



UnB
Universidade
de Brasília



UFPB
UNIVERSIDADE FEDERAL
DA PARAÍBA



UFPE
UNIVERSIDADE FEDERAL
DE PERNAMBUCO



UFRN
UNIVERSIDADE FEDERAL DO
RIO GRANDE DO NORTE

Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis

**IMPACTO DO RACIONAMENTO NOS RESULTADOS DAS EMPRESAS
CONCESSIONÁRIAS DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS EMPRESAS PRIVADAS DA REGIÃO NORDESTE**

RIDALVO MEDEIROS ALVES DE OLIVEIRA

ORIENTADOR: PROF. DR. CÉSAR AUGUSTO TIBÚRCIO SILVA

Natal/RN

2003



**IMPACTO DO RACIONAMENTO NOS RESULTADOS DAS EMPRESAS
CONCESSIONÁRIAS DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS EMPRESAS PRIVADAS DA REGIÃO NORDESTE**

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

RIDALVO MEDEIROS ALVES DE OLIVEIRA
ORIENTADOR: PROF. DR. CÉSAR AUGUSTO TIBÚRCIO SILVA

Natal/RN

2003

Oliveira, Ridalvo Medeiros Alves de

Impacto do racionamento nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica: um estudo nas empresas privadas da Região Nordeste.

Brasília: UnB, 2003.

199 f.

Dissertação – Mestrado

Bibliografia

1. Setor elétrico
2. Revisão tarifária
3. Recomposição tarifária
4. Racionamento
5. Receita de recomposição tarifária extraordinária

RIDALVO MEDEIROS ALVES DE OLIVEIRA

**IMPACTO DO RACIONAMENTO NOS RESULTADOS DAS EMPRESAS
CONCESSIONÁRIAS DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS EMPRESAS PRIVADAS DA REGIÃO NORDESTE**

Aprovada em 31/10/2003

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. César Augusto Tibúrcio Silva
Orientador

Prof. Dra. Aneide Oliveira de Araújo
Examinador Interno

Prof. Dr. Nahor Plácido Lisboa
Examinador Externo

**À minha esposa, Ana Catarina,
e à minha filha, Ana Carolina,
fontes de minha força e
inspiração, dedico.**

AGRADECIMENTOS

O momento do agradecimento é aquele em que temos a oportunidade de fazer justiça aos que tanto se deram em benefício de nosso sucesso e, muitas vezes, pouco ou nada exigiram de volta. Porém, também é um momento em que o esquecimento passageiro nos faz cometer injustiças. Antes, então, de citar meus agradecimentos individuais, quero agradecer a todos os que, presentes ou não, possibilitaram esse momento.

A Deus, pai misericordioso, por sempre nos dar a oportunidade de voltar atrás em nossos erros e recomeçar.

Aos meus pais, pelo esforço por proporcionar a todos os seus filhos melhores condições de vida que eles próprios tiveram, acreditando que a educação era o caminho para isso.

À minha esposa Ana Catarina, por seu amor e por acreditar e incentivar a minha caminhada.

À minha filha Ana Carolina, por seu amor e por suportar a minha ausência e falta de tempo em alguns momentos.

Ao professor doutor César Augusto Tibúrcio Silva, meu orientador, por ter aceitado orientar-me num recomeço já bastante tardio, e por suas colaborações decisivas no desenvolvimento desse trabalho.

Aos coordenadores do Programa, professor doutor Jorge Katsumi Niyama e professor doutor José Dionísio Gomes da Silva, pelo apoio ao meu desenvolvimento e por conduzirem com maestria o Programa.

Ao professor doutor Luiz Carlos Miranda, pelo apoio no momento em que decidi recomeçar.

A todos os demais professores do Programa de Pós-graduação em Ciências Contábeis que muito se dedicaram e somaram na formação de cada aluno.

Ao professor doutor Magnus Amaral da Costa, pelo incentivo e apoio sempre presentes em minha vida acadêmica.

Ao professor Anailson Márcio Gomes, chefe do Departamento de Ciências Contábeis da UFRN, pela indicação e oportunidade de realizar esse curso.

Ao Sr. Estevam Mosca Neto, gerente do Departamento de Clientes Especiais da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), pela oportunidade de realizar esse curso.

A Atelmo Ferreira de Oliveira, que mais que colega de turma, foi amigo, companheiro e incentivador.

A Edílson Coelho da Silveira, pela amizade e valiosas contribuições na obtenção de dados de pesquisa para esse trabalho.

Aos colegas de turma Maxwell dos Santos Celestino e Alexandro Barbosa, pelo companheirismo e amizade.

Aos demais colegas de turma, pelos momentos inesquecíveis em que compartilhamos alegrias, tristezas, preocupações e vitórias.

À ABRACONEE, por ter sempre contribuído com informações indispensáveis para o desenvolvimento desse trabalho.

Ao Sr. Paulo César Soares dos Anjos, gerente do Departamento de Tarifas e Mercado da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), pelo imensurável apoio na obtenção de informações imprescindíveis para o desenvolvimento desse trabalho.

Ao Sr. Carlos Pinheiro, gerente do Departamento de Mercado da Companhia Energética do Ceará (COELCE), pelas informações disponibilizadas para a conclusão desse trabalho.

RESUMO

Este trabalho verifica o impacto provocado pelo Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica (acionamento) nos resultados das empresas privadas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica situadas na Região Nordeste. Como o racionamento vigorou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, os seus efeitos estão diluídos nos resultados apresentados pelas empresas no segundo semestre de 2001 e primeiro trimestre de 2002, com destaque para o último trimestre de 2001, quando foi instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a receita de recomposição tarifária extraordinária, fruto do chamado Acordo Geral do Setor Elétrico pactuado entre o governo federal e as empresas do setor elétrico. Apresenta a estrutura de um setor elétrico genérico e uma revisão histórica do setor elétrico brasileiro abrangendo desde a época em que era controlado por empresas privadas, passando pelo período de estatização, por volta de 1960, e retornando ao controle da iniciativa privada em meados de 1990, sob uma nova estrutura de regulação. É feita uma explanação sobre os modelos de regulação econômica que o Brasil utilizou para o setor elétrico, com destaque para o *price cap*, que é o modelo vigente atualmente. Apresenta o processo de revisão tarifária prevista nos contratos de concessão assinados pelo governo federal e pelas empresas concessionárias, destacando suas duas etapas: o reposicionamento tarifário, que define o novo preço-teto, e o cálculo do “fator X”, que estabelece as metas de eficiência para as empresas. É feita uma apresentação do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica e do conseqüente Acordo Geral do Setor Elétrico, que deu origem à receita de recomposição tarifária extraordinária. Apresenta uma revisão conceitual sobre receitas, no que tange a conceitos, realização e reconhecimento. Apresenta um breve histórico das seis empresas que fizeram parte da amostra trabalhada. Analisando os históricos trimestrais de receita e de volume de energia vendida, foi possível concluir que o racionamento de energia alterou significativamente os resultados das empresas estudadas e que essa alteração foi mascarada pela medida contábil da receita de recomposição tarifária extraordinária.

Palavras-chave: Setor elétrico, Revisão tarifária, Recomposição tarifária, Racionamento, Receita de recomposição tarifária extraordinária

ABSTRACT

This work verifies the impact caused by the Emergencial Program of Reduction of Consumption of Electric Energy (energy-rationing program) in the results of the concessionary private companies of the public service of electric energy distribution localized in the Northeast Area. As the rationing invigorated from June 2001 to February 2002, its effects are diluted in the results presented by these companies in the second semester of 2001 and first quarter of 2002, with prominence for the last quarter of 2001, when the revenue of extraordinary tariff restore was instituted by the National Agency of Electric Energy (ANEEL), consequence of the so-called General Agreement of the Electric Sector made between the federal government and the companies of the electric sector. The structure of a generic electric sector and a historical review of the Brazilian electric sector from the time it was controlled by the private enterprises, including the State control period, about 1960, and returning to the control of the private enterprises in 1990, under a new regulation structure are presented. An explanation of the models of economic regulation that Brazil used for the electric sector is made, with prominence for the price cap that is the actual effective model. The process of tariff revision foreseen in the concession contracts signed by the federal government and the concessionary companies is presented, highlighting its two stages: the tariff rebalancing that defines the new price cap and the calculation of the “factor X” that establishes the efficiency goals for the companies. There is made a presentation of the Emergencial Program of Reduction of Consumption of Electric Energy and of the consequent General Agreement of the Electric Sector, which created the revenue of extraordinary tariff restore. A conceptual revision on reviews is presented, regarding to concepts, accomplishment and recognition. A brief review of the six companies that made part of the worked sample is also presented. Analyzing the quarters historical review and of amount of sold energy, it was possible to conclude that the energy-rationing altered the results of the studied companies significantly and that alteration was masked by the accounting process of the revenue of extraordinary tariff restore.

Key-words: Electric sector, Tariff revision, Tariff restore, Energy-rationing, Revenue of extraordinary tariff restore.

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	29
LISTA DE EQUAÇÕES	31
LISTA DE FIGURAS	31
LISTA DE GRÁFICOS	32
LISTA DE QUADROS	33
LISTA DE TABELAS	33
LISTA DE UNIDADES DE MEDIDA	35
1 APRESENTAÇÃO	17
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	17
1.2 JUSTIFICATIVA	25
1.3 PROBLEMA DE PESQUISA	26
1.4 OBJETIVOS	28
1.4.1 Objetivo Geral.....	28
1.4.2 Objetivos Específicos.....	28
1.5 DELIMITAÇÃO	29
1.6 METODOLOGIA	30
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	33
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ANTES DO PND	36
2.2 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E AS PRIVATIZAÇÕES	42
2.3 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NA VISÃO DA ELETROBRÁS	53
2.4 PRINCIPAIS AGENTES SURGIDOS APÓS A REESTRUTURAÇÃO	54
2.5 MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA APLICADOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	66
2.5.1 A Tarifação Pelo Custo do Serviço ou Regulação da Taxa Interna de Retorno.....	71
2.5.2 A Tarifação Pelo Custo Marginal	73
2.5.3 Modelo de Regulação Pelo <i>Price Cap</i>	76
2.6 A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	80
2.6.1 Visão Geral	80
2.6.2 O Reposicionamento Tarifário.....	87
2.6.3 Fator X.....	89
2.6.4 Remuneração dos Ativos Operacionais	92
2.7 PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	98

2.8 O ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO – A RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA	107
3 RECEITA DE RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA	116
3.1 CONCEITOS DE RECEITA.....	116
3.2 RECONHECIMENTO E REALIZAÇÃO DE RECEITAS	120
3.3 A RECEITA DE RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA.....	122
4 CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS PESQUISADAS.....	124
4.1 CELB – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BORBOREMA	126
4.2 CELPE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE PERNAMBUCO	128
4.3 COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA	131
4.4 COELCE – COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	133
4.5 COSERN – COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	135
4.6 ENERGIPE – EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE	138
4.7 SAELPA – SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA	141
5 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DAS INFORMAÇÕES COLETADAS	143
5.1 CELB – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BORBOREMA	144
5.2 CELPE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE PERNAMBUCO	147
5.3 COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA	150
5.4 COELCE – COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	153
5.5 COSERN – COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	156
5.6 ENERGIPE – EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE	159
5.7 SAELPA – SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA	162
5.8 DISCUSSÃO	165
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS	168
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	168
6.2 RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS.....	170
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	171
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	179
APÊNDICES	183
APÊNDICE A – PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DA HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	183
APÊNDICE B – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELB.....	187

APÊNDICE C – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELB.....	188
APÊNDICE D – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELPE.....	189
APÊNDICE E – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELPE.....	190
APÊNDICE F – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELBA.....	191
APÊNDICE G – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELBA.....	192
APÊNDICE H – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELCE.....	193

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACONEE	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AMFORP	American Foreign Power Company
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
APB	Accounting Principles Board
ATB	Accounting Terminology Bulletins
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BVRJ	Bolsa de Valores do Rio de Janeiro
CAPM	Capital Assets Pricing Model
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCOI	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELCA	Companhia de Eletricidade do Cariri
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENF	Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo
CENORTE	Companhia de Eletrificação Centro-Norte do Ceará
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPISA	Companhia Energética do Piauí S.A.
CERJ	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CERNE	Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFURH	Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODI	Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará

COMASE	Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente do Setor Elétrico
CONEFOR	Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza
COPEL	Companhia Paraense de Energia
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte S.A.
CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRC	Conta de Recursos a Compensar
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
DME	Departamento Municipal de Eletricidade
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNDE	Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETRONUCLEAR	Eletrobrás Termonuclear S.A.
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
ENERAM	Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S.A.
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FASB	Financial Accounting Standard Board
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FURNAS	FURNAS Centrais Elétricas S.A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A.
GTON	Grupo Tecnológico Operacional da Região Norte
IAEE	Instituto de Águas e Energia Elétrica
IC	Encargo tarifário pelo uso das instalações de conexão
IUEE	Imposto Único Sobre Energia Elétrica
LAJIDA	Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização
LIGHT ¹	Light Serviços de Eletricidade S.A.
LIGHT ²	Light and Power Company
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério das Minas e Energia
NUCLEBRAS	Empresas Nucleares Brasileiras S.A.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PANAMBI	Hidroelétrica Panambi S.A.
PND	Programa Nacional de Desestatização
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
REVISE	Revisão Institucional de Energia Elétrica
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RGR	Reserva Global de Reversão
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba S.A.

SEN	Secretaria de Energia (órgão do MME)
SINC	Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação de Operação
SINTREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TI	Encargo tarifário referente ao Transporte de Energia Elétrica Proveniente da Itaipu Binacional
WACC	Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE EQUAÇÕES

		PÁGINA
EQUAÇÃO 1	CÁLCULO DO ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	87
EQUAÇÃO 2	CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL	93
EQUAÇÃO 3	CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO	94
EQUAÇÃO 4	CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS	96
EQUAÇÃO 5	CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO LÍQUIDA DO CAPITAL PRÓPRIO	97
EQUAÇÃO 6	CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO BRUTA DO CAPITAL PRÓPRIO.....	97
EQUAÇÃO 7	CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO BRUTA DO CAPITAL DE TERCEIROS.	97
EQUAÇÃO 8	CÁLCULO DO CONSUMO ESPERADO	110

LISTA DE FIGURAS

		PÁGINA
FIGURA 1	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DAS CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	22
FIGURA 2	ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	34
FIGURA 3	PRINCIPAIS MARCOS LEGAIS DOS ÚLTIMOS QUINZE ANOS QUE INFLUENCIARAM NO PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	36
FIGURA 4	ENTIDADES EXISTENTES NO SETOR ELÉTRICO ANTES DA REFORMA.....	57
FIGURA 5	ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA ANTES DA REFORMA: PRINCIPAIS TIPOS DE AGENTES	58
FIGURA 6	NOVAS ESTRUTURAS SETORIAL E INSTITUCIONAL PROPOSTAS.....	59
FIGURA 7	VIGÊNCIA DOS MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	69
FIGURA 8	REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA MEDIDO NO ANO DE 2001	104
FIGURA 9	RESULTADO DO RACIONAMENTO NO PERÍODO DE JUNHO A DEZEMBRO DE 2001	106

LISTA DE GRÁFICOS

	PÁGINA
GRÁFICO 1	INÍCIO DO PROCESSO DE DESREGULAMENTAÇÃO 47
GRÁFICO 2	EXEMPLO DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO 88
GRÁFICO 3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO ESTIMADO DE PRODUTIVIDADE PARA O 2º PERÍODO TARIFÁRIO 89
GRÁFICO 4	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO EFETIVO DE EFICIÊNCIA NO 2º PERÍODO TARIFÁRIO 91
GRÁFICO 5	CONSUMO MENSAL DE ENERGIA REGISTRADO NOS MESES DE JANEIRO DESDE 1990 105
GRÁFICO 6	REDUÇÃO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA DA REGIÃO NORDESTE NO 2º SEMESTRE DE 2001 106
GRÁFICO 7	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002 145
GRÁFICO 8	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002. 146
GRÁFICO 9	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 148
GRÁFICO 10	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 149
GRÁFICO 11	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002 151
GRÁFICO 12	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002 152
GRÁFICO 13	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 154
GRÁFICO 14	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 155
GRÁFICO 15	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002 157
GRÁFICO 16	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002 158
GRÁFICO 17	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 160
GRÁFICO 18	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002 161
GRÁFICO 19	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002 163
GRÁFICO 20	DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002 164

LISTA DE QUADROS

		PÁGINA
QUADRO 1	DETERMINAÇÕES DO RACIONAMENTO EMITIDAS PELA GCE PARA OS CONSUMIDORES	102
QUADRO 2	PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA.....	115
QUADRO 3	FASE “PRIMÓRDIOS”	183
QUADRO 4	FASE “IMPLANTAÇÃO”	183
QUADRO 5	FASE “REGULAMENTAÇÃO”	183
QUADRO 6	FASE “EXPANSÃO”.....	184
QUADRO 7	FASE “CONSOLIDAÇÃO”	184
QUADRO 8	FASE “ESTATIZAÇÃO”.....	184
QUADRO 9	FASE “PRIVATIZAÇÃO”	185

LISTA DE TABELAS

		PÁGINA
TABELA 1	PRIVATIZAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	21
TABELA 2	RECEITAS GERADAS COM PRIVATIZAÇÃO DE EMPRESAS FEDERAIS DO SETOR ELÉTRICO.....	50
TABELA 3	RECEITAS GERADAS COM A PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS GERADORAS ESTADUAIS	50
TABELA 4	RECEITAS GERADAS COM A PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS	51
TABELA 5	REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2003	85
TABELA 6	REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2004	85
TABELA 7	REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2005	86
TABELA 8	RECOMPOSIÇÃO DE RECEITA NO PERÍODO DE RACIONAMENTO DE 01/06 A 31/12/2001	114
TABELA 9	PARTICIPAÇÃO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DO NORDESTE NOS MERCADOS NACIONAL E NORDESTINO	125
TABELA 10	INDICADORES EMPRESARIAIS DA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002	127
TABELA 11	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA CELB NOS ANOS DE 1997 A 2002	127
TABELA 12	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA CELB POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	128
TABELA 13	INDICADORES EMPRESARIAIS DA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	130
TABELA 14	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA CELPE NOS ANOS DE 1997 A 2002	130
TABELA 15	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA CELPE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	130
TABELA 16	INDICADORES EMPRESARIAIS DA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002	132

TABELA 17	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COELBA NOS ANOS DE 1997 A 2002	132
TABELA 18	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA COELBA POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	132
TABELA 19	COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA COELCE EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002	134
TABELA 20	INDICADORES EMPRESARIAIS DA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	134
TABELA 21	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COELCE NOS ANOS DE 1997 A 2002	134
TABELA 22	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA COELCE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	135
TABELA 23	COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA COSERN EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002	136
TABELA 24	INDICADORES EMPRESARIAIS DA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002	137
TABELA 25	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COSERN NOS ANOS DE 1997 A 2002	137
TABELA 26	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA COSERN POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	137
TABELA 27	INDICADORES EMPRESARIAIS DA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	140
TABELA 28	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA ENERGIPE NOS ANOS DE 1997 A 2002	140
TABELA 29	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA ENERGIPE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	140
TABELA 30	INDICADORES EMPRESARIAIS DA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002	142
TABELA 31	QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA SAELPA NOS ANOS DE 1997 A 2002	142
TABELA 32	CONSUMO FATURADO (MWh) PELA SAELPA POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002	142
TABELA 33	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002	144
TABELA 34	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	147
TABELA 35	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002	150
TABELA 36	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	153
TABELA 37	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002.....	156
TABELA 38	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002	159
TABELA 39	EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002	162
TABELA 40	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ANÁLISES SEM E COM A INCLUSÃO DA VARIÁVEL <i>DUMMY</i>	167

LISTA DE UNIDADES DE MEDIDA

WH	WATT-HORA
K	KILO (10^3)
M	MEGA (10^6)
G	GIGA (10^9)
T	TERA (10^{12})
P	PETA (10^{15})
E	EXA (10^{18})

1 APRESENTAÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O setor elétrico brasileiro permaneceu sob o controle da iniciativa privada até meados da década de 1960, época em que a oferta de energia elétrica era controlada por dois grandes grupos estrangeiros: *Light and Power Company* (LIGHT) e *American Foreign Power Company* (AMFORP). Com a criação, em 1962, da ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – iniciou-se a estatização do setor, que permaneceu como monopólio do Estado até meados da década de 1990 (KEGLER, 2001, p.12).

A partir da década de 1980, ainda de acordo com Kegler (2001, p.12), verificou-se uma escassez de capital e um alto endividamento, provocando a paralisação do desenvolvimento do setor elétrico.

Segundo Catapan (2001, p.11), no início da década de 1990 as empresas estatais não tinham possibilidade de sustentar os investimentos necessários à manutenção e ao desenvolvimento do setor que, por essa razão, passou a ser alvo de uma série de reformas, com ênfase na entrada da iniciativa privada e na privatização dos ativos existentes.

Em 1995, com a lei 8.987, de 13 de fevereiro, mais conhecida como “Lei das Concessões”, foram introduzidas várias modificações que, na opinião de Kegler (2001, p.13),

alicerçaram o novo marco regulatório para o setor elétrico. A autora destaca que a referida lei estabeleceu:

- novas normas para outorga e prorrogações de concessões para geração, transmissão e distribuição;
- criação dos consumidores livres, que ficam liberados dos monopólios comerciais de compra e venda de energia elétrica pelas distribuidoras;
- no julgamento das novas licitações serão considerados critérios como o menor valor da tarifa, melhor oferta financeira pela concessão e uma combinação entre os dois primeiros critérios.

Em meados de 1996 o governo federal, através do Ministério das Minas e Energia (MME) e da ELETROBRÁS, contratou a consultoria da Coopers & Lybrand que, em consórcio com a Latham & Watkins, a MAIN Engenharia S.A., a Engevix Engenharia S/C Ltda e a Ulhôa Canto, Rezende e Guerra – Advogados, elaborou o “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”.

O objetivo dessa reforma, de acordo com o Sumário Executivo do Relatório Consolidado Etapa VII da Coopers & Lybrand (1997, p. 1) é: “sobretudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado.”.

Na visão de Oliveira (1996, p. 6) a reforma do setor elétrico teve início um pouco antes, em 1993, com a promulgação da lei nº 8.631, que eliminou o regime tarifário pelo custo do serviço. Essa lei promoveu o fim da equalização de tarifas ao estabelecer:

Art. 1 – Ficam autorizados os concessionários a contratarem com seus consumidores fornecimentos que tenham por base tarifas diferenciadas, que contemplem o custo do respectivo atendimento, ou a existência de energia elétrica temporariamente excedente.

Art. 2 – Os níveis das tarifas a serem praticadas no suprimento de energia elétrica serão propostos pelo concessionário supridor e homologados pelo Poder Concedente, como dispõe esta Lei.

Em maio de 1995, através do decreto nº 1.503, o governo federal incluiu no Programa Nacional de Desestatização¹ (PND) as empresas do setor de energia que estavam sob o seu controle acionário: a ELETROBRÁS e suas subsidiárias Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (ELETROSUL), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), e FURNAS Centrais Elétricas S.A. (FURNAS).

Segundo Gomes (1998, p. 59), em 1998 essas subsidiárias da ELETROBRÁS respondiam por cerca de 38% da geração de energia elétrica do país, estando os outros 62% assim distribuídos:

- cinco empresas, verticalmente integradas: Companhia Energética de Goiás (CELG), Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Energética de Minas Geral (CEMIG), Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, respondiam por 30%;
- a Itaipu Binacional respondia por 25%; e
- autoprodutores e sistemas isolados respondiam por cerca de 7%.

A energia gerada é distribuída, na sua maior parte, por concessionárias que foram originalmente criadas por governos estaduais de todo o país.

Seguindo o exemplo do governo federal, e por iniciativa desse, os governos estaduais, detentores do controle acionário da maioria das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil, passaram a vender suas participações nessas

¹ Criado em abril de 1990, através da lei nº 8.031, o Programa Nacional de Desestatização possui como um dos seus seis objetivos fundamentais o de “reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público”.

empresas. As duas primeiras empresas distribuidoras privatizadas foram a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA), em julho de 1995, e a Light Serviços de Eletricidade S.A. do Rio de Janeiro (LIGHT), em maio de 1996.

De acordo com Leal (1998, p. 9):

O ciclo de privatizações das distribuidoras estaduais de energia elétrica articulou-se logicamente com o calendário de venda das geradoras federais. Uma vez que, de forma geral, as distribuidoras estaduais apresentavam em seus passivos elevado endividamento junto aos fornecedores de energia, fazia sentido privatizá-las previamente, afim de que estes créditos ruins, atuais e futuros, não viessem a reduzir substancialmente o valor econômico das geradoras.

Após três anos do início do processo de privatização do setor elétrico brasileiro, em julho de 1998, a participação da iniciativa privada nesse setor ultrapassou 50% (LEON, 1998, p. 2). Esse fato ocorreu com a venda da ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., em 16 de julho.

Por outro lado, de acordo com levantamento realizado pelo Banco Central do Brasil, através do Departamento de Capitais Estrangeiros, e apresentado por Rodrigues (2000, p. 110), a atividade econômica de Eletricidade, Gás e Água foi responsável por 14% do investimento externo direto no país. A autora destaca ainda que (2000, p.111):

desembolsos do BNDES, cuja maior parte, de 1990 a 1995, destinou-se à indústria de transformação e, a partir de 1996, ao comércio e aos serviços. Crescem, especialmente, os desembolsos para os setores de energia e de telecomunicações.

A tabela 1 apresenta as privatizações ocorridas no setor elétrico brasileiro, de acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE).

TABELA 1 – PRIVATIZAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Empresa	Data de Privatização	Área de Serviço Localização	Comprador(es)	Preço R\$ Milhões	% Vendido	Ágio (%)
ESCELSA	12-Jul-95	ES	IVEN S. A. , GTD Participações	385,0	50,00	11,78
LIGHT	21-Mai-96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230,0	51,00	0,00
CERJ	20-Nov-96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605,3	70,26	30,27
COELBA	31-Jul-97	BA	Iberdrola (Espanha); BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.730,9	65,64	77,38
AES SUL	21-Out-97	RS	AES	1.510,0	90,91	93,56
RGE	21-Out-97	RS	CEA; VBC ; Previ	1.635,0	90,75	82,70
CPFL	05-Nov-97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3015,0	57,60	70,10
ENERSUL	19-Nov-97	MS	Escelsa	625,6	76,56	83,79
CEMAT	27-Nov-97	MT	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,10	21,09
ENERGIPE	03-Dez-97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,05
COSERN	11-Dez-97	RN	Coelba; Guaraniana; Uptick	676,4	77,92	73,60
COELCE	02-Abr-98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,20
ELETROPAULO	15-Abr-98	SP	Light	2.026,0	74,88	0,00
CELPA	09-Jul-98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0,00
ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.	16-Jul-98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479,0	46,60	98,94
CACHOEIRA DOURADA	05-Set-97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,90	43,49
GERASUL	15-Set-98	RS	Tractebel(Bélgica)	945,7	50,01	0,00
BANDEIRANTE	17-Set-98	SP	EDP (Portugal) – CPFL	1.014,0	74,88	0,00
CESP Tietê	27-Out-99	SP	AES Gerasul Emp	938,07	-	29,97
BORBOREMA	30-Nov-99	PB	Cataguazes-Leopoldina	87,38	-	-
CELPE	20-Fev-2000	PE	Iberdrola/Previ/BB	1.780	79,62	-
CEMAR	15-06-2000	MA	PP&L	552,8	86,25	-
SAELPA	31-11-2000	PB	Cataguazes-Leopoldina	363,0	-	-
TOTAL				24.665,5		

Fonte: Adaptado de www.abradee.com.br

A figura 1 apresenta a localização das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, de acordo com a ABRADDEE.



FIGURA 1 – LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DAS CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Fonte: www.abradee.com.br

Após oito anos da inclusão das empresas do setor elétrico no PND, quase 82% das empresas distribuidoras do Nordeste estão sob o controle da iniciativa privada. Apenas duas das onze empresas distribuidoras da Região Nordeste ainda não foram privatizadas: a Companhia Energética de Alagoas (CEAL) e a Companhia Energética do Piauí (CEPISA). A Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) foi privatizada e encontra-se atualmente sob intervenção do governo.

Com o novo modelo do setor, onde a iniciativa privada detém mais de 50% do controle, foram criados pelo governo federal várias entidades para garantir o bom funcionamento do mesmo. Entre esses, destacam-se:

- a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída através da lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, que definiu sua finalidade como sendo “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica”;
- o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), instituído através da lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998 e do decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998, que definiram caber a esse órgão “as atividades de coordenação e controle da operação, da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados”.

Em maio de 2001, com o nível dos reservatórios de água muito abaixo dos níveis necessários para manter a geração de energia elétrica suficiente para atender à sua demanda, o governo federal, através da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). De acordo com essa Medida Provisória, a GCE ficou encarregada de “estabelecer e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica”.

No dia seguinte à sua criação, a GCE emitiu sua Resolução nº 001 determinando o início do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, popularmente chamado apenas de “acionamento”. De início o racionamento estava restrito às Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, definição esta proveniente do Artigo 1º da referida Resolução:

Art. 1 – Determinar que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, localizadas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, adotem a redução de fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras por elas atendidas.

Essa situação, certamente, não estava nos planos dos grupos de investidores que adquiriram participações acionárias nas empresas do setor elétrico brasileiro. O racionamento prolongou-se na Região Nordeste por todo o restante do ano 2001 e início do ano 2002, trazendo uma perda de faturamento significativa para as distribuidoras dessa região durante esse período.

Como forma de minimizar o impacto do racionamento nas finanças das empresas distribuidoras de energia elétrica, o governo federal, através da GCE, instituiu o artifício da receita de recomposição tarifária extraordinária. Esse artifício permitiu às empresas distribuidoras reconhecerem uma receita não realizada, referente ao volume de vendas de energia que deixou de ser efetivado em função do racionamento, gerando um resultado contábil irreal, que trouxe vários reflexos nas demonstrações contábeis das empresas. Dentre esses reflexos, pode-se citar alguns pagamentos provocados e calculados sobre esse resultado, como tributos, participação nos lucros e dividendos.

Para exemplificar esses reflexos, pode-se utilizar o caso da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN – empresa concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA – e pertencente ao Grupo Iberdrola, de origem espanhola. A COSERN detém concessão válida até 31 de dezembro de 2027 para exploração do serviço público de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Norte.

Sinteticamente, tem-se a seguinte situação, de acordo com demonstrativos financeiros da COSERN do ano de 2001:

- em 2001, a COSERN teve uma receita operacional de, aproximadamente, R\$ 564.090.000;

- da receita operacional do ano de 2001, cerca de R\$ 115.830.000 foram provenientes de “Receita de recomposição tarifária”, ou seja, aproximadamente 20,5% da receita operacional total.

A partir daí, pode-se verificar que, em função da receita de recomposição tarifária, foram recolhidos tributos a maior que os realmente devidos como, por exemplo:

- PIS (0,65% da receita), em torno de R\$ 753.000;
- COFINS (3% da receita), aproximadamente R\$ 3.500.000.

Outro ponto significativo no reflexo do reconhecimento da receita de recomposição tarifária no caso da COSERN é que essa empresa distribuiu 2% do seu EBITDA (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*²) como forma de participação dos empregados nos resultados obtidos pela empresa em 2001. Dessa forma, como o EBITDA da empresa nesse ano foi de, aproximadamente, R\$ 170.489.000, significa que a empresa distribuiu algo em torno de R\$ 3.410.000 como participação dos empregados nos resultados obtidos pela empresa. Se fosse recalculado o EBITDA sem a receita de recomposição tarifária, o valor da participação nos resultados que seria pago aos empregados diminuiria significativamente.

1.2 JUSTIFICATIVA

Esse trabalho justifica-se pelo fato de o racionamento de energia elétrica e seus efeitos terem sido discutidos amplamente apenas na economia em geral e na vida das pessoas

² Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA)

e das empresas que precisavam desse tipo de energia para desenvolver suas atividades. A discussão dos efeitos desse racionamento nas empresas do setor elétrico ficou restrita aos grupos participantes desse setor e aos órgãos governamentais envolvidos com a crise.

Também é justificativa para esse trabalho o fato de que, em função dos atrasos e paralisações nas obras de novas usinas, o problema do racionamento de energia elétrica torna-se potencialmente recorrente.

Além desses fatores, torna-se necessário discutir o embasamento teórico referente à aplicação da receita de recomposição tarifária extraordinária nos demonstrativos das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica do país.

1.3 PROBLEMA DE PESQUISA

Em função do racionamento de energia elétrica ocorrido no país no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, houve uma redução significativa no faturamento das empresas distribuidoras desse tipo de energia.

Durante esse período, as empresas dos mais variados setores da economia buscaram um aumento de produtividade no uso de energia elétrica, além de buscarem formas alternativas de energia para o desenvolvimento de suas atividades. Os consumidores residenciais, por sua vez, modificaram seus hábitos de consumo o que os levou a consumir menos energia que no período que antecedeu o racionamento.

Em dezembro de 2001, o governo federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica celebraram um acordo denominado “Acordo Geral do Setor Elétrico”, que definiu os critérios para garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e para recomposição das receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de

Redução do Consumo de Energia Elétrica (acionamento), através de uma recomposição tarifária extraordinária. Esse acordo foi regulamentado pela Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 (posteriormente convertida na lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002), pela Resolução GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001 e pelas Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 07 de fevereiro de 2002.

Com a criação da receita de recomposição tarifária extraordinária, os demonstrativos dessas empresas passaram a evidenciar um resultado baseado em uma receita não realizada e, mais do que isso, as empresas arcaram com gastos provocados por esse resultado. Ao reconhecerem uma receita operacional não realizada em suas demonstrações de resultado (Receita de Recomposição Tarifária Extraordinária do Racionamento), as concessionárias distribuidoras de energia elétrica aumentaram a base de cálculo de seus tributos, gerando recolhimentos desses tributos acima do valor que seria devido sem o reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária. Também houve distribuição de lucros e de dividendos entre funcionários e acionistas, calculados sobre esses valores de receitas não realizadas.

Dessa forma, pode-se elaborar o seguinte questionamento: **Qual o efeito do racionamento, ao provocar o reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária, nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica da Região Nordeste durante a vigência do racionamento?**

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é identificar o efeito provocado pelo racionamento de energia elétrica, ao propiciar o reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária, nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica da região Nordeste.

1.4.2 Objetivos Específicos

Espera-se atingir os seguintes objetivos específicos buscando alcançar o objetivo geral:

- revisar os conceitos e formas de reconhecimento de receitas, visando verificar o embasamento para o reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária;
- identificar os desembolsos tributários provocados nas empresas pelo reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária;
- verificar a relação histórica existente entre a receita operacional e o volume de energia vendida (em MWh) de cada empresa;
- identificar se houve distorção provocada pelo racionamento nessa relação; e
- apurar se o reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária mascarou essa distorção.

1.5 DELIMITAÇÃO

Inicialmente, o universo de pesquisa desse estudo foi definido como sendo o conjunto das empresas privadas que detêm a concessão do serviço público de distribuição de energia na Região Nordeste. São elas:

- CELB – Companhia de Eletricidade da Borborema;
- CELPE – Companhia de Eletricidade de Pernambuco;
- CEMAR – Companhia Energética do Maranhão;
- COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia;
- COELCE – Companhia Energética do Ceará;
- COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte;
- ENERGIPE – Empresa Energética de Sergipe;
- SAELPA – Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba; e
- SULGIPE – Companhia Sul Sergipana de Eletricidade.

Porém, a concessionária do Estado do Maranhão (CEMAR), além de uma das concessionárias do Estado de Sergipe (SULGIPE), não integraram esse estudo em virtude de não disponibilizarem as informações trimestrais necessárias para o desenvolvimento do mesmo. Assim, o estudo foi desenvolvido com informações de 7 (sete) das 9 (nove) empresas que compõem o universo, ou seja, uma amostra de cerca de 77,8% da população. Pode-se afirmar, de acordo com Martins (2000, p. 40), que se formou uma amostra do tipo acidental, que é aquela formada por elementos que vão aparecendo até completar o número de elementos da amostra.

Optou-se por delimitar o estudo às distribuidoras privatizadas da Região Nordeste em função de ter sido essa região a mais afetada pelo racionamento e devido à acessibilidade dos dados necessários à realização do trabalho.

Esse trabalho foi desenvolvido com base nas informações financeiras e mercadológicas das empresas no período de 1997 a 2002.

1.6 METODOLOGIA

Esse estudo foi desenvolvido com base nos demonstrativos contábeis societários e nos relatórios anuais das empresas selecionadas e em publicações especializadas do setor elétrico. Para o seu desenvolvimento, foi utilizado o método científico, através da análise estatística das informações coletadas.

Trabalhou-se com as informações dos últimos seis anos, ou seja, de 1997 a 2002, através das quais buscou-se identificar as conseqüências financeiras ocorridas nas empresas em função do racionamento. As informações foram coletadas nos Relatórios de Informações Anuais (IAN), nos Relatórios de Informações Trimestrais (ITR) e nas Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) das empresas objeto desse trabalho, disponíveis no *site* da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Algumas outras informações foram colhidas nos *sites* das concessionárias, da ELETROBRÁS, da ANEEL, entre outros. Também foram obtidas informações relevantes junto à Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica (ABRACONEE).

As séries históricas de receita de vendas de energia (incluída a receita de recomposição tarifária extraordinária) e de volume de energia vendida de cada empresa foram tabuladas com o auxílio do *software* Microsoft Excel, versão XP. Em seguida, foi introduzida

uma variável *dummy* para identificar o período de reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária.

Nas planilhas elaboradas foi utilizada a ferramenta estatística de análise de regressão para verificar a correlação existente entre a receita de venda de energia (variável dependente) e o volume de energia vendida (variável independente).

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

Organizou-se o presente estudo em seis capítulos, buscando atingir os objetivos propostos.

No primeiro capítulo consta a apresentação, a formulação do problema de pesquisa, a justificativa, a metodologia, a delimitação e os objetivos do estudo.

No segundo capítulo foi apresentado um histórico do setor elétrico brasileiro, destacando a sua evolução e sua reestruturação na década de 1990. Também nesse capítulo foi descrito o Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica e a conseqüente recomposição tarifária extraordinária.

A seguir, no terceiro capítulo, foi realizada a revisão de conceitos de receitas, visando fundamentar a análise da aplicação e do reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária nos demonstrativos das empresas durante o período de vigência do racionamento.

No quarto capítulo foram caracterizadas as empresas concessionárias distribuidoras do serviço público de energia elétrica que fizeram parte do estudo, todas situadas na Região Nordeste.

Em seguida, no quinto capítulo foram feitas a descrição e as análises das informações coletadas a respeito das empresas em estudo, em relação ao racionamento de energia elétrica.

Concluindo o trabalho, no sexto e último capítulo, foram apresentadas as considerações finais e as recomendações para futuras pesquisas.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A ANEEL (2002, p.7) considera que: “o Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo.”. De acordo com informações levantadas pela Agência e publicadas no seu Atlas de Energia Elétrica do Brasil, caso o Brasil utilizasse devidamente os potenciais hidráulicos, de irradiação solar, de biomassa e de força dos ventos, ele garantiria sua auto-suficiência energética.

Porém, ainda de acordo com a ANEEL (2002, p.7), apenas a fonte hidráulica e o petróleo são aproveitados, sendo que cerca de 90% do suprimento de energia elétrica do país são provenientes de geração hidráulica, fonte que representa 42% de toda a matriz energética nacional.

De acordo com Pontes (1998, p.51), a indústria de energia elétrica brasileira exige um grande volume de aporte de recursos para a implantação de usinas, linhas de transmissão e redes de distribuição. Segundo o autor, a predominância da base hidráulica na geração de energia elétrica, necessita de altos investimentos em equipamentos, treinamento e habilitação de pessoal especializado.

Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10) apresentam de maneira genérica a estrutura da indústria de energia elétrica na figura 2. Os autores afirmam que:

Under this regulatory model, all utility functions – generation (production of energy), transmission (long distance transportation of energy), and distribution (delivery to the end user) of electricity to end-users – were usually integrated under one company serving a concession area. Transmission and distribution are commonly known as wires businesses.³

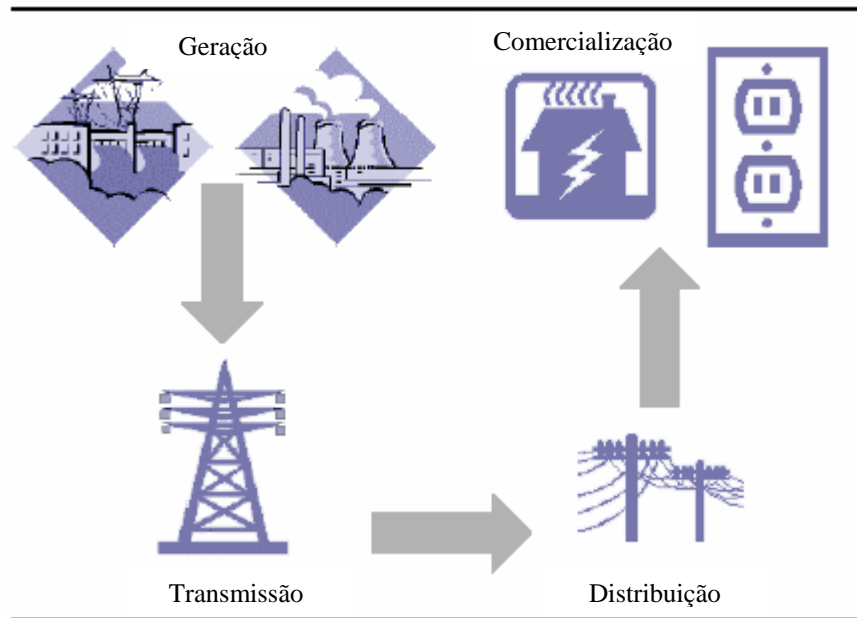


FIGURA 2 – ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Fonte: Adaptado de Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10)

As atividades básicas do sistema elétrico brasileiro são:

- **geração:** é a transformação em eletricidade de uma fonte primária de energia como, por exemplo: gás, petróleo, carvão, potencial hidráulico e potencial eólico;
- **transmissão:** é o envio da eletricidade a partir das usinas geradoras através de linhas de transmissão de alta tensão; e

³ Antes desse modelo de regulação, todas as funções – geração (produção de energia), transmissão (transporte de energia por longas distâncias), e distribuição (entrega ao consumidor final) de energia – eram normalmente integradas sob uma empresa que servia uma área de concessão. Transmissão e distribuição eram habitualmente consideradas como negócios interligados. (Tradução nossa)

- **distribuição/comercialização:** é a atividade de distribuir energia em baixa tensão para os consumidores finais.

Cabe destacar que as atividades de distribuição e de comercialização, de acordo com o novo modelo do setor elétrico proposto pela Coopers & Lybrand, passam a existir separadamente, sendo que a atividade de comercialização, de acordo com Vinhaes e Santana (2000, p.6), pode ser desenvolvida por uma empresa que não precisa dispor de ativos físicos no local onde pretende vender energia. Nas palavras dos autores: “a mesma empresa que vende energia em Minas Gerais pode também ter consumidores no Rio Grande do Sul. Basta que lhe seja dado livre acesso às redes.”.

Porém, até chegar ao modelo atualmente em vigor, o setor elétrico brasileiro passou por marcantes transformações no final do século XX, com a retomada do controle de suas principais empresas pela iniciativa privada, restando ao poder público a tarefa maior de regulação e regulamentação do setor.

Para Vinhaes e Santana (2000, p.2), a indústria de energia elétrica brasileira vem passando por uma reforma estrutural e institucional profunda desde 1995. Segundo os autores, os principais atrativos dessa indústria são “a busca do aumento da competição intrasetorial, a melhoria da qualidade e confiabilidade dos serviços e a tentativa de estimular a entrada de capitais privados para viabilizar a sua expansão.”.

Nos últimos quinze anos, desde a promulgação da Constituição Federal em 1988, até os dias atuais, o Governo tem buscado mudanças no setor visando aumentar os investimentos e a qualidade do serviço prestado pelas empresas, através de leis, medidas provisórias e resoluções de seus agentes reguladores.

A figura 3 é um resumo cronológico dos principais marcos legais ocorridos nos últimos quinze anos que, de forma direta ou indireta, influenciaram no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

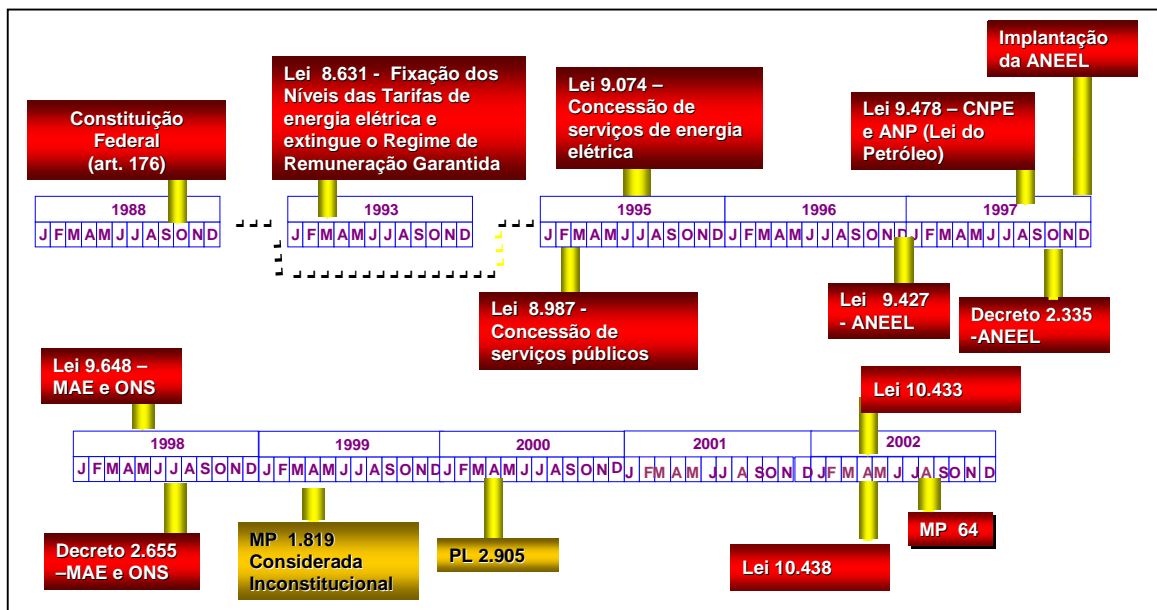


FIGURA 3 – PRINCIPAIS MARCOS LEGAIS DOS ÚLTIMOS QUINZE ANOS QUE INFLUENCIARAM NO PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Fonte: ANEEL (XVIII ENCONSEL, 2002)

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ANTES DO PND

De acordo com Mello (1999, p. 8), os primeiros ordenamentos jurídicos que regeram o setor elétrico brasileiro surgiram com a Constituição de 1891.

Para Pontes (1998, p.50), a energia elétrica “teve um papel vital no processo de desenvolvimento da economia mundial e brasileira, na medida em que permitiu aos países terem uma forte base de industrialização, criando novas fontes de riquezas, de emprego e de conforto para todos os cidadãos.”

De acordo com Resende *apud* Oliveira e Silveira (2002, p.2), “a primeira planta de produção de potência instalada no Brasil foi inaugurada em 1883 e fornecia energia

para iluminação pública da cidade de Campos (RJ)”. Em Diamantina (MG), foi inaugurada a primeira usina hidroelétrica nesse mesmo ano.

Dezesseis anos depois, em 1899, o Grupo LIGHT instalou-se em São Paulo e recebeu a concessão dos serviços de energia do Rio de Janeiro em 1905.

Foi a partir desse ano, 1905, segundo Mello (1999, p. 9), que os contratos de concessão passaram a conter a chamada “cláusula-ouro”, que permitia às empresas estrangeiras a revisão de suas tarifas pela variação cambial. Essa cláusula vigorou até 17 de dezembro de 1933, quando foi extinta pelo governo federal.

Em 1924 chegou ao Brasil a AMFORP que se instalou no interior de São Paulo, onde fundou a CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. Nesse mesmo ano foi criada a CAEEB – Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras – que objetivava administrar as empresas adquiridas pela AMFORP nas regiões de Porto Alegre, Belo Horizonte, Petrópolis, Salvador, Recife, Natal, Niterói e Vitória. Estava consolidada a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro.

De acordo com Mello (1999, p. 9-10), foi no início da década de 1920 que as empresas privadas nacionais iniciaram um processo de fusão e incorporação, constituindo duas empresas de grande porte: a CPFL em São Paulo e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), no Rio de Janeiro.

Francescutti (1998, p. 3) descreve esse quadro da seguinte forma:

A principal característica do SEE entre 1930 e 1950 era o controle e a concentração da oferta nas mãos de dois grupos estrangeiros. A empresa Amforp (American & Foreign Power Co.), pertencente ao grupo americano Electric Bond & Share Corporation, começou a atuar no Brasil em 1927, e já em 1930, mediante uma série de incorporações, detinha a concessão da geração e distribuição de eletricidade nas principais capitais, com exceção do Rio e São Paulo, e das mais importantes cidades do interior do Estado de São Paulo. O segundo e mais importante grupo estrangeiro, que atuava no Brasil desde o início do século, era a Brazilian Traction, Light and Power Company, mais conhecida simplesmente como Light. Esta empresa detinha a concessão para as duas mais importantes regiões do país, que englobam as cidades de São Paulo e do Rio de Janeiro.

Essa participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro perdurou até a década de 1930, quando, de acordo com May (1999, p. 7), o modelo industrial do setor elétrico caracterizava-se pelo regime de contratos de concessão, que regiam a área de atuação, as tarifas, o prazo e as condições de retorno do serviço ao concedente.

Segundo Pontes (1998, p.51), a evolução da indústria de energia elétrica no Brasil tem uma relação direta com a estrutura econômica e o desenvolvimento industrial, principalmente a partir da década de 1930, quando significativas mudanças na economia mundial passaram a pressionar o contexto interno brasileiro. De acordo com o autor, Getúlio Vargas optou por uma grande intervenção estatal na economia, “criando empresas públicas e estatais para ocupar o espaço econômico que deveria ser de responsabilidade da iniciativa privada.”.

De fato, após a revolução de 1930 o setor elétrico começou a trilhar novos rumos. Com o decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, o Governo Provisório instituiu o Código de Águas, com perfil predominantemente nacionalista, que determinava:

Art. 145. As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica são bens imóveis e tidas como coisas distintas e não integrantes das terras em que se encontrem. Assim a propriedade superficial não abrange a água, o álveo do curso no trecho em que se acha a queda d'água, nem a respectiva energia hidráulica, para o efeito de seu aproveitamento industrial.

Esse perfil nacionalista reforça-se no em outros artigos desse decreto, como, por exemplo:

Art. 147. As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica existentes em águas públicas de uso comum ou dominicais são incorporadas ao patrimônio da Nação, como propriedade inalienável e imprescritível.[...]

Art. 195. As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil.

§ 1º As empresas a que se refere este artigo deverão constituir suas administrações com maioria de diretores brasileiros, residentes no Brasil, ou delegar poderes de gerência exclusivamente a brasileiros.

§ 2º Deverão essas empresa manter nos seus serviços, no mínimo, dois terços de engenheiros e três quartos de operários brasileiros.

§ 3º Se fora dos centros escolares, mantiverem mais de cinquenta operários, com a existência entre os mesmos e seus filhos, de, pelo menos, dez analfabetos, serão obrigadas a lhes proporcionar ensino primário gratuito.

Francescutti (1998, p. 3) destaca que em 1930 a ordem política constituída foi suplantada pela Revolução. O autor afirma que a promulgação do Código de Águas foi conseqüência do nacionalismo pregado pela Revolução. Segundo o autor:

Entre os inúmeros preceitos estabelecidos, definiu-se o custo histórico para determinação do investimento remunerável. Independentemente das dificuldades e pressões para sua implantação, a existência dessa regulamentação viria a ser utilizada posteriormente para justificar a diminuição relativa dos investimentos na ampliação da capacidade geradora de energia elétrica.

Moritz (2001, p. 67) afirma que até a edição do Código de Águas o setor elétrico era desregulamentado, e que esse código estava sendo discutido no Congresso Nacional desde 1906.

Catapan (2001, p.11) destaca que um período importante da história do setor elétrico brasileiro foi a década de 1950, época em que a iniciativa privada dominava o setor, com participação de grandes empresas estrangeiras.

Com o fim da Segunda Grande Guerra, ocorreu no Brasil, bem como em vários outros países, um crescimento acelerado da demanda por energia elétrica em função do crescimento econômico. Foi nessa época que o governo e as concessionárias começaram a ter divergências relacionadas à política tarifária, fazendo com que as empresas reduzissem gradativamente seus investimentos para a melhoria e a expansão da capacidade instalada, culminando com racionamentos periódicos e com a estatização do setor.

Francescutti (1998, p. 3) destaca que nessa época ocorreu “um sério desequilíbrio entre o ritmo de crescimento da demanda e a capacidade geradora instalada, ou

seja entre a demanda e a oferta.”. Esse desequilíbrio, de acordo com o autor, gerou uma crise no setor, principalmente nos grandes centros consumidores, que se prolongou praticamente por toda a década de 1950.

Em 1960, cita May (1999, p. 8), foi criado o Ministério das Minas e Energia (MME) pela lei nº 3.782, de 22 de julho. O autor destaca que esse Ministério só foi implantado cinco anos depois, em 1965, quando também foi organizado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) responsável pelo planejamento, coordenação e execução de estudos hidrológicos em todo o Brasil. Também era função do DNAEE supervisionar, fiscalizar e gerir concessões, bem como controlar o aproveitamento de águas e dos serviços de eletricidade no país.

O governo federal assumiu o controle da geração e da transmissão de energia elétrica, ficando com os governos estaduais a atividade de distribuição dessa energia.

Foi nessa época que o governo federal, preocupado com a demanda crescente, tomou a iniciativa de fazer grandes investimentos no setor, criando empresas como FURNAS (FURNAS Centrais Elétricas S.A.) e CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco).

Em 1962 foi criada a ELETROBRÁS com o objetivo de coordenar técnica, administrativa e financeiramente o setor, e que posteriormente deu origem às suas duas subsidiárias: ELETROSUL e ELETRONORTE. Outro fato marcante foi a participação do governo federal na construção da Usina Binacional de Itaipu.

De acordo com Oliveira e Silveira (2002, p.2), foram criadas duas grandes malhas interligando Sul/Sudeste e Norte/Nordeste que configuram o sistema de transmissão interconectado brasileiro.

Destacam-se na década de 1970 dois acontecimentos: a equalização da tarifa em todo o país e a implantação da Câmara de Compensação Intra-Setorial, através da qual as empresas mais rentáveis socorriam financeiramente as deficitárias.

Segundo May (1999, p. 10), foi nessa época que o governo tomou medidas de centralização do poder econômico que provocariam mais tarde a desestabilização das concessionárias estaduais. Dentre essas medidas o autor destaca a equalização tarifária, a implementação de projetos de importância geopolítica, a retirada das concessionárias estaduais dos recursos da Reserva de Reversão e a equalização da remuneração das empresas, que eliminou os estímulos à eficiência.

Foi na década seguinte, de 1980, que o modelo estatal começou a declinar. Dentre os fatores que contribuíram para esse declínio, Oliveira e Silveira (2002, p. 2) destacam:

- altos endividamentos e impossibilidade de geração de recursos para novos investimentos por parte das concessionárias;
- ineficiência apoiada pelo sistema tarifário em que as empresas deficitárias recebiam ajuda financeira das outras empresas; e
- política de compensação tarifária adotada pelo governo em busca de combater a inflação.

Abreu (1999, p. 22) afirma que o setor elétrico brasileiro teve seu crescimento durante as décadas de 1950, 1960 e 1970. A autora destaca que já a partir do final da década de 1970 o endividamento externo do setor agravou-se, principalmente em função do aumento das taxas de juros internacionais e pela manipulação de tarifas como mecanismo de controle da inflação.

May (1999, p. 10) destaca as seguintes medidas adotadas pelo governo federal como sendo as principais responsáveis pelo aprofundamento da crise do setor elétrico na década de 1980:

- contenção de tarifas visando o combate à inflação;
- concessão de subsídios a indústrias, padarias e outros;
- retirada dos recursos do Imposto Único Sobre Energia Elétrica; e
- utilização de recursos do setor para captar recursos externos.

2.2 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E AS PRIVATIZAÇÕES

Segundo Catapan (2001, p. 1), o setor elétrico brasileiro foi estruturado de maneira a ser financiador da sua própria expansão, juntamente com recursos internacionais. O autor afirma que o elevado custo dos financiamentos nacionais, aliado à escassez de recursos internacionais inviabilizaram os planos de expansão das empresas estatais, culminando com a privatização dessas empresas.

De acordo com o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (2002, p. 11), antes da reforma, praticamente todos os segmentos do setor elétrico estavam sob o controle do poder público (federal e estadual, no caso de geração e transmissão; estadual e municipal, no caso de distribuição e comercialização). De acordo com esse Comitê, apenas 0,1% dos ativos de geração e/ou distribuição eram explorados por pequenas empresas privadas de âmbito municipal.

Segundo Francescutti (1998, p. 9):

as condições de funcionamento do SEE se deterioraram ao longo da década de 1980. As soluções alternativas para a crise foram se delineando no sentido de uma mudança qualitativa na atuação do Estado no setor. A nova estrutura construída durante a segunda metade da década em questão, voltou-se para a diminuição da participação e intervenção direta do Estado, substituindo-a por uma função de agente regulador e financiador. Este processo recebeu o nome de privatização.

Na opinião de Pires (1999, p. 138), as reformas do setor elétrico tiveram os objetivos de reduzir os custos e os impactos ambientais provocados pela produção de energia elétrica. Para o autor: “A persecução desses objetivos é feita por meio do estímulo à competição na geração e na comercialização e da introdução de mecanismos de incentivo para a regulação dos segmentos que permanecem com característica de monopólio natural (transmissão e distribuição).”

Para o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (2002, p. 12), o processo de reforma institucional do setor elétrico objetivava, basicamente:

- Assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda; e
- Assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

Na opinião de Born e Almeida (1998, p. 2), a idéia norteadora das mudanças estruturais do setor elétrico brasileiro foi a separação entre o produto (energia) e o serviço (transmissão e distribuição). Ao contrário de um setor totalmente verticalizado, o setor elétrico brasileiro passaria a funcionar com empresas desverticalizadas, possibilitando a competição no âmbito da geração e da comercialização de energia.

Segundo Pires (1999, p.141) as reformas do setor elétrico brasileiro foram inspiradas no diagnóstico de crise do modelo institucional existente até o período que antecedeu a reforma. Os principais pontos desse diagnóstico, destacados pelo autor eram:

- crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão; o consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;

- má gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa; e
- inadequação do regime regulatório, em razão de inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

Na opinião de Pinto Jr. (2001, p. 12), os fatores que contribuíram para a deterioração da capacidade de investimento da indústria de energia elétrica brasileira foram: *“La crise macroéconomique, le rationnement de crédit international et la gestion inefficace des entreprises publiques”*⁴.

De acordo com Azevedo Filho (2000, p. 16), o modelo de setor elétrico existente até meados da década de 1990 exauriu-se, principalmente, “por absoluta insuficiência de recursos financeiros para implementar as obras necessárias, tanto para aprimorar a operação como para garantir a expansão do sistema.”

Oliveira (2001, p. 68) reforça a afirmação de Azevedo Filho, ao colocar que:

Fatores relacionados à deterioração do contexto nacional e mundial, sobretudo no que se refere à disponibilidade de financiamento, somados à rentabilidade marginal decrescente intrínseca dos investimentos em redes de infra-estrutura levaram à exaustão do modelo institucional do setor elétrico.

Após sair do controle da iniciativa privada e permanecer sob controle do poder público por mais de 30 anos, o setor elétrico brasileiro começou a retornar para o controle privado na década de 1990.

Nessa época, de acordo com Francescutti (1998, p. 11), a estrutura do setor elétrico brasileiro era a seguinte:

⁴ “A crise macroeconômica, a redução de crédito internacional e a gestão ineficaz das empresas públicas...”
(Tradução nossa)

a geração-transmissão da energia elétrica era feita por empresas “verticalizadas”, isto é, normalmente abrangendo todas essas atividades no Sul, Sudeste e Centro-Oeste, participando do sistema integrado, com base de geração hidráulica, complementada por pequena geração térmica a carvão, óleo combustível e nuclear. Duas empresas, Furnas e Eletrosul (controladas pela Eletrobrás) eram exclusivamente geradoras, juntamente com a Binacional Itaipu. O Nordeste e parte do Norte eram atendidos através de outro sistema integrado, de geração hidroelétrica, fornecido pela UHE Tucuruí (maior usina nacional da Eletronorte) e pelas usinas do Rio São Francisco, da Chesf. Concessionárias controladas pelos Estados faziam a distribuição de energia dentro dos seus limites geográficos.

Francescutti (1998, p. 11) prossegue descrevendo a estrutura do setor elétrico brasileiro:

Na maior parte da região Norte e algumas áreas do Centro-Oeste proliferaram — devido à extensão territorial e à floresta amazônica — sistemas isolados, com geração térmica a óleo diesel e combustível. As empresas estaduais desta região eram verticalizadas, mas apresentavam grandes dificuldades econômicas devido ao mercado rarefeito e ao elevado custo de geração, diminuído pelo mecanismo da conta de consumo de combustível que finalmente rateava o custo de geração por todos consumidores do país. A presença da Eletronorte, controlada da Eletrobrás, nesta região, responsabilizava-se parcialmente pela geração e pela distribuição nas capitais de Manaus e Boa Vista. As empresas privadas — grupos nacionais de pequeno porte, que não foram absorvidas pela intervenção do Estado nos anos 60/70 — localizaram-se principalmente nas regiões Sul e Sudeste, havendo somente uma no Centro-Oeste e outra no Nordeste.

O consumo de energia nessa década, que foi a década da privatização do setor elétrico, de acordo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – (2000, p.5) pode ser dividido em dois períodos: antes e após o Plano Real. No primeiro período, de 1990 a 1994, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica foi de 3,5% ao ano, superando a taxa de crescimento da economia, que foi de 2,3% ao ano.

No segundo período houve uma grande explosão de consumo até o final de 1997, quando a taxa média de crescimento do consumo de energia atingiu 5,6% ao ano, impulsionada pela recuperação da economia provocada pela estabilidade econômica.

Em 1998 a crise do mercado financeiro internacional provocou uma desaceleração na economia brasileira, que derrubou a taxa de crescimento de consumo de energia elétrica para 3,8% ao ano. Em 1999, as medidas adotadas pelo governo federal para enfrentar o impacto da crise asiática e da moratória da Rússia, e a conseqüente desvalorização cambial, afetaram o desempenho do mercado de energia elétrica e a taxa de crescimento de consumo de energia elétrica despencou para 1,6% ao ano.

Segundo Abreu (1999, p. 21), “Uma das principais exigências do FMI e do BANCO MUNDIAL, para renegociação da dívida externa dos países endividados, foi a abertura comercial e a implantação de reformas segundo suas normas.”. No Brasil, de acordo com a autora, as reformas desencadearam-se após a eleição do presidente Collor de Melo, sendo as principais: abertura comercial (1990), Plano Nacional de Desestatização (1990), renegociação da dívida externa (1992), Plano Real (1994), quebra dos monopólios e restrição ao capital estrangeiro (1995) e lei de Concessão dos Serviços Públicos (1995).

De acordo com Pontes (1998, p. 80), o governo federal criou a Comissão Interministerial de Desestatização do Sistema ELETROBRÁS que chegou às seguintes conclusões:

- o modelo do setor elétrico estava em desacordo com a recente aprovação da lei de Concessões;
- as experiências de outros países na reestruturação do setor elétrico e a privatização das empresas que se encontravam sob o controle do governo eram elementos chaves para uma proposta de um novo modelo; e
- a identificação de particularidades do setor elétrico brasileiro e de questões básicas de um novo modelo mereciam atenção e equacionamento

específico, tanto na formulação de um novo modelo de reestruturação, quanto no que diz respeito à privatização do sistema ELETROBRÁS.

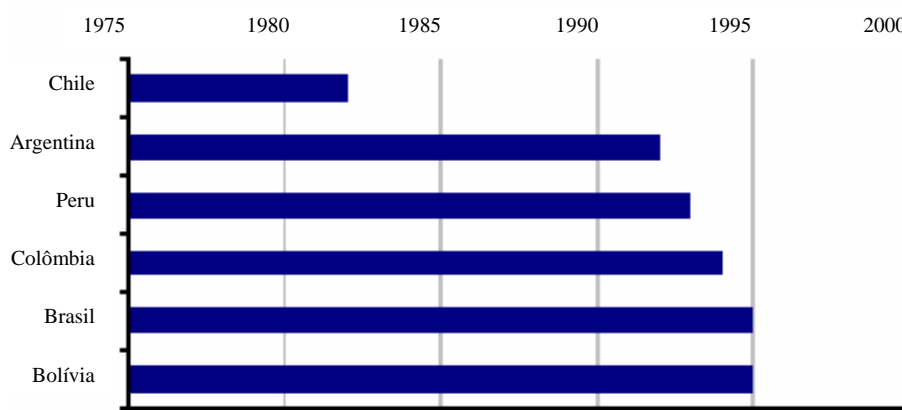
De acordo com Pires (1999, p. 138), as motivações das reformas do setor elétrico brasileiro diferiam, em parte, das motivações dos países desenvolvidos que realizaram tais reformas. Na opinião do autor, no Brasil existia o desafio adicional de garantir a expansão da capacidade instalada do sistema, inviabilizada pelo estrangulamento fiscal do Estado. Essa garantia viria com a privatização e a constituição de um novo modelo para o setor.

Em maio de 1995, através do decreto nº 1.503, o governo federal incluiu no PND as empresas do setor de energia que estavam sob o seu controle acionário.

Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10) consideram a inclusão das empresas do setor elétrico no PND como sendo o início do processo de desregulamentação do setor. Esse entendimento ficou evidente ao demonstrarem o início desse processo em vários países da América Latina, conforme mostrado no gráfico 1, tendo o ano de 1995 apontado como o ano do início da desregulamentação no Brasil e na Bolívia.

O gráfico 1 também apresenta outros países que passaram por esse mesmo processo nas décadas de 1980 e de 1990, sendo o Chile o pioneiro, ao iniciar o seu processo de desregulamentação na primeira metade da década de 1980.

GRÁFICO 1 – INÍCIO DO PROCESSO DE DESREGULAMENTAÇÃO



Fonte: Adaptado de Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10)

Mesmo com o fato de o setor elétrico ser incluído no PND apenas em 1995, Abreu (1999, p.30) defende que a reestruturação do setor iniciou-se março em 1993 com a lei nº 8.631 e o decreto nº 774 que permitiram, entre outras:

- a desequalização tarifária;
- a extinção da remuneração garantida;
- o acerto de contas com a Conta de Resultados a Compensar (CRC);
- a obrigatoriedade de contratos de suprimento; e
- a reativação da Reserva Global de Reversão (RGR) como um fundo destinado compulsoriamente ao financiamento da expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica, e aos programas de conservação de energia elétrica e de eletrificação.

Corroborando com Abreu, Azevedo Filho (2000, p. 16) destaca que:

Pode-se afirmar que a reforma do setor elétrico brasileiro deu-se a partir de 1993 quando, pressionado cada vez mais por uma perspectiva de crise no setor e contando com a liderança de Eliseu Resende no comando da ELETROBRÁS, uma primeira medida fundamental foi adotada: o encaminhamento e aprovação, no Congresso, da Lei 8.631/93, com justiça cognominada “Lei Eliseu”.

Abreu (1999, p 31-32) destaca ainda outras leis e decretos que antecederam a inclusão do setor elétrico no PND. Dentre elas, pode-se exemplificar:

- o decreto nº 915 (setembro de 1993), que permitiu a formação de consórcios entre concessionários de autoprodutores para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos;

- o decreto nº 1.009 (dezembro de 1993) e a Portaria nº 337 (abril de 1994), que incentivaram a competição nos segmentos de geração e definiram as condições de comercialização e de contabilização; e
- a lei nº 8.987 (fevereiro de 1995), que obrigou a licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição.

Na visão de Pêgo Filho, Lima e Pereira (1999, p. 10), a privatização entrou formalmente na pauta brasileira de debates bem antes, em 1979, com a criação do Programa Nacional de Desburocratização, que já preconizava a venda de empresas estatais.

Pêgo Filho, Lima e Pereira (1999, p. 11) ressaltam, no entanto, que a privatização no Brasil demorou alguns anos para começar a acontecer, e que o setor de infraestrutura e os serviços de utilidade pública só começaram a ser privatizados na década de 1990.

Na visão de Sauer, Vieira e Kirchner (2001, p.18),

apesar de todo o prazo decorrido na tramitação da Lei de Concessões, sua redação final deixou algumas lacunas importantes, a tal ponto que para solução das mesmas foi necessária a atuação do Poder Executivo na elaboração e apresentação de uma MP que, reeditada por quatro vezes, transformou-se na Lei nº 9.074.

Essa lei, editada em 1995, no que diz respeito especificamente ao setor elétrico, determinava normas para outorga e prorrogação das concessões e autorizações de serviços de energia elétrica, e propunha a reestruturação desse setor. Na opinião de Sauer, Vieira e Kirchner (2001, p.19), apesar da lei nº 9.074 ter como motivação básica a prorrogação das concessões existentes, ela avançou na criação de mecanismos facilitadores da privatização dos serviços públicos, além de disciplinar várias matérias complementares e regras específicas para o setor elétrico.

Em 1995 começaram as privatizações, sendo a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA), em julho desse ano, e a Light Serviços de Eletricidade S.A. do Rio de Janeiro (LIGHT), em maio de 1996, as duas primeiras empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a serem privatizadas.

Completando o ciclo de vendas de empresas federais do setor de energia elétrica no âmbito do PND, em 1998 foi vendida a GERASUL, por 880 milhões de dólares.

De acordo com dados publicados pelo BNDES (2003, p.39), foram privatizadas vinte empresas do setor elétrico no âmbito estadual, sendo 17 concessionárias do serviço de distribuição e três concessionárias do serviço de geração.

A tabela 2 apresenta o resumo das receitas geradas com a privatização das empresas federais do setor elétrico desde 1995.

TABELA 2 – RECEITAS GERADAS COM PRIVATIZAÇÃO DE EMPRESAS FEDERAIS DO SETOR ELÉTRICO

Empresa	Data da Oferta	Receita (US\$ milhões)
ESCELSA	11/07/1995	519
LIGHT	21/05/1996	2.509
GERASUL	15/09/1998	880
TOTAL		3.908

Fonte: Adaptado de BNDES (2003, p.38)

A tabela 3 apresenta o resumo da receita gerada pela privatização das três empresas geradoras e a tabela 4 apresenta o resumo da receita gerada pela privatização das 17 empresas distribuidoras de energia elétrica.

TABELA 3 – RECEITAS GERADAS COM A PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS GERADORAS ESTADUAIS

Empresa	Data da Oferta	Receita (US\$ milhões)
CACHOEIRA DOURADA	05/09/1997	714
CESP PARANAPANEMA	28/07/1999	682
CESP TIETÊ	27/10/1999	472
TOTAL		1.868

Fonte: Adaptado de BNDES (2003, p.39)

TABELA 4 – RECEITAS GERADAS COM A PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS

Empresa	Data da Oferta	Receita (US\$ milhões)
CERJ	20/11/1996	587
COELBA	31/07/1997	1.598
CEEE - Norte-NE	21/10/1997	1.486
CEEE – Centro-Oeste	21/07/1997	1.372
CPFL	05/11/1997	2.731
ENERSUL	19/11/1997	565
CEMAT	27/11/1997	353
ENERGIPE	03/12/1997	520
COSERN	12/12/1997	606
COELCE	02/04/1998	868
ELETROPAULO	15/04/1998	1.777
CELPA	09/07/1998	388
ELEKTRO	16/07/1998	1.273
EBE	17/09/1998	860
CELPE	17/02/2000	1.004
CEMAR	15/06/2000	289
SAELPA	30/11/2000	185
TOTAL		16.462

Fonte: Adaptado de BNDES (2003, p.39-40)

Pode-se observar, comparando-se a tabela 2 com as tabelas 3 e 4, que a receita proveniente das privatizações das empresas estaduais representa um valor 4,6 vezes maior que a receita gerada pelas privatizações das empresas federais.

Com a privatização da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (CERJ), no final de 1996, a privatização alcançou 11,2% do mercado distribuidor.

Dois anos após, de acordo com Leon (1998, p.2), com a venda da ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., em 16 de julho de 1998, a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro ultrapassou os 50%.

Leon (1998, p. 3) divide o processo de privatização do setor elétrico em duas fases. A primeira fase se caracterizou pela baixa competição, iniciando com a venda da ESCELSA e terminando com a venda da CERJ. Nessa fase apenas três novos agentes ingressaram no setor elétrico brasileiro. A segunda fase iniciou-se após o sucesso alcançado pelas medidas corretivas da economia brasileira após a crise do México, que buscou uma política monetária reforçada, reduzindo o risco de desvalorização da moeda nacional. Com a

privatização da ELEKTRO, em 1998, o setor passou a contar com nove agentes privados de distribuição.

Leon (1998, p. 4-5) subdividiu a segunda fase do processo de privatização em duas etapas. A primeira etapa caracterizou-se pela entrada de três novos agentes no setor e por uma competição acirrada em leilões com um grande número de interessados em adquirir novas empresas. A segunda etapa teve início em novembro de 1997, com uma acirrada competição inicial entre todos os agentes privados, sendo que, à medida que cada agente saía vencedor em um leilão, menos candidatos apareciam nos próximos leilões. Nessa segunda etapa, as privatizações foram marcadas por altos preços obtidos nos leilões.

Na opinião de Pires (1999, p. 145), a privatização do setor elétrico brasileiro adotou uma estratégia gradualista, visando reduzir a dívida pública, melhorar a eficiência produtiva e resgatar a capacidade de investimento das empresas, concomitantemente. O autor ressalta ainda que o governo priorizou a venda das concessionárias do segmento de distribuição por entender que seria mais fácil atrair interessados no segmento de geração se já existisse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia.

Gregório (2000, p. 32) critica o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro ao afirmar que este, diferentemente do modelo inglês, no qual foi inspirado, ocorreu de forma desordenada. O autor destaca que, enquanto na Inglaterra as privatizações só foram iniciadas após a implementação e regulação do novo modelo, no Brasil “as coisas não aconteceram de forma coordenada. Algumas empresas foram alienadas antes da reforma[...], outras foram privatizadas quando o modelo ainda estava em estudo.”.

Essa situação, continua Gregório (2000, p. 32), além de prejudicar a modelagem da venda, por não se ter definido antecipadamente qual seria o arcabouço institucional e comercial do setor, ainda causou incerteza para os investidores pelo mesmo motivo.

Salgado (2003, p. 29) afirma que uma das maiores dificuldades na regulamentação do setor deve-se ao fato de a ANEEL ter sido instituída já posteriormente ao início das privatizações, o que provocou contestações sobre a sua legitimidade para arbitragem de controvérsias.

2.3 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NA VISÃO DA ELETROBRÁS

Sendo um dos principais agentes do setor elétrico brasileiro, a ELETROBRÁS mantém em seu *site* um espaço dedicado à história desse setor (www.memoria.eletronbras.gov.br).

Nesse espaço, a ELETROBRÁS sintetiza os principais marcos da história do setor elétrico brasileiro, agrupando-os em fases da seguinte forma: Primórdios: de 1879 a 1899; Implantação: 1903 a 1927; Regulamentação: 1934 a 1945; Expansão: 1952 a 1961; Consolidação: 1962 a 1973; Estatização: 1975 a 1986; Privatização: 1988 a 1999; e Atual: a partir de 2000.

A fase denominada “Atual” pela ELETROBRÁS, iniciou-se no ano de 2000, quando foi lançado pelo governo federal o Programa Prioritário de Termelétricas, visando a implantação de várias usinas a gás natural. Foi também nesse ano que entrou em operação a usina termonuclear Angra II, um marco na retomada da política nuclear do Brasil.

No Apêndice A estão listados os principais marcos das demais fases destacados pela ELETROBRÁS.

2.4 PRINCIPAIS AGENTES SURGIDOS APÓS A REESTRUTURAÇÃO

Os agentes que constituíam o setor elétrico brasileiro quando da contratação da consultoria da Coopers & Lybrand, em meados de 1996 estão representados na figura 4, e eram os seguintes:

- 31 empresas responsáveis principalmente por distribuição e comercialização (D/C) de energia elétrica sob concessão de serviço público, cobrindo quase a totalidade do país;
- cinco empresas estaduais com alto grau de integração vertical (CEMIG, COPEL, CEEE, CESP e CELG), responsáveis por cerca de 30% da energia disponível;
- quatro subsidiárias regionais de geração/transmissão da ELETROBRÁS responsáveis por cerca de 38% da energia disponível: FURNAS, que opera nas regiões Sudeste e Centro-Oeste; ELETROSUL, que detém as usinas hidrelétricas e termelétricas na região Sul; CHESF que detém as usinas hidrelétricas do rio São Francisco, na região Nordeste; e ELETRONORTE, que é responsável por parte do sistema integrado de geração/transmissão das regiões Norte e Centro-Oeste, além de muitos dos sistemas isolados de maior porte da região Norte;
- a binacional Itaipu, responsável pelo reservatório de mesmo nome com 12.600 MW, que o Brasil compartilha com o Paraguai e que responde por 25% da energia disponível (50% da quota brasileira, além das compras de energia do Paraguai);

- a ELETROBRÁS, principal empresa federal do setor, que desempenha o papel de uma *holding* e de agente financeiro setorial, além de ser responsável por muitas das funções integrativas do setor e pela CEPEL, entidade de pesquisa e desenvolvimento do setor;
- o MME e, dentro deste, a Secretaria de Energia (SEN), responsável pela formulação de políticas para o setor;
- o DNAEE, que foi transformado na ANEEL, entidade independente de regulamentação do setor;
- o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético (DNDE), responsável por conservação de energia, energia renovável e eletrificação rural, bem como a ANP (Agência Nacional de Petróleo), sucessora do DNC, e responsável pela regulamentação de combustíveis fósseis; e
- outras entidades de menor porte, como, por exemplo: cerca de 24 outras concessionárias municipais públicas e privadas, pequenas cooperativas de eletrificação rural e autogeradores que podem no Brasil, ter sua carga distante do ponto de geração, desde que ambos pertençam à mesma empresa.

Além dos agentes já citados, havia um grande número de grupos e associações de empresas com funções específicas de integração ou que serviam como um fórum para expressar os interesses de grupos particulares. Entre esses, dois grupos merecem destaque:

- Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI), responsável por planejamento operacional em horizontes de tempo de até cinco anos e programação e coordenação do sistema a mais curto prazo; e

- Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), responsável pela preparação de planejamento de médio e longo prazo de geração e transmissão.

Em seguida, na figura 5, estão representados os principais tipos de agentes da estrutura da indústria de energia elétrica brasileira em meados de 1996.

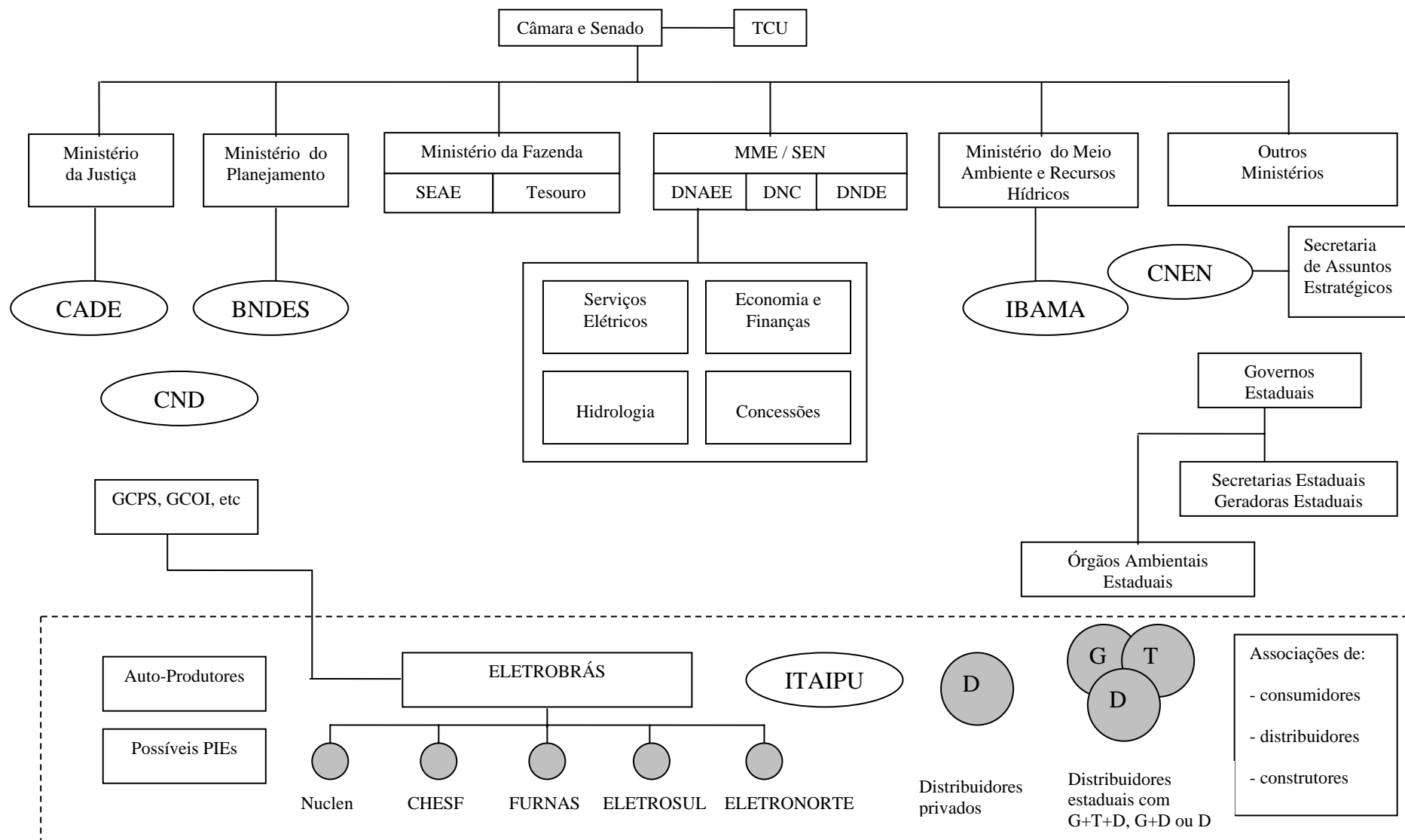


FIGURA 4 – ENTIDADES EXISTENTES NO SETOR ELÉTRICO ANTES DA REFORMA

Fonte: Adaptado de: Coopers & Lybrand (1997, p. 203)

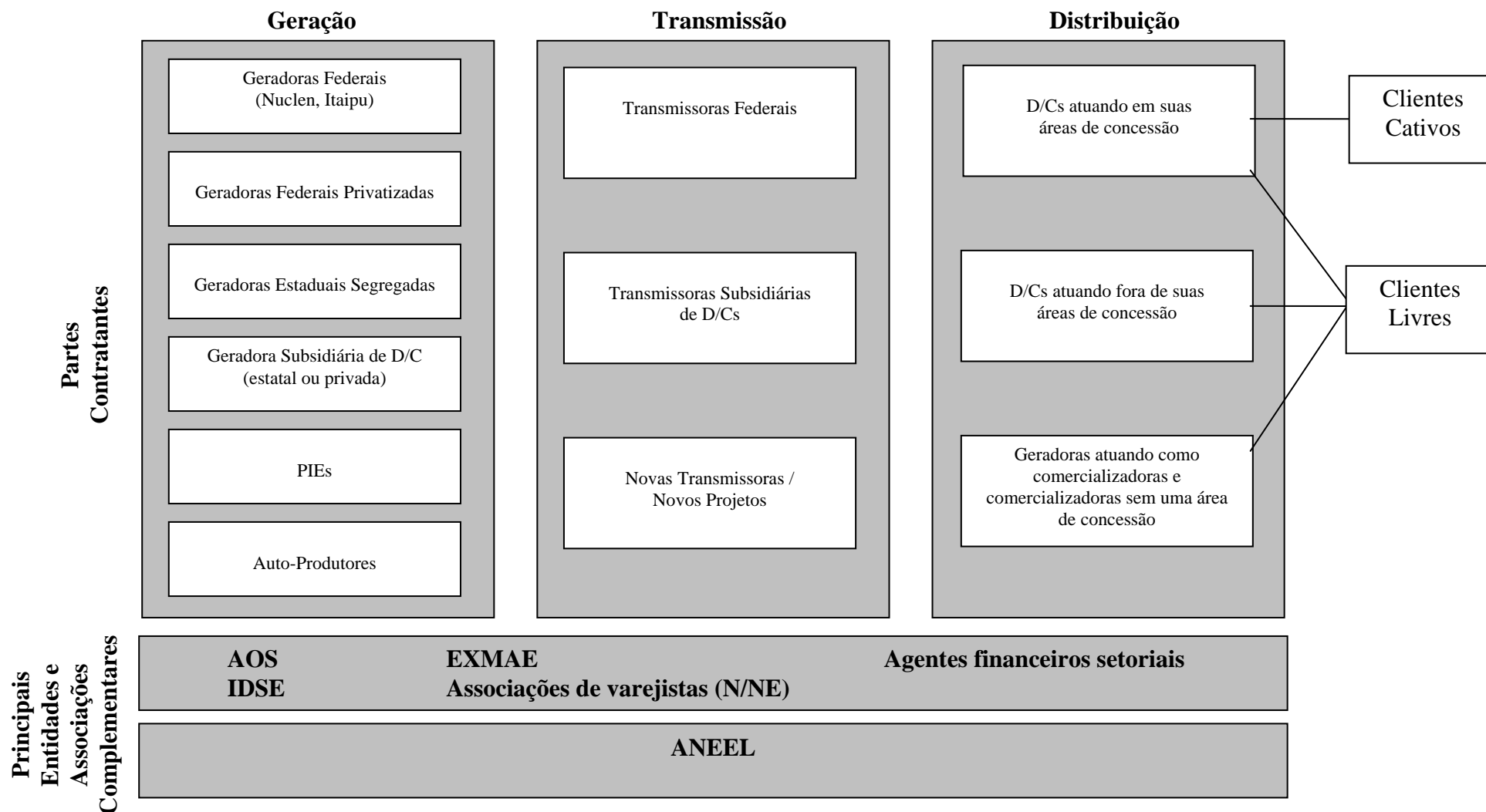


FIGURA 5 – ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA ANTES DA REFORMA: PRINCIPAIS TIPOS DE AGENTES

Fonte: Adaptado de Coopers & Lybrand (1997, p. 81)

O novo modelo do setor elétrico brasileiro trouxe à tona a necessidade da criação de novos agentes para atuar nesse setor reestruturado. A figura 6 apresenta o novo quadro institucional proposto pela Coopers & Lybrand, visando apoiar e facilitar a ação do setor reestruturado. Nessa figura estão todas as entidades, já existentes na época ou propostas, que, segundo o estudo da Coopers & Lybrand, desempenhariam papéis nos processos necessários para embasar o novo modelo do setor.

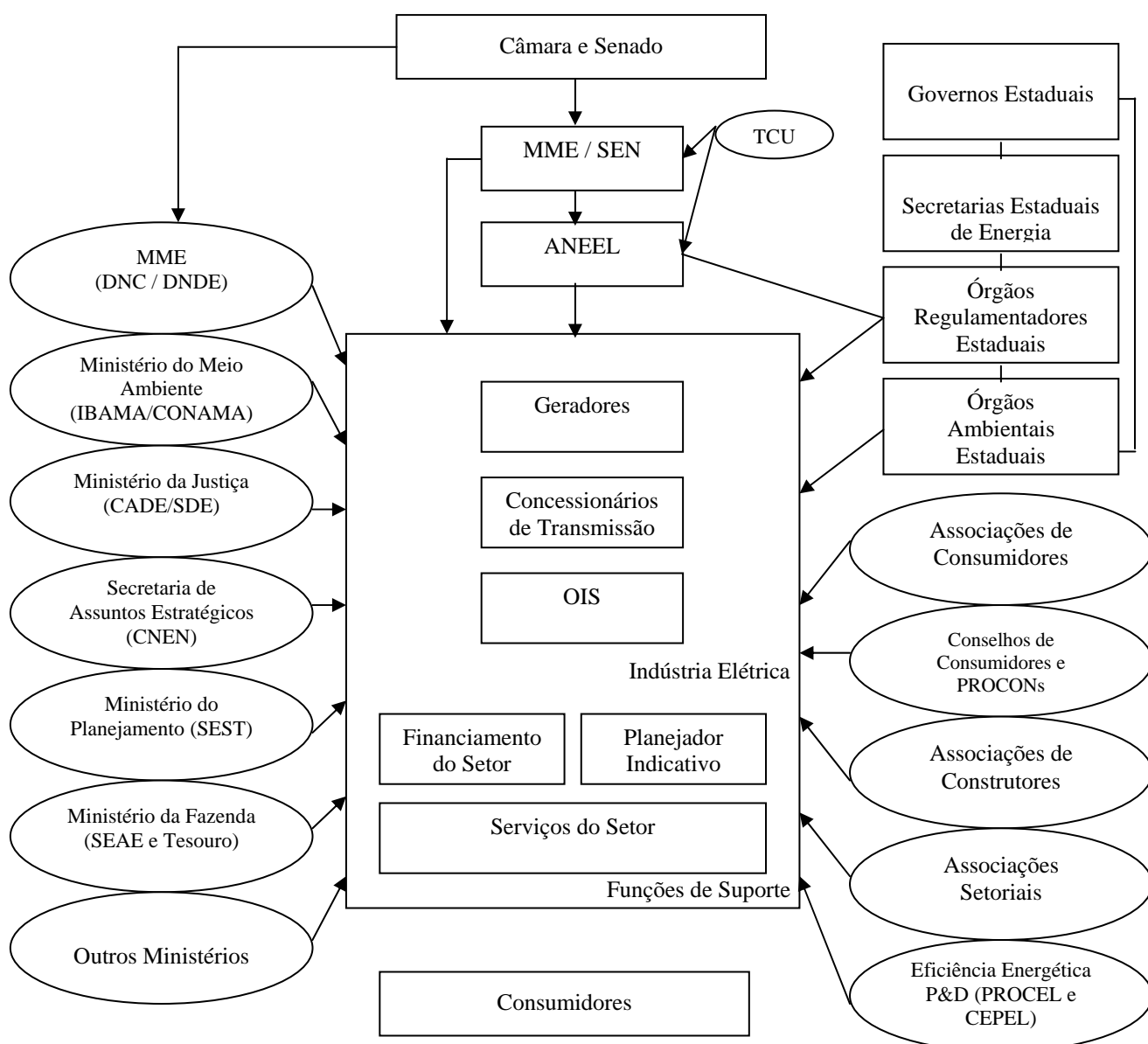


FIGURA 6 – NOVAS ESTRUTURAS SETORIAL E INSTITUCIONAL PROPOSTAS

Fonte: Adaptado de Coopers & Lybrand (1997, p. 205)

Em seu relatório, a Coopers & Lybrand destaca a necessidade de criação de um agente operador do sistema elétrico, ressaltando os seguintes motivos:

- a concorrência justa e livre em geração exige que todas as empresas de geração concorrentes tenham livre acesso à rede de transmissão de maneira totalmente isonômica, o que exige que elas abram mão do controle operacional sobre as redes de transmissão em favor de um agente independente ou de uma empresa de transmissão totalmente neutra;
- permitiria que os ativos de transmissão permanecessem nas mãos de diferentes proprietários, evitando a necessidade de transferências de propriedade;
- facilitaria a licitação de novos projetos de transmissão de grande porte, o que só seria possível se diversas empresas transmissoras pudessem co-existir;
- permitiria que o governo privatize ativos federais de transmissão em algum momento futuro, ao mesmo tempo em que manteria controle apropriado sobre as operações do sistema;
- seria capaz de operar o sistema a custo mínimo utilizando plenamente as complexas interdependências que caracterizam o sistema hidro-térmico brasileiro; e
- os arranjos de regência do agente operador poderiam ser criados de maneira a permitir justa representação de todos os principais participantes do setor; isto poderia eliminar preocupações quanto a serem os seus poderes utilizados contra os interesses legítimos dos participantes do setor.

As novas estruturas setorial e institucional propostas pela consultoria da Coopers & Lybrand visavam apoiar e facilitar a ação do setor reestruturado. Os principais itens da proposta eram, resumidamente:

- reforço da capacidade de criação de políticas energéticas para o setor no MME, integradas às políticas de outros Ministérios;
- desenvolvimento de um órgão regulador federal;
- um novo estilo de regulamentação para lidar com o aumento da participação privada e a crescente concorrência;
- novas maneiras de realizar a fiscalização e delegação de tarefas regulamentares ao nível estadual; e
- desenvolvimento de novas funções de integração e apoio no setor para assegurar a imparcialidade e abrir caminho para a concorrência.

Salgado (2003, p. 25) afirma que o novo modelo institucional para o setor elétrico adotado pelo Brasil foi inspirado nas experiências internacionais, principalmente nos modelos do Reino Unido e dos Estados Unidos. O modelo britânico, segundo a autora, desverticalizou as atividades de geração, transmissão e distribuição, além de criar a atividade de comercialização.

Já o modelo americano, continua Salgado (2003, p. 25-26), caracteriza-se por uma extrema complexidade, provocada pela coexistência de autoridades federais e estaduais, além das autoridades antitruste, todas exercendo competência sobre o setor de energia.

Pires (1999, p. 138) destaca que uma característica importante no processo de reestruturação do setor elétrico é a instituição de agências reguladoras independentes, com a função de arbitrar os conflitos e executar as políticas do setor.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, foram criados vários novos agentes. Dentre estes se destacam a ANEEL, o ONS e o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A ANEEL foi instituída em 26 de dezembro de 1996, através da lei nº 9.427, em substituição ao DNAEE. Na opinião de Pires (1999, p.143), a criação da ANEEL representa um marco na reforma regulatória do setor elétrico. Vinculada ao MME, a ANEEL tem por atribuições regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica; outorgar concessões e autorizações; determinar o valor das tarifas do setor; fazer a gestão do potencial hidráulico e estimular a livre concorrência. Essa agência foi qualificada juridicamente como autarquia especial, o que lhe permite usufruir relativa independência, nos seguintes aspectos, de acordo com Pires (1999, p. 144):

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

May (1999, p. 11) resumiu os papéis reservados à ANEEL como sendo:

- conceder licenças como contratos de concessão e autorizações;
- administrar preços e tarifas;
- estabelecer padrões técnicos e de qualidade;

- intermediar, administrativamente, disputas em todos os níveis;
- monitorar o cumprimento das regras e dos regulamentos; e
- impor penalidades.

Visando a prevenção contra o abuso de poder dominante, a ANEEL, segundo Pires (1999, p. 154-156), adotou três mecanismos: a desagregação vertical, a separação contábil e a ação preventiva e de monitoramento dos atos de concentração do mercado.

Com respeito à desagregação vertical, que foi sugerida pela Coopers & Lybrand, a orientação é que os vários segmentos (geração, transmissão, distribuição e comercialização), sejam estruturalmente separados.

A separação contábil, que é consequência natural do processo de verticalização, foi adotada de forma generalizada pela ANEEL, que celebrou os contratos de concessão por segmentos de negócios das concessionárias.

Com relação à ação preventiva e de monitoramento dos atos de concentração do mercado, a ANEEL, através da Resolução nº 94, de 30 de março de 1998, definiu uma série de limites relacionados às concessões. De acordo com essa Resolução, Pires (1999, p. 156), destaca que é vedado aos agentes de mercado:

- deter mais de 20% da capacidade instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade existente nos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste;
- deter mais de 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste; e
- possuir participação cruzada na geração e distribuição que resulte em percentual superior a 30% considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados.

Por sua vez, o ONS, instituído pela lei nº 9.468, de 27 de maio de 1998 e pelo decreto nº 2.655, de 02 de julho do mesmo ano, com funcionamento autorizado pela ANEEL, através da Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, está vinculado ao MME e tem por atribuições coordenar o envio e produção de energia elétrica no País, elaborando todos os contratos de transmissão de energia e recolhendo o faturamento das tarifas para redistribuí-las às empresas do sistema, e definir as novas linhas de expansão do sistema elétrico. O ONS, conforme seu Relatório Anual 2001 (2002, p. 6), é uma associação civil de direito privado, sem fins lucrativos.

O decreto nº 2.655, em seu Capítulo V, definiu as funções do ONS, pessoa jurídica de direito privado formado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os Artigos 15 e 16 da lei nº 9.074 de 1995. O Artigo 25 do referido decreto definiu que “As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.”.

Pode-se resumir que o ONS foi criado com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil, sendo o responsável por assegurar aos usuários do Sistema Interligado Nacional a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

Através do decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, foi instituído o MAE para ser utilizado nas transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. O MAE não possuía personalidade jurídica, sendo apenas um ambiente virtual para se processarem a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo. Foi apenas em 07 de fevereiro de 2002, com a publicação da Medida Provisória nº 29, que o MAE foi instituído como pessoa jurídica de direito privado,

responsável por todas as atividades requeridas à administração do mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais.

De acordo com Pires (1999, p. 149), participam do MAE:

- todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW;
- todos os varejistas (distribuidores e comercializadores) com carga anual igual ou superior a 100 GWh; e
- todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

Um outro agente surgido com a reestruturação do setor foi o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Esse agente é um órgão de assessoramento do Presidente da República, criado através da lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e que teve sua estrutura definida pelo decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. O CNPE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Sauer, Vieira e Kirchner (2001, p.22-23) destacam que a principal função do CNPE é propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país. De acordo com Catapan (2001, p.13), compõem o CNPE: os Ministros de Estado de Minas e Energia (presidente), da Ciência e Tecnologia, do Planejamento, Orçamento e Gestão, da Fazenda, do Meio Ambiente e do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Além destes, também compõem o CNPE o Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República, um representante dos Estados e do Distrito Federal, um representante da sociedade especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, também especialista em matéria de energia.

Catapan (2001, p.14) inclui também o BNDES como um agente do setor, responsável pelo financiamento. Os outros agentes listados pelo autor são, além dos já citados (ANEEL, ONS, CNPE e BNDES), a ELETROBRÁS, geradores, transmissores, distribuidores/varejistas e consumidores.

Outro agente de destaque no atual cenário do setor elétrico brasileiro é o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE. Esse órgão, vinculado à Secretaria de Energia do MME, foi criado pelas Portarias do Ministério de Minas e Energia de números 150 e 485, de 1999, e iniciou suas atividades em janeiro de 2000. Sua principal função é elaborar projeções de mercado e da carga própria de energia elétrica, a fim de subsidiar o planejamento da expansão do parque elétrico nacional e o planejamento da operação. O CCPE vem dando continuidade aos estudos de planejamento desenvolvidos ao longo de vários anos pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS – órgão colegiado do qual participavam as principais concessionárias do País.

No que tange à regulação do sistema elétrico brasileiro, pode-se resumir que esta é realizada por duas instituições: a ANEEL e o ONS.

2.5 MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA APLICADOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Burns e Estache (1998, p. 1):

The regulation of monopolies is often characterized by economists as a “game” between the regulator and the service provider in which the two players do not share the same information. The regulator is assumed to initially have poorer information regarding the scope of future efficiency gains, and the size and timing of future investment plans than the service providers themselves. But the regulator can learn more about the

*efficiency of the private operator but to be successful at this, an effective regulator should ensure over time that its information basis increases, and that its ability to process that information effectively also improves, so that regulatory targets will evolve to become more realistic.*⁵

Na opinião de Pires e Piccinini (1998, p. 2), a regulação econômica envolve a escolha do modelo tarifário e os mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas visando o benefício dos consumidores. Além disso, as agências reguladoras desenvolvem mecanismos complementares, visando mitigar os problemas que venham a surgir.

Reforçando essa opinião, Salgado (2003, p. 2), afirma que: “O grande desafio para a regulamentação econômica é encontrar o ponto ótimo que viabilize a lucratividade, de um lado [...] e o bem-estar dos consumidores, de outro, na forma de disponibilidade de bens e serviços de qualidade e a preços razoáveis.”.

A ANEEL, através de sua Nota Técnica nº 050/2003 (2003, p. 8), define como missão essencial do regulador de um serviço com características de monopólio natural, como o de distribuição de energia elétrica, “garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência.”. Os clientes são ditos “cativos” por não terem a possibilidade de escolher o prestador do serviço, característica do monopólio natural. A regulação, continua a ANEEL, deve garantir a esses clientes o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos no contrato de concessão e pagar uma tarifa justa por esse serviço. Por outro

⁵ A regulação de monopólios é freqüentemente caracterizada pelos economistas como um “jogo” entre o regulador e o prestador de serviço em que os dois jogadores não compartilham as mesmas informações. Presume-se que o regulador inicialmente dispõe de informações pobres considerando o escopo dos ganhos futuros de eficiência, e o tamanho e o tempo dos investimentos futuros planejados para que o serviço proporcione esses ganhos. Mas o regulador pode aprender mais sobre a eficiência do operador privado, porém, para ter sucesso nisso, um regulador efetivo precisa garantir que esse aumento das informações básicas e que essa capacidade para processar as informações disponíveis também possa melhorar, tanto quanto os objetivos regulatórios se desenvolverão mais realisticamente. (Tradução nossa)

lado, a regulação também deve garantir ao prestador de serviço um adequado retorno sobre o capital investido.

Corroborando com as opiniões citadas, Burns e Estache (1998, p. 1-2) citam como objetivos da regulação:

- *Protect customer's interests regarding prices and quality of service*
- *Ensure that the business, operating efficiently, can finance its activities*
- *Promote efficiency*
- *Fulfil obligations as decided initially by policymakers (such as a national uniform tariff)*
- *Ensure that the regime is sustainable and robust.*⁶

Segundo Pires e Piccinini (1998, p. 2), a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores e consiga garantir a rentabilidade dos investidores e estimular a eficiência do setor elétrico, foi um dos aspectos mais relevantes das reformas realizadas no setor.

Para Moritz (2001, p. 78), a regulação econômica adotada no Brasil classifica-se em: regulação econômica no modelo pelo retorno do investimento (que inclui a tarifação pelo custo do serviço e a tarifação com base no custo marginal) e regulação econômica no modelo *price cap* (preço teto).

A figura 7, apresentada a seguir, representa esquematicamente as vigências de cada modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, segundo Moritz.

⁶ · Proteger os interesses dos consumidores considerando preços e qualidade do serviço.
 · Garantir que o negócio, operando de forma eficiente, possa financiar suas atividades
 · Promover a eficiência
 · Cumprir as obrigações da forma definida inicialmente pelas políticas de mercado (como uma tarifa nacional uniforme)
 · Garantir que o regime seja sustentável e robusto. (Tradução nossa)

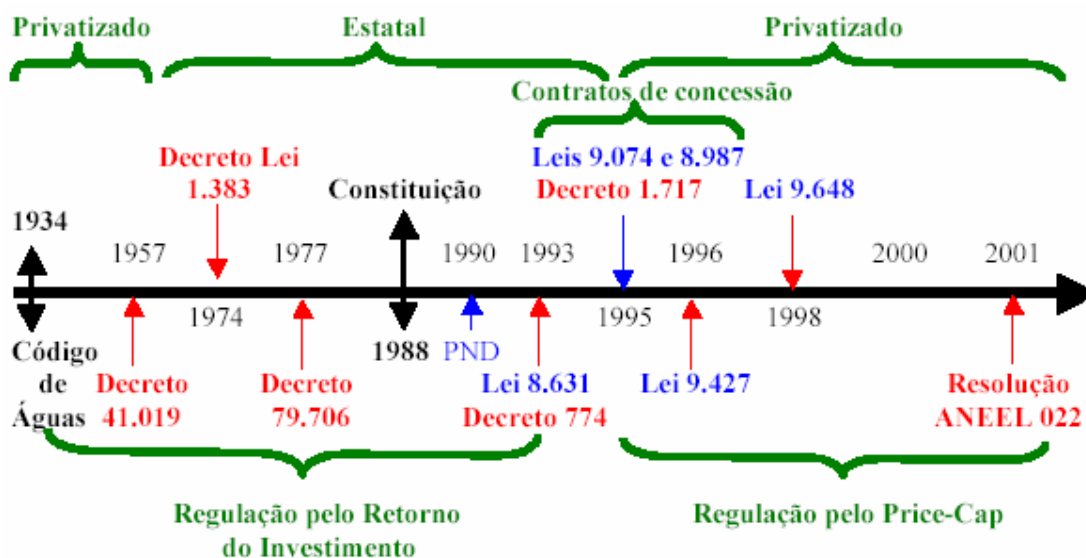


FIGURA 7 – VIGÊNCIA DOS MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Fonte: Moritz (2001, p. 68).

Born e Almeida (1998, p. 6) corroboram com Moritz ao afirmarem que, no que diz respeito aos serviços públicos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, existem basicamente duas formas de regulação econômica: o controle de preços (*price cap*) e o controle de lucros (tarifação pelo custo do serviço).

O setor elétrico brasileiro, ao longo de sua história, afirmam Pires e Piccinini (1998, p. 2), funcionou sob três modelos de regulação tarifária distintos: tarifação pelo custo do serviço (ou regulação da taxa interna de retorno), tarifação com base no custo marginal e tarifação pelo *price cap*.

O modelo de regulação pelo retorno do investimento vigorou até 1993, e caracterizava-se por ter as tarifas das concessionárias definidas pelo custo do serviço, incluindo a garantia de uma remuneração mínima para os investidores. Segundo Gregório (2000, p. 33), na vigência desse modelo, a prestação do serviço de eletricidade se dava na modalidade de remuneração garantida, ou seja, a União garantia ao prestador de serviços de energia uma remuneração mínima de seus ativos. Essa remuneração era de 10 a 12% ao

ano. O autor destaca ainda que, devido ao fato de o governo ter contido as tarifas como forma de combate à inflação, as empresas não conseguiram atingir a remuneração mínima garantida, fazendo com o que o governo acumulasse um déficit na CRC no valor de cerca de US\$ 20 bilhões, em 1993.

Em 1993, com o advento da lei nº 8.631 de 04 de março, foi extinto o regime de remuneração garantida, entrando em vigor o modelo de regulação pelo *price cap*, cuja principal característica é o estabelecimento de um teto para as tarifas das concessionárias. Começou, então, de acordo com Gregório (2000, p. 33), um período de tarifas reais e o serviço passou a ser prestado no regime de preço garantido e não mais de remuneração garantida. Neste novo regime as empresas deveriam negociar com o poder concedente um preço para a energia vendida e este preço deveria ser mantido, em termos reais, durante todo o período de concessão. O autor destaca, ainda, que “após um certo período os ganhos de produtividade deveriam ser repassados aos consumidores, através de redução (ou não elevação) de preços.”.

Na visão de Gattass, Simas e Alves (2001, p. 16):

The price cap regulation model was developed to stimulate efficiency and cost-cutting by allowing discos to keep any gains from cost-cutting for a certain period, before having to share them with consumers. Being the most efficient company on the system is also positive sometimes, as regulators usually allow the more efficient companies to keep a slightly higher return, stimulating long-term efficiency⁷.

⁷ O modelo de regulação por preços máximos foi desenvolvido para estimular a eficiência e a redução de custos pelas companhias distribuidoras, permitindo que elas retivessem alguns ganhos gerados pela redução de custos por um certo período, antes de ter que compartilhá-los com seus consumidores. Ser a mais eficiente companhia do sistema é algumas vezes também positivo, pois os reguladores normalmente disponibilizam para as companhias mais eficientes um retorno ligeiramente maior, estimulando a eficiência a longo prazo. (Tradução nossa)

Oliveira (2001, p. 78) afirma que a existência de monopólios na transmissão e na distribuição requer a regulação das tarifas desses segmentos, e essa seria a razão principal da adoção do modelo *price cap*.

2.5.1 A Tarifação Pelo Custo do Serviço ou Regulação da Taxa Interna de Retorno

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, de acordo com Pires e Piccinini (1998, p. 3), é o regime utilizado tradicionalmente para a regulação tarifária dos setores que se caracterizam como monopólios naturais. Para Born e Almeida (1998, p. 6), os serviços de transmissão e de distribuição de energia continuam sendo vistos, mesmo após a reestruturação do setor elétrico brasileiro, como monopólios naturais.

Nesse modelo de controle de custos, afirmam Born e Almeida (1998, p. 7), o preço é determinado de forma a cobrir custos operacionais, depreciação e uma taxa de retorno acordada sobre o capital imobilizado, deduzida deste a depreciação acumulada. Na opinião dos autores, esse modelo não estimula a eficiência e, normalmente, conduz ao excesso de investimentos, pois a empresa tende a expandir a base sobre a qual o preço é calculado (taxa de retorno sobre o imobilizado).

Esse modelo de tarifação, que segundo Pires e Piccinini (1998, p. 4) generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século XIX com a regulação de monopólios privados de serviço público, remunera os custos totais e contém uma margem que proporciona ao investidor uma taxa interna de retorno atrativa.

De acordo com Moritz (2001, p. 79), foi a partir da promulgação do Código de Águas, em 1934, que o governo passou a atuar mais intensamente no setor elétrico, através de leis, decretos, portarias, resoluções e despachos.

Os princípios básicos da regulação técnica e econômica proposta pelo Código de Águas, segundo Moritz (2001, p. 79), eram:

- assegurar serviço adequado;
- fixar tarifas razoáveis; e
- garantir a estabilidade financeira das empresas.

Moritz (2001, p. 79), destaca ainda que o Código de Águas estabeleceu o controle da contabilidade das empresas como sendo indispensável para a realização dos princípios acima citados.

Com relação às tarifas, Moritz (2001, p. 79-80) afirma que estas seriam fixadas em moeda corrente do País, de forma trienal, e só poderiam ser reajustadas com autorização do poder concedente. Essa fixação de tarifas era feita nas seguintes condições:

- sob a forma do serviço pelo custo;
- tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico;
- conferindo justa remuneração a este capital;
- vedando estabelecer distinção entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço; e
- tendo em conta as despesas de custeio fixadas anualmente de modo semelhante.

No que tange à estabilidade financeira, Moritz (2001, p. 80) cita que o Código de Águas exigia um controle sobre a emissão de títulos, para prestação do serviço adequado e a garantia de lucros suficientes.

Para a definição do nível tarifário, continua Moritz (2001, p. 80), o custo do serviço era composto pelas despesas de operações, pelos impostos e taxas de qualquer natureza, pelas reservas para a depreciação e pela remuneração do capital da empresa.

O decreto nº 3.128, de 19 de março de 1941, definiu em 10% a remuneração do capital investido a ser incluída no cálculo das tarifas das empresas. Como essa remuneração era calculada sobre o custo histórico do capital investido, o crescente processo inflacionário da época provocou uma descapitalização das concessionárias.

2.5.2 A Tarifação Pelo Custo Marginal

A tarifação pelo custo marginal, na visão de Pires e Piccinini (1998, p. 9), transfere ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. O principal objetivo desse tipo de tarifação é atingir uma maior eficiência econômica.

Para Pires e Piccinini (1998, p. 9-10) são os seguintes os requisitos básicos para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, que qualificam e quantificam o comportamento da demanda e permitem, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento:

- a definição da potência requerida, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo;
- a energia total consumida; e
- a desagregação das diferentes características na definição da tarifa (classes de consumidores, horários de consumo, etc).

Segundo Pires e Piccinini (1998, p. 12), o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática. Os autores destacam, entre outras, as seguintes dificuldades:

- assimetrias informacionais;
- análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e
- o método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, como, por exemplo, razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes.

No Brasil, esse modelo passou a ser praticado a partir da promulgação do decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que determinou no seu artigo 159:

§ 2º A parte do investimento de obras em andamento, realizada com capital próprio, vencerá juros iguais à taxa de remuneração fixada para o investimento remunerável, até a data da entrada em serviço das instalações, juros esses que serão capitalizados e acrescidos ao custo da obra.

Moritz (2001, p. 81) destaca outras alterações regulamentares definidas pelo decreto 41.019 de 26 de fevereiro de 1957:

- revisões tarifárias realizadas a cada três anos, tendo as novas tarifas fixadas com base nas previsões do custo do serviço para o triênio seguinte;
- criação da CRC⁸;

⁸ Comparava-se a remuneração garantida com a remuneração real baseada no custo realizado anual. A diferença entre as duas remunerações era registrada na Conta de Resultados a Compensar na hipótese da

- os reajustes tarifários poderiam ocorrer antes de três anos, sempre que fosse preciso recriar a paridade entre a receita e o custo do serviço; e
- as tarifas poderiam ser reajustadas a título precário, sempre que ocorresse: variação no custo da energia comprada (ou do combustível, se houvesse); aumentos compulsórios de salários ou de encargos da previdência; variação cambial dos empréstimos; correção monetária compulsória dos investimentos; e variação do cálculo de amortização e juros dos financiamentos junto ao BNDE e à ELETROBRÁS.

Foi também a partir da promulgação desse decreto que ocorreu a divisão dos consumidores nas classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio, classificação que vigora até os dias atuais.

Como as tarifas eram fixadas sob a forma de serviço pelo custo, o decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, estabeleceu um novo modelo de estrutura tarifária, objetivando a repartição desse custo entre os grupos de consumidores. A partir daí, os consumidores foram agrupados em “Grupo A” (alta tensão) e “Grupo B” (baixa tensão), sendo que as tarifas para o “Grupo A” foram estruturadas de forma binômia⁹, com um

remuneração real ficar inferior à permitida, e depositada numa conta vinculada no Banco do Brasil, caso a remuneração real fosse superior. Essa sistemática de compensação, onde as empresas tinham que pagar quando eram superavitárias e se creditarem quando deficitárias, também levou o setor a ineficiência, uma vez que os ganhos de produtividade eram repassados para as concessionárias menos eficientes.

⁹ Pires e Piccinini (1998, p. 9-10) citam os principais tipos de tarifas inspiradas no princípio do custo marginal:

- monômias: tarifas definidas apenas com base na energia consumida;
- binômias: tarifas que incorporam dois componentes de faturamento: um referente ao consumo de energia e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema;
- horosazonais: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano;
- em blocos: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é progressiva no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para

componente de demanda de potência e outro de consumo de energia, devendo o custo do serviço ser repartido entre estes componentes, utilizando o custo médio contábil para definição das tarifas.

No início da década de 1970 a lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterou a remuneração legal do investimento a ser computada no custo do serviço, que era de 10%, para um valor entre 10% e 12%, a critério do poder concedente.

Dez anos depois foi desenvolvido um estudo, baseado em experiências de outros países, visando definir o valor justo a ser pago pelas diferentes categorias de consumidores. Esse estudo fez surgir a tarifação pelo custeio marginal. Essa tarifação foi implantada com o decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981, que determinou o novo nível tarifário para cada classe de consumo, dividindo os consumidores em pequenos, médios e grandes. Também passaram a ser consideradas as condições hidrológicas (períodos seco e úmido) do ano, bem como os horários de utilização da energia (ponta e fora de ponta). De acordo com esse decreto, foi facultado ao DNAEE: “estabelecer diferenciações nas tarifas, bem como modificar os métodos de medição e de faturamento, tendo em vista os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou sua destinação”.

2.5.3 Modelo de Regulação Pelo *Price Cap*

De acordo com Moritz (2001, p. 86), os reajustes de tarifas concedidos às concessionárias do início da década de 1990 até o advento do plano Real, eram baseados

beneficiar consumidores de baixa renda (no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, a tarifa é decrescente e visa incentivar o aproveitamento das economias de escala do sistema);

- interruptíveis: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;
- instantâneas: tarifas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

na inflação interna dessas concessionárias. A partir das assinaturas dos novos contratos de concessão, no final dessa década, foi implementado o modelo de regulação pelo *price cap*.

Esse é o método que foi adotado pelo poder concedente brasileiro para fixação das tarifas das distribuidoras privatizadas no Brasil. A Coopers & Lybrand, quando de sua contratação para elaborar o modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, sugeriu a adoção de uma variante desse método, que foi o *revenue cap* (receita teto), pelo qual o controle seria feito sobre as receitas das empresas concessionárias.

No modelo de controle de preços (*price cap*), afirmam Born e Almeida (1998, p. 6-7), há um forte incentivo para que os prestadores dos serviços busquem ganhos de eficiência superiores aos previstos e, ao fim de um determinado período, chamado de “período regulatório”, o preço é revisto de forma a repartir os ganhos de eficiência entre os usuários e os prestadores dos serviços.

Porém, na opinião de Gregório (2000, p. 34) a aplicação dessa sistemática nas empresas já privatizadas tem dado uma enorme confusão. Essa confusão, afirma o autor, deve-se, principalmente a duas razões:

Primeiro porque, desde o início, o governo, através da agência reguladora, fixou como índice de correção dos preços o IGPM¹⁰, calculado pela Fundação Getúlio Vargas, que, na época, apresentava as menores variações e, desde aquele período (1994), a própria lei que criou o Plano Real proibia qualquer tipo de indexação de contratos. Segundo, as primeiras empresas privatizadas (Escelsa, Light e Cerj) ganharam um prazo (oito anos) muito longo para incorporar todos os ganhos de produtividade, o que também prejudicou o consumidor final.¹¹

¹⁰ Índice Geral de Preços de Mercado – De acordo com a FGV, quando esse índice foi concebido, o objetivo era que ele servisse de indicador para balizar as correções de alguns títulos emitidos pelo Tesouro Nacional e Depósitos Bancários com renda pós-fixada acima de um ano. Posteriormente passou a ser o índice utilizado para a correção de contratos de aluguel e como indexador de algumas tarifas como a de energia elétrica.

¹¹ Tudo isto visava estimular uma maior demanda de investidores na privatização e reduzir o risco inflacionário, dado que não se tinha certeza quanto ao sucesso do Real.

Pires e Piccinini (1998, p. 14) definem o modelo *price cap* como um mecanismo de tarifação que funciona a partir da definição de um preço-teto, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um fator de produtividade, para um período determinado de anos. Esse modelo, acrescentam os autores (1998, p. 14-15), pode incluir também um fator de repasse de custos aos consumidores.

Littlechild¹² *apud* Pires e Piccinini (1998, p. 15) destaca que esse modelo foi originalmente adotado na Inglaterra como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno, avaliada negativamente pelos novos reguladores daquele país. O objetivo desses novos reguladores era eliminar os riscos e os custos da ação reguladora, dispensando controles de altos custos necessários ao critério da tarifação pela taxa interna de retorno. Pires e Piccinini (1998, p. 15) afirmam que o *price cap* era visto na Inglaterra como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia “proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.”

A implantação desse método, ressaltam Pires e Piccinini (1998, p. 15-22), exige que o regulador defina uma série de variáveis relevantes, tais como:

- indexador de preços – a escolha de um indexador geral de preços tem por objetivo criar um índice, transparente para os consumidores, que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação;

¹² LITTLECHILD, S. **Regulation of British telecommunications profitability**. London: HMSO, 1983.

- fator de produtividade – esse fator visa evitar a prática abusiva de preços e assegurar ao consumidor a apropriação dos ganhos de produtividade;
- grau de liberdade para a variação de preços relativos – o método *price cap*, ao estabelecer um preço-teto para a concessionária, permite que as empresas possam alterar tarifas sempre que houver flutuações nos seus custos, observado o preço-teto;
- repasse permitido de custos para os consumidores – o método *price cap* prevê a possibilidade de repasse para os consumidores, dos custos variáveis sobre os quais não tem controle (impostos, por exemplo) durante o intervalo de revisão das tarifas;
- incentivos ao investimento – na Inglaterra foi adotado pelos reguladores o monitoramento informal dos gastos de capital das concessionárias, com atenção para os planos de expansão de capacidade para atendimento da demanda futura; e
- incentivos à qualidade do serviço – o método *price cap*, ao induzir a redução de custos através do fator X, não assegura o aprimoramento do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto médio faz com que a empresa apresente uma tendência ao subinvestimento para melhoria da qualidade dos serviços, já que este esforço representaria uma elevação do seu nível de custos. Na Inglaterra, o órgão regulador estabeleceu mecanismos de compensação financeira para consumidores no caso de a distribuidora não atingir o nível de qualidade estipulado.

2.6 A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

2.6.1 Visão Geral

A década de 1990, período marcado pela reestruturação do setor elétrico e pelas conseqüentes privatizações das empresas desse setor, apresentou várias metodologias de cálculo e política tarifária.

De acordo com o BNDES (2000, p. 8), as principais mudanças na política tarifária do setor elétrico ocorridas nessa década foram:

- 1993: desqualização tarifária; extinção da remuneração mínima de 10% sobre o investimento; criação de novas regras de comercialização entre as empresas; tarifas de fornecimento e suprimento atingiram seu limite mínimo;
- 1994-1995: tarifas inalteradas em função do Plano Real;
- 1996: tarifas passaram a ser reajustadas anualmente de acordo com contratos de concessão; e
- 1999: reposicionamento tarifário procedido pela ANEEL; as tarifas de suprimento foram desmembradas entre tarifas de geração e de transmissão.

De acordo com o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas partes, chamadas de “Parcela A” e “Parcela B”.

A “Parcela A” é composta pelos chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, que são explicitamente indicados no contrato de concessão. Esses custos

são aqueles cujos montantes e variação não podem ser controlados pela concessionária. São eles: os custos referentes à compra de energia elétrica e aos encargos tarifários. Nas palavras de McGann e Leal (2003, p. 2):

Non-controllable costs (Part A): This is the part of costs that is beyond the control or influence of the distributor. This includes energy purchases, transmission costs, and regulatory charges. Because of the lack of ability to manage these costs, distributors are fully compensated for annual variations in these costs at the time of annual tariff adjustments.¹³

As compras de energia são necessárias para as concessionárias distribuidoras atenderem aos seus clientes. Essas compras podem ser feitas a diferentes empresas e em diferentes modalidades:

- contratos iniciais firmados entre a distribuidora e a geradora – o montante de energia e o valor da tarifa são homologados pela ANEEL;
- quota de energia da Itaipu Binacional – obrigatória por lei para as concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com tarifa fixada em dólares americanos, convertida para o Real no dia do pagamento;
- contratos bilaterais – são contratos de prazos determinados firmados entre as distribuidoras e as geradoras com preço livremente negociado, que são utilizados quando a energia adquirida por contratos iniciais e pelas quotas da Itaipu não é suficiente para atender ao mercado consumidor; e
- aquisição no MAE – como as distribuidoras são obrigadas por lei a adquirir 95% da sua energia necessária visando eliminar a exposição ao

¹³ Custos não controláveis (Parcela A): Esta é a parcela dos custos que estão além do controle ou influência da distribuidora. Estes incluem as compras de energia, os custos de transmissão e os encargos regulatórios.

risco de mercado de curto prazo, apenas uma pequena parte da energia pode ser adquirida no MAE.

Os encargos tarifários são todos definidos em leis e têm seus valores determinados por Resoluções ou Despachos da ANEEL. De acordo com a ANEEL (2003, p. 35), os encargos tarifários em vigor atualmente são:

- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – recolhida à ELETROBRÁS mensalmente, tem suas quotas fixadas anualmente;
- Reserva Global de Reversão (RGR) – recolhida à ELETROBRÁS, equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço (limitado a 3% de sua receita anual);
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – é recolhida à ANEEL para o custeio de suas atividades e equivale a 0,5% do benefício econômico auferido pela concessionária;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – as concessionárias pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS;
- Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) – calculada com base na geração efetiva das usinas hidrelétricas, destina-se aos Estados (45%), Municípios (45%), Ministério do Meio Ambiente (4,4%), Ministério de Minas e Energia (3,6%) e Ministério de Ciência e Tecnologia (2%);
- Uso das Instalações da Rede Básica (RB) – como entidade que executa as atividades de coordenação e controle da operação e transmissão

de energia elétrica nos sistemas interligados, cabe ao ONS cobrar os encargos de uso das instalações de rede básica às concessionárias distribuidoras e creditá-los às transmissoras;

- Transporte de Energia Elétrica da Itaipu Binacional (TI);
- Uso das Instalações de Conexão (IC) – é o valor pago pelas distribuidoras pela utilização das instalações de conexão das transmissoras não integrantes da rede básica; e
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – recolhida à ELETROBRÁS com finalidade de promover o desenvolvimento do setor.

A “Parcela B”, por sua vez, representa o restante da receita determinada, onde estão incluídos os chamados “custos gerenciáveis”, que são os custos de operação, compostos por custos de pessoal, material e serviços de terceiros. De acordo com McGann e Leal (2003, p. 2):

Controllable costs (Part B): These are costs that can be controlled or influenced by the distributors and include personnel, materials and services. To provide incentives for distributors to aggressively manage these costs, the annual tariff adjustment includes an adjustment for inflation (IGP-M) minus a measure of projected efficiency gains (X-Factor), as determined by ANEEL.¹⁴

O contrato de concessão determina que anualmente sejam repassadas às tarifas todas as variações de custos ocorridas na “Parcela A”. Com relação à “Parcela B”, esta é reajustada anualmente pelo IGP-M, visando sua atualização monetária.

variações que esses custos sofrem no momento do reajuste anual das tarifas. (Tradução nossa)

¹⁴ Custos controláveis (Parcela B): Estes são os custos que podem ser controlados ou influenciados pelas distribuidoras e incluem pessoal, material e serviços. Para incentivar as distribuidoras a gerenciarem rigorosamente esses custos, o reajuste anual das tarifas inclui o ajuste pela inflação (IGP-M) menos uma medida projetada de um ganho de eficiência (fator X), como determinado pela ANEEL. (Tradução nossa)

Com a adoção do novo modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, o poder concedente promove a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Esse procedimento está de acordo com a lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que determina que “Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.”

A revisão tarifária periódica trata-se de um processo de revisão dos valores das tarifas das empresas detentoras de concessão pública para o serviço de distribuição de energia elétrica. Essa revisão está prevista nos contratos de concessão e ocorre ordinariamente a cada quatro ou cinco anos. Esse intervalo de tempo consta no contrato de concessão e é denominado “período tarifário”. Os principais parâmetros utilizados pelo poder concedente para promover a revisão tarifária periódica são as mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das empresas, e os níveis de tarifas em empresas similares no Brasil e no exterior.

Para McGann e Leal (2003, p. 2), a primeira revisão tarifária periódica é a primeira oportunidade que o regulador tem para ajustar as tarifas para um nível que ele considere razoável.

A ESCELSA, primeira distribuidora a ser privatizada no Brasil, já passou por duas revisões tarifárias, em 1998 e em 2001. Em 2003, serão 17 concessionárias a passar por esse processo, conforme mostra a tabela 5; em 2004, serão outras 27, listadas na tabela 6, e, em 2005, mais 9 concessionárias, relacionadas na tabela 7.

TABELA 5 – REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2003

Concessionária	Estado	Data da Revisão
CEMAT	MT	08 de abril
CEMIG	MG	08 de abril
CPFL	SP	08 de abril
ENERSUL	MS	08 de abril
AES SUL	RS	19 de abril
RGE	RS	19 de abril
COELBA	BA	22 de abril
COELCE	CE	22 de abril
COSERN	RN	22 de abril
ENERGIPE	SE	22 de abril
ELETROPAULO	SP	04 de julho
CELPA	PA	07 de agosto
ELEKTRO	SP	27 de agosto
BANDEIRANTE	SP	23 de outubro
CPFL – PIRATININGA	SP	23 de outubro
LIGHT	RJ	07 de novembro
CERJ	RJ	31 de dezembro

Fonte: Adaptado de McGann e Leal (2003, p. 5)

TABELA 6 – REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2004

Concessionária	Estado	Data da Revisão
CAIUÁ	SP	03 de fevereiro
OESTE	PR	03 de fevereiro
JAGUARI	SP	03 de fevereiro
MOCOCA	SP	03 de fevereiro
NACIONAL	SP	03 de fevereiro
CPEE	SP	03 de fevereiro
CSPE	SP	03 de fevereiro
BRAGANTINA	SP	03 de fevereiro
VALE PARANAPANEMA	SP	03 de fevereiro
SANTA CRUZ	SP	03 de fevereiro
SANTA MARIA	ES	07 de fevereiro
COCEL	PR	30 de março
URUSSANGA	SC	30 de março
JOÃO CESA	SC	30 de março
CENF	RJ	18 de junho
CATAGUAZES	MG	18 de junho
COPEL	PR	24 de junho
DMEPC	MG	28 de junho
CELTINS	TO	04 de julho
CELESC	SC	07 de agosto
ESCELSA	ES	07 de agosto
XANXERÊ	SC	07 de agosto
CEB	DF	26 de agosto
FORCEL	PR	26 de agosto
CHESP	GO	12 de setembro
CEEE	RS	25 de outubro
SULGIPE	SE	14 de dezembro

Fonte: Adaptado de McGann e Leal (2003, p. 5)

TABELA 7 – REVISÕES TARIFÁRIAS PREVISTAS PARA 2005

Concessionária	Estado	Data da Revisão
CELB	PB	04 de fevereiro
CELPE	PE	30 de março
DEMEI	SC	29 de junho
ELETRCAR	RS	29 de junho
HIDROPAN	RS	29 de junho
MUXFELDT	RS	29 de junho
CEMAR	MA	28 de agosto
CEPISA	PI	28 de agosto
SAELPA	PB	28 de agosto

Fonte: Adaptado de McGann e Leal (2003, p. 5)

O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica fundamenta-se no regime tarifário de preços máximos, pelo qual os serviços são regulados através do preço, seguindo regras econômicas que visam a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada. Destacam-se nessas características a modicidade tarifária e a eficiência na prestação do serviço.

Para efeito de cálculo da tarifa, são considerados pelo agente regulador dois componentes fundamentais: os custos operacionais e a remuneração dos ativos.

Os custos operacionais são aqueles vinculados à operação e à manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial dos clientes, direção e administração da empresa. Por sua vez, a remuneração dos ativos restringe-se aos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço, com níveis de qualidade previamente estabelecidos, de modo que fique assegurada a sustentabilidade econômica do negócio, chamados de “base de remuneração”.

O processo de revisão tarifária periódica, conforme explica a ANEEL (2003, p. 10) é realizado em duas etapas. A primeira, que é denominada “reposicionamento tarifário”, é onde são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais e a remuneração dos ativos. A segunda etapa consiste no “cálculo do fator X”, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o próximo período tarifário.

2.6.2 O Reposicionamento Tarifário

Segundo McGann e Leal (2003, p. 2), “*Tariff Rebalancing: A rebalancing of the tariff to levels that are considered necessary (1) to cover normal operating expenses (for a given level of quality of service) and (2) to provide a fair and adequate return on investments.*”¹⁵.

No reposicionamento tarifário são calculadas as receitas requerida e verificada da concessionária para um período de 12 meses subsequentes à revisão tarifária. A receita requerida é a que seria suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar o capital investido. A receita verificada seria a que a concessionária conseguiria obter com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica. O reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre a receita requerida e a receita verificada.

É importante ressaltar que, para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da receita requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de atividades extraconcessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme apresentado na equação 1.

EQUAÇÃO 1 – CÁLCULO DO ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

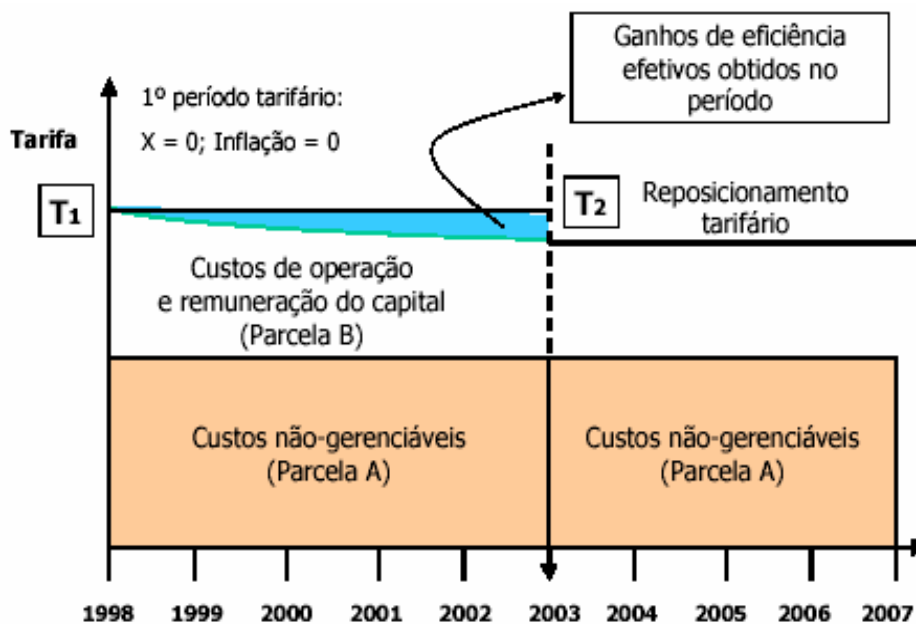
Reposicionamento Tarifário (%)	=	$\frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita Extra-Concessão} - \text{Receita de Suprimento} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$
-----------------------------------	---	---

Fonte: ANEEL, (2003, p. 18)

Na revisão tarifária periódica, as tarifas são alteradas, para mais ou para menos, baseadas em uma metodologia que consiste em revisar as condições de

desempenho da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica. A partir dessa revisão de condições de desempenho, a tarifa é reposicionada num novo patamar de preço máximo, conforme apresentado no gráfico 2.

GRÁFICO 2 – EXEMPLO DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO



Fonte: ANEEL, (2003, p. 11)

Esse gráfico foi elaborado pela ANEEL para exemplificar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas e, visando simplificar o entendimento supôs-se que as variações do IGP-M e dos custos da Parcela A foram iguais a zero ao longo do primeiro período tarifário, que no gráfico corresponde aos anos de 1998 a 2003. A tarifa (ou preço máximo), inicialmente fixada em T_1 , permaneceu com seu valor fixo (em termos reais) no primeiro período tarifário, ou seja, até a primeira revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária teve a oportunidade de reduzir custos operacionais – o que

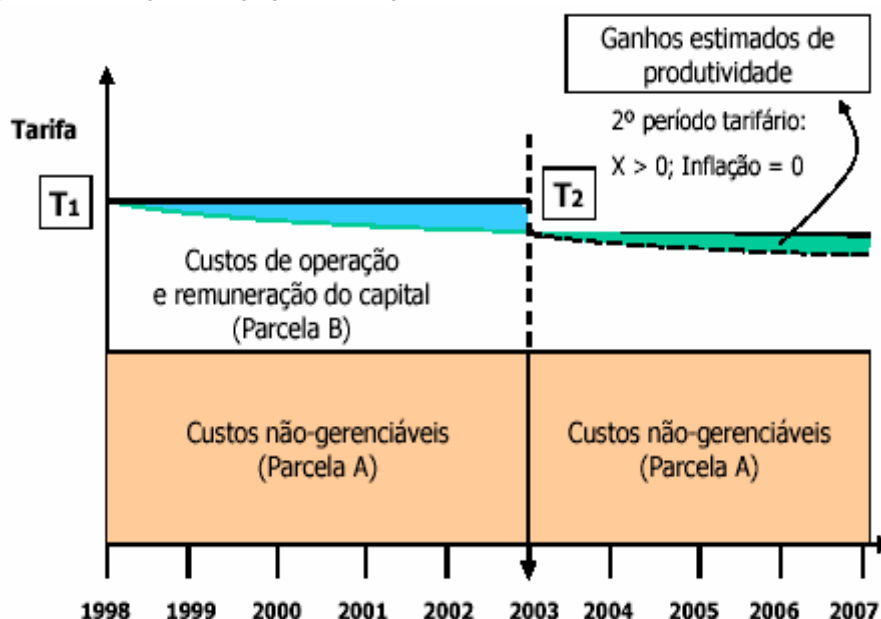
¹⁵ “Reposicionamento tarifário: Um reposicionamento dos níveis tarifários que são considerados necessários (1) para cobrir as despesas operacionais (para obter um nível de qualidade do serviço) e (2) proporcionar um justo e adequado retorno sobre o investimento realizado.”. (Tradução nossa)

está demonstrado no gráfico – e, dessa forma, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária foi eficiente, apropriou-se do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo desse período. Quando da realização da primeira revisão tarifária periódica, as tarifas são reposicionadas no nível T2 do gráfico.

2.6.3 Fator X

Após o reposicionamento tarifário, são estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário seguinte que não estão relacionados com uma gestão mais eficiente da concessionária, representados no gráfico 3.

GRÁFICO 3 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO ESTIMADO DE PRODUTIVIDADE PARA O 2º PERÍODO TARIFÁRIO



Fonte: ANEEL, (2003, p. 13)

No caso do serviço público de distribuição de energia elétrica, esses ganhos de produtividade serão gerados, principalmente, pelas alterações na escala do negócio.

Durante o período tarifário seguinte, as vendas da concessionária poderão aumentar de duas formas:

- **crescimento vertical** – aumento de consumo dos clientes atuais; e
- **crescimento horizontal** – incorporação de novos clientes na área de concessão.

A prestação do serviço correspondente a esse incremento nas vendas será realizada pela concessionária com custos incrementais decrescentes com relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária, de acordo com os contratos de concessão, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M). Esse redutor foi chamado de “fator X”.

É importante ressaltar que para o primeiro período tarifário de todas as concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica, de acordo com os respectivos contratos de concessão, o valor do fator X foi definido como zero.

Tomando-se o gráfico 2 como partida e considerando a aplicação do fator X para a recomposição tarifária periódica, as novas tarifas máximas para o período tarifário seguinte estão representadas pela curva pontilhada do gráfico 3 que está localizada abaixo da área verde, que é a área que representa os ganhos estimados de produtividade, ou seja, o fator X.

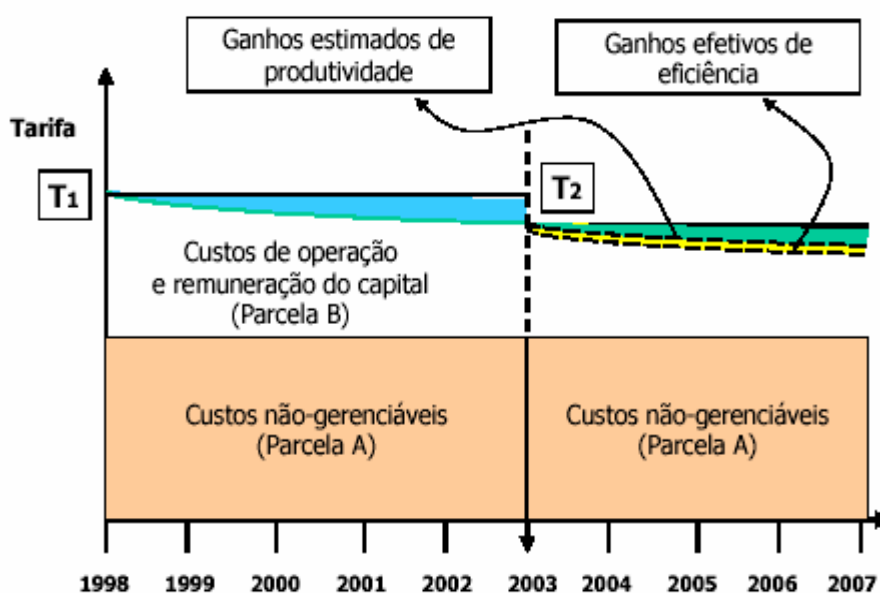
Esse fator X está relacionado com a perspectiva de a empresa obter ganhos adicionais de eficiência, e será aplicado como um redutor nos reajustes tarifários dos anos seguintes, até que ocorra a próxima revisão tarifária, obrigando a concessionária a buscar continuamente a eficiência na prestação do serviço, explorando mais racionalmente a

concessão. O fator X é aplicado, então, com base no pressuposto de que a concessionária buscará continuamente reduzir seus custos até a próxima revisão, a níveis inferiores aos estabelecidos no reposicionamento de suas tarifas.

A aplicação efetiva do fator X no segundo período tarifário determina que os ganhos de eficiência só poderão ser apropriados pela concessionária na medida em que a mesma consiga ultrapassá-lo, ou seja, até o limite do fator X, todo o ganho de produtividade é transferido para os consumidores, só sendo ganho efetivo para a concessionária a parcela de eficiência que exceder esse fator X. Portanto, se a concessionária conseguir atingir os níveis de eficiência determinados na revisão tarifária periódica, o resultado disso será a sujeição a uma perda ou a uma redução de benefícios.

No gráfico 4 estão representados os benefícios que podem ser auferidos pela concessionária ao realizar uma trajetória de custos ainda mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário (ganhos efetivos de eficiência).

GRÁFICO 4 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO EFETIVO DE EFICIÊNCIA NO 2º PERÍODO TARIFÁRIO



A partir desses procedimentos, pode-se verificar que a revisão tarifária periódica faz refletir nas tarifas dois ganhos:

- os ganhos gerados pelo reposicionamento tarifário; e
- os ganhos que a concessionária poderá obter, através do fator X, com a redução de seus custos e aumento de sua eficiência.

Verifica-se, então, que diferentemente do regime de tarifa pelo custo do serviço, no atual modelo de tarifa pelo preço, as tarifas são estabelecidas na assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em um indexador previsto no contrato por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos. Nesse intervalo de tempo, após o qual ocorrerá a revisão tarifária periódica, a empresa que conseguir reduzir seus custos e aumentar sua eficiência irá aumentar sua remuneração em função da tarifa fixa, até que ocorra o reposicionamento de tarifa.

Por sua vez, o consumidor também irá se beneficiar desse aumento de eficiência da concessionária, visto que o reposicionamento tarifário irá reduzir a tarifa se a redução de custos for efetivamente alcançada pela concessionária.

2.6.4 Remuneração dos Ativos Operacionais

A remuneração dos ativos é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado.

Para o cálculo da remuneração do investimento, a ANEEL adota a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, pois no Brasil os juros pagos são

dedutíveis para efeito de cálculo desses impostos. O objetivo da adoção dessa metodologia é, segundo a ANEEL (2003, p. 21) “proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis.”. A forma de calcular o WACC está expressa na equação 2.

EQUAÇÃO 2 – CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

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

onde:

r_{capm} = Custo do capital próprio;

r_d = Custo do capital de terceiros;

E = Capital próprio;

D = Capital de terceiros; e

T = Alíquota do Imposto de Renda Pessoa Jurídica + Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

Fonte: ANEEL, (2003, p. 21)

Para calcular o custo do capital próprio, a ANEEL adota o método *Capital Assets Pricing Model* (CAPM), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor, partindo das seguintes premissas (ANEEL, 2003, p. 22):

- os ativos de distribuição de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores potenciais;
- os ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e
- há um ativo “livre de risco” acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos como, por exemplo, os riscos associados às condições macroeconômicas de países em desenvolvimento.

A forma de cálculo do custo de capital próprio utilizando o CAPM está representada na equação 3.

EQUAÇÃO 3 – CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

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

onde:

r_{capm} = Custo do capital próprio;
 r_f = Taxa livre de risco;
 β_d = Beta desalavancado;
 r_m = Prêmio de risco de mercado; e
 r_r = Outros prêmios de risco.

Fonte: ANEEL, (2003, p. 22)

A taxa livre de risco utilizada pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas tem sido o rendimento do bônus do governo dos Estados Unidos com vencimento de 10 anos e *duration*¹⁶ de 8 anos.

O prêmio de risco de mercado é calculado subtraindo-se a taxa livre de risco do retorno médio da série histórica dos retornos diários do *S&P500*¹⁷.

O cálculo do *Beta* envolve os seguintes passos:

- cálculo do *Beta* alavancado para a amostra de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA, ou seja, os *Betas* das empresas considerando sua estrutura de capital real, que exprime os riscos de negócio e financeiro da empresa;

¹⁶ Indicador utilizado pelos analistas financeiros para medir a sensibilidade de títulos à variação da taxa de juros.

¹⁷ Índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque.

- desalavancagem dos *Betas* obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 34% de imposto de renda;
- cálculo da média aritmética desses *Betas*, cujo resultado chama-se de *Beta* desalavancado; e
- realavancagem dos *Betas* desalavancados das concessionárias de distribuição da amostra, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do imposto de renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

Para se proceder ao cálculo dos *Betas* de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA foram selecionadas 15 empresas para as quais se dispõe de séries históricas longas e cujas ações possuem bastante liquidez no mercado.

Os prêmios de risco do negócio e financeiro são calculados adotando-se uma estrutura ótima de capital de 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros.

É importante observar que a taxa livre de risco, o *Beta* desalavancado e o prêmio de risco de mercado estão referenciados ao mercado dos EUA. O prêmio de risco país se calcula pela diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com a mesma classificação de risco que o Brasil.

No valor de outros prêmios de risco estão incluídos, por exemplo, o prêmio de risco cambial (a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial) e o prêmio de risco do regime regulatório (baseado na diferença entre os *Betas* das empresas americanas, que têm regulação pela taxa de retorno, e das empresas inglesas, que têm regulação semelhante às brasileiras, pelo regime de preços máximos).

Para o custo de capital de terceiros, a ANEEL está adotando uma abordagem similar à do capital próprio que adiciona à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. Dessa forma, a ANEEL busca impedir que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros ou por decisões de captação de dívidas vinculadas a outros interesses. O custo do capital de terceiros foi calculado pelo método CAPM de dívida, conforme demonstrado na equação 4.

EQUAÇÃO 4 – CÁLCULO DO CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_x$$

onde:

r_d = Custo de capital de terceiros;
 r_f = Taxa livre de risco;
 r_c = Prêmio de risco de crédito;
 r_B = Prêmio de risco da atividade de distribuição no Brasil; e
 r_x = Prêmios de risco cambial.

Fonte: ANEEL, (2003, p. 26)

Considerando a descrição do cálculo do custo do capital próprio descrito anteriormente, das parcelas que compõem o custo do capital de terceiros, falta descrever o cálculo do prêmio do risco de crédito. Esse prêmio representa o *spread* acima da taxa livre

de risco que pagam empresas com o mesmo risco que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

A partir do custo de capital próprio determinado pela equação 3, procede-se ao cálculo da remuneração líquida do capital próprio (RLCP), de acordo com a equação 5.

EQUAÇÃO 5 – CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO LÍQUIDA DO CAPITAL PRÓPRIO

$$RLCP = \alpha \times BA \times r_p$$

onde:

α = participação do capital próprio no capital total a ser remunerado;
 BA = base de remuneração; e
 r_p = custo de capital próprio real.

Fonte: ANEEL, (2003, p. 30)

Conseqüentemente, a remuneração bruta do capital próprio (RBCP) é dada pela equação 6, onde t é a alíquota do imposto.

EQUAÇÃO 6 – CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO BRUTA DO CAPITAL PRÓPRIO

$$RBCP = \frac{RLCP}{1 - t}$$

Fonte: ANEEL, (2003, p. 30)

Com base no custo do capital de terceiros obtido pela equação 4, obtém-se o valor da remuneração bruta do capital de terceiros (RBCT) a partir da equação 7.

EQUAÇÃO 7 – CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO BRUTA DO CAPITAL DE TERCEIROS

$$RBCT = (1 - \alpha) \times BA \times r_d$$

Fonte: ANEEL, (2003, p. 30)

2.7 PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em abril de 2001 a população brasileira tomou conhecimento do programa de racionamento que foi oficializado através da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, que criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). De acordo com o Artigo 2º dessa MP, a GCE ficou encarregada de “estabelecer e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica”.

Através da Resolução nº 001, de 16 de maio de 2001, a GCE determinou o início do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica a partir de 01 de junho do mesmo ano. De início o racionamento estava restrito às Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, sendo posteriormente estendido à região Norte.

Na região Nordeste, afirma o ONS (2002, p.15), em 2001 registraram-se as piores vazões de todo o histórico do rio São Francisco, correspondendo a 52% da média dos últimos 70 anos.

Para Sauer, Vieira e Kirchner (2001, p.26), o racionamento foi provocado não apenas pela falta de chuvas para reabastecer os reservatórios, mas também pela falta de investimentos em nova capacidade de geração e transmissão de energia elétrica.

Já segundo Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.165), as raízes da crise de oferta de energia elétrica, estão inter-relacionadas com quatro motivos principais:

- a) esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- c) problemas contratuais e regulatórios; e
- d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.166) afirmam que o esgotamento do modelo estatal deu-se, principalmente, por duas razões: a crise fiscal do Estado, com o esgotamento da capacidade de investimento da União nos níveis necessários para a expansão do sistema, e um regime regulatório inadequado que, nas palavras dos autores “não estimulava a busca da eficiência e do baixo custo na geração”.

As falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado, ainda de acordo com Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.167), explicam a ausência de um plano de contingência para o caso de ocorrer algum atraso no processo de privatização do setor. A interrupção das privatizações provocou o atraso de obras programadas e a não construção das obras previstas nos Planos Decenais que, de acordo com relatório da GCE citado pelos autores, foram dois fatores que comprometeram seriamente o nível dos reservatórios.

Segundo esse relatório, em abril de 2001 os reservatórios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste que estavam com um nível de 32% de armazenamento, estariam com 47% se as obras programadas não tivessem sofrido atraso, e estariam com 73% se as obras previstas nos Planos Decenais tivessem sido executadas. Esse percentual de 73% é superior ao nível de segurança do sistema, e teria evitado o racionamento.

No que diz respeito aos problemas contratuais e regulatórios, Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.170), afirmam que “Boa parte destes deve-se à longa transição entre a percepção da necessidade de se atrair a iniciativa privada para aportar novos investimentos em infra-estrutura e o ritmo de criação do marco regulatório setorial adequado.”.

Por fim, Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.173), destacam que o quarto motivo da crise de energia elétrica, a falta de coordenação entre os órgãos governamentais – MME, ANEEL, ANP e ANA (Agência Nacional de Águas) – impediram a identificação

dos sinais de gravidade da crise em tempo hábil. Os autores ressaltam que foi constatado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, que não havia responsabilidades e procedimentos bem estabelecidos, chegando a ponto de, caso fosse identificada uma situação de alerta, não estavam previstos procedimentos padrões emergenciais nem preventivos.

De acordo com Jabur (2001, p. 17-18), o Brasil sofreu vários racionamentos ao longo do século XX. Alguns itens alvo de racionamento no Brasil citados pela autora foram os derivados de petróleo, a água e o pão. A autora destaca que:

A energia elétrica também foi alvo de sucessivos racionamentos até o início da década de 1950, principalmente no eixo São Paulo/Rio de Janeiro, tanto pela situação de emergência provocada pela Segunda Grande Guerra quanto pelo descompasso entre oferta e demanda.

Ainda segundo Jabur (2001, p. 19), no fim da década de 1980, mais precisamente de março de 1987 a janeiro de 1988, o Brasil sofreu um racionamento de energia elétrica de grande dimensão, atingindo as regiões Norte e Nordeste. Inicialmente a redução de consumo imposta foi de 15%, sendo reduzida posteriormente para 10%. Esse racionamento atingiu cerca de 5,3 milhões de clientes. O racionamento iniciado em 2001 “afetou cerca de 39 milhões de unidades consumidoras. [...] Estas unidades abrigam uma população superior a 140 milhões de pessoas.”(JABUR, 2001, p.17).

Na opinião de Jabur (2001, p. 23), o corte imposto ao consumo não foi de apenas 20% como aparentava. Tomando a região Nordeste como exemplo, a autora destaca que a meta inicial de consumo foi calculada com base nos meses de maio a julho de 2000, o que despreza todo o crescimento ocorrido desde aquele período até o início do racionamento. Aplicada essa metodologia, percebe-se que a meta de consumo da região Nordeste ficou equivalente ao consumo registrado na região em 1995. Na região Sudeste,

onde o crescimento do consumo na década de 1990 foi muito superior ao da região Nordeste, a meta de consumo estipulada corresponde ao consumo da região registrado em 1993.

Porém, o racionamento imposto não foi uniforme para todos os segmentos da população. Para os clientes residenciais houve a divisão de classes por níveis de consumo:

- clientes com consumo mensal de até 100 kwh ficaram isentos do racionamento, não havendo fixação de quotas;
- clientes com consumo mensal entre 101 e 200 kwh (limite posteriormente estendido para 225 kwh) tiveram quota fixada de redução em 20% sem, no entanto, estarem sujeitos à cobrança de sobretaxas no caso de não cumprimento da meta estabelecida de redução de consumo; e
- demais clientes residenciais ficaram sujeitos à redução de consumo de 20% e ainda à cobrança de sobretaxas de 50% sobre o consumo entre 200 e 500 kwh e de 200% para o consumo que ultrapassasse 500 kwh.

Além dessas imposições, os clientes com consumo mensal acima de 100 kwh, ficaram sujeitos a cortes no fornecimento a partir da segunda vez que ultrapassassem a meta estabelecida para o seu consumo.

Para clientes rurais as regras foram semelhantes às impostas aos clientes residenciais urbanos, sendo que a redução de consumo foi de apenas 10%.

Por sua vez, os consumidores comerciais e industriais, exceto os listados na Resolução GCE nº 008, também receberam quota de redução de 20%. Porém, as empresas atendidas em média e alta tensões tiveram três prerrogativas:

- trocar energia entre si, desde que pertencessem a um mesmo grupo empresarial ou a uma mesma cadeia produtiva;
- guardar para consumo posterior ou receber um bônus pela diferença entre o volume consumido em um mês e aquele fixado nas quotas; e
- negociar essas diferenças de consumo no mercado.

A Resolução nº 001 da GCE determinou que o fornecimento de eletricidade para a iluminação pública deveria ser reduzido em pelo menos 35% até o final de junho de 2001, desde que fossem respeitadas as condições de segurança para a população.

O quadro 1 apresenta, de maneira resumida, as determinações do racionamento emitidas pela GCE para cada classe de consumidores.

QUADRO 1 – DETERMINAÇÕES DO RACIONAMENTO EMITIDAS PELA GCE PARA OS CONSUMIDORES

Consumidor	Consumo em 2000	Redução de 20%	Sobretaxa	Bônus ^a	Corte de Fornecimento ^b
1. Residência	Até 100 kWh	Opcional	Não	Sim	Não
2. Residência	101 a 200 kWh	Sim	Não	Sim	Sim
3. Residência	201 a 500 kWh	Sim	Não ^c	Sim	Sim
4. Residência	Acima de 500 kWh	Sim	Não ^d	Sim	Sim
5. Indústria/Comércio (Alta Tensão) ^e	Acima de 500 kWh	15% a 25%	Não	Não	Sim
6. Indústria/Comércio (baixa tensão) ^f	Acima de 500 kWh	20%	Não	Não	Sim
7. Área Rural	Sem Limite	10%	Não	Não	Sim
8. Setor Público Federal	Sem Limite	15% a 35%	Não	Não	Sim

^a Quem economizar acima de 20% do consumo médio ganhará desconto.

^b Sem redução haverá corte de energia por três dias, na primeira vez, e por seis dias nas reincidências.

^c Caso não atinjam a meta de 20%, 50% de multa.

^d Caso não atinjam a meta de 20%, 200% de multa.

^e A redução que não for feita será cobrada pelo preço do mercado atacadista e haverá corte de fornecimento pelo número de dias necessários para recompor a meta. A empresa pode vender a parte do consumo economizada a outras empresas em leilões da distribuidora ou acumular para uso futuro. Pode, também, comprar energia de outras nos leilões.

^f Idem nota nº 5.

Fonte: Adaptado de Pego Filho et al (2001, p. 4)

O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, no Relatório Analítico do Mercado de Energia Elétrica de 2001, destacou a participação da sociedade brasileira na solução da crise de energia ao afirmar que (2002, p. 24):

De fato, o ano de 2001 foi marcado pela crise de energia e, também, pelo exemplo, talvez único no mundo, de como ela foi superada pela ação direta da população. Literalmente, quem resolveu a crise de energia no Brasil foi o consumidor. Não há registro de tamanha redução no consumo de energia administrada totalmente pelo consumidor. Isto é, sem cortes compulsórios no fornecimento.

Ainda de acordo com esse Relatório (2002, p.24):

O fato de envolver a região Sudeste, que concentra, sozinha, mais de 55% do PIB e do consumo de energia elétrica brasileiros, fez desta crise a maior enfrentada pelo setor nos últimos quarenta anos. Ao final do ano, no sistema interligado, apesar do nível elevado de consumo que se observou nos cinco primeiros meses, as estatísticas apontaram, em relação ao ano anterior, um decréscimo inédito de 23,9 TWh, ou 7,9%, no consumo e de 3.362 MWmed, ou 8,3%, na carga. Em relação às previsões, o consumo em 2001 foi menor em 38,9 TWh (12,3%), ou o equivalente ao consumo de 18,5 milhões de residências, e a carga foi menor em 4.893 MWmed (11,5%), ou o equivalente à geração média anual de uma usina hidrelétrica com 9.000 MW de potência instalada.

A figura 8 demonstra a redução do consumo de energia elétrica medido no ano de 2001 em relação ao ano de 2000, destacando a participação das várias classes de consumidores e das várias regiões geográficas do país.

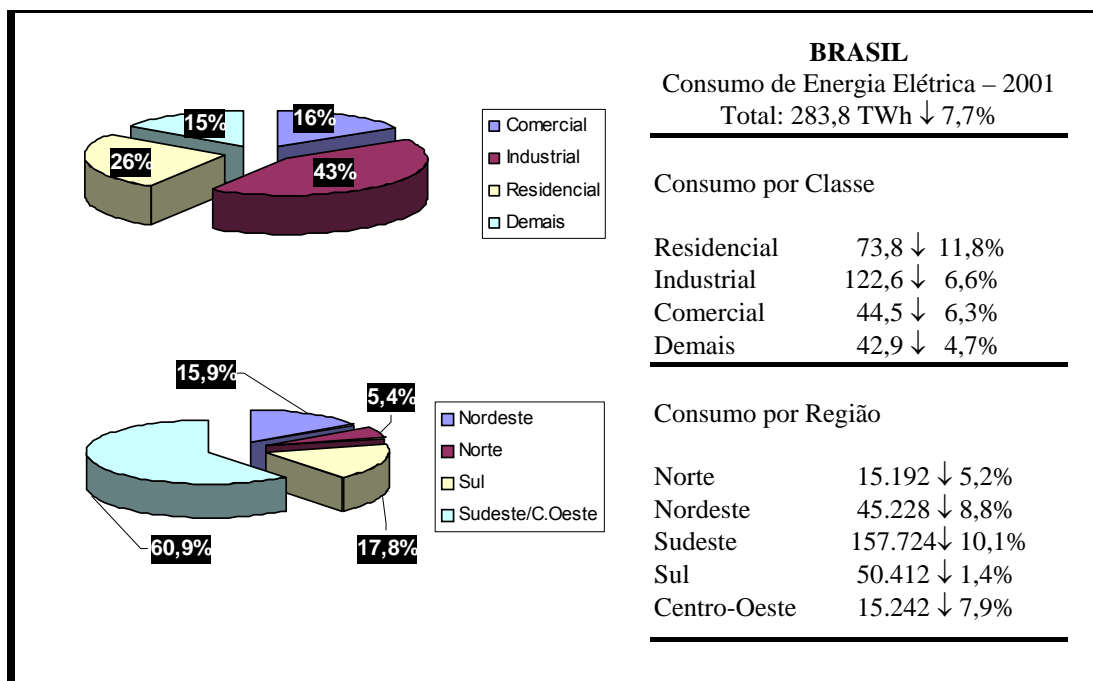


FIGURA 8 – REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA MEDIDO NO ANO DE 2001

Fonte: Adaptado de Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (2002, p.24)

Em relação às classes de consumidores, pode-se observar que a redução percentual mais significativa foi a da classe de consumidores residenciais (11,8%). Já em relação às regiões geográficas, verifica-se que a região que mais reduziu o consumo, em termos percentuais, foi a região Sudeste, com uma redução de 10,1%.

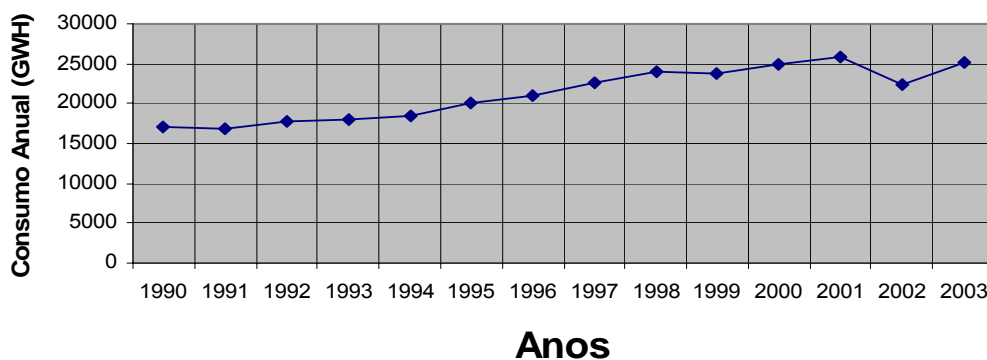
O racionamento estendeu-se até fevereiro de 2002, deixando, de acordo com Jabur (2001, p. 20), perdas próximas a R\$ 5 bilhões para o setor elétrico brasileiro, provocadas pela redução de vendas aliada ao aumento de custos.

Na opinião de Testa (2003, p. 22), apesar de o racionamento ter acabado em fevereiro de 2002, o patamar de consumo de energia elétrica continuou baixo porque “tanto a indústria aumentou sua produtividade no gasto com energia, como as famílias racionalizaram seus hábitos”. A autora destaca ainda que um maior número de empresas passou a investir em geração própria de energia, seguindo os passos da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), que foi uma das pioneiras nesse quesito.

Algumas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica do Nordeste, entre elas a COELBA (Bahia), a SULGIPE (Sergipe) e a CELPE (Pernambuco), em seus relatórios enviados à Comissão do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste ao fim do racionamento, concluíram que “O racionamento [...] tornou mais qualificado o uso de energia elétrica provocando, assim, mudanças de hábito de consumo, que resultaram em economia permanente de EE”.

A partir da série histórica de consumo mensal de energia divulgada pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), pode-se verificar essa afirmação, visto que essa série mostra que o nível de consumo de janeiro de 2003, 11 meses após o fim do racionamento, está no mesmo patamar do consumo registrado em janeiro de 2000, conforme mostra o gráfico 5.

GRÁFICO 5 – CONSUMO MENSAL DE ENERGIA REGISTRADO NOS MESES DE JANEIRO DESDE 1990



Na opinião de Pires, Giambiagi e Sales (2002, p.176), o programa de racionamento foi bem-sucedido, apesar de ter comprometido a taxa de crescimento da economia. Em 2001 o Produto Interno Bruto – PIB – cresceu apenas 1,5%, uma queda significativa se comparado ao ano anterior, quando cresceu 4,5%. Os autores ressaltam que a crise da Argentina e a crise internacional após os atentados de 11 de setembro de 2001 ao *World Trade Center*, em Nova York, também contribuíram para essa queda.

O ONS apresentou em seu Relatório Anual de 2001 o balanço com o resultado do racionamento no período de junho a dezembro de 2001 em cada região afetada, conforme demonstrado na figura 9.

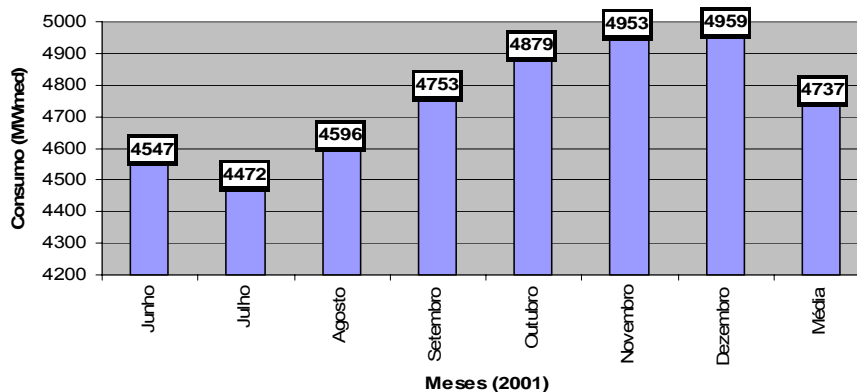
Balanço de energia - Junho a Dezembro (MW médio) Resultado do Período de Racionamento	
NORTE INTERLIGADO	%
Redução do consumo de 15/08 a 31/12, em relação a referência (Jun/ago/set 2000)	19,0
Redução de consumo de agosto a dezembro em relação a 2000	18,3
NORDESTE	%
Redução do consumo de junho a dezembro, em relação a referência (mai/jun/jul 2000)	16,4
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	20,2
SUDESTE	%
Redução do consumo de junho a dezembro, em relação a referência (mai/jun/jul 2000)	18,2
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	21,1
SUL	%
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	2,0

FIGURA 9 – RESULTADO DO RACIONAMENTO NO PERÍODO DE JUNHO A DEZEMBRO DE 2001

Fonte: ONS (2002, p. 15)

Nesse mesmo relatório, O ONS apresentou a redução de carga própria medida a cada mês na região Nordeste. Essa redução está representada a seguir no gráfico 6. Cabe ressaltar que a meta estipulada para a região foi de 4.531 MWmed no período de junho a novembro, e de 5.400 MWmed para o mês de dezembro.

GRÁFICO 6 – REDUÇÃO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA DA REGIÃO NORDESTE NO 2º SEMESTRE DE 2001



2.8 O ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO – A RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

Visando garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e recompor as receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, em dezembro de 2001, o governo federal (através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica) e as concessionárias do serviço público de energia elétrica celebraram um acordo denominado “Acordo Geral do Setor Elétrico”, que definiu os critérios para a recomposição tarifária extraordinária.

A regulamentação desse acordo ocorreu através:

- da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 (posteriormente convertida na lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002);
- da Resolução GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001;
- da Resolução ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002; e
- da Resolução ANEEL nº 72, de 07 de fevereiro de 2002.

A Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, em seu Artigo 4, determinou:

A ANEEL procederá à recomposição tarifária extraordinária prevista no art. 28 da Medida Provisória no 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

§ 1º A recomposição tarifária extraordinária de que trata o caput será implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica dos seguintes índices:

I - 2,9%, para os consumidores integrantes das Classes Residencial e Rural; e

II - 7,9%, para os demais consumidores.

§ 2º Não se aplicam os índices previstos no parágrafo anterior à tarifa de energia elétrica devida pelos consumidores integrantes da Subclasse Residencial baixa renda.

§ 3º A recomposição tarifária extraordinária será aplicada tão-somente às áreas do Sistema Elétrico Interligado Nacional sujeitas, por disposição expressa de resolução da GCE, ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, e aos seguintes períodos:

I - desde 1º de junho de 2001 até a extinção do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, para os consumidores atendidos por meio dos Sistemas Interligados das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste; e

II - desde 1º de julho de 2001 até 31 de dezembro de 2001, para os consumidores dos Estados do Pará e do Tocantins e da parte do Estado do Maranhão atendida pelo Sistema Interligado Norte.

§ 4º A recomposição tarifária extraordinária vigorará pelo período necessário à compensação do montante referido no § 9º, apurado pela ANEEL na forma de resolução da GCE.

[...]

§ 9º A GCE estabelecerá os parâmetros gerais da metodologia de cálculo do montante devido a cada interessado a título de recomposição tarifária extraordinária, bem como diretrizes para a homologação da recomposição tarifária extraordinária.

A Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, por sua vez, determinou que: “Na eventual e futura necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão, devidamente comprovada na forma da legislação, esta far-se-á”.

A Resolução GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, estabeleceu os parâmetros gerais da metodologia de cálculo da recomposição tarifária extraordinária. O Artigo 1º determinou que:

§ 1º A recomposição tarifária extraordinária de que trata o caput será implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, assim reconhecidas pela ANEEL, dos seguintes índices:

I - 2,9%, para os consumidores integrantes das Classes Residencial - B1 e Rural - B2; e

II - 7,9%, para os demais consumidores.

No seu Artigo 2º, a Resolução GCE nº 91 definiu o cálculo da receita de recomposição tarifária da seguinte forma:

§ 1º O montante da recomposição tarifária extraordinária corresponderá, para cada interessado, à diferença entre a receita estimada da concessionária distribuidora, se inexistente o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, e a receita verificada da concessionária distribuidora sob a vigência do mesmo Programa. § 2º A receita verificada em cada mês do racionamento, para cada empresa distribuidora, será calculada sob a fórmula $R_v = R_f + R_{nf1} - R_{nf0}$, onde:

I - R_v corresponde à receita verificada em cada mês do racionamento;

II - R_f corresponde à receita faturada para o mercado cativo no mês de referência, descontado o valor do ICMS;

III - R_{nf1} corresponde à receita não faturada do mês de referência, descontado o valor do ICMS; e

IV - R_{nf0} corresponde à receita não faturada do mês anterior ao de referência, descontado o valor do ICMS.

§ 3º Deverão ser expurgados do cálculo da receita de que trata o § 2º os efeitos tarifários da recomposição tarifária extraordinária, da recuperação da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA e de eventuais revisões tarifárias que venham a ser concedidas durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, bem como os acréscimos de receita decorrentes de mudança de critério de classificação de consumidores na subclasse residencial baixa renda.

A receita estimada de que tratam os parágrafos acima transcritos deveria ser calculada, de acordo com os parágrafos 4º e 5º do mesmo Artigo, como o produto do respectivo consumo esperado pela tarifa média projetada, considerando o crescimento esperado do PIB em 2001, a elasticidade do consumo de energia elétrica em relação à variação do PIB, o crescimento observado no consumo de energia entre os meses de janeiro e maio de 2001 e a taxa de crescimento esperada para o consumo de junho a dezembro de 2001.

Posteriormente, a Resolução ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu os prazos e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária extraordinária. Foi nessa Resolução que a ANEEL definiu que o cálculo do

consumo esperado (CE_i) para fins de receita de recomposição tarifária extraordinária, deveria ser efetuado de acordo com a equação 8.

EQUAÇÃO 8 – CÁLCULO DO CONSUMO ESPERADO

$$CE_i = \frac{CE_{ag} \times CI_i \times FP_i}{\sum_{i=1}^{43} (CI_i \times FP_i)}$$

Fonte: ANEEL, (2002, p. 3)

As variáveis dessa equação foram descritos no parágrafo 4º da Resolução ANEEL n° 31, da seguinte forma:

II - CE_{ag} corresponde ao consumo esperado agregado do mês de referência no exercício de 2000, entendido como energia faturada ao consumidor cativo, nas regiões e períodos de que trata o § 3º, art. 1º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica n.º 91, de 21 de dezembro de 2001, multiplicado pela taxa de crescimento esperada para o consumo de energia de junho a dezembro de 2001[...]

III – CI_i corresponde aos montantes de energia contratados pela concessionária de distribuição de energia elétrica e homologados pela ANEEL nos termos do art. 10 da lei n° 9.648, de 27 de maio de 1998 (contratos iniciais e contratos celebrados antes da edição do Decreto n° 2.655, de 2 de julho de 1998, que produzam efeito equivalente ao dos contratos iniciais), quotas-partes de Itaipu determinadas anualmente pela ANEEL, energia assegurada ou associada da geração própria e contratos bilaterais das concessionárias de distribuição, já registrados no MAE ou na ANEEL até novembro de 2001, que tiveram os volumes mensais dos contratos iniciais reduzidos em 2001 em relação ao mesmo mês de 2000, até o limite da referida redução, conforme verificação pela ANEEL;

IV – FP_i corresponde ao fator que reflete as perdas de energia elétrica das concessionárias distribuidoras ocorridas na comercialização desse produto, calculado, por concessionária distribuidora, pela média de doze meses de junho de 2000 a maio de 2001.

Por sua vez, a Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, definiu os procedimentos para o registro contábil dos efeitos decorrentes da recomposição tarifária extraordinária. No Artigo 2º foi determinado que:

O valor oriundo da recomposição tarifária extraordinária a que se referem as Resoluções GCE no 91, de 21 de dezembro de 2001, e ANEEL no 31, de 24 de janeiro de 2002, deverá ser registrado no resultado do exercício de 2001, na conta 611.01.3.1.01 - Receita de Operações com Energia Elétrica - Fornecimento, em contrapartida do Ativo Circulante, na conta 112.01.1 – Consumidores - Fornecimento e do Realizável a Longo Prazo, na conta 121.01.1 - Consumidores - Fornecimento.

No parágrafo 1º desse mesmo Artigo, a ANEEL definiu que a alocação no Ativo Circulante e no Realizável a Longo Prazo deveria considerar o período de realização estimado pela concessionária, pois o respectivo valor seria realizado em decorrência da recomposição tarifária extraordinária, proveniente da aplicação nas tarifas de fornecimento de energia elétrica dos índices dispostos nos incisos I e II do parágrafo 1º do Artigo 1º da Resolução GCE nº 91, já descritos anteriormente.

No Artigo 3º da Resolução ANEEL nº 72 ficou definido que:

Os valores relativos às variações ocorridas nos itens integrantes da “Parcela A”, referentes ao período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001, quando positivos deverão ser registrados no Ativo Circulante, conta 113.01.9 - Despesas Pagas Antecipadamente - Outros e/ou no Realizável a Longo Prazo, conta 121.51.9 - Outros Créditos – Outros, conforme o caso; e quando negativos, no Passivo Circulante, conta 211.71 – Credores Diversos e/ou Passivo Exigível a Longo Prazo, conta 221.71 – Credores Diversos, conforme o caso, em contrapartida do Resultado do exercício de 2001, nas respectivas contas em que foram originalmente alocadas.

§ 1º Os itens que integram a “Parcela A”, para esse fim, assim como os critérios para apuração das variações, atualização e realização, serão estabelecidos em regulamentação específica.

Com relação à energia livre, que é a energia injetada no sistema elétrico que não é proveniente dos contratos iniciais ou equivalentes, a Resolução ANEEL nº 72 definiu o seguinte procedimento para registro contábil:

Art. 4º O valor da energia livre será registrado contabilmente no exercício de 2001, da seguinte forma:

I – na empresa geradora com crédito correspondente à parcela de energia livre a ela alocada: no Ativo Circulante, conta 112.11.1.1 - Concessionários e Permissionários – Suprimento – Moeda Nacional, em contrapartida do Resultado, conta 611.01.1.1.02 – Receita de Operações com Energia Elétrica – Suprimento, pelo valor integral a receber, que corresponderá à quantidade de energia valorada pelo Preço do Mercado Atacadista de Energia – PMAE;

II – na empresa geradora com débito correspondente à parcela de energia a ela alocada: no Passivo Circulante, conta 211.01.2 – Fornecedores – Suprimento de Energia Elétrica, em contrapartida do Resultado, conta 615.01.3.5 – Comercialização – Operações com Energia Elétrica, pelo valor integral a pagar apurado como descrito no inciso I acima;

III – na empresa geradora, em situação mencionada no inciso II, deverá também ser registrado no Ativo Circulante, conta 112.11.1.1 – Concessionários e Permissionários – Suprimento – Moeda Nacional, e no Realizável a Longo Prazo, conta 121.11.1.1 – Concessionários e Permissionários – Suprimento – Moeda Nacional, em contrapartida do Resultado, conta 611.01.1.1.02 – Receita de Operações com Energia Elétrica – Suprimento, o valor integral a receber, que corresponderá ao valor apurado como mencionado no inciso I, deduzido o valor de R\$ 49,26 (quarenta e nove reais e vinte e seis centavos) por MWh;

IV – o valor de que trata o inciso III será reconhecido contabilmente pelas Distribuidoras e pelas Geradoras que atendam a consumidor final, sendo: no Passivo Circulante, conta 211.01.2 – Fornecedores - Suprimento de Energia Elétrica e/ou no Exigível a Longo Prazo, conta 221.01.2 – Fornecedores - Suprimento de Energia Elétrica, em contrapartida do Resultado, conta 615.0X.3.5 – Comercialização – Operações com Energia Elétrica, correspondente ao reembolso às Geradoras e no Ativo Circulante, conta 112.01.1 – Consumidores – Fornecimento e/ou no Realizável a Longo Prazo, conta 121.01.1 – Consumidores – Fornecimento, em contrapartida do Resultado, conta 611.0X.3.1.01 – Receita de Operações com Energia Elétrica – Fornecimento, referente ao repasse à tarifa de fornecimento de energia elétrica.

§ 1º As disposições contidas nos §§ 1º a 3º do art. 2º desta Resolução, aplicam-se, no que couber, a este artigo.

§ 2º Os valores de que tratam os incisos I a IV do “caput” deste artigo serão obtidos nos acordos de reembolso de pagamento de energia livre, conforme previsto no inciso XI do art. 9º da Resolução ANEEL no 31, de 2002.

Com relação à Resolução ANEEL nº 72 cabe ainda destacar que ficou determinado que as notas explicativas às demonstrações financeiras das concessionárias deveriam indicar a metodologia de cálculo, os critérios de registro contábil e de amortização de cada um dos itens tratados na referida Resolução.

Segundo Sauer (2002, p. A.13), o Acordo Geral sujeitou os consumidores, exceto os da subclasse “Residencial Baixa Renda”¹⁸, a cinco acréscimos em suas tarifas:

- recomposição tarifária extraordinária;
- encargo de capacidade emergencial;
- encargo de aquisição de energia elétrica emergencial;
- encargo de energia livre adquirida no MAE; e
- ressarcimento de acréscimos de custos não gerenciáveis referentes ao período de 01/01 a 25/10/2001.

De acordo com Costa, Gallo e Zaniboni (2003, p. 1), visando evitar a insolvência do setor elétrico, o governo assegurou um empréstimo de R\$ 7,5 bilhões do BNDES, que compensou as geradoras e as distribuidoras de energia por cerca de 90% de suas perdas de receitas provocadas pelo racionamento.

Em 29 de agosto de 2002 a ANEEL editou a Resolução nº 480, onde foram homologados os montantes relativos à recomposição de receita de cada concessionária. Os valores referentes às empresas objeto desse estudo estão na tabela 8.

¹⁸ De acordo com a Resolução nº 246, de 30/04/2002 da ANEEL.

TABELA 8 – RECOMPOSIÇÃO DE RECEITA NO PERÍODO DE RACIONAMENTO DE 01/06 A 31/12/2001

Concessionária	Recomposição de Receita (R\$)
CELB	13.291.356,97
CELPE	141.806.553,78
COELBA	241.653.529,54
COELCE	167.553.650,23
COSERN	104.377.860,17
ENERGIPE	25.379.032,04
SAELPA	44.445.201,91
TOTAL	738.507.184,64

Fonte: Adaptado de ANEEL, Resolução nº 480, de 29 de agosto de 2002.

Como a homologação dos valores só foi realizada em agosto de 2002, as concessionárias acabaram por contabilizar valores diferentes dos valores homologados, baseados em cálculos preliminares efetuados para fins de encerramento contábil do exercício de 2001, de acordo com legislação vigente à época. Esses cálculos foram realizados em conformidade com a Medida Provisória nº 14, que previa a recomposição tarifária extraordinária até o limite do valor a ser homologado pela ANEEL, através de um incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores de classes residencial e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras, a partir de 27 de dezembro de 2001. Cabe ressaltar que os consumidores residenciais classificados como “baixa renda” não estão incluídos nesse procedimento. Este incremento nas tarifas vigorará durante o período necessário para compensar o montante de receita não auferida devido ao racionamento.

Há de se observar que, em função dos prazos necessários para ocorrer a completa recuperação da receita perdida em função do racionamento, os valores apropriados ao resultado do exercício de 2001 podem estar classificados nos ativos circulante ou realizável a longo prazo.

Concomitantemente à publicação da Resolução nº 480, também em 29 de agosto de 2002, a ANEEL editou a Resolução nº 484, onde foram fixados os prazos

máximos de permanência da recomposição tarifária extraordinária nas tarifas das concessionárias. O quadro 2 apresenta os prazos para as empresas objeto desse estudo.

QUADRO 2 – PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

Concessionária	Prazo máximo (em meses)	A partir de
CELB	90	DEZ/2001
CELPE	78	DEZ/2001
COELBA	83	DEZ/2001
COELCE	88	DEZ/2001
COSERN	105	DEZ/2001
ENERGIPE	55	DEZ/2001
SAELPA	75	DEZ/2001

Fonte: Adaptado de ANEEL, Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002.

Na visão de Sauer (2002, p. A.13), o Acordo Geral beneficiou as concessionárias e penalizou os consumidores, pois, “converte as vítimas (consumidores) em culpadas e premia acintosamente as concessionárias de energia elétrica, principalmente as distribuidoras, que por omissão e ação, foram as principais responsáveis pelo racionamento.”.

Sauer (2002, p. A.13) continua sua crítica ao Acordo Geral, concluindo que:

mais do que onerar sucessivamente os preços de energia elétrica, o Governo está transferindo à população todos os riscos do negócio, criando uma situação excepcional e de privilégio, sem justificativa técnica, econômica ou legal, para as concessionárias de serviços públicos que, segundo a legislação, deveriam prestar o serviço adequado (com continuidade, qualidade e modicidade tarifária) por sua “conta e risco”.

3 RECEITA DE RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

3.1 CONCEITOS DE RECEITA

Segundo Iudícibus (1997, p.145), as definições de receita, via de regra, têm-se fixado mais nos aspectos de quando reconhecê-la e em que montante, do que na caracterização de sua natureza.

A visão de Hendriksen e Van Breda (1999, p.224) reforça essa afirmação, quando os mesmos colocam que as definições de receita são comumente associadas a procedimentos contábeis específicos, certos tipos de variação de valor, e regras presumidas ou implícitas de determinação do momento no qual uma receita deve ser registrada.

Kam (1990, p.238) cita que o primeiro pronunciamento sobre receita foi realizado em 1955, pelo *Committee on Accounting Procedure*¹⁹ (CAP), ao publicar o *Accounting Terminology Bulletins*²⁰ (ATB) nº 3, intitulado “*Proceeds, Revenue, Income, Profit and Earnings*”²¹, que incluiu no termo receita os ganhos gerados pela venda ou troca de bens, os juros e dividendos recebidos sobre investimentos e os aumentos nas participações acionárias.

¹⁹ Comitê de Procedimentos Contábeis

²⁰ Boletim de Terminologia Contábil

Para Kam (1990, p. 237), “*Revenue refers to the monetary event of asset values increasing in the firm due to the physical event of production, or sales of products or services*”²².

Em seu nível mais fundamental, afirmam Hendriksen e Van Breda (1999, p. 224), receita é um aumento de lucro e, assim como este, trata-se de um fluxo – a criação de bens ou serviços por uma empresa durante um período.

Paton e Littlefield, *apud* Hendriksen e Van Breda (1999, p. 224), chamavam essa criação de bens ou serviços de “produto” da empresa. Tal definição, afirmam Hendriksen e Van Breda, não determina a magnitude ou o momento em que a receita deve ser reconhecida, dessa forma, também não determina a magnitude e o momento do reconhecimento do lucro.

Para Meigs e Johnson (1967, p.64), “*The revenue for a given period of the inflow of cash and receivables from Sales made in that period. For any single transaction, the amount of revenue is a measurement of the asset values received from the customers*”²³.

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 224) afirmam que várias outras definições similares de receita acrescentam que o produto deve deixar a empresa antes de poder ser chamado de receita. Os autores citam como exemplo o conceito formado, em 1957, pela Comissão de Conceitos e Padrões de Contabilidade da Associação Americana de Contabilidade: “Receita [...] é a expressão monetária dos produtos ou serviços agregados transferidos por uma empresa a seus clientes num período”. (grifo nosso)

²¹ “Renda, receita, rendimento, lucro e ganho”

²² “Receita refere-se ao evento monetário de aumento do valor do ativo da empresa devido ao evento físico de produção, ou venda de produtos ou serviços.” (Tradução nossa)

²³ “A receita para um determinado período consiste na entrada de caixa e recebíveis a partir das vendas realizadas naquele período. Para uma transação simples, o montante de receita é uma medida do valor dos ativos recebidos dos clientes”. (Tradução nossa)

Na visão do *Financial Accounting Standards Board*²⁴ (FASB), também citada por Hendriksen e Van Breda, a transferência do produto para outra entidade também é reforçada para o reconhecimento de uma receita:

Receitas são entradas ou outros aumentos de ativos de uma entidade, ou liquidações de seus passivos (ou ambos), decorrentes da entrega ou produção de bens, prestação de serviços, ou outras atividades correspondentes a operações normais ou principais da entidade. (grifo nosso)

Essa definição foi bastante criticada por confundir o pagamento por um produto com o próprio produto. Para evitar essas críticas, o Pronunciamento nº 4 do *Accounting Principles Board*²⁵ (APB), assim definiu receita:

aumentos brutos de ativos ou reduções brutas de passivos, reconhecidos e medidos em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos, que resultam daqueles tipos de atividades com fins lucrativos[...] de uma empresa, e que podem alterar o patrimônio dos proprietários.

A definição de Sprouse e Moonitz de que receita representa uma mensuração do valor de troca dos produtos (bens ou serviços) de uma empresa durante um período, é tida por Iudícibus (1997, p.146) como uma das melhores.

O próprio Iudícibus, após analisar vários conceitos de receita disponíveis na literatura contábil, caracterizou suas dimensões básicas como sendo:

- está ligada à produção de bens e serviços em sentido amplo;

²⁴ Conselho de Padrões de Contabilidade Financeira

²⁵ Conselho de Princípios Contábeis

- embora possa ser estimada pela entidade, seu valor final deverá ser validado pelo mercado;
- está ligada a certo período de tempo; e
- embora se reconheça que o esforço para produzir receita provoca, direta ou indiretamente, despesas, não subordina, no tempo, o reconhecimento da receita ao lançamento da despesa.

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 226) afirmam que, independentemente de como seja definida, a receita precisa ser medida, em termos ideais, pelo valor de troca do produto ou serviço da empresa. Esse valor de troca representa o equivalente a caixa ou o valor presente de direitos monetários a serem recebidos.

Na visão do Conselho Federal de Contabilidade (CFC), expressa na Resolução nº 774, de 16 de dezembro de 1994, “na sua essência, o conceito de receita está indissolúvelmente ligado à existência de transação com terceiros”.

Para Iudícibus, Marion e Pereira (1999, p. 284), receita tem os seguintes significados:

(1) Representa a entrada de ativos, sob forma de dinheiro ou direitos a receber, correspondentes, normalmente, à venda de mercadorias, de produtos ou à prestação de serviços. Pode também derivar de juros sobre depósitos bancários ou títulos e de outros ganhos eventuais. (2) Receita de uma empresa durante um período de tempo representa uma mensuração do valor de troca dos produtos (bens e serviços) de uma empresa durante aquele período. (3) Valor monetário, em determinado período, da produção de bens e serviços da entidade, em sentido lato, para o mercado, no mesmo período, validada, mediata ou imediatamente pelo mercado, provocando acréscimo de patrimônio líquido e simultâneo acréscimo de ativo, sem necessariamente provocar, ao mesmo tempo, um decréscimo do ativo e do patrimônio líquido, caracterizado pela despesa. (4) Expressão monetária conferida pelo mercado à produção de bens e serviços da entidade, em sentido amplo, em determinado período. Em geral pode-se dizer que é a expressão monetária, validada pelo mercado, do agregado de bens e serviços da entidade, em sentido amplo (em determinado período de tempo), e que provoca um acréscimo concomitante no ativo e no

patrimônio líquido, considerado separadamente da diminuição do ativo (ou do acréscimo do passivo) e do patrimônio líquido provocados pelo esforço em produzir tal receita.

3.2 RECONHECIMENTO E REALIZAÇÃO DE RECEITAS

No que diz respeito a receitas, segundo Schroeder e Clark (1998, p. 98), o conceito de reconhecimento pode ser “*is the formal process of recording a transaction or event*”²⁶. Já o conceito de realização seria, segundo os autores “*is the process of converting noncash assets to cash or claims to cash*”²⁷.

Para Hendriksen e Van Breda (1999, p. 223), a receita deve ser reconhecida “após um evento crítico, ou assim que o processo de venda tenha sido cumprido em termos substanciais [...] isto normalmente significa que as receitas são reconhecidas no momento da venda.”.

No que tange o reconhecimento, o FASB afirma, segundo citam Hendriksen e Van Breda (1999, p. 227), que uma receita não deve ser reconhecida até que seja obtida (ao longo de todo o ciclo do produto), realizada ou realizável (quando ocorre a troca ou o fluxo de saída do produto).

Guerreiro (1991, p. 3) afirma que “A receita é reconhecida normalmente no momento da venda”. Em outro momento, o autor (1991, p. 9) defende que “o aumento da riqueza origina-se pela adição de valor durante o processo de transformação portanto a receita deve ser reconhecida no momento da produção”.

²⁶ “... é o processo formal de registrar uma transação ou evento” (Tradução nossa)

²⁷ “... é o processo de conversão de ativos não monetários em monetários ou direitos a receber” (Tradução nossa)

O CFC, ao estabelecer os Princípios Fundamentais de Contabilidade, através da Resolução nº 750, de 29 de dezembro de 1993, definiu, no artigo 9º dessa Resolução:

As receitas e as despesas devem ser incluídas na apuração do resultado do período em que ocorrerem, sempre simultaneamente quando se correlacionarem, independentemente de recebimento ou pagamento.

[...]

§ 2º O reconhecimento simultâneo das receitas e despesas, quando correlatas, é consequência natural do respeito ao período em que ocorrer sua geração.

§ 3º As receitas consideram-se realizadas:

I - nas transações com terceiros, quando estes efetuarem o pagamento ou assumirem compromisso firme de efetivá-lo, quer pela investidora na propriedade de bens anteriormente pertencentes à ENTIDADE, quer pela fruição de serviços por esta prestados;

II - quando da extinção, parcial ou total, de um passivo, qualquer que seja o motivo, sem o desaparecimento concomitante de um ativo de valor igual ou maior;

III - pela geração natural de novos ativos independentemente da intervenção de terceiros;

IV - no recebimento efetivo de doações e subvenções.

Um ano após, o próprio CFC, na Resolução nº 774, de 16 de dezembro de 1994, aprovou o Apêndice à Resolução nº 750, no qual reforça o relacionamento da receita com a venda, ao afirmar que:

A receita é considerada realizada no momento em que há a venda de bens e direitos da Entidade – entendida a palavra “bem” em sentido amplo, incluindo toda sorte de mercadoria, produtos, serviços, inclusive equipamentos e imóveis –, com a transferência da sua propriedade para terceiros, efetuando estes o pagamento em dinheiro ou assumindo compromisso firme de fazê-lo num prazo qualquer. Normalmente, a transação é formalizada mediante a emissão de nota fiscal ou documento equivalente, em que consta a quantificação e a formalização do valor de venda, pressupostamente o valor de mercado da coisa ou do serviço. (grifo nosso)

Nessa mesma Resolução o CFC admite ainda outras duas hipóteses para o reconhecimento de uma receita, destacando:

há uma segunda possibilidade, materializada na extinção parcial ou total de uma exigibilidade, como no caso do perdão de multa fiscal, da anistia total ou parcial de uma dívida, da eliminação de passivo pelo desaparecimento do credor, pelo ganho de causa em ação em que se discutia uma dívida ou o seu montante, já devidamente provisionado, ou outras circunstâncias semelhantes. Finalmente, há ainda uma terceira possibilidade: a de geração de novos ativos sem a interveniência de terceiros, como ocorre correntemente no setor pecuário, quando do nascimento de novos animais.

3.3 A RECEITA DE RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

O Acordo Geral do Setor Elétrico, apresentado anteriormente neste trabalho, promoveu a recomposição tarifária extraordinária, prevista nos contratos de concessão. Recomposição tarifária, seja extraordinária ou não, visa definir um reposicionamento das tarifas a serem praticadas pelas concessionárias após ocorrer esse reposicionamento.

Porém, o Acordo Geral do Setor Elétrico, além de promover o reposicionamento tarifário, criou a figura da receita de recomposição tarifária extraordinária. Essa receita foi calculada pela diferença entre a receita efetivamente auferida no período em que vigorou o racionamento e a receita que se estima que seria auferida caso o racionamento não houvesse ocorrido.

Para o cálculo da receita estimada para o período de racionamento, por determinação da Resolução nº 31 da ANEEL de 24 de janeiro de 2002, foram considerados:

- o crescimento esperado do PIB em 2001: 2%;
- a elasticidade do consumo de energia elétrica em relação à variação do PIB: 1,5%;

- o crescimento esperado do consumo de energia em 2001: 3%;
- o crescimento observado no período de janeiro a maio de 2001: 4,9%; e
- a taxa de crescimento esperada para o período de junho a dezembro de 2001: 2,15%.

Logo, a receita de recomposição tarifária extraordinária é a receita que deixou de ser auferida pelas empresas devido ao racionamento. Porém, mesmo não tendo sido auferida, essa receita foi contabilizada como sendo receita do período do racionamento. A forma de efetuar essa contabilização foi determinada pela Resolução nº 72 da ANEEL, de 07 de fevereiro de 2002. Essa Resolução definiu que a receita de recomposição tarifária extraordinária deveria ser reconhecida no exercício de 2001 em contrapartida das contas de Clientes do Ativo Circulante e do Ativo Realizável a Longo Prazo, dependendo do prazo de implementação da recomposição tarifária extraordinária. No caso das empresas que fazem parte desse estudo, o prazo mínimo de implementação da recomposição tarifária extraordinária autorizado pela ANEEL ficou para a ENERGIPE, que foi de 55 meses, e o prazo máximo ficou para a COSERN, que foi de 105 meses.

4 CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS PESQUISADAS

Como já foi apresentado na delimitação desse estudo, o mesmo foi desenvolvido utilizando como universo de pesquisa as empresas privadas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica situadas na região Nordeste das quais foi possível coletar as informações trimestrais necessárias. São elas:

- CELB – Companhia de Eletricidade da Borborema;
- CELPE – Companhia de Eletricidade de Pernambuco;
- COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia;
- COELCE – Companhia Energética do Ceará;
- COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte;
- ENERGIPE – Empresa Energética de Sergipe; e
- SAELPA – Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba.

A tabela 9 apresenta a participação das empresas da região Nordeste nos mercados nacional e regional de distribuição de energia no final do ano de 2002.

TABELA 9 – PARTICIPAÇÃO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DO NORDESTE NOS MERCADOS NACIONAL E REGIONAL

Concessionária	Participação no mercado nacional (%)	Participação no mercado nordestino (%)
CEAL	0,58	4,84
CELB	0,16	1,31
CELPE	2,35	19,38
CEMAR	0,84	6,97
CEPISA	0,44	3,63
COELBA	3,50	28,85
COELCE	1,87	15,44
COSERN	0,91	7,57
ENERGIPE	0,71	5,85
SAELPA	0,69	5,69
SULGIPE	0,05	0,46
TOTAL	12,10	100,00

A seguir serão caracterizadas as empresas estudadas, a partir de informações disponíveis nos *sites* das mesmas, no *site* da CVM e de outras entidades do setor elétrico brasileiro, tais como ANEEL, ABRADDEE e MME. Nessa caracterização serão apresentados, para cada empresa, um pouco do seu histórico, seu controle acionário e alguns detalhes de seu contrato de sua concessão.

Também para cada empresa estudada foram elaboradas três tabelas, todas abrangendo o período de 1997 a 2002. A primeira tabela contém alguns dos indicadores empresariais, como receita, lucro líquido e perdas. A segunda tabela apresenta a evolução do número de clientes. Por fim, a terceira tabela apresenta a evolução do volume vendido de energia. Para efeito de análise desse trabalho, na segunda e terceira tabelas não constam os valores referentes à classe de consumo próprio. Cabe destacar que as tabelas foram elaboradas a partir de um mesmo padrão, e que algumas informações não foram evidenciadas nos relatórios de algumas empresas, o que explica o fato de algumas tabelas apresentarem células em branco.

4.1 CELB – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BORBOREMA

A CELB foi criada pela lei municipal nº 61, de 8 de setembro de 1966, em substituição ao Departamento Autônomo de Serviços Elétricos - DASEC, como sociedade de economia mista por ações (que poderiam ser subscritas por pessoas físicas e/ou jurídicas), ficando assegurados ao Poder Público Municipal 51% do capital votante.

À nova empresa caberia explorar, administrar, conservar, ampliar e manter os serviços elétricos do município de Campina Grande (PB), por meio de concessão do governo federal, com direito a estender suas atividades a outros municípios.

Para administrar a CELB foi instituída uma diretoria composta por um presidente (escolhido e nomeado pelo prefeito municipal) e três diretores: técnico, administrativo e comercial. O cargo de diretor técnico, obrigatoriamente, teria que ser ocupado por um engenheiro eletricista. Funcionariam ainda como órgãos fiscalizadores a Assembléia Geral (Conselho de Administração) e o Conselho Fiscal, devendo fazer parte deste último um representante da oposição na Câmara Municipal, indicado pelo presidente do poder legislativo e eleito pela assembléia geral.

Todos os móveis, imóveis, equipamentos e instalações que constituíam o patrimônio do DASEC foram transferidos pelo prefeito municipal para a CELB, como forma de integralização das ações do município.

Quatro anos depois da criação da CELB, o MME, através da Portaria nº 716, de 29 de outubro de 1970, autorizou a ampliação da área de concessão, com a inclusão dos distritos de Boa Vista, Campinote, Floriano, Marinho, Jenipapo e dos município de Massaranduba, Lagoa Seca, Queimadas e Fagundes.

Atualmente, a empresa atende a aproximadamente 125 mil consumidores, distribuídos nos municípios Campina Grande, Lagoa Seca, Massaranduba, Fagundes, Queimadas e Boa Vista.

Embora continue com a sigla CELB, a empresa teve sua denominação alterada para Companhia Energética da Borborema, através de decisão tomada em assembléia extraordinária de acionistas, em 1997.

Em 30 de novembro de 1999, através de leilão público realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BVRJ), a CELB teve o seu controle acionário (84,92% do capital votante e 75,26% do capital total) adquirido pela Pupart Ltda., empresa de propósito específico, controlada pela Empresa Energética de Sergipe S/A - ENERGIPE, pertencente ao Sistema Cataguazes-Leopoldina.

TABELA 10 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)		45.090	50.997	58.882	79.315*	76.404**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)		37.169	41.867	48.313	67.433	62.873
Lucro Líquido (R\$ mil)		53	2.579	2.225	(7.235)	984
EBITDA (R\$ mil)				9.217	(1.555)	11.925
Lucro Líquido por 1000 Ações (R\$)		0,00	0,02	17,81	(57,13)	7,77
Patrimônio Líquido (R\$ mil)		11.803	15.550	17.160	9.925	10.909
Ativo Total (R\$ mil)		40.338	40.467	54.827	88.470	88.756
Margem Operacional (%)	12,9	3,2	7,1	11,2	(12,7)	12,1
Margem Líquida (%)						
Consumidores por Empregado	316	379	439	595	680	711
Vendas por Empregado (MWh)	968	1.444	1.814	2.567	2.505	2.692
Perdas de Energia (%)				11,1	13,35	9,68

* Inclui o valor de R\$ 20.194 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 1.670 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 11 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA CELB NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial		91.102	93.128	94.732	102.138	105.383
Industrial		483	483	361	362	362
Comercial		10.134	10.376	9.522	10.003	10.082
Rural		15.334	14.350	13.133	10.559	10.700
Poder Público		725	654	699	702	790
Iluminação Pública		18	37	12	12	25
Serviços Públicos		29	30	34	34	33
Total	114.702	117.825	119.058	118.493	123.810	127.375

TABELA 12 – CONSUMO FATURADO PELA CELB POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	123.201	120.559	125.099	109.913	109.844	
Industrial		216.182	242.592	262.352	239.165	258.150
Comercial		56.291	64.778	70.318	62.574	64.187
Rural		15.831	17.005	16.635	12.023	11.243
Poder Público		10.074	12.908	12.233	11.621	12.261
Iluminação Pública		20.844	20.311	19.275	14.787	20.584
Serviços Públicos		6.318	4.617	4.894	5.279	5.605
Total	351.384	448.741	482.770	510.806	455.362	481.874

4.2 CELPE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE PERNAMBUCO

No início do Século XX, os serviços de distribuição de energia elétrica em Pernambuco eram explorados por empresas públicas e privadas. Em 1910, Delmiro Gouveia adquiriu as terras às margens da Cachoeira de Paulo Afonso, no Rio São Francisco, para transformar seu empreendimento num império: de início, uma modesta usina hidrelétrica e uma fábrica de linhas para costura. Depois, o suprimento de energia elétrica aos Estados de Alagoas, Pernambuco, Bahia e Sergipe.

Em janeiro de 1913, Delmiro Gouveia realizou o aproveitamento de 1.500 CV na cachoeira de Paulo Afonso, com três turbinas à altura de 42 metros, inaugurando a primeira usina hidrelétrica de Paulo Afonso.

Em Recife, a partir de 1914, a empresa *Pernambuco Tramways and Power Company Limited*, criada através de contrato assinado no dia 14 de outubro de 1913, com prazo de 50 anos, entre o governo do Estado de Pernambuco e a firma britânica *Bruce Peebles C. Limited*, de Londres, começou a explorar os serviços de geração e distribuição de energia para residências, indústrias e iluminação pública. A eletricidade gerada pela Tramways vinha de uma usina termelétrica, localizada às margens do Rio Capibaribe, próxima à Estação Central da Great Western, onde também estavam os gasômetros,

fornecedores do gás carbônico. Em 1955, a usina da Tramways, já produzia 20.500 KW, época em que chegava a Recife a energia de Paulo Afonso.

No interior do Estado, as prefeituras, as cooperativas e o Departamento de Águas e Energia (DAE) eram responsáveis pela distribuição de eletricidade. No início da década de 1960, a lei Estadual nº 3.764, de 19 de novembro de 1960, transformou o DAE em uma autarquia e atribuiu-lhe competência para organizar e participar de sociedades dedicadas à produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. O Conselho de Coordenação do DAE, em outubro de 1964, autorizou sua diretoria a tomar providências para a criação da Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE).

A CELPE, juridicamente constituída como Sociedade de Economia Mista, foi criada no dia 10 de fevereiro de 1965. Naquele ano, a empresa atendia a 156 localidades em Pernambuco, com 112.132 clientes e um consumo de 141.170 MWh. O sistema elétrico era composto de 14 linhas de 69 kV, com uma extensão de 344 km e 126 linhas em 13.8 kV, totalizando 1.150 km. A potência instalada das seis subestações de 69/13.8 kV era de 33 MVA, além de 156 redes de distribuição. No início da década de 1970 já possuía 300 mil consumidores e mais de um milhão de MWh vendidos, quando recebeu da CHESF os sistemas de transmissão de 69 kV, com 53 linhas e 33 subestações, assumindo os serviços de distribuição de eletricidade das cidades de Caruaru e Jaboatão.

Na década de 1980 a CELPE começou os estudos para exploração de outras formas de energia, especialmente da energia solar. A empresa fez um convênio com o governo francês para instalação de um coletor solar no Centro de Operações do Bongi, sendo esse projeto experimental pioneiro no Brasil. No dia 17 de dezembro de 1986, a empresa mudou sua razão social para Companhia Energética de Pernambuco.

Em 2000, no dia 17 de fevereiro, a CELPE foi comprada por R\$ 1,7 bilhão pelo Consórcio Guaraniã, formado pela Iberdrola Energia, Caixa de Previdência dos

Funcionários do Banco do Brasil (PREVI) e BB Banco de Investimentos S.A. O grupo adquiriu 79,62% do capital social da empresa e 89,60% do capital ordinário.

TABELA 13 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	674.372	744.194	830.572	1.011.987	1.265.664*	1.304.281**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	547.320	598.871	675.402	820.782	1.002.675	959.843
Lucro Líquido (R\$ mil)	56.648	58.430	67.054	(50.397)	135.627	12.883
EBITDA (R\$ mil)			141.654	169.161	256.844	160.283
Lucro Líquido por 1.000 ações	0,80	0,82	0,94	(0,70)	1,90	0,18
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	712.174	671.850	681.280	575.853	1.077.777	1.100.572
Ativo Total (R\$ mil)	1.016.049	1.117.173	1.193.975	1.147.614	2.160.807	2.726.459
Margem Operacional (%)	170,1%	177,1%	14,66%	14,68%	17,04%	10,21%
Margem Líquida (%)			9,93%	-6,14%	13,53%	1,34%
Consumidores por Empregado	429	558	620	929	1.109	1.192
Vendas por Empregado (GWh)	1,6	2,1	2,3	3,5	3,6	3,8
Perdas de Energia (%)	17,9	19,7	20,10	18,54	17,64	19,42

* Inclui o valor de R\$ 168.455 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 42.735 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 14 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA CELPE NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	1.490.238	1.564.470	1.657.189	1.727.804	1.824.784	1.882.642
Industrial	11.702	12.048	10.464	10.723	11.369	11.256
Comercial	123.844	128.926	138.324	148.142	157.166	161.818
Rural	61.460	73.262	87.199	95.439	109.877	124.302
Poder Público	13.222	13.786	14.583	15.319	15.506	16.134
Iluminação Pública	995	994	990	977	1.232	2.917
Serviços Públicos	810	842	881	888	1.043	1.065
Total	1.702.271	1.794.328	1.909.630	1.999.292	2.120.977	2.200.134

TABELA 15 – CONSUMO FATURADO PELA CELPE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	2.287.907	2.465.121	2.513.850	2.628.228	2.331.733	2.295.479
Industrial	1.771.950	1.770.787	1.758.247	1.863.440	1.735.612	1.783.192
Comercial	1.155.202	1.280.882	1.343.930	1.452.221	1.278.469	1.309.263
Rural	298.755	375.748	392.389	403.457	413.036	412.501
Poder Público	298.191	320.885	327.128	370.272	317.367	334.439
Iluminação Pública	347.781	358.910	369.680	385.891	336.369	356.364
Serviços Públicos	323.806	322.342	275.023	307.317	344.474	362.605
Total	5.328.390	6.894.675	6.980.247	7.410.826	6.757.060	6.853.843

4.3 COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA

Até a data de criação da COELBA, o Estado da Bahia era servido de energia elétrica pelas prefeituras municipais e algumas companhias, inclusive uma estadual que atendia a Salvador e parte do Recôncavo Baiano.

Em 28 de março de 1960, foi criada a COELBA, com a missão de fornecer energia para a arrancada do desenvolvimento do Estado. Ao longo de sua trajetória, a empresa foi incorporando os serviços prestados pelas prefeituras e as demais concessionárias existentes, a exemplos da Companhia Elétrica Rio de Contas - CERC e a Companhia de Energia Elétrica da Bahia - CEEB. No primeiro ano de existência, a COELBA atendia 21 localidades e hoje está presente em todo o Estado.

Foi a primeira concessionária de energia da América Latina a construir uma subestação totalmente digitalizada, a SE Candéal, localizada em Salvador. É uma das empresas pioneiras no Norte e Nordeste do país a implantar sistemas de atendimento comercial por telefone e *on-line* em suas agências.

A COELBA foi privatizada no dia 31 de julho de 1997 em leilão realizado na BVRJ, ao preço de R\$ 1,73 bilhões de reais. O consórcio Guaraniana S.A., composto pela empresa espanhola IBERDROLA, pela PREVI, pela BB Investimentos, pela Brasil CAP e pela BB Ações Price, foi o comprador. O Grupo IBERDROLA passou a ser responsável pela operação da COELBA.

O consórcio Guaraniana adquiriu o controle da COELBA com ágio de 77,3% sobre o preço mínimo, que era de R\$ 975,81 mi. A Iberdrola arrematou 61% das ações leiloadas. As ações preferenciais da COELBA, pertencentes à ELETROBRÁS, foram vendidas com ágio de 7,2%.

Em 12 de Dezembro de 1997 a COELBA adquiriu o controle acionário da Companhia Energética do Rio Grande do Norte, também por meio de leilão de privatização.

TABELA 16 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	985.313	1.156.115	1.274.854	1.558.124	1.887.035*	1.935.178**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	741.475	867.076	958.379	1.171.292	1.516.697	1.443.692
Lucro Líquido (R\$ mil)	89.669	192.577	(83.415)	150.712	238.791	122.948
EBITDA (R\$ mil)	161.524	216.896	298.449	407.642	495.177	380.719
Lucro Líquido por 1.000 ações	5,03	10,23	(4,43)	8,01	12,69	6,53
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	1.062.023	1.156.974	1.082.703	1.493.752	1.608.425	1.671.688
Ativo Total (R\$ mil)	1.897.311	2.122.463	2.344.819	3.054.428	3.575.691	4.202.435
Margem Operacional (%)						
Margem Líquida (%)						
Consumidores por Empregado	567	692	810	984	1.089	1.139
Vendas por Empregado (MWh)	2.000	2.450	2.699	3.303	3.094	3.069
Perdas de Energia (%)	16,60	15,56	14,98	13,03	14,15	17,09

* Inclui o valor de R\$ 273.136 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 41.844 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 17 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COELBA NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	2.049.422	2.229.304	2.352.058	2.529.117	2.717.941	2.827.552
Industrial	14.113	14.646	15.197	16.160	17.088	17.699
Comercial	197.271	205.334	211.530	227.933	245.849	249.653
Rural	79.848	76.462	68.942	74.656	97.496	138.523
Poder Público	26.005	27.466	28.980	31.307	32.404	34.507
Iluminação Pública	4.177	7.433	10.418	15.196	14.404	14.472
Serviços Públicos	1.403	1.486	1.555	1.813	2.005	2.291
Total	2.372.239	2.562.131	2.688.680	2.896.182	3.127.187	3.284.697

TABELA 18 – CONSUMO FATURADO PELA COELBA POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	2.754.876	3.104.052	3.221.240	3.389.130	2.815.535	2.737.047
Industrial	2.294.384	2.267.002	2.073.375	2.394.393	2.281.836	2.245.737
Comercial	1.537.999	1.697.891	1.755.494	1.981.109	1.732.429	1.711.845
Rural	489.792	624.696	624.732	612.625	649.598	722.779
Poder Público	328.187	362.693	376.682	427.849	359.089	384.804
Iluminação Pública	500.499	527.771	550.172	597.115	523.295	506.469
Serviços Públicos	500.142	533.718	519.436	526.759	504.876	525.350
Total	8.405.879	9.117.823	9.121.131	9.928.980	8.866.658	8.834.031

4.4 COELCE – COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ

A Companhia Energética do Ceará (COELCE) foi constituída através de escritura pública de 30 de agosto de 1971, publicada no Diário Oficial do Estado do Ceará, no dia 2 de setembro de 1971 e foi autorizada a operar como empresa de energia elétrica pelo decreto federal nº 60.469, de 5 de novembro de 1971, publicado no Diário Oficial da União no dia 9 de novembro do mesmo ano.

Sua criação foi resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Ceará na época: Companhia de Eletrificação Centro-Norte do Ceará (CENORTE), Companhia de Eletricidade do Cariri (CELCA), Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste (CERNE) e Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza (CONEFOR).

A COELCE tornou-se uma empresa de capital aberto, em outubro de 1995, quando suas ações passaram a ser negociadas nas principais Bolsas de Valores brasileiras. Nessa época, os principais acionistas da Companhia eram as Prefeituras Municipais do Estado do Ceará, a ELETROBRÁS e o governo do Estado do Ceará.

Em 02 de abril de 1998, através de leilão Público realizado na BVRJ, a COELCE foi privatizada. O Consórcio Distriluz Energia Elétrica S.A., formado pela Endesa de España S.A., Enersis S.A., Chilectra S.A., e Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, adquiriu o controle acionário da empresa.

No dia 13 maio de 1998, a Distriluz Energia Elétrica S.A, a COELCE, a ANEEL e o governo do Estado do Ceará procederam à assinatura do Contrato de Concessão, que outorgou à COELCE 30 anos de direitos exclusivos sobre a distribuição de energia elétrica no Estado.

No dia 27 de setembro de 1999, a Companhia concluiu um processo de reestruturação societária, através do qual a COELCE incorporou sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A.

A tabela 20 apresenta a composição acionária da COELCE em 31 de dezembro de 2002.

TABELA 19 – COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA COELCE EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002

Acionistas	Em milhares de ações								
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total		
	Única	%	A	%	B	%	Quantid.	%	
Investluz S.A.	89.122.867	91,7							
Investidores Privados	7.785.391	8,1	43.636.256	77,6	88.415	2,65	51.510	33,0	
ELETROBRÁS			7.935.512	14,1	3.062.283	91,73	10.997.795	7,06	
Municípios			144.273	0,3	306	0,01	144.579	0,09	
Endesa Internacional			3.540.000	6,3			3.540.000	2,27	
Outros Públicos	227.617	0,2	980.496	1,7	187.184	5,61	1.395.297	0,9	
Total	96.135.875	100,00	56.236.537	100,00	3.318.188	100,00	155.710.600	100,00	

TABELA 20 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	581.438	705.858	796.883	950.005	1.157.573*	1.234.085**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	447.316	510.650	576.004	700.450	899.522	915.941
Lucro Líquido (R\$ mil)	22.229	27.719	74.896	83.871	115.581	83.342
EBITDA (R\$ mil)						
Lucro Líquido por 1.000 ações	0,15	0,18	0,48	0,54	0,74	0,54
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	439.544	446.258	1.236.557	1.224.277	1.203.692	1.170.665
Ativo Total (R\$ mil)	861.902	963.761	1.767.608	1.888.875	2.116.949	2.507.458
Margem do EBITDA (%)						
Margem Operacional (%)						
Margem Líquida (%)						
Consumidores por Empregado	489	822	844	1.128	1.310	1.435
Vendas por Empregado (MWh)	1.671	2.942	2.915	3.689	3.658	3.972
Perdas de Energia (%)		13,5	13,3	13,3	13,1	12,9

* Inclui o valor de R\$ 148.499 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 22.149 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 21 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COELCE NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	1.187.910	1.286.670	1.417.947	1.543.980	1.567.785	1.595.764
Industrial	7.454	7.698	7.809	7.837	7.742	7.588
Comercial	112.676	119.121	125.522	132.751	140.766	139.899
Rural	70.468	74.811	79.569	89.191	176.089	241.073
Poder Público	16.723	17.962	20.089	20.828	23.005	23.741
Iluminação Pública	184	184	184	185	229	261
Serviços Públicos	1.064	1.148	657	781	902	1.083
Total	1.396.479	1.507.594	1.651.777	1.795.553	1.916.518	2.009.409

TABELA 22 – CONSUMO FATURADO PELA COELCE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	1.656.992	1.882.958	1.962.830	2.014.583	1.759.369	1.728.755
Industrial	1.387.522	1.522.056	1.629.531	1.711.176	1.641.349	1.684.810
Comercial	834.977	945.861	1.003.171	1.072.174	976.291	1.010.335
Rural	290.764	346.055	338.086	302.779	342.123	423.745
Poder Público	204.445	244.065	296.599	298.575	234.601	253.932
Iluminação Pública	243.393	260.853	282.683	290.624	252.070	290.587
Serviços Públicos	138.272	174.978	177.902	174.491	201.925	200.969
Total	4.756.365	5.376.826	5.690.802	5.864.402	5.407.728	5.593.133

4.5 COSERN – COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

A COSERN foi criada pela lei Estadual n.º 2.721, de 14 de dezembro de 1961, regulamentada pelo decreto Estadual n.º 3.878, de 08 de janeiro de 1962 e autorizada a funcionar como empresa de energia elétrica pelo decreto federal n.º 1.302, de 03 de agosto de 1962.

Com o objetivo de eletrificar todo o Estado, tendo a energia produzida pela CHESF, a COSERN iniciou a construção de linhas e redes no interior do Estado, já que na capital os serviços de energia elétrica estavam sob a responsabilidade da Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil – CFLNB.

Em 1968, com 47 municípios energizados e 44.157 consumidores, a COSERN com o apoio da ELETROBRÁS, incorporou a seu patrimônio a Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil, o mesmo ocorrendo com a Companhia de Melhoramentos Mossoró S/A – COMENSA, em 1972.

Privatizada em 12 de dezembro de 1997 através de leilão realizado na BVRJ, a COSERN foi adquirida pelo consórcio formado pela Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA, Guarani S/A e UPTICK Participações S/A pelo preço de R\$

676.400.000,00 (seiscentos e setenta e seis milhões e quatrocentos mil reais). A composição acionária atual da COSERN está representada na tabela 24.

TABELA 23 – COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA COSERN EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	
	Única	%	A	%	B	%	Quantid.	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.748	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,00	20.606	100,00	17.721	100,00	168.074	100,00

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada ainda, às ações preferenciais “Classe A”, prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe “A” e “B” têm direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Atualmente a COSERN atende a mais de 700 mil consumidores em todo o Estado e conta com todas as subestações automatizadas. Além disso, detém concessão para explorar os serviços públicos de distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Norte até 31 de dezembro de 2027.

TABELA 24 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta	255.818	296.647	338.938	448.916	564.090*	554.245**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	201.344	237.023	262.951	361.135	475.270	439.538
Lucro Líquido (R\$ mil)	-93.039	86.460	30.476	70.840	102.932	30.705
EBITDA (R\$ mil)	-31.501	44.748	76.707	140.733	170.489	98.213
Lucro Líquido por Ação (R\$)	-0,78	0,67	0,18	0,42	0,61	0,18
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	71.367	126.058	182.940	405.652	470.053	496.013
Ativo Total (R\$ mil)	340.980	415.943	468.793	797.752	1.062.168	1.322.655
Margem Operacional (%)	-21,22	13,9	22,25	32,6	30,15	15,56
Margem Líquida (%)	-46,21	36,48	11,59	19,62	21,66	6,99
Consumidores por Empregado	468	833	1.051	1.153	1.205	1.248
Vendas por Empregado (MWh)	1.782	3.354	4.292	4.639	4.204	4.365
Perdas de Energia (%)	18,53	16,25	14,77	12,82	12,82	14,03

* Inclui o valor de R\$ 115.830 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 25.861 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 25 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA COSERN NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	522.911	552.790	582.059	610.055	656.082	675.488
Industrial	3.421	3.805	3.921	4.088	4.544	4.414
Comercial	40.954	43.900	45.474	47.487	53.166	55.193
Rural	17.857	15.645	10.288	16.011	19.575	25.434
Poder Público	7.916	8.214	8.434	8.748	8.945	9.168
Iluminação Pública	341	339	545	720	1.255	1.597
Serviços Públicos	815	941	1.104	1.191	1.271	1.277
Total	594.215	625.634	651.825	688.300	744.838	772.571

TABELA 26 – CONSUMO FATURADO PELA COSERN POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	689.312	772.154	815.715	887.134	768.097	757.349
Industrial	747.781	795.684	834.199	842.823	811.692	882.197
Comercial	322.437	369.430	398.297	448.001	394.325	425.740
Rural	141.022	186.198	196.284	146.647	202.316	214.173
Poder Público	114.301	120.686	127.811	146.032	126.941	127.187
Iluminação Pública	136.403	143.344	145.271	145.633	110.931	102.991
Serviços Públicos	110.744	127.256	143.198	157.968	179.288	186.743
Total	2.262.000	2.514.752	2.660.775	2.774.238	2.593.590	2.696.380

4.6 ENERGIPE – EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE

A história da energia elétrica no Estado de Sergipe remonta ao início do século XX, quando o governo estadual construiu a primeira usina de geração, que passou a fornecer eletricidade para o sistema de iluminação pública da capital e para o consumo residencial.

Anos depois, na década de 1920, foi criada a Empresa Tração Elétrica de Aracaju, empreendimento privado que contou com a concessão do Estado para prestar todos os serviços ligados à luz, força motriz e viação urbana da capital. Cerca de uma década depois o Estado reassumiu o controle dos serviços, criando a empresa Serviços de Luz e Força de Aracaju.

Entretanto, o crescimento econômico e social de Sergipe levou à criação de uma nova empresa, capaz de atender não só a capital como também a todo o interior do Estado. Assim surgiu a Empresa Energética de Sergipe S/A - ENERGIPE, criada pela lei estadual nº 943, de 03 de junho de 1959, àquela época denominada Empresa Distribuidora de Energia em Sergipe S/A.

Hoje a ENERGIPE atende a cerca de 417.000 consumidores em 63 municípios do Estado de Sergipe, uma das áreas de maior crescimento do Nordeste Brasileiro, cujo PIB *per capita* é o maior da região.

Em leilão realizado em dezembro de 1997, a Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL, através de sua empresa de propósito específico Catleo Distribuidora Ltda (incorporada pela ENERGIPE em abril de 1998), adquiriu do Governo do Estado de Sergipe 86,4% do capital total da ENERGIPE, pelo valor de R\$ 577.100.000, o que representou um ágio de 96,1% sobre o preço mínimo de R\$ 294.350.000.

No dia 25 de janeiro de 2000, a CFLCL, a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo (CENF), a ENERGIPE, a CELB e a Alliant Energy Holdings do Brasil Ltda., subsidiária da Alliant Energy Resources, com sede em Cedar Rapids, Iowa, Estados Unidos, firmaram acordo que continha as seguintes transações:

- a CFLCL vendeu à ALLIANT 5.107.630 ações da sua controlada ENERGISA, equivalentes a 24,2% do capital total e votante dessa empresa, pelo valor de R\$ 101.376.332,89. Com tais recursos, a CFLCL resgatou, antecipada e integralmente, todas as debêntures de sua 5ª emissão pelo mesmo valor acima acrescido dos juros remuneratórios;
- a CFLCL vendeu à ENERGISA 6.112.030 ações da ENERGIPE, controlada da ENERGISA, pelo valor de R\$ 133.108.258,36;
- a ENERGISA decidiu elevar seu capital social em 16.790.475 ações pelo preço total de emissão de R\$ 396.637.730,85. A ALLIANT subscreveu e efetuou reservas de subscrição no montante de R\$ 263.529.472,49 e a CFLCL subscreveu R\$ 133.108.258,36;
- parte dos recursos a serem capitalizados serão utilizados na amortização de empréstimos das controladas ENERGISA e ENERGIPE com a CFLCL, no montante de R\$ 51.266.793,22; e
- como consequência dessas operações, que representam um ingresso de R\$ 364.905.805,38, a CFLCL permanece com o controle acionário da ENERGISA, com o percentual de 50,1% do capital votante e total da mesma, auferindo ganhos de capital pela venda de participação acionária na ENERGIPE e ENERGISA e pelo aumento de participação no patrimônio líquido da ENERGISA, no montante bruto aproximado de R\$ 73 milhões.

TABELA 27 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta	155.760	185.791	196.217	226.707	328.019*	304.086**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	127.873	151.654	158.321	183.737	274.558	235.005
Lucro Líquido (R\$ mil)	(2.851)	1.277	(10.188)	11.761	(6.496)	(21.732)
EBITDA (R\$ mil)				47.463	103.507	63.198
Lucro Líquido por Ação (R\$)	(72,40)	28,55	(0,23)	262,93	(145,23)	(485,85)
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	96.788	443.689	433.359	696.835	687.638	663.070
Ativo Total (R\$ mil)	168.714	732.872	767.156	1.035.611	1.317.811	1.209.566
Margem Operacional (%)						
Margem Líquida (%)						
Consumidores por Empregado	483	587	639	613	664	691
Vendas por Empregado (MWh)	2.222	2.914	3.159	2.865	2.736	2.859
Perdas de Energia (%)	14,6	13,2	12,7	14,3	15,4	12,5

* Inclui o valor de R\$ 50.819 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 3.909 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 28 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA ENERGIPE NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	319.090	328.776	346.062	345.891	363.313	377.514
Industrial	3.439	3.375	3.412	3.383	3.138	3.157
Comercial	25.694	25.090	25.944	25.694	28.060	27.197
Rural	2.073	2.304	2.551	2.802	3.649	6.044
Poder Público	3.257	3.341	3.822	3.883	4.174	4.965
Iluminação Pública	524	565	597	549	563	776
Serviços Públicos	257	282	307	324	274	272
Total	354.334	363.733	382.695	382.526	403.171	419.925

TABELA 29 – CONSUMO FATURADO PELA ENERGIPE POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997**	1998**	1999	2000	2001	2002
Residencial	407,4	455,5	469.592	468.635	400.095	406.967
Industrial	590,9	650,8	693.639	735.130	712.689	758.484
Comercial	203,5	238,1	245.137	256.866	234.676	241.889
Rural	52,9	66,9	72.355	63.858	67.637	57.371
Poder Público		60,2	61.909	63.025	55.824	63.697
Iluminação Pública	395,4*	83,1	87.435	86.286	72.311	85.876
Serviços Públicos		97,2	100.362	112.917	116.176	119.636
Total	1.650,1	1.651,8	1.730.429	1.786.717	1.659.408	1.733.920

* Soma do consumo de poder público, iluminação pública e serviços públicos

** Valores em GWh

4.7 SAELPA – SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA

No início de 1964 duas distribuidoras de energia elétrica operavam no Estado da Paraíba: a Companhia Distribuidora de Eletricidade do Brejo Paraibano - CODEBRO e a Sociedade de Economia Mista Eletro Cariri S/A - ELETROCARIRI, com atuação nas regiões que dão origem aos seus respectivos nomes, ou seja, o Brejo e o Cariri.

Essas duas empresas promoveram a fusão em uma única que se denominou Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA, tendo como área de ação todo o território do Estado.

Através do decreto federal nº 52.209, de 11 de dezembro de 1964, a SAELPA recebeu competência para funcionar como Concessionária de Energia Elétrica.

A transferência do acervo de 69 kV da CHESF, situado no Estado da Paraíba, para a SAELPA foi realizada em duas etapas, sendo a primeira em 1974 composta das subestações situadas em final de linha de transmissão ou ramal sem interligações e a outra em 1976, da qual faziam parte as demais subestações.

A SAELPA atende hoje a mais de 780 mil consumidores, tendo a sua área de concessão em 217 municípios equivalentes a 96% do território do Estado da Paraíba.

O principal mercado da Empresa é a classe residencial com um consumo em torno de 32,7% do total da energia vendida, seguindo-se logo após a classe industrial que consome cerca de 31,9% daquele total, sendo que a classe comercial vem em terceiro lugar com um consumo de aproximadamente 14,5% da totalidade de energia elétrica vendida.

Para atender essa demanda a SAELPA dispõe de um sistema elétrico composto de 50 subestações de 69/13,8 kV; 1.603 Km de Linhas de Transmissão de 69 kV e 30.441 Km de Linhas e Redes de Distribuição em 13,8 kV.

A SAELPA foi vendida no dia 30 de novembro de 2000 para o grupo Cataguazes-Leopoldina, pelo preço mínimo de R\$ 362.980.000, na BVRJ. Os outros interessados que disputaram o leilão foram a AES e o consórcio Guaraniana.

TABELA 30 – INDICADORES EMPRESARIAIS DA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Indicador	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta	186.910	219.719	245.681	310.829	378.941*	395.446**
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	146.840	171.113	187.924	245.073	312.379	313.381
Lucro Líquido (R\$ mil)	1.020	37.831	4.372	(93.791)	(13.281)	28.181
EBITDA (R\$ mil)	15.624	18.645	20.279	55.456	2.800	101.674
Lucro Líquido por 1000 Ações (R\$)	1,52	52,07	5,98	(128,27)	(18,16)	37,46
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	202.901	218.826	224.012	108.488	98.474	125.863
Ativo Total (R\$ mil)	328.420	383.915	441.785	450.919	611.549	630.379
Margem Operacional (%)	3,0	2,7	1,6	(45,8)	(1,8)	24,0
Margem Líquida (%)						
Consumidores por Emprego	398	462	510	552	668	675
Vendas por Emprego (MWh)	1.133	1.335	1.490	1.590	1.687	1.757
Perdas de Energia (%)		26,6	26,1	27,4	27,52	21,09

* Inclui o valor de R\$ 77.350 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

** Inclui o valor de R\$ 6.896 mil, referente à receita de recomposição tarifária extraordinária do racionamento

TABELA 31 – QUANTIDADE DE CONSUMIDORES DA SAELPA NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Quantidade de Consumidores					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	574.963	592.555	619.657	636.337	675.031	686.239
Industrial	4.490	4.509	4.639	4.604	4.961	4.811
Comercial	48.565	49.450	50.970	52.451	58.891	56.191
Rural	16.760	16.347	17.321	16.110	23.779	33.041
Poder Público	8.488	8.768	9.224	8.690	8.931	10.935
Iluminação Pública	744	746	745	743	560	263
Serviços Públicos	459	482	512	594	670	729
Total	654.469	672.857	703.068	719.529	772.823	792.209

TABELA 32 – CONSUMO FATURADO PELA SAELPA POR CLASSE DE CONSUMIDOR NOS ANOS DE 1997 A 2002

Classes de Consumidores	Consumo Faturado (MWh)					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Residencial	629.403	697.785	716.350	720.563	637.755	653.779
Industrial	502.386	551.285	609.903	629.247	623.687	636.998
Comercial	229.327	251.831	267.588	303.777	282.695	312.058
Rural	74.629	79.298	78.438	65.756	75.309	76.835
Poder Público	86.190	94.118	101.111	100.308	88.809	95.683
Iluminação Pública	121.128	124.049	125.835	128.067	114.536	147.536
Serviços Públicos	130.868	130.945	109.710	121.815	128.005	135.638
Total	1.773.931	1.929.311	2.008.935	2.069.533	1.950.796	2.058.606

5 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DAS INFORMAÇÕES COLETADAS

Nesse capítulo estão descritas e analisadas as informações coletadas das empresas que compõem esse estudo: CELB, CELPE, COELCE, COELBA, COSERN, ENERGIPE e SAELPA.

Para cada empresa estudada são apresentados os dados coletados em forma de tabela e, para uma melhor visualização, foi criada uma representação gráfica mostrando a evolução da receita e do volume de energia vendida, bem como um diagrama de dispersão para essas duas variáveis no período analisado (1997 a 2002),

Para tentar explicar o comportamento das duas variáveis estudadas – receita (variável dependente) e volume de energia vendida (variável independente) – foi realizada uma regressão linear com nível de confiança de 95%, em duas etapas. Na primeira etapa, foi realizada a regressão linear simples entre as duas variáveis. Em seguida foi inserida uma variável *dummy* para o período de reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária, que iniciou-se no quarto trimestre do ano de 2001 e prosseguiu pelos quatro trimestres do ano de 2002. Os resumos dos resultados das regressões realizadas com o auxílio do *software* Microsoft Excel encontram-se nos apêndices B a O desse trabalho.

O objetivo da realização da regressão em duas etapas foi verificar o poder explicativo da variável *dummy* utilizada, através da análise do comportamento dos coeficientes de determinação (R^2) e de correlação (R) nas duas etapas.

5.1 CELB – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BORBOREMA

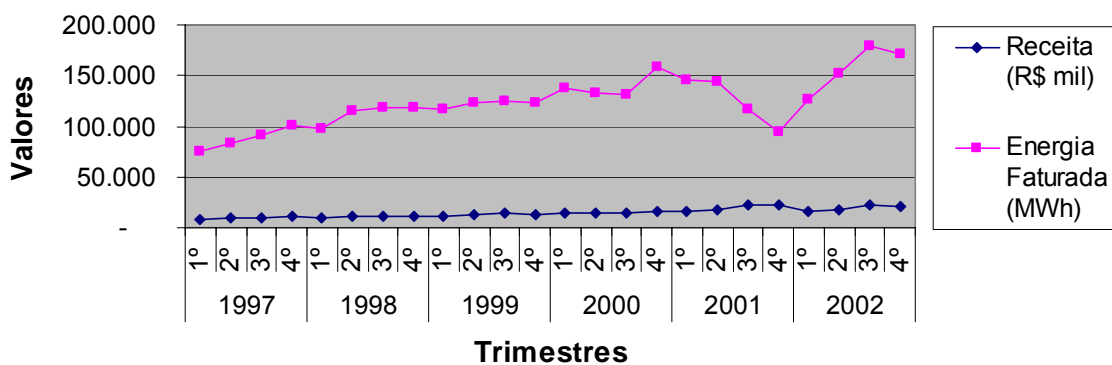
TABELA 33 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	1º	7.963	75.594
	2º	9.551	83.222
	3º	9.582	91.794
	4º	10.617	100.614
1998	1º	10.212	97.158
	2º	11.543	114.771
	3º	11.599	119.196
	4º	11.734	117.943
1999	1º	11.173	116.188
	2º	13.262	123.988
	3º	14.262	124.907
	4º	12.300	122.666
2000	1º	14.437	137.041
	2º	14.608	132.711
	3º	14.427	131.142
	4º	15.410	158.404
2001	1º	16.673	145.335
	2º	18.398	143.471
	3º	22.343	116.929
	4º	21.901	95.131
2002	1º	16.222	125.680
	2º	18.118	152.206
	3º	22.013	179.252
	4º	20.051	171.536

O gráfico 7, apresentado a seguir, demonstra claramente que o volume de energia vendida teve uma queda significativa nos dois últimos trimestres do ano de 2001, o que não se refletiu na receita, devido ao reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária. A partir do primeiro trimestre do ano de 2002, com o final do racionamento, observa-se uma retomada no crescimento do volume de energia vendida,

alcançando no final de 2002, níveis superiores aos que eram observados antes do racionamento.

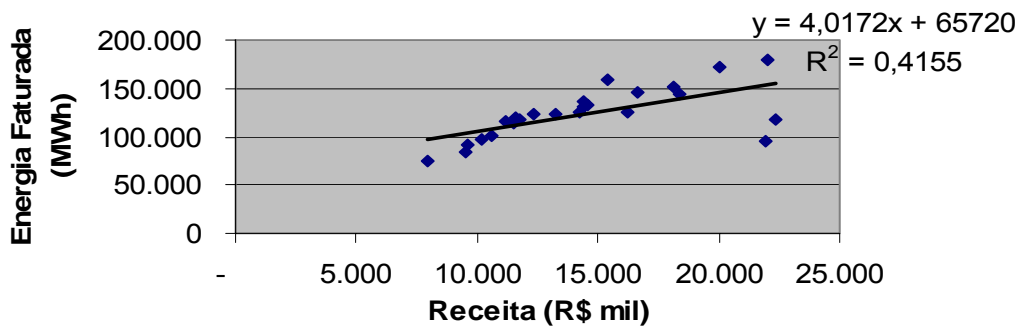
GRÁFICO 7 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002



A regressão linear calculada para a CELB contou com 24 observações, sendo uma para cada trimestre dos anos de 1997 a 2002. Aplicada a primeira etapa da regressão linear entre a receita e o volume de energia vendida pela CELB no período de janeiro de 1997 a dezembro de 2002, verificou-se um coeficiente de correlação de 0,644608 e um coeficiente de determinação de 0,415519, conforme demonstrado no Apêndice B.

O gráfico 8 apresenta o diagrama de dispersão entre a receita contabilizada e a energia faturada pela CELB no período de 1997 a 2002, destacando-se a equação da linha de tendência gerada a partir da primeira etapa da regressão e o coeficiente de determinação calculado.

GRÁFICO 8 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA CELB NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Na segunda etapa da regressão linear, com a inclusão da variável *dummy* observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,764150 e do coeficiente de determinação para 0,583925, de acordo como apresenta o Apêndice C.

5.2 CELPE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE PERNAMBUCO

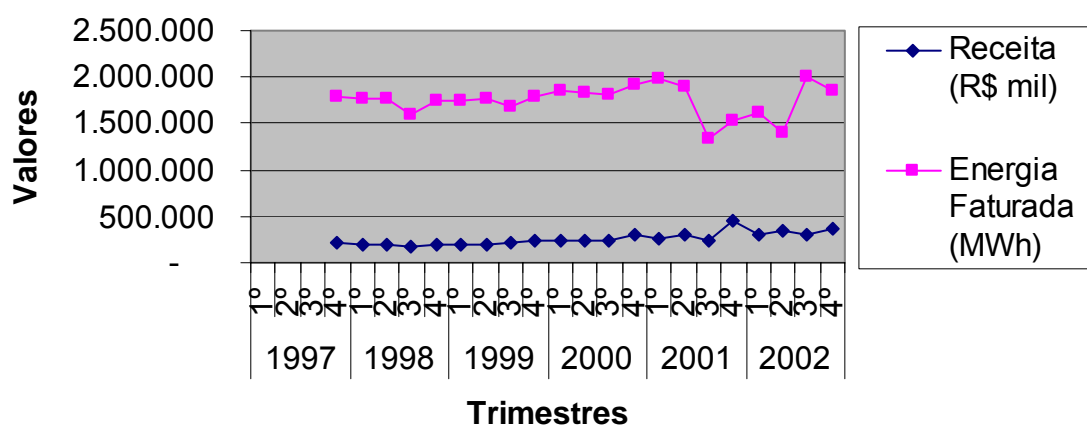
TABELA 34 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002*

Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	4º	205.380	1.784.230
1998	1º	188.598	1.768.888
	2º	186.003	1.775.072
	3º	174.952	1.598.718
	4º	194.641	1.751.997
1999	1º	195.321	1.741.928
	2º	201.250	1.771.591
	3º	205.009	1.684.379
	4º	228.992	1.782.349
2000	1º	234.792	1.847.500
	2º	232.177	1.838.771
	3º	234.033	1.812.812
	4º	310.985	1.911.743
2001	1º	259.541	1.979.164
	2º	311.099	1.900.509
	3º	232.862	1.340.657
	4º	462.162	1.536.730
2002	1º	294.174	1.610.920
	2º	337.222	1.392.710
	3º	302.252	1.996.903
	4º	370.633	1.853.310

* A empresa não informou o volume de energia vendida nos três primeiros trimestres de 1997

Observando o gráfico 9, a seguir, pode-se observar que o volume de energia vendida começou a reduzir significativamente no terceiro trimestre do ano de 2001, e permaneceu sem sinais sensíveis de crescimento até o terceiro trimestre do ano de 2002, quando voltou ao nível apresentado no final do ano 2000, tendo uma pequena redução no trimestre seguinte. No que tange à receita, destaca-se o seu crescimento acentuado no quarto trimestre do ano de 2001, apesar da diminuição no volume de energia vendida, provocado pelo reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária.

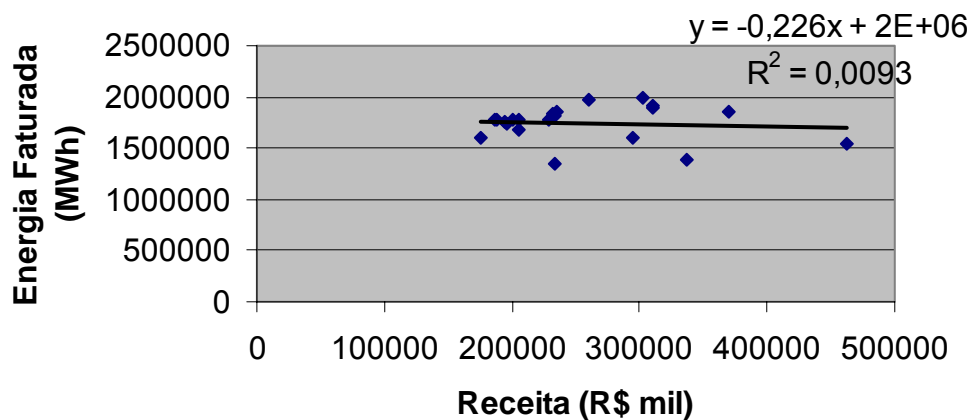
GRÁFICO 9 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Como a CELPE não informou o volume de energia vendida em seus três primeiros relatórios de informações trimestrais do ano de 1997, a regressão linear calculada para essa empresa contou com apenas 21 observações, sendo uma para o último trimestre do ano de 1997 e uma para cada trimestre dos anos de 1998 a 2002. Aplicada a primeira etapa da regressão linear entre a receita e o volume de energia vendida pela CELPE no período de outubro de 1997 a dezembro de 2002, verificou-se um coeficiente de correlação de 0,09631 e um coeficiente de determinação de 0,009276, conforme demonstrado no Apêndice D.

No gráfico 10 observa-se o diagrama de dispersão entre a receita contabilizada e a energia faturada pela CELPE no período de 1997 a 2002. Também observa-se a equação da linha de tendência gerada a partir da primeira etapa da regressão e o coeficiente de determinação calculado.

GRÁFICO 10 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA CELPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Na segunda etapa da regressão linear, com a inclusão da variável *dummy* observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,774122 e do coeficiente de determinação para 0,599264. A demonstração dessa segunda etapa da regressão encontra-se no Apêndice E.

5.3 COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA

TABELA 35 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002*

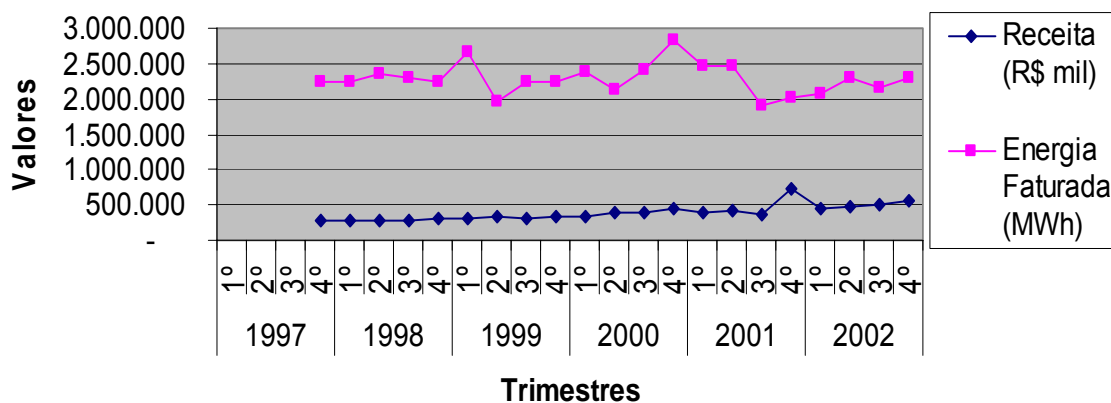
Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	4°	276.041	2.243.769
1998	1°	278.020	2.238.959
	2°	293.307	2.348.255
	3°	285.073	2.288.865
	4°	299.715	2.241.744
1999	1°	296.880	2.654.645
	2°	325.815	1.962.869
	3°	318.078	2.247.047
	4°	334.081	2.256.570
2000	1°	348.827	2.396.095
	2°	380.121	2.128.841
	3°	382.281	2.399.480
	4°	446.895	2.821.293
2001	1°	383.787	2.475.845
	2°	426.481	2.477.760
	3°	352.569	1.904.029
	4°	724.198	2.009.123
2002	1°	438.696	2.081.578
	2°	473.203	2.312.426
	3°	502.609	2.153.396
	4°	560.670	2.286.920

* A empresa não informou o volume de energia vendida nos três primeiros trimestres de 1997

No gráfico 11 observa-se que o volume de energia vendida trimestralmente pela COELBA apresentou crescimento relativamente constante desde o final de 1997, com alguns picos registrados nos períodos de final e de início de ano entre 1998 e 2000. A exemplo das outras concessionárias estudadas, também apresentou diminuição significativa nesse volume no início do racionamento, no terceiro trimestre de 2001, quando registrou o menor valor dos últimos cinco anos. A partir do final do ano de 2001, iniciou uma retomada no crescimento do volume de energia vendida sem, no entanto, conseguir retornar aos níveis observados antes do racionamento.

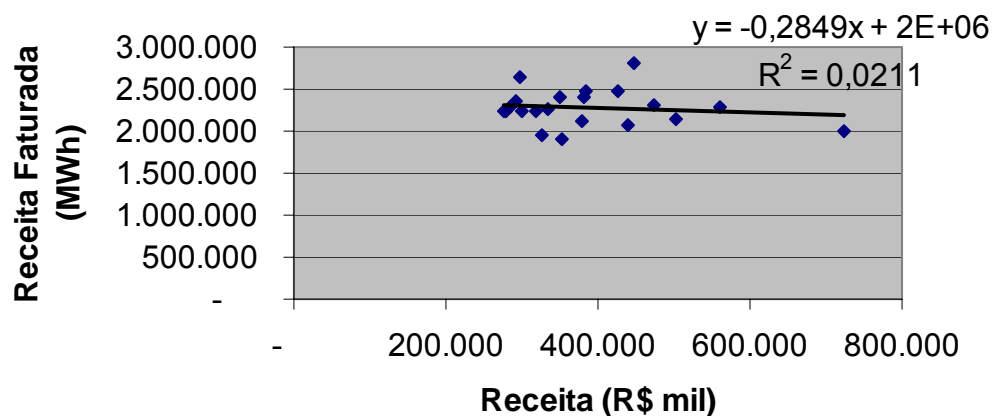
Semelhante ao observado na CELPE, na COELBA também ocorreu um pico na receita de venda no último trimestre de 2001, em função do reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária.

GRÁFICO 11 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Para o cálculo da regressão linear para a COELBA, só foi possível levantar em seus relatórios de informações trimestrais (ITR) o volume de energia vendida a partir do último trimestre de 1997, o que resultou em 21 observações. A primeira etapa da regressão linear entre a receita e o volume de energia vendida pela COELBA no período de outubro de 1997 a dezembro de 2002, apresentou um coeficiente de correlação de 0,145309 e um coeficiente de determinação de 0,021115. A seguir, no gráfico 12 está representado o diagrama de dispersão entre a receita contabilizada e a energia faturada pela COELBA no período de 1997 a 2002, destacando-se a equação da linha de tendência gerada a partir da primeira etapa da regressão e o coeficiente de determinação calculado. No Apêndice F estão demonstrados os resultados dos cálculos dessa primeira etapa.

GRÁFICO 12 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COELBA NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Após a inclusão da variável *dummy*, na segunda etapa da regressão linear, observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,795966 e do coeficiente de determinação para 0,633562. A demonstração dos cálculos dessa segunda etapa da regressão encontra-se no Apêndice G.

5.4 COELCE – COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ

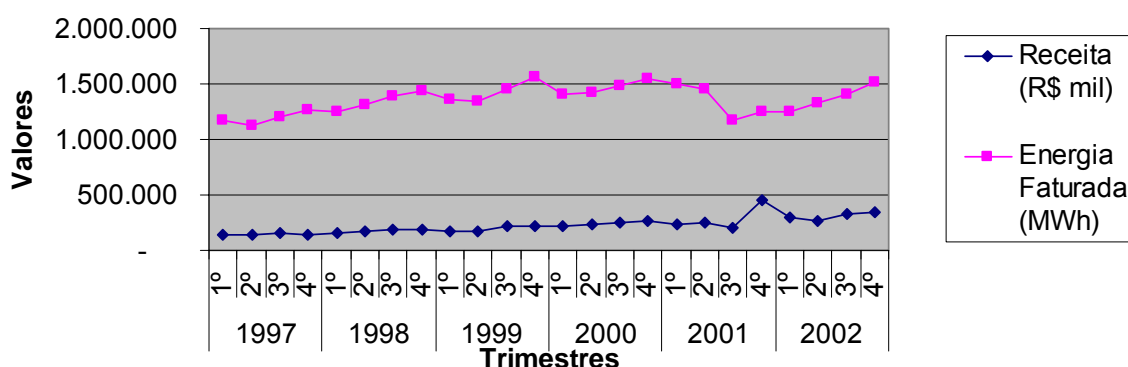
TABELA 36 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	1º	145.031	1.176.809
	2º	147.599	1.131.756
	3º	150.864	1.197.954
	4º	137.989	1.271.839
1998	1º	159.344	1.251.171
	2º	172.064	1.319.525
	3º	185.057	1.385.121
	4º	189.393	1.440.302
1999	1º	176.590	1.358.261
	2º	179.568	1.339.817
	3º	219.068	1.452.279
	4º	221.657	1.558.109
2000	1º	211.482	1.407.326
	2º	231.369	1.415.917
	3º	247.735	1.480.657
	4º	259.419	1.541.216
2001	1º	240.254	1.493.761
	2º	257.006	1.459.757
	3º	205.588	1.167.768
	4º	454.725	1.245.865
2002	1º	296.288	1.245.454
	2º	263.130	1.334.834
	3º	331.223	1.413.095
	4º	343.444	1.516.617

Verifica-se no gráfico 13 que o volume de energia vendida trimestralmente pela COELCE apresentou um comportamento uniforme de crescimento desde o início de 1997 até o final do ano 2000, com um discreto pico no final do ano de 1999. O ano de 2001 iniciou com uma pequena queda no volume de vendas de energia, que agravou-se com o advento do racionamento, reduzindo o volume de energia vendida no terceiro trimestre a níveis próximos do medido no terceiro trimestre de 1997. A partir do trimestre seguinte, a COELCE apresentou uma recuperação de suas vendas, conseguindo fechar o ano de 2002 com um volume de energia vendida já bastante próximo do volume apresentado no final do ano que antecedeu o ano do racionamento.

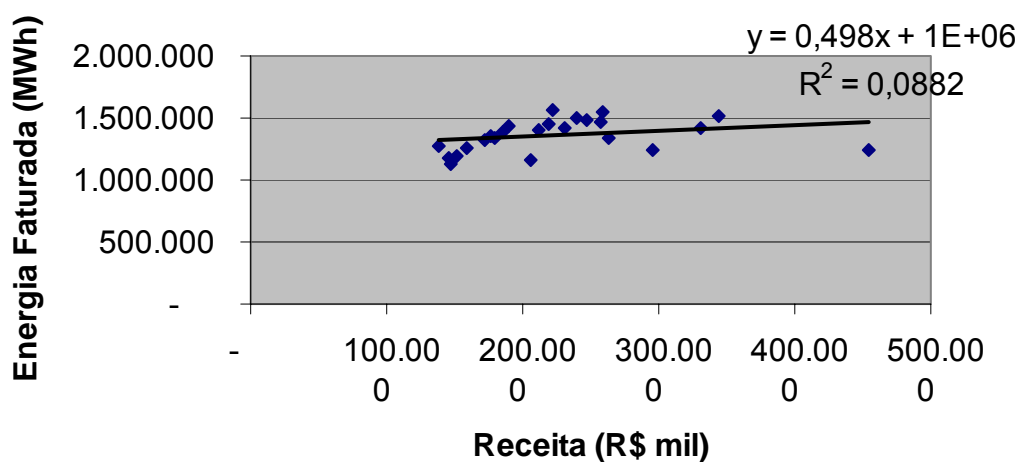
A exemplo de outras empresas já apresentadas, a função receita apresentou um comportamento atípico no último trimestre de 2001, provocado pelo reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária, que gerou uma receita próxima de duas vezes a média dos três primeiros trimestre do mesmo ano.

GRÁFICO 13 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



O cálculo da regressão linear para a COELCE foi realizado utilizando-as as 24 observações referentes aos trimestres entre 1997 e 2002. A primeira etapa da regressão linear entre a receita e o volume de energia vendida no período de janeiro de 1997 a dezembro de 2002, apresentou um coeficiente de correlação de 0,296964 e um coeficiente de determinação de 0,088188. Os resultados dessa primeira etapa da regressão linear encontram-se no Apêndice H, e o gráfico 14 representa o diagrama de dispersão entre a receita contabilizada e a energia faturada pela COELCE no período de 1997 a 2002, com destaque para a equação da linha de tendência gerada e o coeficiente de determinação calculado.

Gráfico 14 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COELCE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Ao ser incluída a variável *dummy*, na segunda etapa da regressão linear, observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,847673 e do coeficiente de determinação para 0,718549. Os resultados dessa segunda etapa estão demonstrados no Apêndice I.

5.5 COSERN – COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

TABELA 37 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002

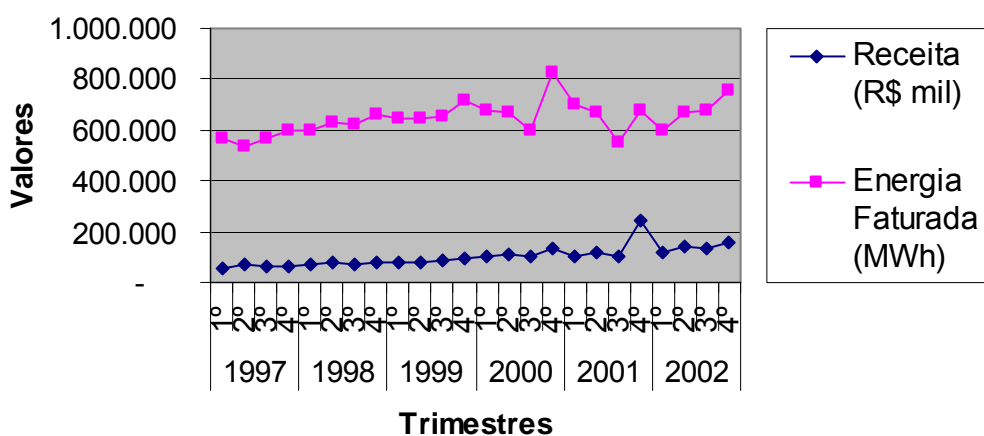
Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	1º	57.786	564.635
	2º	71.391	537.370
	3º	66.149	563.268
	4º	60.492	596.727
1998	1º	70.729	600.797
	2º	74.891	629.787
	3º	74.195	619.195
	4º	76.832	664.973
1999	1º	76.785	648.748
	2º	81.142	642.252
	3º	84.788	652.719
	4º	96.223	717.056
2000	1º	99.282	679.518
	2º	111.638	669.403
	3º	106.005	598.155
	4º	131.991	827.162
2001	1º	105.544	699.527
	2º	119.675	667.157
	3º	98.685	550.404
	4º	240.186	676.502
2002	1º	118.459	599.553
	2º	140.449	667.257
	3º	134.623	674.556
	4º	160.714	755.014

Observando o gráfico 15, pode-se verificar que o volume de energia vendida trimestralmente pela COSERN apresentou crescimento relativamente constante desde o início de 1997, com uma pequena redução nos três primeiros trimestres do ano 2000, alcançando seu maior valor no quarto trimestre do mesmo ano. O ano de 2001 já iniciou com uma tendência de queda no volume de vendas de energia, queda que acentuou-se com o início do racionamento, levando o volume de energia vendida no terceiro trimestre a igualar-se ao volume registrado no início de 1997. Porém, logo no próximo trimestre a COSERN já apresentava sinais de recuperação de suas vendas e, no ano

seguinte, em 2002, o volume de energia vendida conseguiu recuperar-se e crescer ao longo de todo o ano, com uma breve estabilidade entre o segundo e o terceiro trimestres.

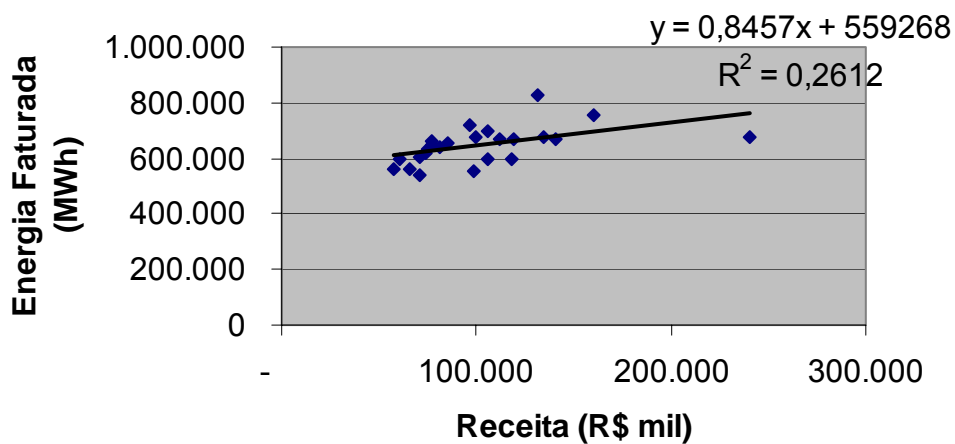
Da mesma forma que ocorreu com a CELPE e a COELBA, pertencentes ao mesmo grupo controlador (Iberdrola), na COSERN observa-se um pico na função receita de venda no último trimestre de 2001, provocado pelo reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária.

GRÁFICO 15 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002



O cálculo da regressão linear para a COSERN foi realizado utilizando-as as 24 observações referentes aos trimestres entre 1997 e 2002. A primeira etapa da regressão linear entre a receita e o volume de energia vendida pela COSERN no período de janeiro de 1997 a dezembro de 2002, apresentou um coeficiente de correlação de 0,511042 e um coeficiente de determinação de 0,261164, conforme demonstrado no Apêndice J e no gráfico 16.

GRÁFICO 16 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA COSERN NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Na segunda etapa da regressão linear, com a inclusão da variável *dummy* observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,816815 e do coeficiente de determinação para 0,667187, conforme demonstrado no Apêndice K.

5.6 ENERGIPE – EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE

TABELA 38 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002

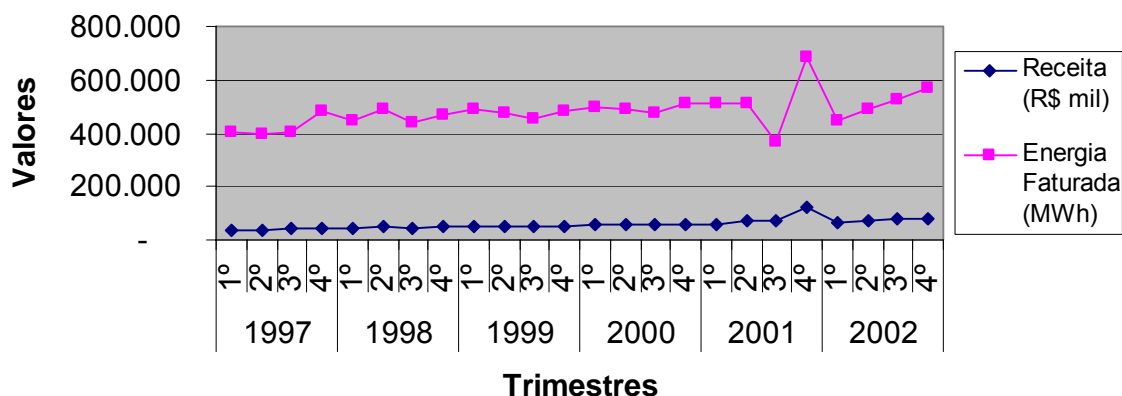
Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	1º	35.557	400.773
	2º	37.088	393.603
	3º	39.694	400.469
	4º	43.421	479.946
1998	1º	44.415	448.033
	2º	47.960	493.547
	3º	44.026	438.694
	4º	49.390	471.184
1999	1º	47.619	488.444
	2º	48.664	473.053
	3º	48.981	456.736
	4º	50.953	481.684
2000	1º	54.095	498.381
	2º	55.687	488.144
	3º	56.508	476.143
	4º	60.417	510.166
2001	1º	60.868	509.870
	2º	72.561	514.380
	3º	69.721	368.058
	4º	124.869	684.028
2002	1º	65.403	450.018
	2º	73.346	488.372
	3º	82.538	527.739
	4º	82.799	568.848

A ENERGIPE foi, dentre as concessionárias estudadas, a que menos sentiu os efeitos do racionamento e da conseqüente receita de recomposição tarifária extraordinária. O gráfico 10 apresenta que o início do racionamento provocou uma sensível redução no volume de energia vendida no terceiro trimestre de 2001, se comparado com as vendas do trimestre anterior. Por outro lado, no quarto trimestre, o volume de energia vendida aumentou cerca de 85% em relação ao terceiro trimestre. Em função desse comportamento, o impacto do racionamento no faturamento da empresa foi pequeno, o que a levou a apropriar uma receita de recomposição tarifária extraordinária de apenas cerca de R\$ 25 milhões em 2001.

O gráfico 17 apresenta um pico na receita do quarto trimestre de 2001 que, ao contrário das outras concessionárias estudadas, foi provocado não só pela receita de recomposição tarifária extraordinária, mas também pela recuperação do volume de energia vendida, apesar de o programa de racionamento estar em vigor na época.

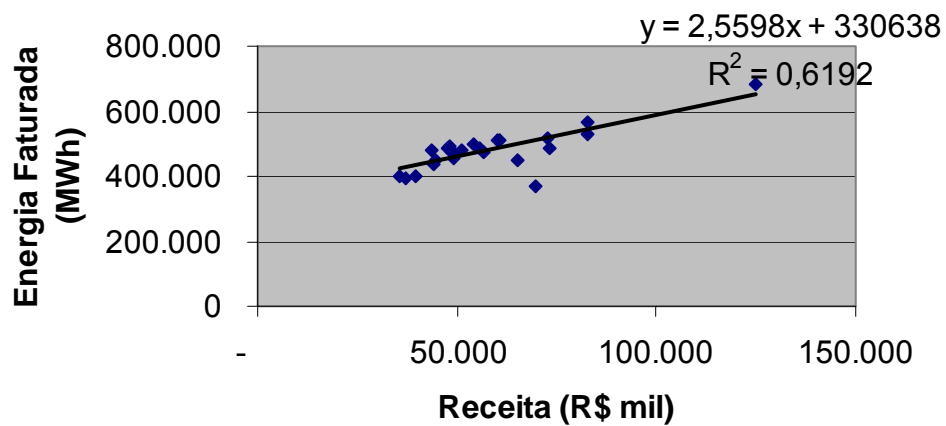
No início do ano de 2002, tanto o volume de vendas como a receita sofreram uma redução se comparados ao último trimestre de 2001. Porém, nos três trimestres seguintes, a empresa conseguiu retomar o crescimento do volume de vendas e, conseqüentemente, da receita.

GRÁFICO 17 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



O cálculo da regressão linear para a ENERGIPE, utilizando as 24 observações entre 1997 e 2002, refletiu a mais forte relação entre as variáveis volume de energia e receita dentre as concessionárias estudadas. A primeira etapa da regressão, cuja demonstração encontra-se no Apêndice L, apresentou um coeficiente de correlação de 0,786912 e um coeficiente de determinação de 0,619231. O resultado dessa primeira etapa está representado pelo diagrama de dispersão mostrado no gráfico 18.

GRÁFICO 18 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA ENERGIPE NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Na segunda etapa da regressão linear, com a inclusão da variável *dummy* observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,875142 e do coeficiente de determinação para 0,765874, de acordo com o que se observa no Apêndice M.

5.7 SAELPA – SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA

TABELA 39 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002

Ano	Trimestre	Receita (R\$ mil)	Energia Faturada (MWh)
1997	1º	39.153	431.288
	2º	46.892	432.507
	3º	47.426	440.196
	4º	53.439	483.808
1998	1º	55.273	470.713
	2º	55.398	485.794
	3º	51.081	467.026
	4º	57.967	499.900
1999	1º	56.699	505.879
	2º	57.728	499.058
	3º	62.755	491.071
	4º	68.499	526.612
2000	1º	66.376	519.129
	2º	81.039	524.599
	3º	75.596	498.104
	4º	87.818	1.129.601
2001	1º	82.084	615.563
	2º	92.813	619.480
	3º	92.820	508.050
	4º	111.224	472.457
2002	1º	96.694	610.711
	2º	84.442	833.478
	3º	101.665	643.337
	4º	112.645	803.252

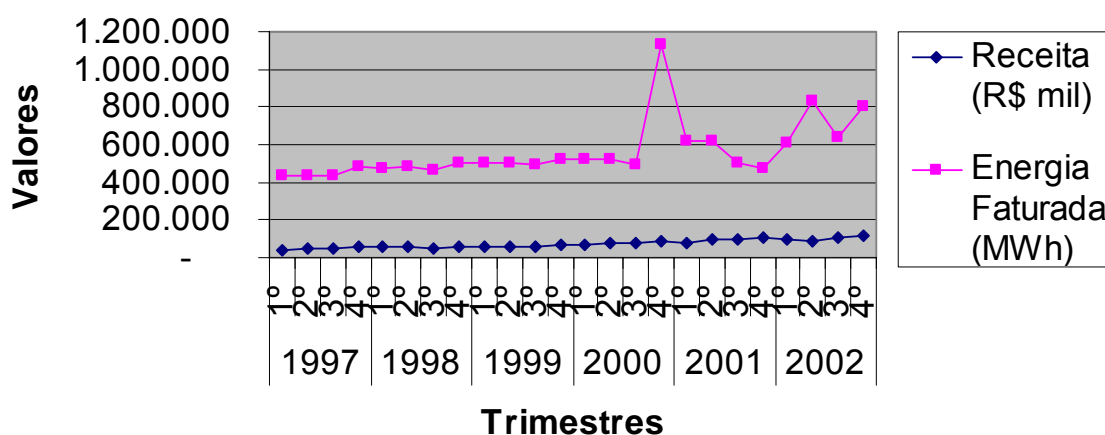
A SAELPA apresentou um crescimento relativamente constante nas suas vendas de energia desde o início do ano de 1997 até o final do ano de 2000, quando, em um único trimestre, apresentou um volume de energia vendida superior ao dobro do trimestre anterior.

No ano de 2001 apresentou, conforme pode-se observar no gráfico 12, um comportamento que iniciou com uma tendência de estabilização do volume de energia vendida por volta de 600.000 MWh, tendo sofrido uma redução significativa com o início do racionamento no terceiro trimestre. No ano de 2002 a SAELPA começou a recuperar seu volume de vendas, que voltou a cair no terceiro trimestre, mas tornou a crescer no

quarto trimestre, fechando o ano num patamar que supera as vendas registradas antes do racionamento, no início do ano de 2001.

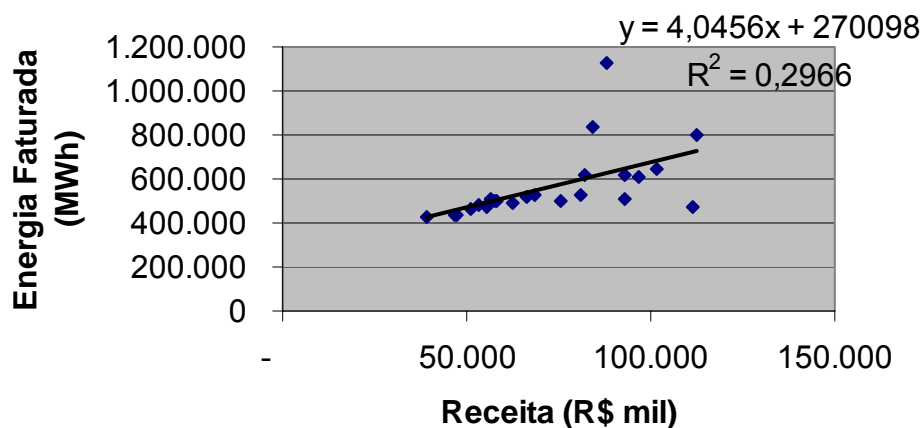
A função receita, por sua vez, apresentou crescimento relativamente constante, mesmo com a redução nas vendas, devido à receita de recomposição tarifária extraordinária.

GRÁFICO 19 – EVOLUÇÃO DA RECEITA E DA ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Utilizando as 24 observações entre 1997 e 2002 para o cálculo da regressão linear entre o volume de vendas e a receita da SAELPA, observou-se um coeficiente de correlação de 0,544609 e um coeficiente de determinação de 0,296599 na primeira etapa, conforme demonstrado no Apêndice N. O diagrama de dispersão, com a equação da linha de tendência gerada e o coeficiente de determinação calculado estão representados no gráfico 20.

GRÁFICO 20 – DIAGRAMA DE DISPERSÃO ENTRE A RECEITA CONTABILIZADA E A ENERGIA FATURADA PELA SAELPA NO PERÍODO DE 1997 A 2002



Na segunda etapa, com a inclusão da variável *dummy* observou-se a elevação do coeficiente de correlação para 0,772622 e do coeficiente de determinação para 0,596944. Os resultados dessa segunda etapa da regressão estão demonstrados no Apêndice O.

5.8 DISCUSSÃO

O Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, que vigorou no Brasil no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, provocou diminuição no volume de energia vendida em todas as empresas estudadas.

Analisando o comportamento das funções de volume de energia faturada de cada empresa, observa-se que algumas empresas sofreram reduções mais agudas e mais prolongadas que outras. O caso mais marcante é o da CELPE, que passou praticamente um ano inteiro, entre junho de 2001 e junho de 2002, com um volume de energia faturada abaixo dos níveis observados em 1997, só voltando a recuperar o crescimento nas vendas no terceiro trimestre de 2002.

Um caso que também merece ser ressaltado é o da CELB, que logo no primeiro trimestre de 2002 já conseguiu uma forte retomada no crescimento do seu volume de vendas, atingindo no final do ano de 2002 um volume maior que os volumes observados antes do racionamento.

A COELBA apresentou um comportamento diferente das demais empresas estudadas, na sua função de volume de energia faturada. Ao longo de todo o período estudado, a empresa intercalou períodos de relativa estabilidade no volume de vendas com picos nos finais dos anos de 1998 e de 2000. Com o advento do racionamento, a COELBA teve seu volume de vendas reduzido ao nível das vendas efetuadas no início do ano de 1999 e, após o encerramento do racionamento, não conseguiu alavancar suas vendas além do volume registrado no final daquele mesmo ano.

A COSERN obteve um crescimento constante de suas vendas de energia desde 1997 até o final de 1999. O ano de 2000 iniciou-se com uma tendência de redução no volume de vendas, que apresentou uma recuperação surpreendente no final daquele

mesmo ano, quando a empresa registrou o seu maior volume de vendas dos últimos anos. Como que repetindo a tendência do ano anterior, o ano de 2001 apresentou redução de vendas novamente, agravada pelo racionamento a partir do meio do ano. Porém, a empresa conseguiu uma discreta recuperação no final do ano, retornando ao patamar de vendas do primeiro trimestre, superando o volume registrado no primeiro trimestre do racionamento.

A ENERGIPE, certamente, foi a empresa que apresentou o comportamento mais inesperado da função de volume de energia faturada durante o período de vigência do racionamento. Após uma redução drástica de suas vendas no primeiro trimestre do racionamento, no último trimestre de 2001 a empresa bateu o recorde de vendas de energia em um só trimestre, o que fez com que sua receita de recomposição tarifária extraordinária fosse relativamente pequena. No início de 2002 suas vendas voltaram a cair, porém, durante todo o restante do ano mantiveram um crescimento constante.

Por sua vez, a SAELPA também apresentou um pico no seu volume de energia faturada no período estudado. Esse pico ocorreu no último trimestre do ano de 2000, quando a empresa registrou uma venda de mais do que o dobro do trimestre anterior. No primeiro semestre do ano de 2001 a empresa apresentou um comportamento estável em suas vendas, que caíram com o início do racionamento, para retomarem o crescimento apenas no início do ano seguinte. No terceiro trimestre do ano de 2002, houve uma nova queda nas vendas, que voltaram a se recuperar no último trimestre daquele ano.

Quanto ao comportamento da função receita²⁸, pode-se dividir o universo de empresas pesquisadas em dois grupos. O primeiro grupo, composto pelas concessionárias CELB e SAELPA, apresentou um comportamento uniforme de crescimento da função receita, sem apresentar picos ao longo do período analisado. O segundo grupo, formado pelas concessionárias CELPE, COELBA, COELCE, COSERN e ENERGIPE, apresentou

um pico na função receita no quarto trimestre de 2001, quando começou a figurar a receita de recomposição tarifária extraordinária embutida na receita contabilizada pelas empresas no exercício de 2001.

Analisando a relação histórica existente entre a receita e o volume de energia elétrica faturada sem e com a utilização da variável *dummy* criada para identificar o período de reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária, observou-se um aumento nos coeficientes de correlação e de determinação quando da inclusão da variável *dummy*, nas análises de todas as empresas, o que caracteriza que a variável possui poder explicativo para a relação. A tabela 41 apresenta um resumo das análises realizadas, comparando os resultados obtidos sem a utilização da variável *dummy*, com os resultados obtidos com a utilização da variável *dummy*.

TABELA 40 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ANÁLISES SEM E COM A INCLUSÃO DA VARIÁVEL *DUMMY*

Empresa	Coeficientes Calculados sem a Variável <i>Dummy</i>		Coeficientes Calculados com a Variável <i>Dummy</i>	
	Correlação	Determinação	Correlação	Determinação
CELB	0,644608	0,415519	0,764150	0,583925
CELPE	0,096310	0,009276	0,774122	0,599264
COELBA	0,145309	0,021115	0,795966	0,633562
COELCE	0,296964	0,088188	0,847673	0,718549
COSERN	0,511042	0,261164	0,816815	0,667187
ENERGIPE	0,786912	0,619231	0,875142	0,765874
SAELPA	0,544609	0,296599	0,772622	0,596944

²⁸ Entendida no contexto dessa discussão como a receita proveniente de vendas de energia acrescida da receita de recomposição tarifária extraordinária.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a adoção do novo modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, o poder concedente promove a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Os contratos de concessão dos serviços públicos de energia elétrica, celebrados entre o governo federal (representado pela ANEEL) e as empresas concessionárias desses serviços, prevêm outro tipo de revisão tarifária: a revisão tarifária extraordinária. Esse tipo de revisão aplica-se sempre que ocorrer algum fato que comprometa o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, independentemente de estar ocorrendo o fim de um período tarifário, quando seria realizada a revisão tarifária periódica. Esse procedimento está de acordo com a lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que determina que os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro, e que o poder concedente deverá restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro inicial concomitantemente à alteração que provocou o seu comprometimento.

O racionamento, ao provocar a redução forçada da demanda de energia, comprometeu o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor elétrico, propiciando a execução da revisão tarifária extraordinária. Porém, o Acordo Geral do Setor Elétrico celebrado entre o governo federal e as concessionárias dos serviços públicos de energia do Brasil, além de propiciar a execução da revisão tarifária extraordinária assegurada pelos contratos de concessão, instituiu uma nova forma de receita tributável: a receita de recomposição tarifária extraordinária.

A referida receita visava garantir às empresas concessionárias o equilíbrio econômico-financeiro garantido aos investidores no momento da concessão. Por outro lado, essa receita gerou desembolsos tributáveis diretos como o PIS e a COFINS, além de distribuição de dividendos e de participações nos resultados.

Outra consequência do reconhecimento da receita de recomposição tarifária extraordinária foi que a mesma proporcionou às empresas concessionárias um lucro que não traduzia a sua real situação, visto que o volume dessa receita, entre as empresas pesquisadas oscilou entre 7% (ENERGIPE) e 20% (COSERN) da receita total contabilizada em 2001 por essas empresas.

Analisando as regressões realizadas entre o volume de energia vendida e a receita reconhecida trimestralmente pelas empresas, pode-se verificar que há fortes indícios de que o racionamento alterou de forma negativa o desempenho dessas empresas, e que essa alteração só não ficou mais evidente em função do artifício da receita de recomposição tarifária extraordinária, que mascarou os resultados das empresas no período do racionamento.

Também com base nas observações realizadas nos históricos das empresas pesquisadas, pode-se verificar que já no final do ano de 2002 todas as empresas já haviam conseguido uma forte recuperação do volume de vendas de energia, com destaque para

CELB, COELCE, COSERN, ENERGIPE e SAELPA, que apresentaram no último trimestre de 2002 vendas superiores às médias registradas nos dois primeiros trimestres de 2001, período que antecedeu o racionamento. Por outro lado, a CELPE e a COELBA, apesar da recuperação no volume de energia vendida, ainda chegaram ao final de 2002 com um volume inferior ao registrado nos dois trimestres que antecederam o racionamento.

6.2 RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

Antes do racionamento de energia ocorrido no Brasil no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, não há registro na história da economia brasileira de um racionamento de tamanhas proporções.

O presente estudo apresentou os efeitos do racionamento nos resultados de 7 (sete) das 11 (onze) empresas que atuam no mercado de distribuição de energia elétrica da região Nordeste que, juntas, registraram receitas de recomposição tarifária extraordinária no valor de cerca de R\$ 738 milhões. Os números registrados por todas as empresas do setor, segundo a ANEEL, está próximo de R\$ 5,5 bilhões. Dessa forma, recomenda-se que sejam desenvolvidos futuros estudos envolvendo as demais concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica da região Nordeste, bem como estudos mais abrangentes, onde sejam incluídas as concessionárias localizadas nas demais regiões brasileiras, sejam públicas ou privadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Yolanda Vieira de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro**: questões e perspectivas. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, São Paulo, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Apresenta informações sobre as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <www.abradee.com.br>. Acesso em: 19 set. 2002.

AZEVEDO FILHO, Jorge Marques de. **Imperativos na descentralização e coordenação da operação energética no âmbito da reforma institucional do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

BORN, Paulo Henrique; ALMEIDA, Álvaro Augusto de. Mudanças estruturais no setor elétrico: Formação e regulação de preços. **Revista de la CIER**, nº 26, dez. 1998.

BRASIL. Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 24 jul. 1934. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 set. 2002.

BRASIL. Decreto nº 3.128 de 19 de março de 1941. Dispõe sobre o tombamento dos bens das empresas de eletricidade. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 mar. 1941. Disponível em: <www.abradeel.com.br/legislacao/decretos/decretos-leis2676.html>. Acesso em: 20 set. 2002.

BRASIL. Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, fev. 1957. Disponível em: <www.infoener.iee.usp.br/legislacao/legisla_nac/eletrico/leis/dec41019.htm>. Acesso em: 21 mar. 2003.

BRASIL. Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, maio 1968. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2003.

BRASIL. Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, maio 1971. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10 mar. 2003.

BRASIL. Decreto nº 86.463 de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário**

Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, out. 1981. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D86463.htm>. Acesso em: 21 mar. 2003.

BRASIL. Lei nº. 8.031 de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, abr. 1990. Disponível em: <www.ccj.ufsc.br/~nedcon/legis/lei8031.html>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Lei nº. 8.631 de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 05 mar 1993. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8631.htm>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <www.hidroweb.aneel.gov.br/doc/guiaemp/legislacao/lei_8987.htm>. Acesso em: 05 out. 2002.

BRASIL. Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 set. 2002.

BRASIL. Lei nº. 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 26 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 mai. 1998, Seção I.

BRASIL. Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 set. 2002.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.147 de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, mai. 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/mpv20012147.pdf>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.198-5 de 24 de agosto de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário**

Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, ago. 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/mpv20012198.pdf>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, bem como os custos relativos à aquisição de energia que serão rateados entre consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, segundo regulamentação a ser estabelecida pela ANEEL. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, dez. 2002. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/mpv2001014.pdf>. Acesso em: 29 set. 2002.

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

BRASIL. Resolução GCE nº 001 de 16 de maio de 2001. Determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste adotem a redução de fornecimento de energia elétrica às Unidades Consumidoras por elas atendidas, iniciando o racionamento de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, mai. 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/res2001001gce.pdf>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Resolução GCE nº 91 de 21 de dezembro de 2001. Estabelece os parâmetros gerais da metodologia de cálculo da recomposição tarifária extraordinária e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, dez. 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 19 set. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Aspectos econômico-financeiros do setor elétrico – Visão do regulador. In: Encontro Nacional dos Contadores de Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, 18, 2002, Canela. **Anais...** Canela, 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 94 de 30 de março de 1998. Estabelece condições relativas à participação dos Agentes de Geração e dos Agentes de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, mar. 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 03 fev. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 351 de 11 de novembro de 1998. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a executar as atividades

de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, nov. 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 dez. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 31, de 24 de janeiro de 2002. Estabelece condições, prazos e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária extraordinária das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, estabelecida pela Medida Provisória Nº 14, de 21 de dezembro de 2001, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, v. 139, n. 18, p. 259-261, 25 jan. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 72, de 07 de fevereiro de 2002. Estabelece os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, v. 139, n. 40, p. 40, 28 fev. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 246 de 30 de abril de 2002. Estabelece as condições para enquadramento na subclasse residencial baixa renda da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 kWh. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, abr. 2002. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 03 fev. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 480 de 29 de agosto de 2002. Homologa o montante relativo a recomposição de receita durante a vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, no período de 1º de junho a 31 de dezembro de 2001, para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme determinação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, ago. 2002. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 dez. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 484 de 29 de agosto de 2002. Fixa os prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, conforme determinação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, ago. 2002. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 dez. 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 050/2003. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 mar. 2003.

BRASIL. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. O setor elétrico pós-privatização. In: Seminário Dez Anos do Programa Nacional de Desestatização, 2000, Brasília. **Anais...** Brasília, 2000.

BRASIL. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Privatização no Brasil**. Disponível em:

<www.bndes.gov.br/conhecimento/publicacoes/catalogo/Priv_Gov.pdf> Acesso em: 26 dez. 2002.

BRASIL. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. **Relatório Analítico do Mercado de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.eletronbras.gov.br>. Acesso em: 03 mar. 2003.

BRASIL. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de Progresso nº 2**. Disponível em: <www.eletronbras.gov.br>. Acesso em: 03 mar. 2003.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Relatório Anual 2001**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <www.ons.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2003.

BURNS, Phil; ESTACHE, Antonio. **Information, accounting and the regulation of concessioned infrastructure monopolies**. Washington, D.C.: World Bank Institute, dez. 1998.

CABRAL, Evandro V. Revisão tarifária periódica: Implicações estratégicas para as concessionárias de energia elétrica. In: Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, 10, 2002, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu, 2002.

CATAPAN, Edílson Antônio. **Aspectos relevantes do método fluxo de caixa descontado na avaliação de empresas de energia elétrica em processo de privatização**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Apresenta informações sobre o setor elétrico brasileiro. Disponível em: <www.eletronbras.gov.br>. Acesso em: 28 fev. 2002.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS. Apresenta informações sobre valores mobiliários e companhias, entre outras. Disponível em: <www.cvm.gov.br>. Acesso em: 30 set. 2002.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BAHIA. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.coelba.com.br>. Acesso em: 07 jan. 2003.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DA BORBOREMA. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.celb.com.br>. Acesso em: 07 jan. 2003.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE PERNAMBUCO. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.celpe.com.br>. Acesso em: 06 jan. 2003.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.cosern.com.br>. Acesso em: 06 jan. 2003.

CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. Resolução nº 750 de 29 de dezembro de 1993. Dispõe sobre os Princípios Fundamentais de Contabilidade. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 jan. 2003.

CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. Resolução nº 774 de 16 de dezembro de 1994. Aprova o Apêndice à Resolução sobre os Princípios Fundamentais de Contabilidade. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 jan. 2003.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Relatório consolidado Etapa VII. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 14 out. 2002.

COSTA, Marcelo; GALLO, Juliana; ZANIBONI, Milena. **Análise de liquidez das empresas do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Standard & Poor's, mar. 2003.

EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.energipe.com.br>. Acesso em: 06 jan. 2003.

FRANCESCUTTI, Fábio G. Algumas considerações sobre as transformações recentes do setor de energia elétrica no Brasil. In: Encontro dos Economistas de Língua Portuguesa, 03, 1998, Macau. **Anais...** Macau, jun. 1998.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Apresenta séries históricas de índices e informações econômicas. Disponível em: <www.fgvdados.com.br>. Acesso em: 28 fev. 2003.

GALUPPO, Maura Botelho Martins; RODRIGUES, Mirian Paula Ferreira. Carga tributária no setor elétrico brasileiro e seus impactos tarifários. In: Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, 10, 2002, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu, 2002.

GATTASS, Gustavo; SIMAS, André; ALVES, Carlos. Latin American electric utilities: Defining investment strategy for the industry. **Global Equity Research**, New York: UBS Warburg LLC, mar. 2001.

GOMES, Ana Amélia de Conti. **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

GREGÓRIO, Tomé Aumary. **O custo de uma concessão e a privatização no setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

GUERREIRO, Reinaldo. Mensuração do resultado econômico. **Caderno de Estudos da FIPECAFI**, São Paulo, v. 3, set. 1991.

HENDRIKSEN, Eldon S.; VAN BREDA, Michael F. **Teoria da Contabilidade**. São Paulo: Atlas, 1999.

IUDÍCIBUS, Sérgio de. **Teoria da Contabilidade**. 5 ed. São Paulo: Atlas, 1997.

JABUR, Maria Angela. **Racionamento: do susto à consciência**. São Paulo: Terra das Artes, 2001.

KAM, Vernon. **Accounting Theory**. 2 ed. New York: John Willey & Sons, 1990.

KEGLER, Vânia Marcelino. **O impacto na comercialização de energia elétrica de curto prazo devido às restrições de transmissão entre os submercados sul e sudeste**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

LEAL, Cláudio Figueiredo Coelho. Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.5, n.10, dez/1998.

LEON, Nelson. **Uma síntese do processo de privatização da distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1998. Disponível em: <www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/biblioteca/desestatizacao.htm>. Acesso em: 20 set. 2002.

MARTINS, Gilberto de Andrade. **Manual para elaboração de monografias e dissertações**. São Paulo: Atlas, 2000.

MAY, Paulo Roberto. **A implantação de modelos de gestão em uma empresa pública: o modelo de gestão participativa e o modelo de controle da qualidade total na Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

MCGANN, Frank; LEAL, Felipe. **Brasilian electric utilities**. Merryl Linch: New York, fev. 2003.

MEIGS, Walter B.; JOHNSON, Charles E. **Accounting: the basis for business decisions**. New York: McGraw-Hill, 1967.

MELLO, Henrique Couto Ferreira. **Setor elétrico brasileiro: Visão política e estratégica**. Dissertação (Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia). Escola Superior de Guerra, Rio de Janeiro, 1999.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA. Apresenta informações sobre o Mercado de energia elétrica. Disponível em: <www.mae.org.br>. Acesso em: 01 out. 2002.

MORITZ, Ricardo. **Metodologia de cálculo e análise de revisão extraordinária das tarifas de energia elétrica: um enfoque no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

OLIVEIRA, Adilson de. **Privatização do setor elétrico: dilemas e opções**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1996. Disponível em: <www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/biblioteca/desestatizacao.htm>. Acesso em: 20 set. 2002.

OLIVEIRA, Luciana Corrêa de. **Perspectivas para a eletrificação rural no novo cenário econômico-institucional do setor elétrico brasileiro.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

OLIVEIRA, Ridalvo M. A. de; SILVEIRA, Edílson Coelho da. Setor elétrico brasileiro: perspectivas e desafios para a contabilidade de custos. In: Jornadas Luso-Espanholas de Gestão Científica, 12, 2002, Covilhã. **Anais...** Covilhã, abr. 2002.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Apresenta informações sobre o Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 01 out. 2002.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Anual 2001.** Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 01 mar. 2002.

PÊGO FILHO, Bolívar; LIMA, Edilberto C. P.; PEREIRA, Francisco. **Privatização, ajuste patrimonial e contas públicas no Brasil.** Brasília: IPEA, set. 1999. (Texto para Discussão/IPEA, 668).

PÊGO FILHO, Bolívar; MOTA, José Aroudo; CARVALHO, José Carlos Jacob de; PINHEIRO, Maurício Mota Saboya. **Impactos fiscais da crise de energia elétrica: 2001 e 2002.** Brasília: IPEA, ago. 2001. (Texto para Discussão/IPEA, 816).

PINTO JR, Helder Queiroz. Les rapports entre la réglementation et la politique énergétique dans le cadre des réformes structurelles et institutionnelles: le cas du Brésil. In: Colloque International La Necessite de Nouvelles Regulations Internationales Face Aux Mutations Energetiques et Environnementales, 2001, Paris. **Anais...** Paris, 10-13 jun, 2001.

PIRES, José Cláudio L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.6, n.12, p. 137-168, dez/1999.

PIRES, José Cláudio L.; GIAMBIAGI, Fábio; SALES, André Franco. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.9, n.18, p. 163-204, dez/2002.

PIRES, José Cláudio L.; PICCININI, Maurício Serrão. Modelos de regulação tarifária do setor elétrico. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.5, n.9, jun/1998.

PONTES, João Randolfo. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

RODRIGUES, Denise Andrade. Os investimentos no Brasil nos anos 90: cenários setorial e regional. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.7, n.13, p. 107-136, jun/2000.

SALGADO, Lúcia Helena. **Agências regulatórias na experiência brasileira: Um panorama do atual desenho institucional.** Brasília: IPEA, mar. 2003. (Texto para Discussão/IPEA, 941).

SAUER, Ildo Luís. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

SAUER, Ildo Luís; VIEIRA, José Paulo ; KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. **O racionamento de energia elétrica decretado em 2001**: um estudo sobre as causas e as responsabilidades . São Paulo: IEE-USP, 2001.

SCHROEDER, Richard G.; CLARK, Myrtle W. **Accounting Theory**. 6 ed. New York: John Willey & Sons, 1998.

SISTEMA CATAGUAZES-LEOPOLDINA. Apresenta informações sobre as empresas do sistema. Disponível em: < www.sistemacataguazes.com.br>. Acesso em: 13 jun. 2003.

SOCIEDADE ANÔNIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA. Apresenta informações sobre a concessionária. Disponível em: <www.saelpa.com.br>. Acesso em: 07 jan. 2003.

TESTA, Mônica. A pior crise da história. **Revista Conjuntura Econômica**, São Paulo: FGV, v.57, n.3, mar/2003.

VINHAES, Élbia; SANTANA, Edvaldo de. A indústria de energia elétrica brasileira: reestruturação, competição e contestabilidade. In: Encontro de Economia da Região Sul, 3, 2000, Porto Alegre. **Anais...** Porto Alegre, 2000.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023**: informação e documentação – referências – elaboração. Rio de Janeiro, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10520**: informação e documentação – citações em documentos - apresentação. Rio de Janeiro, 2002.

BORENSTEIN, Carlos Raul et al. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra-Luzzatto, 1999.

BORENSTEIN, Carlos Raul; CAMARGO, Cornélio Celso de Brasil. **Setor elétrico no Brasil**: dos desafios do passado às alternativas do futuro. Porto Alegre: Sagra-Luzzatto, 1997.

BOSSEBOEUF, Didier; RICHARD, Cécile. The need to link energy efficiency indicators to related policies. **Energy Policy**, London, v. 25, 1997.

BRAGA, Roberto; MARQUES, José A. V. da C. Medidas de avaliação de empresas: uma evidência de suas relevâncias no caso da Companhia Paranaense de Energia – COPEL. **Caderno de Pesquisas em Administração**, São Paulo, v. 7, n. 4, out-dez, 2000.

BRASIL. Decreto 1.506 de 23 de dezembro de 1976. Altera dispositivo da Lei número 5.655, de 20 de maio de 1971, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, dez. 1976. Disponível em: <www.infoener.iee.usp.br/legislacao/legisla_nac/eletrico/leis/dec1506.htm>. Acesso em: 21 mar. 2003.

BRITO, Raimundo. O que podemos aprender em 33 anos de história do setor elétrico brasileiro. **Revista Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n.271, p. 112-113, jun/2003.

CAMARGO, Cornélio Celso de Brasil. **Gerenciamento pelo lado da demanda: metodologia para identificação do potencial de conservação de energia elétrica de consumidores residenciais**. Dissertação (Doutorado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1996.

CASTELO BRANCO, Flavio. **Efeitos do racionamento de energia elétrica na indústria**. Rio de Janeiro: CNI, 2001. Disponível em: <www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobrás>. Acesso em: 05 out. 2002.

DEMO, Pedro. **Metodologia científica em ciências sociais**. São Paulo: Atlas, 1995.

DUARTE, Emeide N.; NEVES, Dulce A. de B.; SANTOS, Bernadete de L. O. dos. **Manual técnico para realização de trabalhos monográficos**. João Pessoa: Editora Universitária, 2001.

GIL, Antonio C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1996.

GIL, Antonio C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1999.

GREENFIELD, Tony. **Research methods: guidance for post graduates**. London: Arnold, 1996.

KASSAI, José Roberto. **Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial**. 2.ed. São Paulo: Atlas, 2000.

KAZAY, Heloisa Firmo. **Planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro utilizando os algoritmos genéticos**. Dissertação (Doutorado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. **Metodologia Científica**. São Paulo: Atlas, 1983.

LEVINE, David; BERENSON, Mark; STEPHAN, David. **Estatística: teoria e aplicações usando Microsoft Excel em português**. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

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

MELO, Giovani Monteiro; RODRIGUES JÚNIOR, Waldery. **Determinantes do investimento privado no Brasil: 1970-1995**. Brasília: IPEA, nov. 1998. (Texto para Discussão/IPEA, 605).

MENEZES, Margareth Régia de Lara; CARVALHO, Ediane Galdino de. **Referências bibliográficas NBR 6023**. Natal: Cooperativa Cultural, 1999.

MORITZ, Ricardo. Metodologia de cálculo e análise de revisão extraordinária das tarifas de energia elétrica, com enfoque no equilíbrio econômico-financeiro contratual. In: Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, 1, 2001, Recife. **Anais...** Recife, 2001.

MOST, Kenneth. **Accounting Theory**. Ohio: Grind Inc, 1977.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Anual 1999**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 01 mar. 2002.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Anual 2000**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 01 mar. 2002.

PAULA, Cláudio Paiva de. **Expansão da oferta de energia elétrica: aspectos práticos e metodológicos, com ênfase na opção termoeletrica**. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, São Paulo, 1997.

PROCIANOY, Jairo Laser; CARVALHO SOBRINHO, José Osvaldo Fontoura de. Does the privatization of state companies improve their performance? Evidence from the brazilian case. In: **Latin American Business Review**, v.2, p. 5-36, 2001. The Haworth Press, 2001.

SARLO NETO, Alfredo; LOPES, Alexsandro Broedel; LOSS, Lenita. O impacto da regulamentação sobre a relação entre lucro e retorno das ações das empresas nos setores elétrico e financeiro no Brasil. In: Encontro Nacional da Associação Nacional dos Programas de Pós-Graduação em Administração, 26, 2002, Salvador. **Anais...** Salvador, 2002.

SAURIN, Valter; MUSSI, Clarissa Carneiro; CORDIOLI, Luis Alberto. Estudo do desempenho econômico das empresas estatais privatizadas com base no MVA e no EVA. **Caderno de Pesquisas em Administração**, São Paulo, v. 1, n. 11, jan-mar, 2000.

SCHMIDT, Paulo (Organizador). **Controladoria: agregando valor para a empresa**. Porto Alegre: Bookman, 2002.

SIL, Antonio Carlos. Concessionárias x ANEEL. **Revista Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n.263, p. 120-122, out/2002.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Estera Meszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. Florianópolis: Laboratório de Ensino à Distância da UFSC, 2001. Disponível em <www.ufsc.br>. Acesso em: 18 jun. 2002.

SOUZA, Paulo Roberto Cavalcanti de. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista.** Dissertação (Doutorado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

SOYTAS, Ugur; SARI, Ramazan. Energy consumption and GDP: Casuality relationship in G-7 countries and emerging markets. **Energy Economics**, v. 25, jan. 2003.

THACKER, Ronald J. **Introduction to modern accounting.** New Jersey: Prentice Hall, 1977.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS. Biblioteca Central. **Manual de orientação em referência bibliográfica.** Lavras: UFLA-BC, 2001.

VANCE, Cecília de Salles. **A Internet como fonte de informações para a competitividade das empresas do setor elétrico brasileiro.** Dissertação (Mestrado de Informação Científica). Université Aix-Marseille, Marseille, 2000.

WINSTON, Wayne; ALBRIGHT, Christian. **Practical management science.** Duxbury: Pacific Grove, 2001.

APÊNDICES

APÊNDICE A – PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DA HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

QUADRO 3 – FASE “PRIMÓRDIOS”

Ano	Acontecimentos
1879	- D. Pedro II concedeu a Thomas Edison a permissão de introduzir no Brasil aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. - Inaugurada a primeira instalação de iluminação elétrica permanente do Brasil.
1881	- Instalada a primeira iluminação externa pública do país, pela Diretoria Geral dos Telégrafos
1883	- Entrou em operação a primeira usina hidrelétrica do país, em Diamantina - D. Pedro II inaugurou o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul, na cidade de Campos.
1889	- Entrou em operação a primeira hidrelétrica de maior porte do Brasil, Marmelos-Zero da Companhia Mineira de Eletricidade.

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 4 – FASE “IMPLANTAÇÃO”

Ano	Acontecimentos
1892	- Inaugurada no Rio de Janeiro a primeira linha de bondes elétricos do Brasil.
1899	- Criada em Toronto, no Canadá, a São Paulo Railway, Light and Power.
1903	- Aprovado pelo Congresso Nacional o primeiro texto de lei disciplinando o uso de energia elétrica no país.
1904	- Criada em Toronto, no Canadá, a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power.
1908	- Entrou em operação a usina hidrelétrica Fonte Velha, que na época era a maior usina do Brasil e uma das maiores do mundo.
1912	- Criada em Toronto, no Canadá, a Brazilian Traction, Light and Power, que unificou as empresas do Grupo Light.
1913	- Entrou em operação a primeira usina do Nordeste, a hidrelétrica Delmiro Gouveia, construída para aproveitar o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso.
1927	- A AMFORP iniciou suas atividades no país, adquirindo o controle de dezenas de concessionárias que atuavam no interior de São Paulo.

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 5 – FASE “REGULAMENTAÇÃO”

Ano	Acontecimentos
1934	- Promulgado o Código de Águas, pelo presidente Getúlio Vargas, assegurando ao poder público a possibilidade de controlar as concessionárias de energia elétrica.
1937	- Inaugurado no Rio de Janeiro o primeiro trecho eletrificado da Estrada de Ferro Central do Brasil, pelo presidente Getúlio Vargas.
1939	- Criado o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAE), com o objetivo de sanear os problemas de suprimento, regulação e tarifa, referentes à indústria de energia elétrica.
1940	- Regulamentada a situação das usinas termelétricas do Brasil.
1941	- Regulamentado o custo histórico para efeito do cálculo das tarifas de energia elétrica, fixando a taxa de remuneração dos investidores em 10%.
1945	- Criada a CHESF, primeira empresa de eletricidade de âmbito federal.

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 6 – FASE “EXPANSÃO”

Ano	Acontecimentos
1952	- Criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).
1954	- Entrou em funcionamento a usina hidrelétrica Paulo Afonso I, pertencente à CHESF. - Entrou em operação a Piratininga, primeira termelétrica de grande porte do país.
1956	- Criada a ESCELSA para administrar o programa energético do Espírito Santo.
1957	- Criada a Central Elétrica de Furnas S.A.
1960	- Criado o Ministério das Minas e Energia (MME).

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 7 – FASE “CONSOLIDAÇÃO”

Ano	Acontecimentos
1962	- Criada a ELETROBRÁS. - O Banco Mundial criou o Consórcio Canambra, para desenvolver estudo dos potenciais hidrelétricos da Região Sudeste.
1963	- Entrou em operação a usina de Furnas, maior usina do país na época.
1965	- Criado o DNAEE, com o objetivo de regulamentar os serviços de energia elétrica. - Entrou em operação a usina termelétrica Jorge Lacerda I, que faz parte atualmente do maior complexo termelétrico a carvão vapor do Brasil.
1968	- Foi criada a ELETROSUL, na qualidade de subsidiária da ELETROBRÁS. - Entrou em operação a maior termelétrica do país, a usina Santa Cruz. - Criado o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia (ENERAM), a fim de supervisionar os estudos hidroenergéticos relacionados à Região Amazônica.
1969	- Entrou em operação a hidrelétrica Funil, única com barragem de porte em arco de dupla curvatura no Brasil. - Criado o Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI), com o objetivo de diminuir os problemas operativos e aperfeiçoar a interação das empresas do setor.
1973	- Criada a Itaipu Binacional. - Criada a ELETRONORTE. - Criada a Empresas Nucleares Brasileiras S.A. (NUCLEBRAS), sociedade de economia mista para executar a política nuclear do país. - Criado o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 8 – FASE “ESTATIZAÇÃO”

Ano	Acontecimentos
1975	- Criado o Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste (CODI). - Criado o Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste (CCON).
1979	- Nacionalizada a Light S.A., após oitenta anos sob o controle estrangeiro. - Entrou em operação a usina hidrelétrica Sobradinho. - O DNAEE autorizou a instalação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação de Operação (SINC).
1982	- O MME criou o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).
1984	- Entrou em operação a hidrelétrica Tucuruí, primeira de grande porte na Amazônia. - Concluída a primeira parte do sistema de transmissão Norte-Nordeste. - Entrou em operação a usina hidrelétrica de Itaipu, maior hidrelétrica do mundo, com capacidade instalada de 12.600 MW.
1985	- Constituído o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). - Entrou em operação a primeira usina termonuclear do Brasil, a Angra I.
1986	- Entrou em operação o sistema de transmissão Sul-Sudeste, o mais extenso da América do Sul.

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

QUADRO 9 – FASE “PRIVATIZAÇÃO”

Ano	Acontecimentos
1988	<ul style="list-style-type: none"> - Foi criada a Revisão Institucional de Energia Elétrica (REVISE), considerado o embrião das alterações promovidas no setor elétrico durante a década de 1990. - Criado o Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente do Setor Elétrico (COMASE).
1990	<ul style="list-style-type: none"> - Criado o Programa Nacional de Desestatização (PND), pela lei nº 8.031. - Criado o Grupo Tecnológico Operacional da Região Norte (GTON), para apoiar as atividades dos Sistemas Isolados da Região Norte e regiões vizinhas. - Criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), para viabilizar a competição na geração, distribuição e comercialização de energia.
1995	<ul style="list-style-type: none"> - As empresas controladas pela ELETROBRÁS foram incluídas no PND. - Privatização da ESCELSA, inaugurando a nova fase do setor de energia elétrica.
1997	<ul style="list-style-type: none"> - A operação da usina hidrelétrica Itaipu atingiu 88.560 GWh, estabelecendo novo recorde mundial de produção de energia elétrica em uma só central hidráulica. - Criada a Eletrobrás Termonuclear S.A. (ELETRONUCLEAR), que passou a ser responsável pelos projetos de usinas termonucleares brasileiras. - Constituída a ANEEL.
1998	<ul style="list-style-type: none"> - Foi regulamentado o MAE, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. - Foram estabelecidas as regras de organização do ONS para substituir o GCOI.
1999	<ul style="list-style-type: none"> - Entrou em operação a primeira etapa da interligação Norte-Sul, um passo fundamental para a integração elétrica do país.

Fonte: Adaptado de www.eletrobras.gov.br

APÊNDICE B – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELB

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,644607509
R-Quadrado	0,41551884
R-quadrado ajustado	0,388951515
Erro padrão	3290,499104
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	169342683,8	169342683,8	15,64022097	0,00067341
Resíduo	22	238202455,8	10827384,35		
Total	23	407545139,6			

	<i>Coeficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	1686,945848	3312,90381	0,509204597	0,615678369	-5183,603514	8557,49521	-5183,603514	8557,49521
Variável X 1	0,103434604	0,026154379	3,954771924	0,00067341	0,049193683	0,157675524	0,049193683	0,157675524

APÊNDICE C – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELB

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,764149713
R-Quadrado	0,583924784
R-quadrado ajustado	0,544298573
Erro padrão	2841,607795
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	237975707,5	118987853,8	14,73582177	0,000100301
Resíduo	21	169569432,1	8074734,862		
Total	23	407545139,6			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	4448,437427	3013,678097	1,476082476	0,154760069	-1818,850354	10715,72521	-1818,850354	10715,72521
Variável X 1	0,073487905	0,024812391	2,96174219	0,007444045	0,021887705	0,125088106	0,021887705	0,125088106
Variável X 2	4574,379905	1569,024769	2,915428741	0,008270394	1311,413708	7837,346102	1311,413708	7837,346102

APÊNDICE D – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELPE

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,096310224
R-Quadrado	0,009275659
R-quadrado ajustado	-0,042867727
Erro padrão	74444,14235
Observações	21

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	985840410,2	985840410,2	0,17788755	0,677928568
Resíduo	19	1,05297E+11	5541930331		
Total	20	1,06283E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	327038,7138	170777,3585	1,915000424	0,070670116	-30402,51646	684479,944	-30402,51646	684479,944
Variável X 1	-0,041049586	0,097327598	-0,42176718	0,677928568	-0,244758654	0,162659482	-0,244758654	0,162659482

APÊNDICE E – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – CELPE

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,774121602
R-Quadrado	0,599264254
R-quadrado ajustado	0,554738061
Erro padrão	48643,37546
Observações	21

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	63691313128	31845656564	13,4586903	0,000266516
Resíduo	18	42591203563	2366177976		
Total	20	1,06283E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	160669,2397	116175,2038	1,382990815	0,183584372	-83405,99526	404744,4748	-83405,99526	404744,4748
Variável X 1	0,036228915	0,065343635	0,55443679	0,586103502	-0,101053073	0,173510903	-0,101053073	0,173510903
Variável X 2	131823,089	25607,22191	5,147887166	6,7486E-05	78024,2705	185621,9076	78024,2705	185621,9076

APÊNDICE F – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELBA

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,145308821
R-Quadrado	0,021114654
R-quadrado ajustado	-0,030405628
Erro padrão	112485,407
Observações	21

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	5185589115	5185589115	0,409831876	0,529700074
Resíduo	19	2,40406E+11	12652966788		
Total	20	2,45592E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	556181,5628	265383,2199	2,095767633	0,049729335	727,9272426	1111635,198	727,9272426	1111635,198
Variável X 1	-0,074118552	0,115777472	-0,640181127	0,529700074	-0,31644366	0,168206556	-0,31644366	0,168206556

APÊNDICE G – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELBA

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,795965835
R-Quadrado	0,63356161
R-quadrado ajustado	0,592846233
Erro padrão	70708,44747
Observações	21

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	1,55598E+11	77798818146	15,56074538	0,000119127
Resíduo	18	89994321785	4999684544		
Total	20	2,45592E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	220374,4577	177700,0786	1,240148341	0,230844211	-152959,8429	593708,7584	-152959,8429	593708,7584
Variável X 1	0,05128556	0,076284676	0,672291778	0,509936452	-0,10898272	0,211553841	-0,10898272	0,211553841
Variável X 2	208278,3322	37972,92765	5,484916362	3,29088E-05	128500,1098	288056,5546	128500,1098	288056,5546

APÊNDICE H – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELCE

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,296964853
R-Quadrado	0,088188124
R-quadrado ajustado	0,046742129
Erro padrão	72846,21108
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	11291235739	11291235739	2,127784	0,158780206
Resíduo	22	1,16745E+11	5306570468		
Total	23	1,28036E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-14501,55718	165597,5956	-0,087571061	0,931009822	-357930,3194	328927,205	-357930,3194	328927,205
Variável X 1	0,17708594	0,121400454	1,458692565	0,158780206	-0,074683463	0,428855344	-0,074683463	0,428855344

APÊNDICE I – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COELCE

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,847673134
R-Quadrado	0,718549742
R-quadrado ajustado	0,691744955
Erro padrão	41424,46082
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	92000081000	46000040500	26,80676982	1,65469E-06
Resíduo	21	36035705042	1715985954		
Total	23	1,28036E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-64147,62942	94445,96084	-0,679199289	0,50442946	-260558,7912	132263,5324	-260558,7912	132263,5324
Variável X 1	0,191721756	0,069068118	2,775835828	0,011326209	0,048086717	0,335356794	0,048086717	0,335356794
Variável X 2	142860,3786	20830,90288	6,858098248	8,86022E-07	99540,13702	186180,6201	99540,13702	186180,6201

APÊNDICE J – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COSERN

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,511041885
R-Quadrado	0,261163809
R-quadrado ajustado	0,227580345
Erro padrão	35308,90135
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	9695181022	9695181022	7,77655975	0,010707877
Resíduo	22	27427807327	1246718515		
Total	23	37122988350			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-97019,90427	71889,26895	-1,349574223	0,190877581	-246109,283	52069,47448	-246109,283	52069,47448
Variável X 1	0,30881264	0,110739182	2,788648373	0,010707877	0,079153386	0,538471893	0,079153386	0,538471893

APÊNDICE K – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – COSERN

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,816815323
R-Quadrado	0,667187271
R-quadrado ajustado	0,635490821
Erro padrão	24255,58654
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	24767985303	12383992652	21,0492741	9,61832E-06
Resíduo	21	12355003046	588333478,4		
Total	23	37122988350			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-52522,42166	50160,99877	-1,047076871	0,306966868	-156837,9472	51793,10393	-156837,9472	51793,10393
Variável X 1	0,219488934	0,078092823	2,810615947	0,010477147	0,05708599	0,381891878	0,05708599	0,381891878
Variável X 2	63346,56695	12515,20116	5,061570018	5,18346E-05	37319,77684	89373,35706	37319,77684	89373,35706

APÊNDICE L – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – ENERGIPÉ

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,786912217
R-Quadrado	0,619230837
R-quadrado ajustado	0,601923148
Erro padrão	12294,6775
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	5408138057	5408138057	35,77778804	5,08871E-06
Resíduo	22	3325500088	151159094,9		
Total	23	8733638145			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-57825,35249	19557,67191	-2,956658275	0,007289943	-98385,52506	-17265,17991	-98385,52506	-17265,17991
Variável X 1	0,241903801	0,040442309	5,981453673	5,08871E-06	0,158031494	0,325776107	0,158031494	0,325776107

APÊNDICE M – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – ENERGIPÉ

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,87514208
R-Quadrado	0,76587366
R-quadrado ajustado	0,743575913
Erro padrão	9867,635254
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	6688863410	3344431705	34,34758097	2,39457E-07
Resíduo	21	2044774736	97370225,5		
Total	23	8733638145			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	-26890,32517	17864,71859	-1,505219633	0,147161253	-64042,04773	10261,39739	-64042,04773	10261,39739
Variável X 1	0,168182161	0,038298444	4,391357583	0,000254878	0,088536174	0,247828149	0,088536174	0,247828149
Variável X 2	21223,69779	5852,024525	3,626727416	0,001580274	9053,744456	33393,65112	9053,744456	33393,65112

APÊNDICE N – RESUMO DOS RESULTADOS DA 1ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – SAELPA

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,544608884
R-Quadrado	0,296598837
R-quadrado ajustado	0,264626056
Erro padrão	18374,25459
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	3131904427	3131904427	9,276604508	0,005929889
Resíduo	22	7427491097	337613231,7		
Total	23	10559395524			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	31121,95223	14061,09685	2,213337449	0,037551078	1960,990874	60282,91358	1960,990874	60282,91358
Variável X 1	0,073314648	0,024071116	3,045751879	0,005929889	0,023394154	0,123235141	0,023394154	0,123235141

APÊNDICE O – RESUMO DOS RESULTADOS DA 2ª ETAPA DA REGRESSÃO LINEAR – SAELPA

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,77262152
R-Quadrado	0,596944013
R-quadrado ajustado	0,558557729
Erro padrão	14236,15047
Observações	24

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	2	6303367942	3151683971	15,55097145	7,18351E-05
Resíduo	21	4256027581	202667980,1		
Total	23	10559395524			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>	<i>95% inferiores</i>	<i>95% superiores</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interseção	40878,98571	11170,08765	3,65968352	0,00146149	17649,51275	64108,45867	17649,51275	64108,45867
Variável X 1	0,044751513	0,01999897	2,237690876	0,0362098	0,003161371	0,086341656	0,003161371	0,086341656
Variável X 2	30353,04322	7672,995616	3,955827	0,000722013	14396,17254	46309,9139	14396,17254	46309,9139