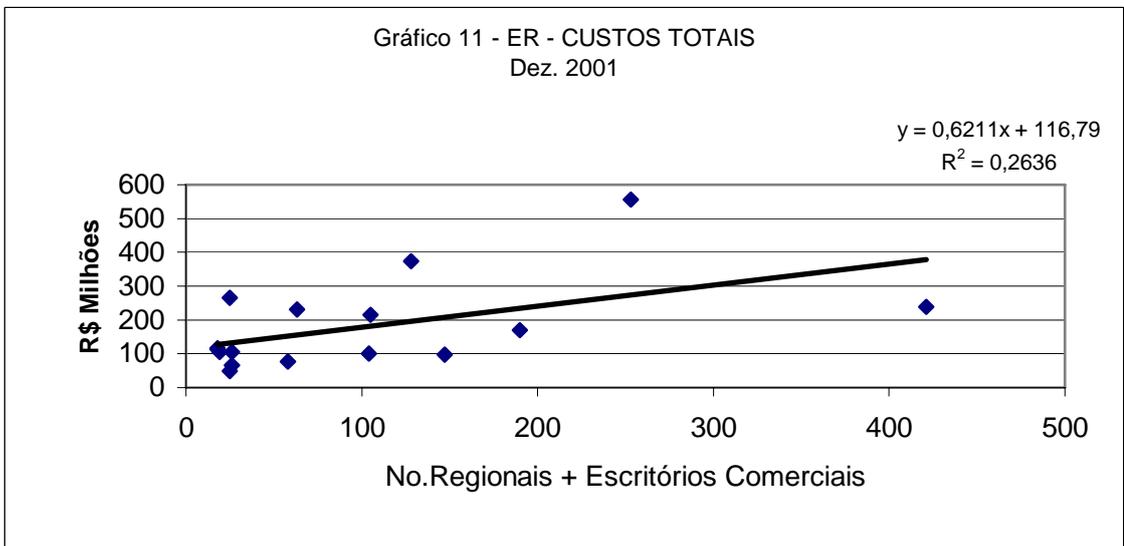
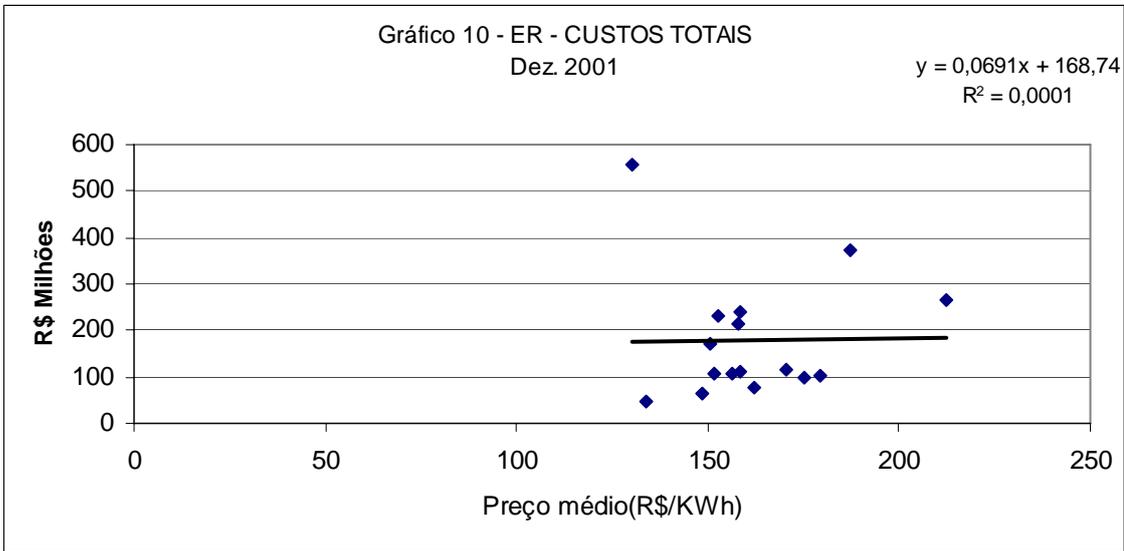
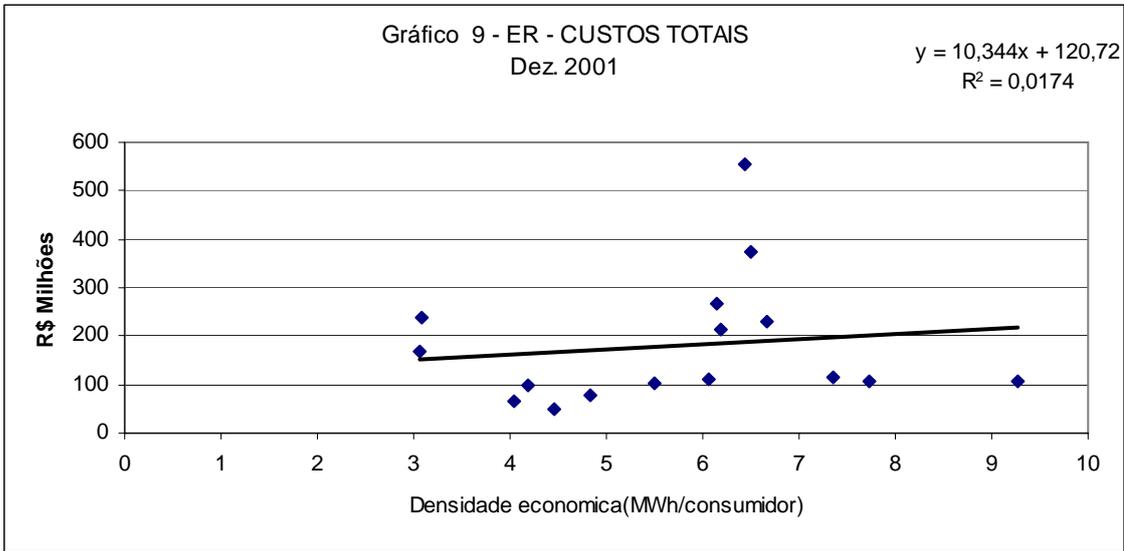


ANEXO H – Correlação dos Custos Totais da ER (Valores de Dez.2001) com Variáveis Seleccionadas.

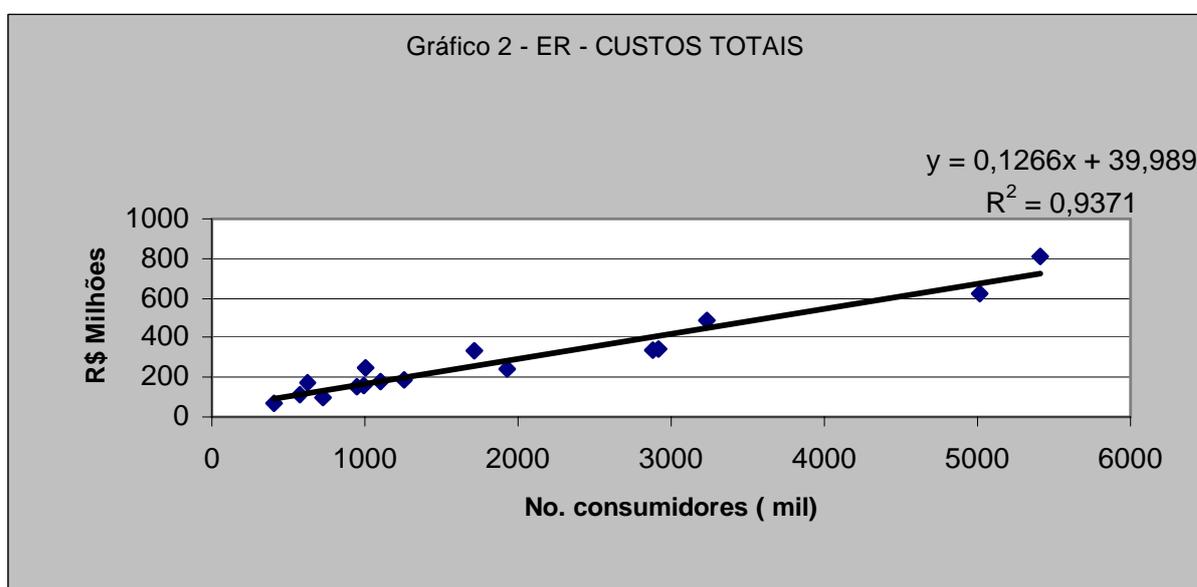
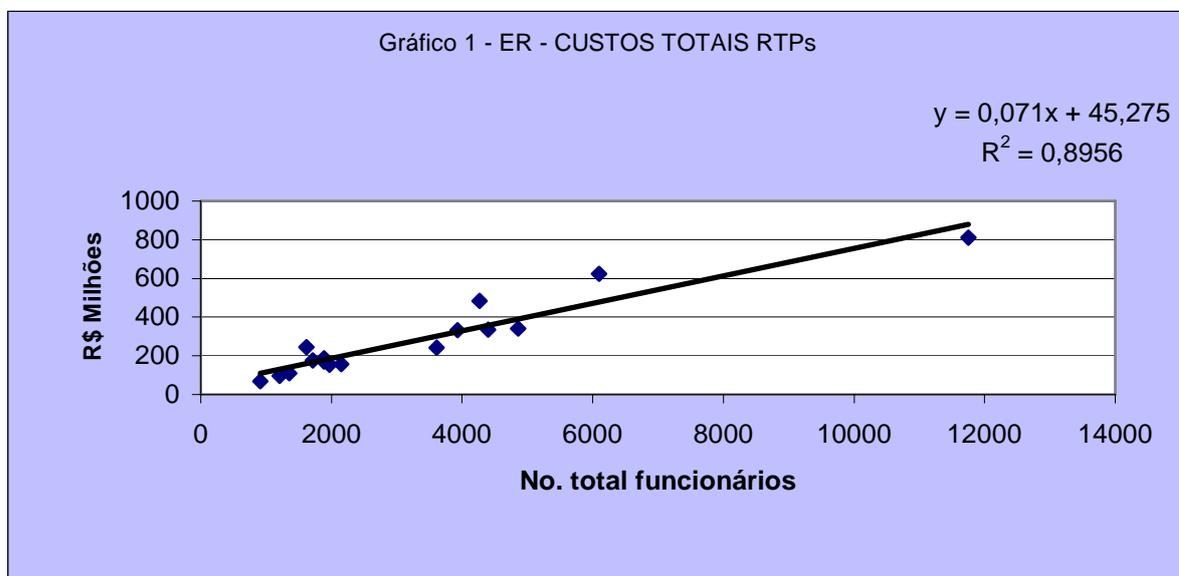


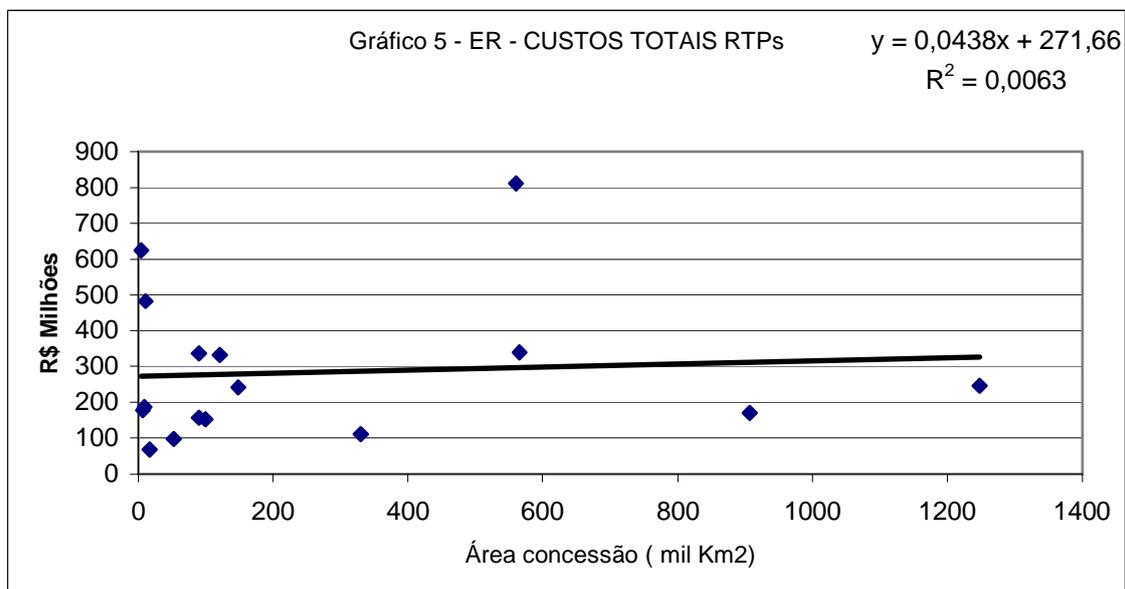
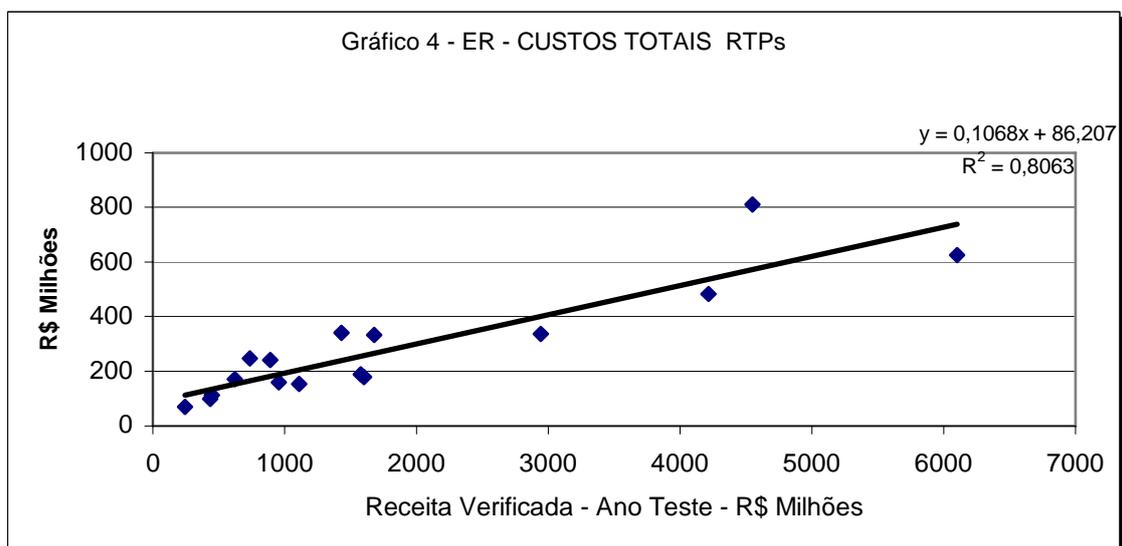
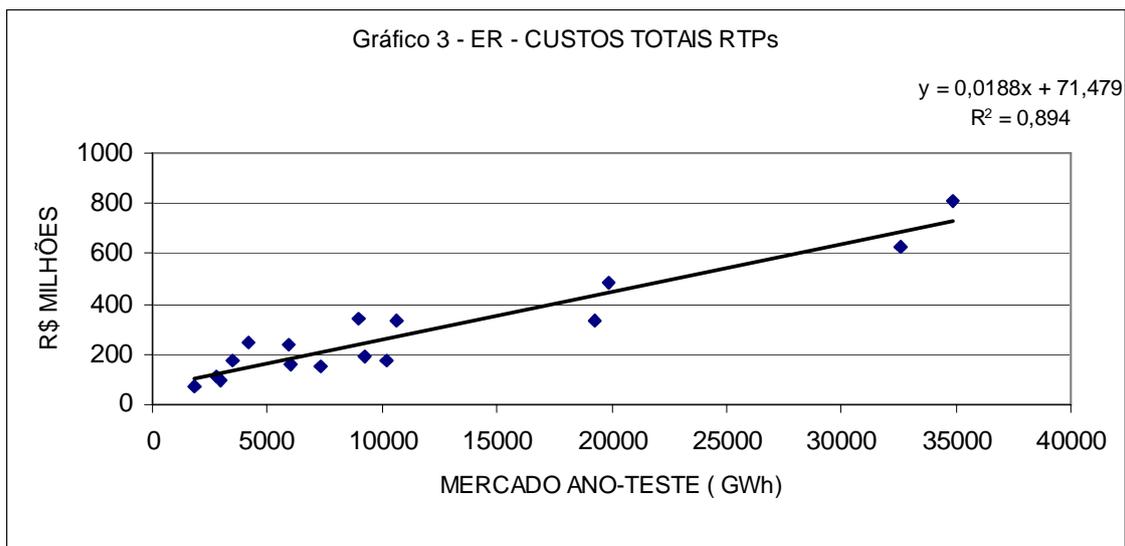


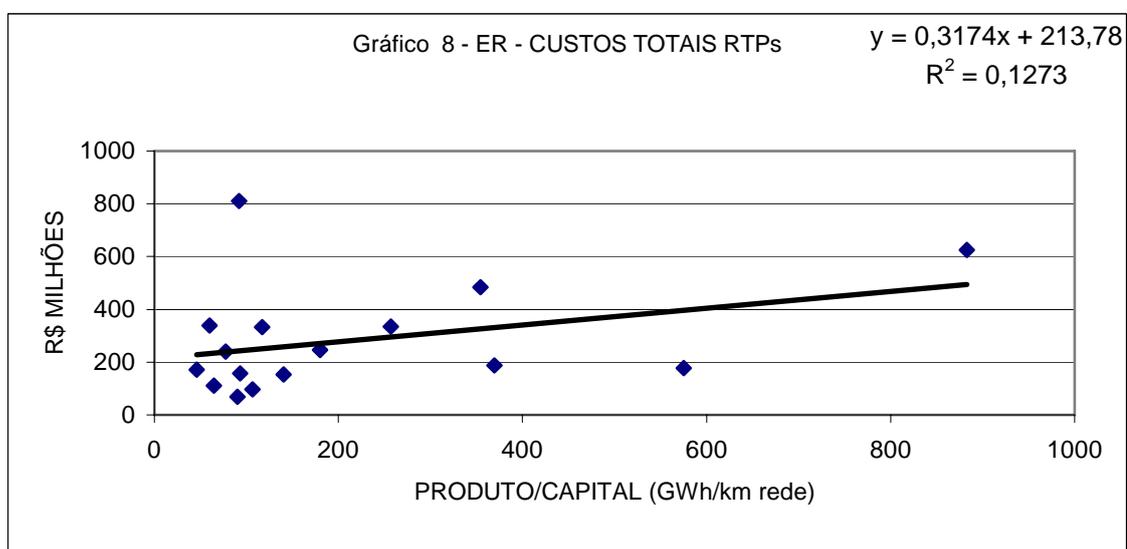
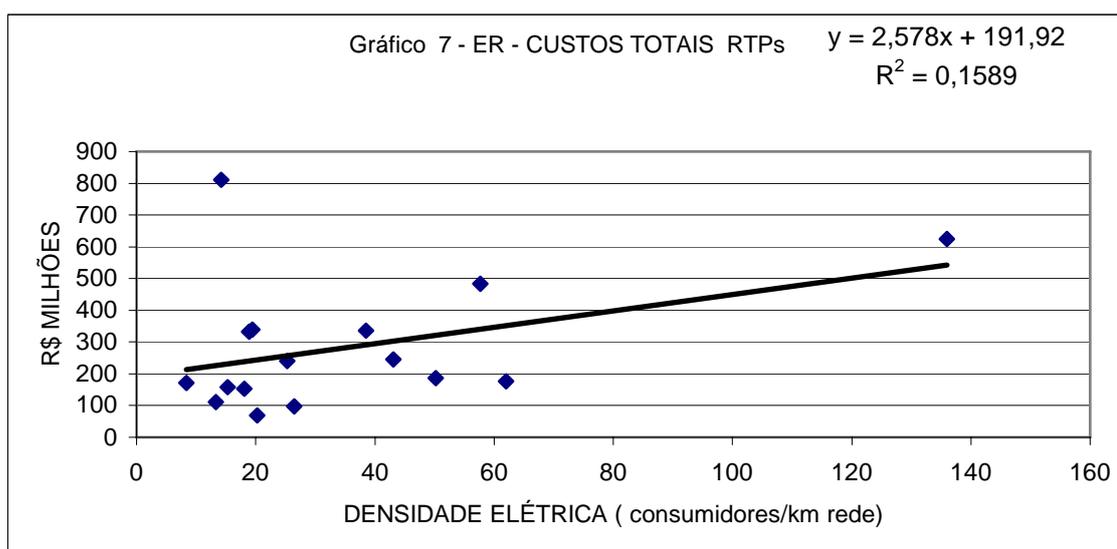
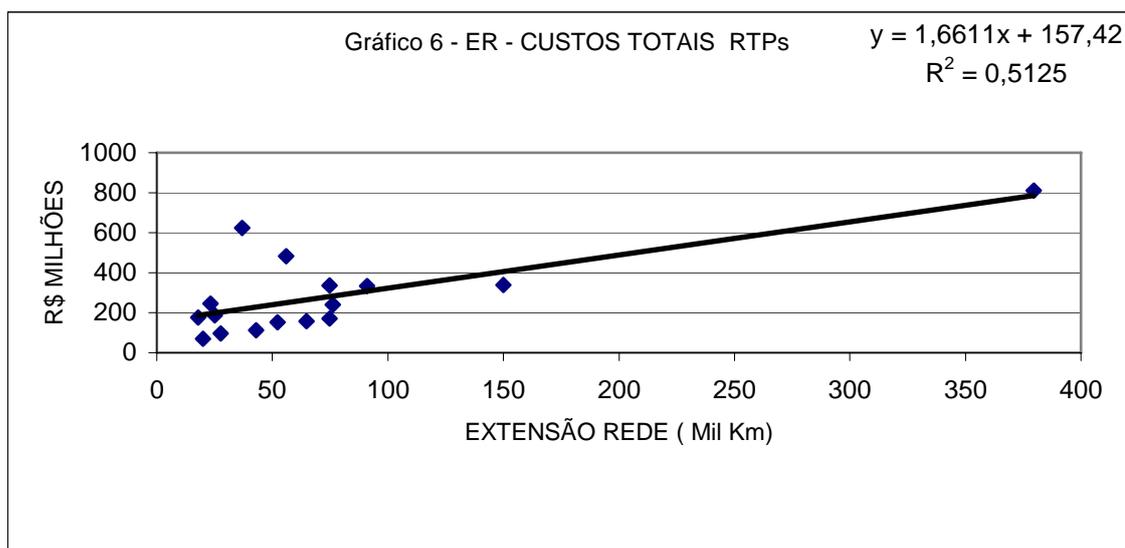


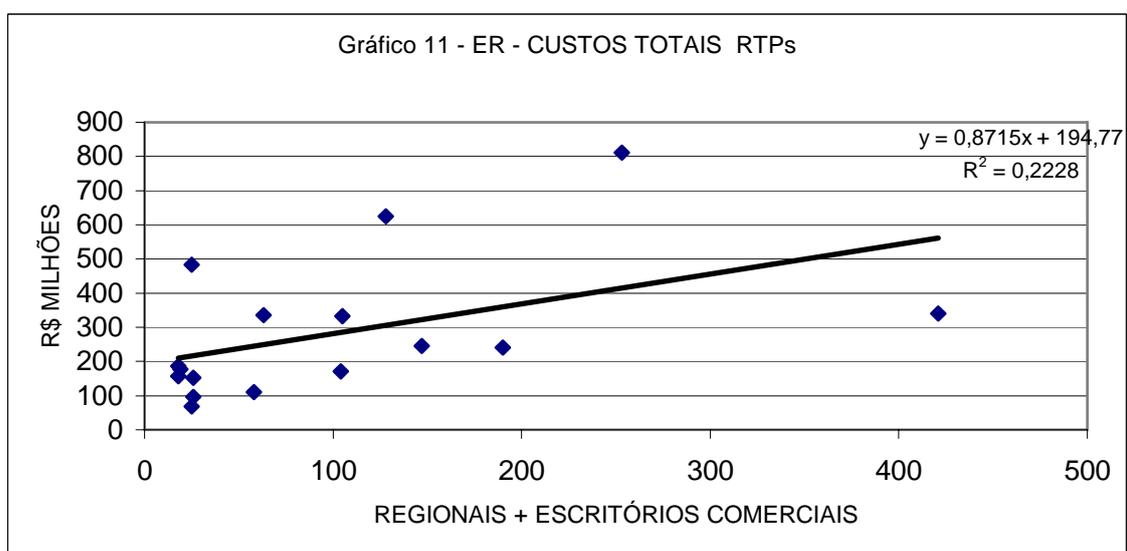
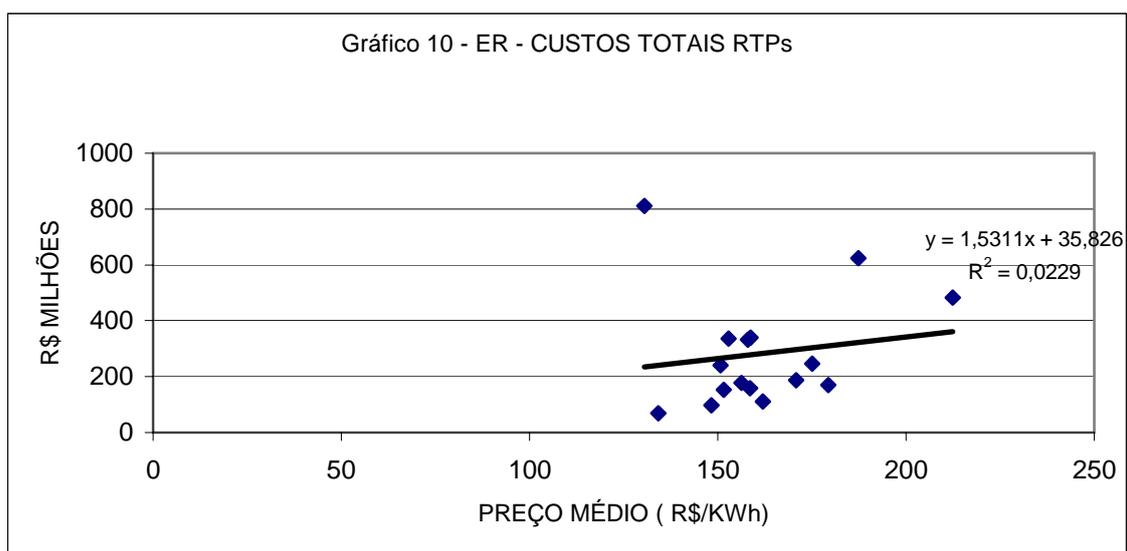
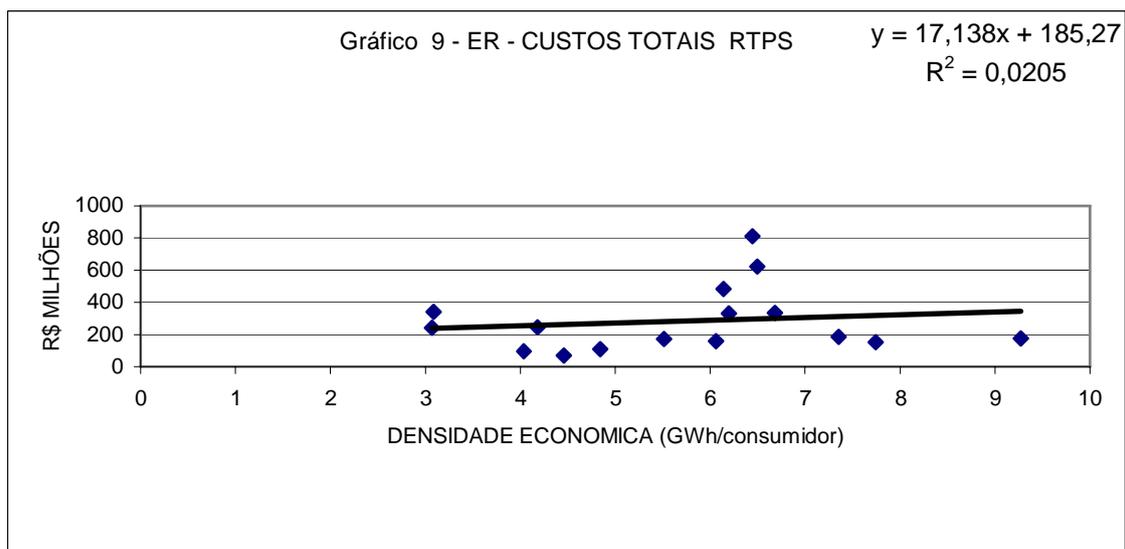


ANEXO I – Correlação dos Custos Totais da ER (Valores nas Datas das RTPs) com Variáveis Seleccionadas.









ANEXO J – Calendário da Revisão tarifária periódica

Ordem	Concessionária	Sigla	Data de Revisão
01	Centrais Elétricas Matogrossenses	CEMAT	08/Abr/03
02	Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG	08/Abr/03
03	Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL	08/Abr/03
04	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	ENERSUL	08/Abr/03
05	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	AES-SUL	19/Abr/03
06	Rio Grande Energia S/A	RGE	19/Abr/03
07	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA	22/Abr/03
08	Companhia Energética do Ceará	COELCE	22/Abr/03
09	Cia. Energética do Rio Grande do Norte	COSERN	22/Abr/03
10	Empresa Energética de Sergipe	ENERGIPE	22/Abr/03
11	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	ELETROPAULO	04/Jul/03
12	Centrais Elétricas do Pará S/A	CELPA	07/Ago/03
13	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	ELEKTRO	27/Ago/03
14	Bandeirante Energia S/A	BANDEIRANTE	23/Out/03
15	Companhia Piratininga de Força e Luz	PIRATININGA	23/Out/03
16	Light Serviços de Eletricidade S/A	LIGHT	07/Nov/03
17	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	CERJ	31/Dez/03
18	CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A	CAIUÁ	03/Fev/04
19	Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO	03/Fev/04
20	Companhia Jaguari de Energia	CJE	03/Fev/04
21	Companhia Luz e Força de Mococa	CLFM	03/Fev/04
22	Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE	03/Fev/04
23	Companhia Paulista de Energia Elétrica	CPEE	03/Fev/04
24	Companhia Sul Paulista de Energia	CSPE	03/Fev/04
25	Empresa Elétrica Bragantina	EEB	03/Fev/04
26	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A	EEVP	03/Fev/04
27	Companhia Luz e Força Santa Cruz	Santa Cruz	03/Fev/04
28	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	ELFSM	07/Fev/04
29	Companhia Campolarguense de Energia	COCEL	30/Mar/04
30	Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda.	EFLUL	30/Mar/04
31	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	JOÃO CESA	30/Mar/04
32	Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo	CENF	18/Jun/04
33	Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina	CFLCL	18/Jun/04
34	Companhia Paranaense de Energia Elétrica	COPEL	24/Jun/04
35	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	DMEPC	28/Jun/04

Ordem	Concessionária	Sigla	Data de Revisão
36	Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins	CELTINS	04/Jul/04
37	Centrais Elétricas de Santa Catarina	CELESC	07/Ago/04
38	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ESCELSA	07/Ago/04
39	Hidroelétrica Xanxerê Ltda.	XANXERÊ	07/Ago/04
40	Companhia Energética de Brasília	CEB	26/Ago/04
41	Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	FORCEL	26/Ago/04
42	Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP	12/Set/04
43	Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE	25/Out/04
44	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE	14/Dez/04
45	Companhia Energética da Borborema	CELB	04/Fev/05
46	Companhia Energética de Pernambuco	CELPE	30/Mar/05
47	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	DEMEI	29/Jun/05
48	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	ELETROCAR	29/Jun/05
49	Hidroelétrica Panambi S/A	HIDROPAN	29/Jun/05
50	Muxfeldt Cia. Ltda	MUXFELDT	29/Jun/05
51	Companhia Energética do Maranhão	CEMAR	26/Ago/05
52	Companhia Energética do Piauí	CEPISA	26/Ago/05
53	S/A de Eletrificação da Paraíba	SAELPA	26/Ago/05
54	Companhia Energética de Alagoas	CEAL	26/Ago/05
55	Companhia Energética de Goiás	CELG	10/Set/05
56	Boa Vista Energia S/A	BOA VISTA	01/Nov/05
57	Manaus Energia S/A	MANAUS	01/Nov/05
58	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	CERON	30/Nov/05
59	Companhia de Eletricidade do Acre	ELETROACRE	30/Nov/05
60	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	UHENPAL	28/Dez/05
61	Cooperativa Aliança	COOPERALIANÇA	07/Fev/06
62	Companhia Energética do Amazonas	CEAM	A definir
63	Companhia Energética de Roraima	CER	A definir
64	Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA	A definir

Fonte <http://www.aneel.gov.br/182.htm> acesso em 29 de maio de 2006

ANEXO K – Relação das RTPs propostas pela ANEEL até Fevereiro de 2006

RTPs propostas até 07 Fevereiro de 2006		ULTIMA ATUALIZACAO		12/5/2006		
PROPOSTA INICIAL						
DATA	DISTRIBUIDORA			IRT	FATOR X	No. UNIDADES CONSUMIDORAS
1	26/2/2003	CENTRAIS ELETRICAS DE MATOGROSSENSE S.A.	CEMAT	24,99%	2,40%	669000
2		EMPRESA ENERGETICA DO MATO GROSSO DO SUL	ENERSUL	28,55% (*)	2,39%	594000
3	6/3/2003	COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS	CEMIG	27,49%	1,02%	5600000
4		COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	CPFL	18,77%	2,56%	2900000
(*) reajuste total de 42,64%. A diferenca 42,64% - 28,55% = 14,09% será dividida em 4 parcelas anuais aplicada de 2004 a 2007						
5	7/3/2003	AES SUL DISTRIBUIDORA GAUCHA DE ENERGIA S.A.	AES SUL	17,13%	1,81%	968500
6		RIO GRANDE ENERGIA S.A.	RGE	24,14%	1,72%	1023000
7	11/3/2003	COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	COELCE	27,65%	1,49%	2000000
8		COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE	COSERN	12,06%	1,78%	750000
9		COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO Estado DA BAHIA	COELBA	27,19% (*)	1,14%	3100000
10		EMPRESA ENERGETICA DE SERGIPE S.A.	ENERGIPE	28,4% (**)	1,40%	420000
(*) reajuste total de 30,93%. A diferenca 30,93% - 27,19% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007						
(**) reajuste total de 29,32%. A diferenca 29,32 - 28,40% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007						
11	26/5/2003	ELETROPAULO METROPOLITANA	ELETROPAULO	9,62%	2,58%	5000000
12	17/6/2003	CENTRAIS ELETRICAS DO PARA S.A.	CELPA	27,49%	1,01%	1090000

13	10/7/2003	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	ELEKTRO	21,75%(*)	2,38%	1700000
		(*) indice integral de 28,21%				
14	10/9/2003	BANDEIRANTE ENERGIA S.A	BANDEIRANTE	11,9%(*)	1,84%	1200000
15		COMPANHIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	PIRATININGA	11,46%(**)	1,64%	1170000
		(*) indice integral de 21,88%				
		(*) indice integral de 21,19%				
16	25/9/2003	LIGHT	LIGHT	6,15%	1,69%	3300000
17	4/11/2003	EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE DO PARANAPANEMA	VALE PARANAPANEMA	-0,35%	1,91%	137443
18		CAIUA SERVICOS DE ELETRICIDADE	CAIUA	-7,25%	1,78%	179353
19		COMPANHIA LUZ E FORCA SANTA CRUZ	SANTA CRUZ	6,49%(*)	1,63%	151115
		(*) indice integral de 14,40% com aplicacao em duas etapas				
20	12/11/2003	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	CSPE	6,72%	1,47%	58885
21		COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	JAGUARI	1,89%	2,59%	25379
22		EMPRESA ELETRICA BRAGANTINA	BRAGANTINA	-3,41%	1,58%	98410
23	12/11/2003	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO	CERJ	11,59%	1,62%	1963000
24	14/11/2003	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA	NACIONAL	-9,13%	1,57%	82000
25		COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELETRICA	CPEE	11,77%(*)	1,97%	43368

26		COMPANHIA LUZ E FORCA DE MOCOCA	MOCOCA	12,55%**	1,55%	34000
		(*) indice integral de 18,04% com aplicacao em duas etapas				
		(**) indice integral de 18,35% com aplicacao em duas etapas				
27	17/11/2003	COMPANHIA FORCA E LUZ DO OESTE	CFLO	-5,66%	1,32%	40000
28		EMPRESA DE FORCA E LUZ SANTA MARIA	EFLSM	7,97%*	1,05%	60000
		(*) indice integral de 14,43% com aplicacao em duas etapas				
29	10/3/2004	EMPRESA FORCA E LUZ JOAO CESA	JOAO CESA	11,04%*	1,08%	2156
		(*) indice integral de 13,68% com aplicacao em duas etapas				
30	11/3/2004	EMPRESA FORCA E LUZ DE URUSSUNGA LTDA.	EFLUL	-0,20%	0,73%	3912
31	12/3/2004	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	COCEL	7,22%	1,07%	30492
32	15/4/2004	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE NOVA FRIBURGO	CENF	14,49%	0,89%	79671
33		COMPANHIA FORCA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA	CATAGUAZES	8,07%*	0,96%	299782
		(*) indice integral de 12,97% com aplicacao em duas etapas				
34	28/4/2004	COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELETRICA	COPEL	8,78%	1,15%	3100000
35		DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POCOS DE CALDAS	DMEPC	10,92%*	1,16%	54315
		(*) indice integral de 15,56% com aplicacao em duas etapas				

36	5/5/2004	COMPANHIA DE ENERGIA ELETRICA DO Estado DE TOCANTINS	CELTINS	10,81%(*)	2,94%	283000
		(*) indice integral de 20,14% com aplicacao em duas etapas				
37	11/6/2004	ESPIRITO SANTO CENTRAIS ELETRICAS	ESCELSA	5,57%	4,69%	978069
38		CENTRAIS ELETRICAS DE SANTA CATARINA	CELESC	5,62%	2,52%	1903747
39		IGUACU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELETRICA LTDA.	IGUACU ENERGIA	12,91%	2,14%	23745
40	29/6/2004	FORCA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	FORCEL	8,24%	1,71%	5556
41	2/7/2004	COMPANHIA ENERGETICA DE BRASILIA	CEB	-5,40%	0,60%	659439
42	28/7/2004	COMPANHIA HIDROELETRICA SÃO PATRICIO	CHESP	19,40%(*)	1,33%	25480
		(*) indice integral de 36,16% com aplicacao em duas etapas				
43	18/8/2004	COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELETRICA	CEEE	6,88%	3,48%	1294463
44	7/10/2004	CIA.SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	SULGIPE	12,46%(*)	3,24%	86799
		(*) indice integral de 18,44% com aplicacao em duas etapas				
45	22/11/2004	CIA.ENERGETICA DE BORBOREMA	CELB	12,88%	3,48%	134100
46	29/3/2005	CIA.ENERGETICA DE PERNAMBUCO	CELPE	34,11%		2300000
47	20/4/2005	MUXFELDT, MARIN E CIA.LTDA	MUXFELDT	5,58%		6549
48		CENTRAIS ELETRICAS DE CARAZINHO	ELETROCAR	14,15%		29729

49	10/5/2005	HIDROELETRICA PANAMBI S.A.	HIDROPAN	12,31%		12800
50	12/5/2005	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUI		DEMEI	-3,28%	24670
51	23/6/2005	CIA.ENERGETICA DO PIAUI	CEPISA	13,71%		707400
52		CIA.ENERGETICA DO MARANHÃO	CEMAR	10,26%		1700000
53	30/6/2005	CIA.ENERGEITCA DE ALAGOAS	CEAL	8,00%		668825
54		S.A. DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAIBA	SAELPA	14,18%		863387
55	5/7/2005	CIA.ENERGETICA DE GOIAS	CELG	4,02%		1852699
56	8/9/2005	MANAUS ENERGIA S.A.	MANAUS	16,15%		381191
57		BOA VISTA ENERGIA S.A	BOA VISTA	7,29%		63195
58	22/9/2005	CIA.DE ELETRICIDADE DO ACRE	ELETROACRE	5,59%		136306
59		CENTRAIS ELETRICAS DE RONDONIA S.A.		CERON	1,78%	371938
60	30/11/2005	COOPERATIVA MISTA ALIANÇA LTDA		COOPERALIANÇA	-2,83%	
61	2/12/2005	USINA HIDROELETRICA NOVA PALMA LTDA.		UHENPAL	20,40%	
62		CIA.ENERGETICA DO AMAZONAS	CEAM			A DEFINIR ATE ESTA DATA
63		CIA.ENERGETICA DE RORAIMA	CER			A DEFINIR ATE ESTA DATA
64		CIA.ENERGETICA DO AMAPÁ	CEA			A DEFINIR ATE ESTA DATA

FONTE : <http://www.aneel.gov.br> acessado em 12/05/2006

ANEXO L – Relação das RTPs aprovadas pela ANEEL até Fevereiro de 2006

RTPs concluídas até 07 Fevereiro de 2006		ULTIMA ATUALIZACAO			12/5/2006
PROPOSTA FINAL					
	DATA	IRT	FATOR	No. UNIDADES CONSUMIDORAS	X
1	CEMAT	8/4/2003	26,00%	2,30%	669000
2	ENERSUL		32,59% (*)	2,35%	594000
3	CEMIG		31,53%	1,00%	5600000
4	CPFL		19,55%	2,43%	2900000
(*) diferenca 42,26% - 32,59% = 9,67% aplicada em quatro parcelas anuais de 2004 a 2007					
5	AES SUL	17/4/2003	16,14%	1,82%	968500
6	RGE		27,36%	1,72%	1023000
7	COELCE	17/4/2003	31,29%	1,47%	2000000
8	COSERN		11,49%	1,78%	750000
9	COELBA		28,61% (*)	1,10%	3100000
10	ENERGIPE		29,71% (**)	1,40%	420000
(*) reajuste total de 31,49%. A diferenca 31,49% - 29,61% = 2,88% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007					
(**) reajuste total de 35,18%. A diferenca 35,18% - 29,71% = 5,47% será dividida em 4 parcelas anuais de 2004 a 2007					
11	ELETROPAULO	3/7/2003	10,95%	2,45%	5000000
12	CELPA	7/8/2003	27,05%	1,15%	1090000
13	ELEKTRO	26/8/2003	20,25% (*)	2,38%	1700000
(*) indice integral de 27,93%. A diferenca de 27,93 - 20,25 = 7,68% aplicada em 3 parcelas anuais de 2004 a 2006					
14	BANDEIRANTE	22/10/2003	14,68% (*)	1,83%	1200000
15	PIRATININGA		14,68% (*)	1,62%	1170000
(*) indice integral de 18,08%. A diferenca de 3,4% a ser aplicada em 2 parcelas anuais de 2004 a 2006					
16	LIGHT	6/11/2003	4,16%	1,88%	3300000
17	VALE	3/2/2004	8,12%	1,85%	137443
	PARANAPANEMA				
18	CAIUA		0,47%	1,74%	179353
19	SANTA CRUZ		10,23% (*)	1,60%	151115
(*) indice integral de 17,14 % com aplicacao em tres parcelas de 2005 a 2007					
20	CSPE	3/2/2004	14,41%	1,49%	58885
21	JAGUARI		9,37%	2,55%	25379
22	BRAGANTINA		3,76%	1,52%	98410
23	CERJ	30/12/2003	15,52%	1,29%	1963000

24	NACIONAL	3/2/2004	-1,43%	1,52%	82000
25	CPEE		20,4% (*)	1,49%	43368
26	MOCOCA		16,65% (**)	1,56%	34000

(*) indice integral de 27,56% com aplicacao em tres etapas de 2005 a 2007

(**) indice integral de 23,52% com aplicacao em duas etapas

27	CFLO	3/2/2004	0,83%	1,34%	40000
28	EFLSM	6/2/2004	15,02% (*)	1,10%	60000

(*) indice integral de 22,01% com aplicacao em duas etapas

29	JOAO CESA	29/3/2004	16,57% (*)	0,98%	2156
----	-----------	-----------	------------	-------	------

(*) indice integral de 18,25% com aplicacao em duas etapas

30	EFLUL	29/3/2004	5,04%	0,69%	3912
31	COCEL	29/3/2004	11,37%	1,08%	30492
32	CENF	17/6/2004	18,00%	1,89%	79671
33	CATAGUAZES		12,66%	1,58%	299782

34	COPEL	23/6/2004	9,17%	2,31%	3100000
35	DMEPC	28/6/2004	12,95% (*)	1,18%	54315

(*) indice integral de 18,42% com aplicacao em duas etapas

36	CELTINS	2/7/2004	13,45%	2,07%	288000
----	---------	----------	--------	-------	--------

(*) indice integral de 23,96% com aplicacao em duas etapas

37	ESCELSA	5/8/2004	6,33%	2,83%	978000
38	CELESC		4,50%	2,96%	1900000
39	IGUACU ENERGIA		11,01% (*)	3,08%	23745

(*) indice integral de 14,26% com aplicacao em duas etapas

40	FORCEL	25/8/2004	10,46%	3,59%	5566
41	CEB	25/8/2004	2,44%	3,45%	659439
42	CHESP	9/9/2004	21,66%	4,30%	25608

(*) indice integral de 36,29% com aplicacao em duas etapas

43	CEEE	21/10/2004	6,45%	3,51%	1294463
44	SULGIPE	14/12/2004	15,51%	2,79%	86799

(*) indice integral de 18,37% com aplicacao em duas etapas

45	CELB	2/2/2005	9,30%		134100
46	CELPE	13/4/2005	24,43%		2300000

(*) indice integral de 32,54% com aplicacao em tres etapas

47	MUXFELDT	27/6/2005	9,25%		6549
----	----------	-----------	-------	--	------

48	ELETROCAR		12,53%	29729
49	HIDROPAN		12,89%	12800
50	DEMEI		8,03%	24670
51	CEPISA	25/8/2005	16,47%	707400
52	CEMAR		10,96%	1700000
53	CEAL		7,21%	668825
54	SAELPA		14,26%	863387
55	CELG	12/9/2005	0,51%	1852699
56	MANAUS	31/10/2005	19,07%	381191
57	BOA VISTA		6,01%	63195
58	ELETROACRE	28/11/2005	5,19%	138247
59	CERON		5,42%	371938
60	COOPERALIANÇA	6/12/2005	6,29%	

FONTE : <http://www.aneel.gov.br> acessado em 12/05/2006

ANEXO M – Custos operacionais eficientes(coe) R\$ milhões e variáveis relacionadas

CONCESSIONARIA	R\$ milhões			No. UNIDADES CONSUMIDORAS	coe /no.final de funcionários(R\$ mil)		coe/unidade consumidora	
	coe iniciais(*)	coe finais(*)	no.final funcionários		INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
ENERGIPE	67,39	82,57	1031	420000	65,36	80,09	160,45	196,60
CEB	127,06	142,17	1263	659439	100,60	112,57	192,68	215,60
COSERN	95,14	113,40	1406	750000	67,67	80,65	126,85	151,20
ENERSUL	108,64	130,15	1515	594000	71,71	85,91	182,89	219,12
CEAL	149,85	146,27	1580	668825	94,84	92,57	224,05	218,69
CEPISA	141,88	141,02	1589	707400	89,29	88,75	200,57	199,34
PIRATININGA	170,15	191,02	2073	1170000	82,08	92,15	145,43	163,26
SAELPA	187,58	190,43	2114	863387	88,73	90,08	217,27	220,56
BANDEIRANTE	179,59	200,86	2238	1200000	80,25	89,75	149,66	167,38
AES SUL	147,36	168,53	2253	968500	65,41	74,80	152,16	174,01
CEMAT	167,68	197,27	2359	669000	71,08	83,63	250,65	294,88
RGE	152,95	170,37	2398	1023000	63,78	71,05	149,51	166,54
ESCELSA	207,69	217,18	2427	978000	85,57	89,49	212,36	222,07
CEEE	230,73	235,72	2545	1294463	90,66	92,62	178,25	182,10
CEMAR	215,53	217,24	2577	1700000	83,63	84,30	126,78	127,79
CELPA	242,52	274,96	3187	1090000	76,10	86,28	222,49	252,26
CERJ	277,48	281,09	3228	1963000	85,96	87,08	141,36	143,19
COELCE	236,44	282,73	4029	2000000	58,68	70,17	118,22	141,36
ELEKTRO	324,66	348,51	4282	1700000	75,82	81,39	190,98	205,01
CELPE	373,92	379,21	4810	2300000	77,74	78,84	162,58	164,87
CELESC	406,66	440,71	4898	1900000	83,02	89,98	214,03	231,95
CPFL	321,47	421,76	5023	2900000	64,00	83,97	110,85	145,43
LIGHT	465,53	516,33	5267	3300000	88,39	98,03	141,07	156,46
CELG	461,76	483,12	5515	1852699	83,73	87,60	249,24	260,77
COELBA	333,23	431,35	5608	3100000	59,42	76,92	107,49	139,14
ELETROPAULO	594,67	645,18	7220	5000000	82,36	89,36	118,93	129,04
COPEL	582,80	606,61	7607	3100000	76,61	79,74	188,00	195,68
CEMIG	789,75	945,53	13136	5600000	60,12	71,98	141,03	168,84
VALORES MÉDIOS					77,59	85,35	170,56	187,61

(*) Valores NÃO incluem parcela referente à inadimplência regulatória de 0,5% do faturamento bruto realizado (ex-ICMS)

Fonte: ANEEL - Notas técnicas e seus anexos

ANEXO N - Processos de trabalho para a redução de custos operacionais e diminuição de capital ScottishPower

Estratégias para a Redução de Custos Operacionais
Centralizar funções
Passar de estruturas geográficas para estruturas funcionais
Reduzir o número de depósitos, centros de controles e escritórios.
Redesenhar os processos de negócios focando em oferecer produtos/serviços finais ao mínimo custo
Desenvolver funcionários com múltiplas habilidades para aprimorar a produtividade
Oferecer horários de trabalho flexíveis e horas de trabalho anualizadas
Controlar licenças-saúde e níveis de horas extras
Reduzir níveis gerenciais
Adotar procedimentos de manutenção baseados em condições
Desenvolver técnicas de manutenção não invasivas
Reestruturar equipes de operações de campo de modo a aumentar eficiência
Estratégias para Reduzir Custos de Capital
Reduzir os custos de compra ampliando a base de fornecedores
Implantar especificações menos restritivas para investimentos em ativos fixos
Envolver-se em contratos de parceria
Planejar eficiências nos projetos de infra-estrutura, incluindo planejamento integrado
Inovar as especificações para reposições, melhorias e extensões das instalações.
Aperfeiçoar os sistemas de tecnologia de informação
Aumentar o conhecimento das condições e níveis de carga dos equipamentos

Fonte: Davis (2000, p.14)

ANEXO O - Fontes de reduções de custo e melhorias de eficiência - conjunto de medidas de desempenho e garantias aos consumidores- ScottishPower

Padrões da rede
Índice de Duração de Interrupção Média de o Sistema reduzir em 10 pontos em 2005
Índice de Freqüência de Interrupção Média de o Sistema reduzir em 10 pontos em 2005
Índice de Freqüência de Interrupção Média Momentânea reduzir em 5 pontos em 2005
Providências tomadas para melhoria de desempenho dos 5 piores circuitos em cada Estado
Falhas no fornecimento restauradas para 80% dos consumidores dentro de 3 horas
Responder 80% de todos os chamados em 10 segundos em 1º de janeiro de 2002
Vários padrões para resolver reclamações de cobrança
Garantias aos Consumidores
Suprimento deve ser restabelecido dentro de 24 horas
Compromissos devem ser mantidos
Energia será ativada para novos clientes em 24 horas
Clientes serão chamados de volta dentro de 2 dias úteis para agendar reunião com um orçamento em caso de novo suprimento
Dúvidas sobre as faturas serão investigadas e o consumidor receberá uma resposta dentro de 15 dias úteis
Investigações e relatórios sobre medidores defeituosos serão completados dentro de 15 dias úteis
Consumidores receberão aviso prévio de interrupção do fornecimento com pelo menos 2 dias de antecedência
Reclamações de consumidor sobre a qualidade da energia serão investigadas dentro de 7 dias

Fonte: Davis (2000, p.21)

ANEXO P - Roteiro de pesquisa (Questionário)

Conseqüências da aplicação da Empresa de Referência (ER) no processo de revisão tarifária periódica (RTP) sobre a gestão da empresa regulada (empresa concessionária de distribuição de energia elétrica)

A. TEMA: CUSTOS TOTAIS DA ER

1. As principais mudanças incorridas na empresa regulada em função dos custos totais adotados pela ER ocorreram em que setores da empresa regulada? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Setores (funções) na empresa regulada			Nenhuma	Mínima (muito pouca)	Pequena (pouca)	Grande (muita)	Extrema (significativa)
Estrutura Central	Conselhos & Presidência						
	Diretoria de Administração						
		Gerência de RH					
		Gerência de Sistemas					
	Diretoria de Finanças						
	Diretoria de Distribuição						
	Diretoria Comercial						
		Call Center					
Estrutura regional	Gerências Regionais						
	Escritórios Comerciais						
Processos e Atividades Comerciais							
Processos e Atividades de Operações e Manutenção							

B. TEMA: CUSTOS DA ESTRUTURA CENTRAL

2. As principais divergências entre os critérios adotados para a estrutura central da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais critérios? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Setores (funções) na empresa regulada			Tipos de Funções	Quantidade de postos de trabalho	Salários Nominais Mensais	Demais Custos
Estrutura Central	Conselhos & Presidência					
	Diretoria de Administração					
		Gerência de RH				
		Gerência de Sistemas				
	Diretoria de Finanças					
	Diretoria de Distribuição					
	Diretoria Comercial					
		Call Center				
Estrutura regional	Gerências Regionais					
	Escritórios Comerciais					
Processos e Atividades Comerciais						
Processos e Atividades de Operações e Manutenção						

3. As principais divergências entre os custos adotados para a Presidência da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Presidência	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Informática	
	Insumos e Outros Custos	
	Marketing Institucional	
	Auditoria Externa	
	Custos Totais	

4. As principais divergências entre os custos adotados para a Diretoria de Administração da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Diretoria de Administração	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Hardware Sistemas	
	Software Sistemas	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	
Gerência de RH	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Hardware Sistemas	
	Software Sistemas	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	
Gerência de Sistemas	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Hardware Sistemas	
	Software Sistemas	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	

5. As principais divergências entre os custos adotados para a Diretoria Financeira da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Diretoria de Finanças	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Hardware Sistemas	
	Software Sistemas	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	

6. As principais divergências entre os custos adotados para a Diretoria de Distribuição da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Diretoria de Distribuição	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Hardware Sistemas	
	Software Sistemas	
	Sistemas de Distribuição	
	Informática	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	

7. As principais divergências entre os custos adotados para a Diretoria Comercial da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Diretoria Comercial	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Software Sistema Comercial	
	Informática	
	Infra-estrutura e Comunicações do Call Center	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	

C. TEMA: CUSTOS DA ESTRUTURA REGIONAL

8. As principais divergências entre os critérios adotados para a estrutura regional da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais critérios? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Setores (funções) na empresa regulada		Estrutura Organizacional	Tipos de Funções	Quantidade de postos de trabalho	Salários Nominais Mensais	Número de Gerências (Escritórios Comerciais)	Tipos de Escritórios Comerciais
Estrutura regional	Gerências Regionais						
	Escritórios Comerciais						

9. As principais divergências entre os custos adotados para as Gerências Regionais da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Gerências Regionais	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Informática	
	Transporte	
	Insumos e Outros Gastos	
	Edifícios e insumos de O&M	
	Custos Totais	

10. As principais divergências entre os custos adotados para os Escritórios Comerciais da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

Função	Item de Custo	Nível de intensidade
Escritórios Comerciais	Aluguel Escritório	
	Comunicações	
	Informática	
	Transporte	
	Insumos e Outros Gastos	
	Custos Totais	

D. TEMA: CUSTOS DOS PROCESSOS E ATIVIDADES COMERCIAIS (P&A COMERCIAIS)

11. Leitura de Medidores - As principais divergências entre os critérios e custos adotados para os processos e atividades comerciais da ER com os critérios e custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Processos e Atividades Comerciais	Leitura de Medidores					
	Período de leitura	Quantidade de clientes	Produtividade média de leitura (leituras por jornada de trabalho)	Salários e Encargos	Custo de transporte	Custos Totais anuais
Intensidade						

12. Envio de faturas e outros documentos - As principais divergências entre os critérios e custos adotados para os processos e atividades comerciais da ER com os critérios e custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Processos e Atividades Comerciais	Envio de faturas					
	Período de envio	Quantidade de clientes	Produtividade e média de envio (envios por jornada de trabalho)	Salários e Encargos	Custo de transporte	Custos Totais anuais
Intensidade						

Processos e Atividades Comerciais	Envio de outros documentos					
	Período de envio	Quantidade de clientes (% clientes)	Envios por jornada	Salários e Encargos	Custo de transporte	Custos Totais anuais
Intensidade						

13. Edição de faturas - As principais divergências entre os critérios e custos adotados para os processos e atividades comerciais da ER com os critérios e custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Processos e Atividades Comerciais	Edição de faturas			
	Período de impressão	Quantidade de faturas	Custos por fatura	Custos Totais anuais
Intensidade				

14. Cobrança de faturas - As principais divergências entre os critérios e custos adotados para os processos e atividades comerciais da ER com os critérios e custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Processos e Atividades Comerciais	Cobrança de faturas			
	Período de impressão	Quantidade de faturas	Custos por fatura	Custos Totais anuais
Intensidade				

E. TEMA: CUSTOS DOS PROCESSOS E ATIVIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO (P&A de O&M)

15. As principais mudanças incorridas na empresa regulada em função dos critérios de P&A de O&M adotados pela ER ocorreram em que setores da empresa regulada? Com que intensidade?

Processos e Atividades de Operações e Manutenção	Nível de intensidade
Classificação dos P&A (Definição de tarefas básicas)	
Formação das equipes típicas (tipo de mão-de-obra e veículos)	
Atribuição de cada tarefa básica à equipe típica e materiais e equipamentos necessários	
Segmentação das Instalações por tipo e por nível de tensão	
Estimativa de tempos para execução e traslado	
Freqüências médias anuais de realização de tarefas	

16. As principais divergências entre os custos adotados para os processos e atividades de operação e manutenção da ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Processos e Atividades de Operações e Manutenção	Nível de intensidade
Custo de mão-de-obra por hora	
Custos de Veículos e Equipamentos por hora	
Custos financeiros de O & M	
Custos totais	

F. TEMA: AJUSTES COMPLEMENTARES DA ER

17. As principais divergências entre os custos de ajustes complementares adotados pela ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Ajustes Complementares	Nível de intensidade
Engenharia e Supervisão de Obras	
Crescimento Processos Comerciais	
Crescimento Processos de O & M	
Encargos de Pessoal Adicionais	
Total de Ajustes Complementares	

18. As principais divergências entre os custos do ajuste contábil adotado pela ER com os custos efetivos incorridos pela empresa regulada encontram-se em quais itens? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Ajuste Contábil	% Propriedade da Empresa	Valor do Investimento (%)	Valor da implementação (R\$)	Anuidade do Investimento (R\$ /ano)	Anuidade da Implementação (R)
Veículos					
Sistemas					
Almoxarifados					
Escritórios					
Custos Totais					

G. TEMA: CARACTERÍSTICAS DISTINTIVAS DA ER

19. Na sua percepção, quais as principais características distintivas da aplicação do modelo de ER no processo de revisão tarifária periódica (RTP) sobre as operações da empresa regulada?

H. TEMA: RECOMENDAÇÕES PARA O APERFEIÇOAMENTO DA METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DA ER NAS RTP's

20. Na sua opinião, quais as principais alterações/aperfeiçoamentos que deveriam ser incorporados na aplicação do modelo de ER no processo de revisão tarifária periódica (RTP)?

I. TEMA: ESTRATÉGIA GENÉRICA

Pode-se entender estratégia com Andrews como a compatibilização entre o que a empresa é **capaz de fazer** (pontos fortes e fracos da organização) no contexto do universo do que **poderia fazer** (oportunidades e ameaças do ambiente externo).

As estratégias genéricas correspondem ao ajuste que a organização realiza entre suas competências internas (pontos fortes e pontos fracos) e o ambiente externo de ação indireta caracterizado pelas variáveis econômicas, sociais, políticas e tecnológicas que determinam a presença de oportunidades e ameaças para a organização.

Observe que ameaças e oportunidades escapam do controle da organização e condicionam o **clima** no qual a organização opera. Exemplo de possível ameaça/oportunidade seria a desvalorização do real perante o dólar norte-americano. A taxa de câmbio pode ter impacto significativo (positivo = oportunidade ou negativo = ameaça) sobre as operações da empresa, mas sabe-se que ela não possui nenhuma forma de influenciá-la ou controlá-la.

Já as competências internas estão sob o controle da própria organização e podem ser por ela modificados. Desse modo, em função da prevalência de ameaças (A), oportunidades (O), pontos fortes (PFO) e pontos fracos (PFRA), identificam-se quatro estratégias genéricas:

PREVALÊNCIA DE	PONTOS FRACOS	PONTOS FORTES
AMEAÇAS	Sobrevivência	Manutenção
OPORTUNIDADES	Crescimento	Desenvolvimento

Sobrevivência - a empresa apresenta a predominância de pontos fracos sobre pontos fortes em seu ambiente interno e opera em um ambiente externo onde prevalecem ameaças sobre as oportunidades

Manutenção - a empresa apresenta a predominância de pontos fortes sobre pontos fracos em seu ambiente interno e opera em um ambiente externo onde prevalecem as oportunidades sobre as ameaças.

Crescimento - a empresa apresenta a predominância de pontos fracos sobre pontos fortes em seu ambiente interno, mas opera em um ambiente externo onde prevalecem as oportunidades o que lhe permite crescer em seu ramo de atuação.

Desenvolvimento - a empresa apresenta a predominância de pontos fortes sobre pontos fracos em seu ambiente interno e opera em um ambiente externo extremamente favorável onde prevalecem as oportunidades sobre as ameaças.

Observe que se fala em prevalência ou predominância na medida em que o ambiente externo de ação indireta sempre apresentará tanto ameaças como oportunidades, da mesma maneira que no ambiente interno convivem simultaneamente tanto pontos fracos como pontos fortes.

Por outro lado, quando se analisa a influência da metodologia da ER sobre a estratégia da empresa regulada, busca-se avaliar a intensidade de sua influência nos seguintes níveis:

1. Nenhuma mudança ou influência
2. Mínima (Muito pouca) mudança ou influência
3. Pequena (Pouca) mudança ou influência
4. Grande (Muita) mudança ou influência
5. Extrema (significativa) mudança ou influência

21. Nessas circunstâncias, em sua opinião, a aplicação da metodologia de ER no processo de revisão tarifária promoveria prioritariamente qual(is) estratégia(s) genérica(s) na empresa regulada? Com que intensidade?

Estratégia de	Nível de Intensidade
Sobrevivência	
Manutenção	
Crescimento	
Desenvolvimento	

J. TEMA: ESTRATÉGIAS FUNCIONAIS

As estratégias funcionais criam o arcabouço para a Administração de funções em uma empresa departamentalizada - como finanças, pesquisa e desenvolvimento e marketing - de modo que elas possam apoiar a estratégia genérica da empresa.

22. Houve mudanças nas estratégias funcionais da empresa em função da aplicação da metodologia de ER no processo de revisão tarifária? Com que intensidade?

1. Não, nenhuma mudança ou influência
2. Mínima (Muito pouca) mudança ou influência
3. Pequena (Pouca) mudança ou influência
4. Grande (Muita) mudança ou influência
5. Extrema (significativa) mudança ou influência

Mudanças incorridas nas estratégias funcionais	Nível de Intensidade
Comercial/Marketing	
Finanças	
Operações/Manutenção	
Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)	
Administração Recursos Humanos	
Outras estratégias funcionais? Quais? Especificar abaixo	

K. TEMA: ESTRATÉGIAS ESPECÍFICAS

As estratégias específicas dizem respeito às estratégias funcionais características das empresas do setor de distribuição de energia elétrica no ambiente regulado em que operam.

23. Houve mudanças em estratégias específicas da empresa em função da aplicação da metodologia de ER no processo de revisão tarifária? Com que intensidade?

1. Não, nenhuma mudança ou influência.
2. Mínima (Muito pouca) mudança ou influência
3. Pequena (Pouca) mudança ou influência
4. Grande (Muita) mudança ou influência
5. Extrema (significativa) mudança ou influência.

Mudanças incorridas	Nível de Intensidade
No Equilíbrio Econômico-Financeiro da Empresa Regulada	
Na Universalização dos serviços	
No Atendimento a clientes de baixa renda	
Nos Padrões de atendimento aos consumidores cativos	
Nos Padrões de atendimento aos consumidores livres	
Na Qualidade da prestação de serviço	
Na segurança da força de trabalho (própria e de terceiros)	
Na segurança da população	
No nível de inadimplência geral	
Na qualidade do faturamento	
No nível de perdas técnicas de energia	
No nível de perdas comerciais de energia	
Na continuidade do fornecimento (DEC)	
Na continuidade do fornecimento (FEC)	
Outras estratégias específicas? Quais? Identificar abaixo	

L. TEMA: ESTRUTURA ORGANIZACIONAL (ORGANOGRAMA)

24. Quais as principais mudanças incorridas na empresa regulada em função do organograma adotado pela ER? Com que intensidade?

1. Nenhuma divergência
2. Mínima (Muito pouca) divergência
3. Pequena (Pouca) divergência
4. Grande (Muita) divergência
5. Extrema (significativa) divergência

Mudanças incorridas	Nível de Intensidade
Tipo de estrutura organizacional	
Denominação das unidades organizacionais	
Número de níveis hierárquicos	
Tamanho das equipes	
Outras mudanças.Quais? Especificar abaixo	

OBSERVAÇÃO IMPORTANTE

DESDE JÁ AGRADECENDO SUA ATENÇÃO E CONSIDERAÇÃO NO PREENCHIMENTO DESTE FORMULÁRIO, PEDIRIA SUA GENTILEZA PARA REGISTRAR OS DADOS QUE SEGUEM.

ESSES DADOS NÃO SERÃO DIVULGADOS EM NENHUMA HIPÓTESE, PRESTANDO-SE APENAS PARA A VALIDAÇÃO DAS ANÁLISES ESTATÍSTICAS DE CUNHO EXCLUSIVAMENTE ACADÊMICO.

NOME DO RESPONDENTE.....

EMPRESA.....

TELEFONE PARA CONTATO..... E-mail.....

DATA...../...../.....

QUALQUER DÚVIDA OU ESCLARECIMENTO QUE SE FIZEREM NECESSÁRIOS, PERMANEÇO À SUA DISPOSIÇÃO PELO TELEFONE 3021.9248 E TAMBÉM PELO E- MAIL stozzini@terra.com.br

ATENCIOSAMENTE,

PROF.SIDNEY TOZZINI

ANEXO Q - Apresentação roteiro de pesquisa para a ABRADEE

Esse questionário é parte integrante do trabalho de tese de doutoramento do professor Sidney Tozzini, meu orientando no Programa Interunidades de Energia da Universidade de São Paulo.

O foco do trabalho é avaliar o efeito da regulação tarifária baseada no modelo de Empresa de Referência sobre a estratégia operacional das empresas de distribuição. O primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas representa uma rica experiência de aprendizado, tanto para as empresas reguladas, para a ANEEL e para sociedade brasileira.

Um trabalho acadêmico dessa natureza poderá oferecer, além de uma documentação desse processo, uma oportunidade de reflexão sobre como esses desafios foram enfrentados e superados pelas empresas. E contribuir para uma análise dos avanços a serem realizados no segundo ciclo revisório a se iniciar em breve.

Acompanho de perto o esforço de profissionalização e melhoria de qualidade na gestão das empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras desde 1998. Meu primeiro trabalho pela FIPE junto a ABRADEE foi justamente a organização de um curso de 80 horas sobre o ambiente regulatório e o processo de revisão tarifária, à época tendo como única experiência concreta a primeira revisão da ESCELSA.

A partir de 1999 participei da concepção da metodologia do Prêmio ABRADEE, sendo responsável pela coordenação dos trabalhos e da apuração dos resultados desde então. Desde 2003 tenho atuado também no desenvolvimento do Programa Benchmarking ABRADEE, que busca a associação do desempenho verificado com as melhores práticas do setor, nos temas de gestão operacional, gestão dos desafios regulatórios e governança corporativa.

Desde 2005, em função de seu trabalho acadêmico, o professor Sidney Tozzini se juntou à equipe da FIPE e vem procurando contribuir no andamento dos trabalhos do Programa Benchmarking.

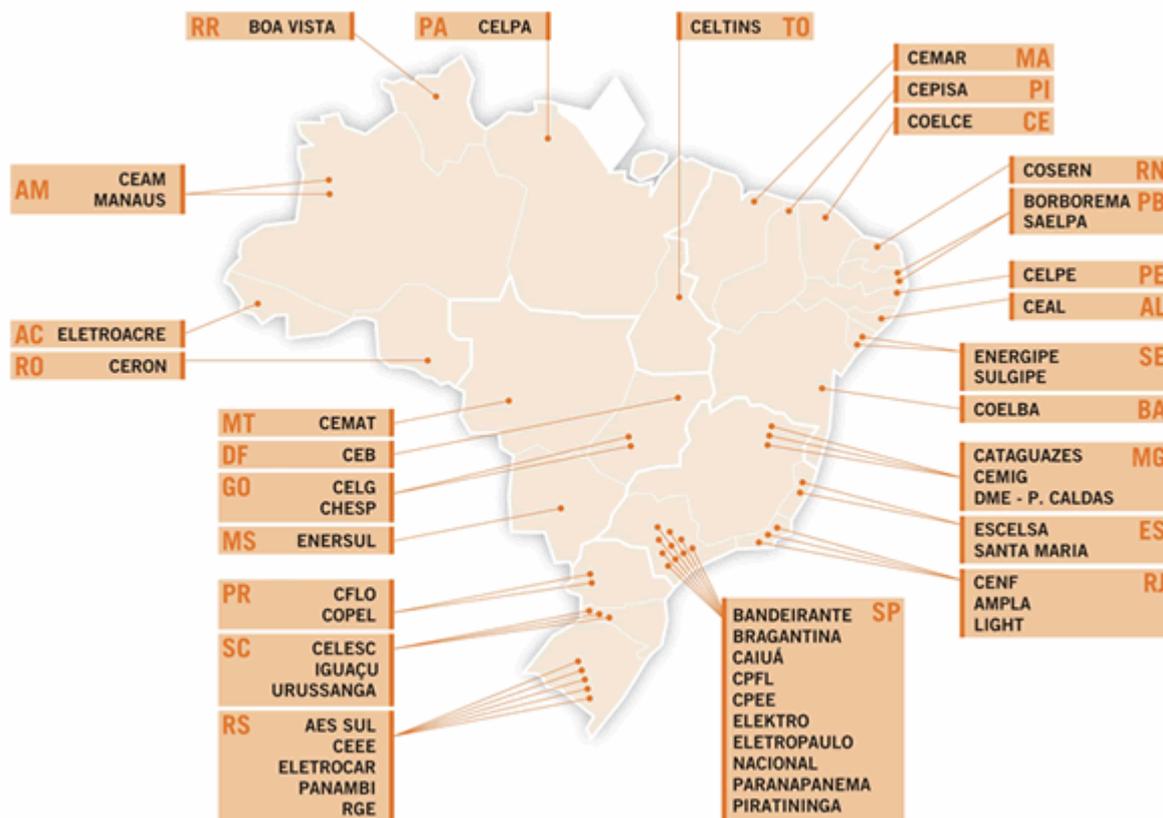
Sendo assim, peço à diretoria da ABRADEE e aos diretores das empresas associadas a gentileza de contribuírem nesse esforço de pesquisa acadêmica, encaminhando o questionário anexo àqueles que estiveram diretamente envolvidos no processo revisório e aos que tiveram a oportunidade de refletir sobre os impactos dessa experiência sobre a empresa.

Destaco que as respostas serão tratadas com **absoluto sigilo** e que nenhuma **informação que permita a identificação do respondente** constará da tese.

Atenciosamente,

Francisco Anuatti Neto
Departamento de Economia, FEA-RP/USP

ANEXO R - Mapa de localização das associadas - ABRADÉE - 99% do mercado - 51 associadas



Fonte: http://www.abradee.org.br/associadas_relacao.asp#3 acesso em 11/02/2006

ANEXO S - Mercado de distribuição de energia elétrica - Brasil - 2000 -

MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASIL 2000			
CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA			
Concessionárias	Energia em MWh	VALORES EM MWh	
		Participação no Mercado	
		Nacional	Regional
CENTRO OESTE			
CEB	3.781.774	1,24	23,14
CELG	6.512.785	2,13	39,84
CEMAT	3.175.090	1,04	19,42
CHESP	65.761	0,02	0,40
ENERSUL	2.811.032	0,92	17,20
TOTAL	16.346.442	5,34	100,00
NORDESTE			
CEAL	1.893.390	0,62	3,82
CELB	511.104	0,17	1,03
CELPE	7.425.096	2,42	14,98
CEMAR	2.313.166	0,76	4,67
CEPISA	1.378.420	0,45	2,78
CHESF	7.701.860	2,52	15,53
COELBA	9.765.825	3,19	19,70
COELCE	5.823.944	1,90	11,75
COSERN	2.794.398	0,91	5,64
ELN/MA	5.936.863	1,94	11,97
ENERGIPE	1.788.265	0,58	3,61
SAELPA	2.074.256	0,68	4,18
SULGIPE	175.698	0,06	0,35
TOTAL	49.582.285	16,19	100,00
NORTE			
BOA VISTA	258.599	0,08	1,64
CEA	430.844	0,14	2,73
CEAM	313.719	0,10	1,99
CELPA	3.854.387	1,26	24,45
CELTINS	703.744	0,23	4,46
CER	37.808	0,01	0,24
CERON	1.050.539	0,34	6,66
ELETROACRE	347.783	0,11	2,21
ELN/PA	6.299.342	2,06	39,96
MANAUS	2.468.947	0,81	15,66
TOTAL	15.765.712	5,15	100,00
SUDESTE			
BRAGANTINA	613.186	0,20	0,35
CAIUÁ	789.288	0,26	0,45
CAT-LEO	1.004.058	0,33	0,57
CEMIG	37.540.051	12,26	21,44
CENF	312.555	0,10	0,18
CERJ	7.165.897	2,34	4,09
CESP	2.117.602	0,69	1,21
CPEE	254.776	0,08	0,15
CPFL	20.375.049	6,65	11,64
CSPE	344.642	0,11	0,20
BANDEIRANTE	21.981.649	7,18	12,56
ELEKTRO	11.273.635	3,68	6,44
ELETRONUCLEAR	401.663	0,13	0,23
ELETROPAULO	37.506.015	12,25	21,42
ESCELSA	6.460.486	2,11	3,69
FURNAS	276.918	0,09	0,16
JAGUARI	355.962	0,12	0,20

Concessionárias	Energia em MWh	Participação no Mercado	
		Nacional	Regional
LIGHT	23.819.965	7,78	13,61
MOCOCA	175.666	0,06	0,10
NACIONAL	385.163	0,13	0,22
POÇOS DE CALDAS	274.568	0,09	0,16
SANTA CRUZ	754.367	0,25	0,43
SANTA MARIA	267.318	0,09	0,15
V. PARANAPANEMA	624.469	0,20	0,36
TOTAL	175.074.948	57,18	100,00
SUL			
AES-SUL	7.341.651	2,40	14,85
CEEE	6.196.515	2,02	12,53
CELESC	12.031.509	3,93	24,34
CFLO	196.076	0,06	0,40
COCEL	151.457	0,05	0,31
COOPERALIANÇA	87.566	0,03	0,18
COPEL	16.673.942	5,45	33,73
CORONEL VIVIDA	18.057	0,01	0,04
DEMEI	80.849	0,03	0,16
ELETROCAR	120.881	0,04	0,24
GERASUL	549.335	0,18	1,11
JOÃO CESA	20.070	0,01	0,04
MUXFELDT	18.213	0,01	0,04
NOVA PALMA	44.661	0,01	0,09
PANAMBI	51.524	0,02	0,10
RGE	5.689.076	1,86	11,51
URUSSANGA	46.351	0,02	0,09
XANXERÊ	120.395	0,04	0,24
TOTAL	49.438.128	16,15	100,00
TOTAL BRASIL	306.207.515	100,00	0

Fonte : ANEEL em <http://www.aneel.gov.br/48.htm>



		Frequência da intensidade					Nível de intensidade	
Função	Item de Custo	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total	
	Custos Totais	3			1	2	6	2,8333
Função Diretoria de Distribuição	Aluguel Escritório	2	1		1	2	6	3
	Comunicações	2	1	1	1	1	6	2,6667
	Hardware Sistemas	2	1	1	1	1	6	2,6667
	Software Sistemas	2	1		1	2	6	3
	Sistemas de Distribuição	2	1		1	2	6	3
	Informática	2	1		1	2	6	3
	Insumos e Outros Gastos	2	1		2	1	6	2,8333
	Custos Totais	2	1		1	2	6	3
		Frequência da intensidade					Nível de intensidade	
Função	Item de Custo	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total	
Função Diretoria Comercial	Aluguel Escritório	3			1	2	6	2,8333
	Comunicações	3			1	2	6	2,8333
	Software Sistema Comercial	3			1	2	6	2,8333
	Informática	3			1	2	6	2,8333
	Infra-estrutura e Comunicações do Call Center	3			2	1	6	2,6667
	Insumos e Outros Gastos	3			2	1	6	2,6667
	Custos Totais	3			1	2	6	2,8333

ANEXO U - Custos da estrutura regional da ER (Gerências Regionais e Escritórios Comerciais)

Setores (funções) na empresa regulada	Estrutura regional							
	Gerências Regionais frequência da intensidade						nível de intensidade	
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total		
Estrutura Organizacional	3	1			2	6	2,5	
Tipos de Funções	4	1			1	6	1,8333	
Quantidade de postos de trabalho	3	1			2	6	2,5	
Salários Nominais Mensais	2	1		1	2	6	3	
Número de gerências (Escritórios Comerciais)	1	1			4	6	3,8333	
Setores (funções) na empresa regulada	Estrutura regional							
	Escritórios Comerciais frequência da intensidade						nível de intensidade	
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total		
Estrutura Organizacional	3	1		1	1	6	2,3333	
Tipos de Funções	3	1		1	1	6	2,3333	
Quantidade de postos de trabalho	2	1		1	2	6	3	
Salários Nominais Mensais	2			3	1	6	3,1667	
Número de Escritórios Comerciais	2	1			3	6	3,1667	
Tipos	1	1		1	3	6	3,6667	
	Estrutura regional frequência da intensidade							nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total		
Item de Custo								
Aluguel Escritório	3	1		1	1	6	2,3333	
Comunicações	3		1	1	1	6	2,5	
Informática	3		1	1	1	6	2,5	
Transporte	4		1		1	6	2	
Insumos e Outros Gastos	3	1		1	1	6	2,3333	
Edifícios e insumos de O&M	3	1		1	1	6	2,3333	
Custos Totais	3	1	1		1	6	2,1667	
	Escritórios Comerciais frequência da intensidade						nível de intensidade	
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema	Total		
Item de Custo								
Aluguel Escritório	2		1	1	2	6	3,1667	
Comunicações	2		1	1	2	6	3,1667	
Informática	2	1		1	2	6	3	
Transporte	3		2		1	6	2,3333	
Insumos e Outros Gastos	2	1		2	1	6	2,8333	
Custos Totais	2		2		2	6	3	

ANEXO V - Custos dos processos e atividades comerciais da ER (P&A COM) - Leitura de Medidores, Envio de faturas e outros documentos, Edição de faturas, Cobrança de faturas.

Processos e Atividades Comerciais		Frequência da intensidade					Nível de intensidade		
		Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		Total	
Leitura de Medidores	Período de leitura	4		2			6	1,6667	
	Quantidade de clientes	4	1	1			6	1,5	
	Produtividade media de leitura (leituras por jornada de trabalho)	4	1			1	6	1,8333	
	Salários e Encargos	4			2		6	2	
	Custo de transporte	5	1				6	1,1667	
	Custos Totais anuais	3		2		1	6	2,3333	
	Envio de faturas	Período de envio	4		2			6	1,6667
Envio de faturas	Quantidade de clientes	4		2			6	1,6667	
	Produtividade media de envio (envios por jornada de trabalho)	4		1		1	6	2	
	Salários e Encargos	4			2		6	2	
	Custo de transporte	5	1				6	1,1667	
	Custos Totais anuais	3		2		1	6	2,3333	
	Envio de outros documentos	Período de envio	4		2			6	1,6667
	Envio de outros documentos	Quantidade de clientes (% clientes)	4		2			6	1,6667
Envios por jornada		4			1	1	6	2,1667	
Salários e Encargos		4	1		1		6	1,6667	
Custo de transporte		5		1			6	1,3333	
Custos Totais anuais		3		2		1	6	2,3333	
Edição de faturas		Período de impressão	4	1	1			6	1,5
		Quantidade de faturas	4	1	1			6	1,5
	Custos por fatura	4		1		1	6	2	
	Custos Totais anuais	4	1			1	6	1,8333	
Cobrança de faturas	Período de impressão	4	1	1			6	1,5	
	Quantidade de faturas	4	1	1			6	1,5	
	Custos por fatura	3	1		2		6	2,1667	
	Custos Totais anuais	3	1	1	1		6	2	

ANEXO X - Ajustes complementares da ER

Ajustes Complementares							
	Frequência da intensidade					Total	Nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
Engenharia e Supervisão de Obras	2		2		2	6	3
Crescimento Processos Comerciais	3	1	1		1	6	2,1667
Crescimento Processos de O & M	3		2	1		6	2,1667
Encargos de Pessoal Adicionais	2	1	2		1	6	2,5
Total de Ajustes Complementares	2		3		1	6	2,6667
Ajuste Contábil							
	Frequência da intensidade					Total	Nível de intensidade
	Nenhuma	Mínima	Pequena	Grande	Extrema		
Veículos							
% Propriedade da Empresa	3		3			6	2
Valor do Investimento (%)	3		3			6	2
Valor da implementação (R\$)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade do Investimento (R\$/ano)	3		3			6	2
Anuidade da Implementação (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Sistemas							
% Propriedade da Empresa	3		2	1		6	2,1667
Valor do Investimento (%)	3		2		1	6	2,3333
Valor da implementação (R\$)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade do Investimento (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade da Implementação (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Almoxarifados							
% Propriedade da Empresa	3		1	1	1	6	2,5
Valor do Investimento (%)	3		2		1	6	2,3333
Valor da implementação (R\$)	3		2		1	6	2,3333
Anuidade do Investimento (R\$/ano)	3		2		1	6	2,3333
Anuidade da Implementação (R\$/ano)	3		2		1	6	2,3333
Escritórios							
% Propriedade da Empresa	3	1	1		1	6	2,1667
Valor do Investimento (%)	3		2		1	6	2,3333
Valor da implementação (R\$)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade do Investimento (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade da Implementação (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Custos Totais							
% Propriedade da Empresa	3		2		1	6	2,3333
Valor do Investimento (%)	3		2		1	6	2,3333
Valor da implementação (R\$)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade do Investimento (R\$/ano)	3	1	1		1	6	2,1667
Anuidade da Implementação (R\$/ano)	3		2		1	6	2,3333