

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PIMES – PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

REGINA CÉLIA BITENCOURT REIS DE PINHO

**A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O SEU
IMPACTO NA COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO – CEMAR**

RECIFE-PE
2004

REGINA CÉLIA BITENCOURT REIS DE PINHO

**A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O SEU
IMPACTO NA COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO – CEMAR**

Dissertação apresentada como requisito à
obtenção do grau de Mestre, no PIMES –
Programa de Pós-Graduação em Economia da
UFPE.

Orientador: PROF. FRANCISCO SOUSA
RAMOS

RECIFE-PE
2004

Pinho, Regina Célia Bitencourt Reis de

A reestruturação do setor elétrico brasileiro e o seu impacto na Companhia Energética do Maranhão-CEMAR / Regina Célia Bitencourt Reis de Pinho. — Pernambuco, 2004.

103f.

Dissertação (Mestrado em Economia com habilitação em Comércio Exterior) - Universidade Federal de Pernambuco.

1. Setor elétrico – Reestruturação 2. CEMAR – Privatização
3. CEMAR – Impacto I. Título

CDU 334.723;621.3.014.1

ATA DA REUNIÃO DA BANCA EXAMINADORA DA DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL DA ALUNA REGINA CÉLIA BITENCOURT REIS DE PINHO REALIZADA NO CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO EM VINTE E SETE DE FEVEREIRO DE DOIS MIL E QUATRO.

Aos vinte e sete dias do mês de fevereiro de dois mil e quatro, às dezessete horas, na sala C - 5 do Centro de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal de Pernambuco, em sessão pública teve início a defesa de Dissertação em Economia intitulada "A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e o seu Impacto na Companhia Energética do Maranhão - CEMAR" da aluna Regina Célia Bitencourt Reis de Pinho a qual já havia preenchido anteriormente, todas as demais condições exigidas para a obtenção do grau de Mestre em Economia. A Banca Examinadora aprovada três de dezembro de 2003 na reunião da Comissão Permanente do PIMES - Pós-Graduação em Economia da UFPE e homologada pela Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação - PROPESQ/UFPE, conforme processo nº. 23076.015300/2003-66 será constituída pelos seguintes professores: Prof. Francisco de Sousa Ramos (Orientador); Prof. Hermino Ramos de Souza (Examinador Interno); Prof. Paulo Glício da Rocha (Examinador Externo/CHESF); Prof. José Lamartine Távora Junior (Suplente Interno); Prof. Sandra Maria dos Santos (Suplente Externo/UFC). O Professor Francisco Ramos, na qualidade de Orientador da Mestranda presidiu os trabalhos e após as apresentações formais convidou a candidata a fazer uma exposição sucinta do seu trabalho, das dificuldades que enfrentou, da experiência adquirida no campo da pesquisa científica e das perspectivas que julga encontrar em suas atividades futuras. Após a exposição da candidata deu-se início a arguição, por parte da Banca. Cada examinador teve no máximo vinte

minutos para sua arguição, concedendo-se ao candidato tempo igual de resposta. Finda arguição, a Banca Examinadora deliberou em reunião secreta sobre as menções atribuídas à Dissertação. Em seguida foram anunciadas publicamente as menções obtidas pela candidata:

Prof. Francisco Ramos: APROVADA

Prof. José Lamartine: APROVADA

Prof. Paulo Glício: APROVADA

Em tempo, a mestranda terá 3 (três) meses para efetuar as correções exigidas pela banca e obter a concordância quanto ao atendimento das mesmas por parte do orientador. Por motivo de impossibilidade do Examinador Interno Prof. Hermino Ramos, estar presente a defesa na presente data, o Suplente Interno, Prof. José Lamartine Távora, participou da Banca Examinadora. E para constar lavrei a presente ata, a qual será assinada por mim, pelos membros da Banca Examinadora e pelo examinando. Recife, vinte e sete de fevereiro de dois mil e quatro

Prof. Francisco Ramos: [Assinatura]

Prof. José Lamartine: [Assinatura]

Prof. Paulo Glício: [Assinatura]

Regina Pinho [Assinatura]

Patrícia Alves [Assinatura]

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, que contribuíram para o alcance de cada um dos objetivos que me propus, ao longo da minha vida profissional e afetiva.

Ao meu filho Hugo, que com a sua existência, me estimula a buscar novos desafios e novos conhecimentos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos às pessoas que direta ou indiretamente, contribuíram para a nossa busca de crescimento constante e realização profissional, que se consubstancia na conclusão deste mestrado.

Aos profissionais do Setor Elétrico e, principalmente, àqueles que compõem a Equipe da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, que dedicaram os melhores anos de suas vidas garantindo o fornecimento de energia ao Estado do Maranhão e, assim, escreveram a história da CEMAR.

Àqueles que contribuíram na elaboração deste trabalho, compartilhando conhecimentos, e, em especial, à Analista de Mercado, Telma Costa Thomé, que além da amizade, nos orientou na pesquisa e análise das informações que se transformaram neste trabalho.

“Nada de novo há no rugir das tempestades.
Não estamos alegres é certo.
Mas também porque haveríamos de ficar
tristes?
O mar da história é agitado”.

Vladimir Maiakowsky

RESUMO

O presente trabalho trata da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e seu impacto na Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, no período de 2000 a 2002. A CEMAR é a concessionária de serviço público de energia elétrica que atua no mercado do Estado do Maranhão, privatizada em junho de 2000 e, atualmente, sob Intervenção Federal definida pela ANEEL. A abordagem inicial contempla os aspectos que levaram à reestruturação do setor, considerando as características intrínsecas da matriz energética brasileira, baseada na hidroeletricidade. Comenta-se sobre o processo de privatização das empresas do setor e o marco regulatório que consubstanciou o processo de reestruturação. Contextualiza-se, historicamente, a CEMAR e analisam-se os impactos da privatização, da reestruturação do setor e do racionamento de energia, na empresa. Com base nos Relatórios de Administração analisa-se o desempenho econômico-financeiro e operacional da CEMAR, seguido de uma análise comparativa com a CELPA, empresa do mesmo submercado elétrico da CEMAR. Conclui-se, que a CEMAR tem problemas de gestão financeira, considerando o seu grau de endividamento, entretanto, o seu desempenho operacional apresentou uma melhoria no período pós-privatização.

Palavras-chave: Setor Elétrico - Reestruturação. CEMAR - Privatização. CEMAR - Impacto.

ABSTRACT

The present work treats of the Brazilian Electrical Sector's Restructuring and its impact in Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, in the period of years 2000 to 2002. CEMAR is the public utility that operates in Maranhão state, privatized in June 2000 and now under Federal Intervention determined by Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. The initial approach contemplates the aspects that took the sector to a restructuring process, considering the intrinsic characteristics of the Brazilian energetic matrix, with predominance of hydroelectric power station's sources utilization. We analyse the motivator's principles of the sector's restructuring, the privatization program of utilities and the regulatory landmark, even if incomplete, that leads the process. We also contextualize historically CEMAR and analyze privatization, restructuring and energy rationing impacts to that company. Based on Administration reports, we contextualize CEMAR's economical – financial and operational performance, followed by a comparative analysis with CELPA, company of the same electrical submarket of CEMAR. Our conclusion is that CEMAR showed financial management problems, notably in resources capitation policy, however presenting significant improvement in its operational performance, as the specific indicators demonstrate.

Key-words: Electrical Sector - Restructuring. CEMAR - Privatization. CEMAR - Impact.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– Economia e mercado de energia elétrica no Brasil	25
Gráfico 2	– Consumo de energia no Brasil	27
Gráfico 3	– Investimentos históricos do setor elétrico 1980 – 1998	34
Gráfico 4	– Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	67
Gráfico 5	– Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	68
Gráfico 6	– Perdas de energia elétrica	71
Gráfico 7	– Despesas operacionais 2000	79
Gráfico 8	– Despesas operacionais 2001	80
Gráfico 9	– Despesas operacionais 2002	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Indicadores socioeconômicos e demográficos – Brasil e Regiões	20
Tabela 2	– Indicadores econômicos e sociais do Maranhão, Nordeste e Brasil	21
Tabela 3	– Consumo de energia elétrica (concessionárias) por Região	28
Tabela 4	– Consumo de energia elétrica (concessionárias) por Classe	29
Tabela 5	– Produção, consumo e perdas de energia elétrica	29
Tabela 6	– As mudanças no setor elétrico brasileiro	43
Tabela 7	– Empresas privatizadas	50
Tabela 8	– Composição acionária / 1999	56
Tabela 9	– Composição acionária / 2000 a 2002	58
Tabela 10	– Quadro de empregados	60
Tabela 11	– Energia comprada / 1999 a 2002	61
Tabela 12	– Número de consumidores e energia vendida / 1999 a 2002	63
Tabela 13	– Impacto da aplicação da Resolução 246 – baixa renda	66
Tabela 14	– Composição do patrimônio líquido	70
Tabela 15	– Contabilização do acordo geral do setor elétrico	76
Tabela 16	– Efeitos do acordo geral do setor elétrico	77
Tabela 17	– Desempenho econômico-financeiro	78
Tabela 18	– Composição da dívida	82
Tabela 19	– Indicadores de desempenho econômico-financeiro	83
Tabela 20	– Indicadores de produtividade	83
Tabela 21	– Indicadores / Fórmulas	86
Tabela 22	– Quadro comparativo da estrutura de capital CEMAR/CELPA	86
Tabela 23	– Quadro comparativo dos índices de estrutura de capital e liquidez	86
Tabela 24	– Quadro comparativo dos indicadores de produtividade	88

LISTA SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	– Administradora de Serviços do MAE
AT	– Alta Tensão
BEN	– Balanço Energético Nacional
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social
BNDESPAR	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações
BT	– Baixa Tensão
CADIN	– Créditos não Quitados de Órgãos e Entidades Federais
CDE	– Conta de Desenvolvimento Energético
CEEE	– Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC	– Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELG	– Companhia Energética de Goiás
CELPA	– Centrais Elétricas do Pará S.A.
CELPE	– Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	– Companhia Energética de Minas Gerais
CERNE	– Companhia de Eletrificação do Nordeste
CESP	– Companhia Energética de São Paulo
CGE	– Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CHESF	– Companhia Hidrelétrica do Rio São Francisco
CND	– Conselho Nacional de Desestatização
COELCE	– Companhia Energética do Ceará
COELBA	– Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COFINS	– Imposto pago sobre o faturamento das empresas
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia
CTEM	– Comitê Técnico para Estudos de Mercado
DEC	– Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	– Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EC	– Empréstimo Compulsório
ELETRBRÁS	– Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	– Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A.
ELETROSUL	– Centrais Elétricas do Sul do Brasil S. A.
FASCEMAR	– Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da Cemar
FEC	– Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FFE	– Fundo Federal de Eletrificação

FMI	– Fundo Monetário Internacional
FORLUZ	– Força e Luz do Pará S.A.
FURNAS	– Centrais Elétricas S. A.
HAB/km ²	– Habitantes por Kilômetro Quadrado
IA Rural	– Índice de Atendimento Rural
IBGE	– Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	– Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDH	– Índice de Desenvolvimento Humano
IGP	– Índice Geral de Preços
INV	– Índice do Nível de Vida
IPC	– Índice Potencial de Consumo
IPEA	– Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
LIGHT	– Serviços de Eletricidade S. A.
MAE	– Mercado Atacadista de Energia
MISA	– Maranhão Investimentos S.A
MME	– Ministério de Minas e Energia
MSO	– Material, Serviços e Outros
MT	– Média Tensão
MW	– Megawatt
ONS	– Operador Nacional do Sistema
PCH's	– Pequenas Centrais Hidrelétricas
PERCEE	– Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica
PIB	– Produto Interno Bruto
PIS	– Fundo de Participação do Programa de Integração Social
PMAE	– Preço Praticado no MAE
PND	– Plano Nacional de Desenvolvimento
PROCEL	– Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica
PRODEEM	– Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
RTE	– Recomposição Tarifária Extraordinária
SAELTPA	– Serviço de Água, Esgoto, Luz, Tração e Prensa de Algodão
SELIC	– Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIESE	– Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica
SIN	– Sistema Interligado Nacional
TMA	– Taxa Média de Atendimento
TMG	– Tarifa Média de Geração
TWh	– Terawatt hora (equivalente a 1000 GWh)
USELPA	– Usinas Elétricas do Paranapanema
VN	– Valor Normativo

SUMÁRIO

LISTA DE GRÁFICOS	8
LISTA DE TABELAS	9
LISTA SIGLAS E ABREVIATURAS	10
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Tema do trabalho	15
1.2 Delimitação espacial e temporal	16
1.3 Objetivos	16
1.4 Justificativa	17
1.5 Metodologia	18
2 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1 Indicadores demográficos e socioeconômicos	19
2.1.1 <u>Brasil</u>	19
2.1.2 <u>Nordeste e Maranhão</u>	20
2.2 Breve histórico da questão energética	21
2.3 Mercado brasileiro de energia elétrica	24
2.4 Consumo de energia elétrica no Brasil	26
3 REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: O MARCO REGULATÓRIO	31
3.1 Histórico do setor elétrico brasileiro	31
3.2 Modelos aplicáveis à indústria de energia elétrica	35
3.3 Pressupostos para a desregulamentação do setor	41
3.4 Base regulatória do novo modelo	43
3.4.1 <u>Tarifas</u>	45
3.4.2 <u>Racionamento / acordo de mercado</u>	48
3.5 Privatizações do setor elétrico	49
4 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEU IMPACTO SOBRE A CEMAR	52
4.1 A CEMAR	52
4.2 Impacto da reestruturação do setor elétrico na CEMAR	56
4.2.1 <u>Contextualização institucional</u>	56
4.2.1.1 <i>O processo de privatização</i>	56
4.2.1.2 <i>Planejamento estratégico</i>	58
4.2.1.3 <i>Estrutura organizacional e recursos humanos</i>	59
4.2.2 <u>Contextualização mercadológica</u>	60

4.2.2.1	<i>Caracterização do mercado de energia</i>	60
4.2.2.2	<i>Estrutura de mercado de energia</i>	62
4.2.2.3	<i>Universalização</i>	64
4.2.2.4	<i>Baixa renda</i>	65
4.2.2.5	<i>Qualidade de energia e serviços</i>	66
4.2.3	<u>Investimentos realizados x fontes de recursos</u>	69
4.2.3.1	<i>Investimentos em redução das perdas x mercado atacadista de energia x racionamento de energia</i>	70
4.2.3.2	<i>Acordo geral do setor elétrico</i>	72
5	ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO E OPERACIONAL DA CEMAR	78
5.1	Análise dos resultados econômico-financeiros	78
5.2	Análise do desempenho operacional	83
5.3	Análise comparativa CEMAR X CELPA	84
5.3.1	<u>Informações básicas sobre a CELPA</u>	84
5.3.2	Análise comparativa dos índices de estrutura de capital e de liquidez	85
5.3.3	<u>Análise comparativa dos indicadores de produtividade</u>	88
6	CONCLUSÃO	89
	REFERÊNCIAS	93
	GLOSSÁRIO	96
	ANEXO	99

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, água e energia têm uma forte e histórica interdependência, de forma que a contribuição da energia hidráulica ao desenvolvimento econômico do país tem sido expressiva. Seja no atendimento das diversas demandas da economia – atividades industriais, agrícolas, comerciais e de serviços – ou da própria sociedade, melhorando o conforto das habitações e a qualidade de vida das pessoas. Também desempenha papel importante na integração e desenvolvimento de regiões distantes dos grandes centros urbanos e industriais.

A participação da energia hidráulica na matriz energética nacional é da ordem de 42%, gerando cerca de 90% de toda a eletricidade produzida no país, segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2003. Apesar da tendência de aumento de outras fontes, devido à restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil. Embora, os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, estima-se, que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica.

Até os fins do século passado, o setor elétrico brasileiro era primordialmente constituído por monopólios estatais, num cenário onde a operação e o planejamento se davam em um nível de cooperação técnica entre empresas estatais federais de geração e transmissão e empresas estatais estaduais de distribuição com portes e características distintas.

As tarifas eram definidas pelo custo serviço e do produto disponibilizado. Não havia mecanismos de incentivo à eficiência e a expansão do sistema era definida por critérios políticos. Cortes nos orçamentos de investimentos das estatais eram freqüentes, traduzindo-se em atrasos nos cronogramas de implantação e

elevação dos custos das obras. Não obstante, a demanda de energia evoluiu significativamente, sem a contrapartida de investimento em expansão do parque gerador para atendê-la.

O processo de reformulação setorial proposto no âmbito do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), em meados de 1995, visava a implantação de um modelo para a indústria de energia elétrica nacional desverticalizado, com competição nos segmentos de geração e comercialização e forte regulamentação nos segmentos de transmissão e distribuição.

1.1 Tema do trabalho

O presente trabalho visa a análise dos impactos decorrentes da reestruturação do Setor Elétrico e do Programa de Privatização do segmento de Distribuição de Energia Elétrica, arcabouço da política de governo, de estabelecer padrão de mercado competitivo no Setor Elétrico Brasileiro como atrativo do capital privado para investimentos na expansão da oferta de energia, objetivando o atingimento da demanda em crescimento superior ao Produto Interno Bruto (PIB).

Pretende-se, avaliar o processo de desregulamentação do Setor Elétrico e o seu impacto na CEMAR, concessionária de energia elétrica, situada no Estado do Maranhão, privatizada em junho de 2000, com a compra do controle acionário pela Pensilvânia *Power Light* (PPL), empresa de capital americano, atualmente sob intervenção da ANEEL.

Nesse sentido, o foco do trabalho está centrado nos impactos econômico-financeiros, técnico-operacionais, da estrutura de capital e liquidez da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), no período de 1999 a 2002, avaliando o período pré-privatização, privatização e 4 (quatro) meses do período de Intervenção Federal, dentro desse contexto e face aos impasses regulatórios decorrentes do marco legal inconcluso, racionamento de energia, paralisação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a criação de subsídios tarifários, sem a contrapartida de recursos.

Por fim, apresenta-se uma análise contextualizada dos principais indicadores patrimoniais e operacionais, apontando uma estratégia de mercado para alavancagem da política de otimização da margem operacional do negócio, bem como procede-se à análise comparativa dos indicadores de desempenho econômico-financeiros e operacionais da Centrais Elétricas do Pará S.A., empresa do mesmo submercado elétrico da CEMAR.

1.2 Delimitação espacial e temporal

A análise será realizada na legislação que desregulamenta o Setor Elétrico Brasileiro e através de pesquisa junto à Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), objeto de análise, em organismos / agentes reguladores do Setor, políticas públicas estaduais e federais.

As investigações ocorreram entre janeiro de 2000 e dezembro de 2002, entretanto, foram utilizados dados de Balanços Patrimoniais e Relatórios de Administração da CEMAR do ano de 1999, para análises comparativas com o período delimitado. Esse período representa 180 dias antes da privatização até o término dos primeiros 120 dias de intervenção da ANEEL, de forma a permitir uma análise dos resultados da CEMAR no período de pré-privatização, da privatização propriamente dita e o primeiro período de intervenção.

1.3 Objetivos

Analisar a reestruturação do Setor Elétrico, como propulsora de atratividade para investimentos privados em distribuição de energia, bem como garantir seu desenvolvimento sustentável, beneficiando a qualidade e continuidade dos serviços prestados à sociedade, e os impactos dessa reestruturação na CEMAR. Em termos específicos, pretende-se:

- Analisar os impactos da reestruturação do Setor Elétrico na CEMAR, considerando a crise do setor que resultou no racionamento de energia no período junho de 2001 a março de 2002;

- Identificar os impactos, na matriz mercadológica da CEMAR, da criação de subsídios tarifários para consumidores de baixa renda e universalização do atendimento;
- Analisar a sustentabilidade econômico-financeira, no período de janeiro de 2000 a dezembro de 2002, através dos principais índices de Estrutura de Capital e Liquidez, assim como através dos indicadores de desempenho econômico-financeiros e operacionais;
- Analisar comparativamente os desempenhos patrimoniais, econômico-financeiros e operacionais da CEMAR e da CELPA, empresas do mesmo submercado elétrico.

1.4 Justificativa

A reestruturação de Setor Elétrico, concebida como aquela capaz de traduzir a modernidade e o atrativo necessário para o capital internacional, através de um mercado aberto e de alta competitividade, mostrou-se, na prática, ineficaz pelos resultados auferidos até o presente momento. A operação em regime econômico-financeiro deficitário associado à lacunas regulatórias persistentes penaliza as relações entre o capital e o órgão fiscalizador, fragilizando não só as instituições como, principalmente, sinalizando ao mercado externo alto grau de risco regulatório em um setor que se caracteriza pelo alto valor dos investimentos necessários em contraponto com o retorno lento, exigindo relações contratuais de longo prazo em ambiente institucional estável, como condição de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Desse modo, acredita-se que a análise do arcabouço regulatório em relação aos resultados econômico-financeiros e de qualidade e continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, no período de tempo delimitado para esta avaliação, permitirá apontar alternativas capazes de promover as melhorias necessárias para a operação sustentável do negócio.

1.5 Metodologia

A pesquisa foi realizada utilizando-se dados bibliográficos, a legislação que regulamenta o Setor Elétrico e Relatórios de Administração da CEMAR. A análise sobre a desregulamentação do Setor Elétrico e a privatização das empresas distribuidoras, tomando-se como referencial a CEMAR, empresa concessionária de Energia Elétrica no Estado do Maranhão.

2 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Indicadores demográficos e socioeconômicos

Aborda-se alguns indicadores demográficos e socioeconômicos, mais diretamente ligados ao consumo de energia elétrica, como crescimento e distribuição espacial da população, fluxos migratórios e níveis de atividade econômica.

2.1.1 Brasil

O Brasil possui extensão territorial de aproximadamente 8,5 milhões de km² e população de 170 milhões de habitantes, o que significa uma densidade demográfica de 20 habitantes por km². Com 11% do território brasileiro, a Região Sudeste concentra cerca de 43% da população e 56% do poder de compra do país. Por outro lado, a Região Norte corresponde a 45% do território nacional, 7,6% da população brasileira e apenas 4,9% do poder de compra do país (ver Tabela 1). Verifica-se, ainda, que 28% da população brasileira vivem na Região Nordeste, que detém apenas 16,5% do poder de compra da nação.

Em termos de PIB, observa-se que os índices *per capita* variam, na Região Nordeste esse índice é de 3.085 e na Região Sudeste é de 8.843. O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) varia de 0,608 na Região Nordeste a 0,860 na Região Sul, com média nacional de 0,830.

TABELA 1 – Indicadores socioeconômicos e demográficos – Brasil e Regiões

REGIÃO	ÁREA	POPULAÇÃO	DENSIDADE	PIB	IPC	IDH
	Km ²	[1]	(hab/Km ²)	[2]	[3]	[4]
BRASIL	8.544.518	169.544.443	19,84	6.495	1	0,83
SUL	577.214	25.071.211	43,43	6.865	0,158	0,86
SUDESTE	927.287	72.262.411	77,93	8.843	0,557	0,857
NORDESTE	1.558.201	47.770.381	30,61	3.085	0,165	0,608
NORTE	3.869.739	12.919.949	3,34	4.705	0,049	0,727
CENTRO-OESTE	1.612.077	11.611.491	7,2	7.073	0,073	0,848
MARANHÃO	333.366	5.638.381	16,9	2.158	1,35	0,547

1) Dados preliminares do Censo 2000 [IBGE, 2001].

2) Produto Interno Bruto (US\$/hab.) – valores de 1996, ponderados pelo poder de compra [IPEA, 2001].

3) Índice de Potencial de Consumo – expressa o poder de compra de cada região [Gazeta Mercantil, 1998].

4) Índice de Desenvolvimento Humano – valores de 1996 [IPEA, 2001].

2.1.2 Nordeste e Maranhão

O Estado do Maranhão, em área, é o segundo Estado do Nordeste e o oitavo do Brasil, com 333.365,6 Km². O Estado possui o segundo litoral mais extenso do País e do Nordeste, com 640 Km de litoral.

Com base nos dados do censo de 2000, a população do Estado é de 5.655.475 habitantes, o que equivalia a 11,8% da população nordestina e 3,3% daquela do Brasil.

Dado o tamanho físico do Estado e esta população, observa-se que a densidade demográfica é de 16,9 ha/km². Esta densidade está bem abaixo da apresentada para o Nordeste (30,7 ha/km²). Há de se registrar que boa parte do Estado apresenta quase que um vazio populacional, como é o caso do cerrado, onde a densidade demográfica é de 3,9 ha/km².

Por outro lado, 59,5% da população habita preferencialmente os centros urbanos. Porém, o grau de urbanização está abaixo do que ocorre no Nordeste como um todo, cuja medida é de 69,11%. Assim, o Maranhão é um Estado onde o meio rural absorve uma boa parte de sua população.

O PIB maranhense alcançou US\$ 4,7 bilhões, ou 6,4%, do PIB nordestino. Em termos absolutos, ostenta o sexto maior PIB do Nordeste; em termos de área do Estado é o segundo maior do Nordeste, conforme já foi dito anteriormente, e sua população é a quarta maior entre as populações estaduais nordestinas.

TABELA 2 – Indicadores econômicos e sociais do Maranhão, Nordeste e Brasil

INDICADORES	ANO	Brasil (A)	Nordeste (B)	Maranhão (C)	C/A	C/B
					%	%
Área (mil km ²)	-	8.512	1.558,2	333,4	3,9	21,4
População (mil hab)	2000	169.544	47.770	5638	3,3	11,8
Densidade Demográfica (hab/km ²)	2000	20	31	17	85	54,8
Grau de Urbanização (%)	2000	81	69,1	59,5	73,5	86,2
PIB (US\$ Milhões)	2000	566,5	74,1	4,7	0,8	6,4
PIB PER CAPITA (US\$)	2000	3.330	1.552	837	25,1	53,9
Densidade Econômica (US\$)	1998	91,4	67,3	21,5	23,5	32,0
Hiato Urbano – Rural (%)	1999	51	75	52	102,0	69,3
Taxa de Analfabetismo (15 anos ou +)	1999	13	26,6	28,8	221,5	108,27
Escolaridade Média (25 anos ou +)	1999	5,7	4,2	3,6	63,2	85,7
Número Leitos Hosp. P / 1000 hab	1999	3	2,8	3,5	116,7	125,0
Números Médicos P / 1000 hab	1999	2,4	1,3	0,6	25	46,2
Domic. c/ Acesso Adequado Água (%)	1999	84	59,1	37,9	45,1	64,1
Domic. Esgoto Sanitário Adequado - %	1999	62	34,9	22,5	36,3	64,5
Índice Desenvolvimento Humano/ IDH	1996	0,83	0,61	0,55	66,3	90,2
Índice do Nível de Vida - INV	1999	1	0,52	0,47	47	90,4

Fonte: Banco do Nordeste / ETENE (2002)

2.2 Breve histórico da questão energética

Desde os seus primórdios, o homem vem convivendo com a energia, mesmo em suas formas mais simples e primárias. Entretanto, na maior parte desse período de cinco mil anos, em termos econômicos, a energia tinha um valor desprezível.

Ao longo da história, tem sido a energia um fator primordial a influir na sociedade. A partir do Século XVIII a humanidade começou a sofrer uma série de mudanças nos seus hábitos e nas estruturas sociais, em grande parte provocada pela Revolução Industrial e o conseqüente uso acelerado e intensivo da energia.

A década de 1970, assinalou a entrada da questão energética entre as principais preocupações das ciências ligadas ao estudo da vida social e econômica. Embora focado sob vários ângulos e interesses pelas correntes do pensamento social, esse tema, a energia, passou a figurar como um dos centros de preocupação de nossa época.

Foi nessa mesma década, que surgiram os primeiros sinais de crise do padrão de intervenção estatal. Em geral, o setor de infra-estrutura iniciou um processo de deterioração de seus desempenhos econômicos, gerando fortes críticas dos consumidores e pressões ideológicas pela privatização desses serviços, inicialmente nos países industrializados, e, posteriormente, nos países em desenvolvimento.

Com a elevação do preço internacional do petróleo, no final de 1973, a questão energética revelou possuir uma característica de feixe onde se cruzam e condensam as principais questões econômicas, sociais e políticas da atualidade: relações entre os países detentores de matérias-primas e os industrializados, concentração ou descentralização do poder, preservação do meio ambiente, futuro das cidades, dos atuais sistemas de transportes e, até mesmo, questões sobre o papel a ser cumprido pela agricultura como produtora de energia para a manutenção do ritmo de crescimento industrial ou como produtora de alimentos.

A elevação dos preços da oferta e pressões ambientais, levaram à intensificação das políticas de conservação de energia, resultando no “renascimento” da co-geração de energia e o deslocamento das indústrias eletrointensivas para os países em desenvolvimento.

Pelo ângulo da demanda, houve um arrefecimento nas taxas de crescimento do consumo, notadamente no mercado dos países desenvolvidos, explicado por vários elementos. Por um lado, em razão do impacto da difusão das novas tecnologias microeletrônicas que poupam energia, incentivam seu uso eficiente e introduzem novas exigências de qualidade no fornecimento de energia.

A redução do ritmo de crescimento econômico, a relativa estabilidade demográfica – permitida pela estabilização da população – e o fim da reconstrução do pós-guerra, ocorridas nos países desenvolvidos, levaram a um quadro de universalização do atendimento (ROSA, et al., 1998).

O conjunto destes elementos, fragilizou o planejamento de investimentos das empresas que, baseados nas taxas de crescimento verificadas nos períodos precedentes, geraram capacidade ociosa e representaram mais um componente de custos repassados para os consumidores.

A insatisfação dos consumidores servirá de subsídio para a propaganda da ideologia liberal, com os postulados de privatização e desregulação econômica, enfraquecendo a atuação do Estado, num setor até então, marcado pelo monopólio estatal (ROSA, et al., 1998).

Quando se analisa a questão energética no Brasil, depara-se com uma realidade diferente. Verifica-se, que apenas duas fontes energéticas – hidráulica e petróleo – têm sido intensivamente aproveitadas. Cerca de 90% do suprimento de energia elétrica do país provém de geração hidráulica, e o petróleo representa mais de 30% da matriz energética nacional. Apesar da importância dessas fontes, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro – crescimento da demanda, escassez de oferta e restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema – indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas.

Se, do lado da oferta de energia, as condições são relativamente confortáveis, do lado da demanda, há enormes descompassos e desafios para a sociedade brasileira. Tanto na periferia de grandes centros urbanos como em regiões remotas e pouco desenvolvidas, as formas convencionais de suprimento energético não atendem às condições socioeconômicas da maior parte da população.

Portanto, o planejamento e a regulação da oferta de energia devem buscar formas de suprimento energético compatíveis com as potencialidades

energéticas e as necessidades socioeconômicas nacionais e regionais. É preciso que cada fonte ou recurso energético seja estrategicamente aproveitado, isto envolve o aproveitamento mais eficiente de fontes convencionais de energia e a busca de fontes alternativas economicamente viáveis visando a maximização dos benefícios proporcionados e a minimização dos impactos negativos ao meio ambiente e à sociedade.

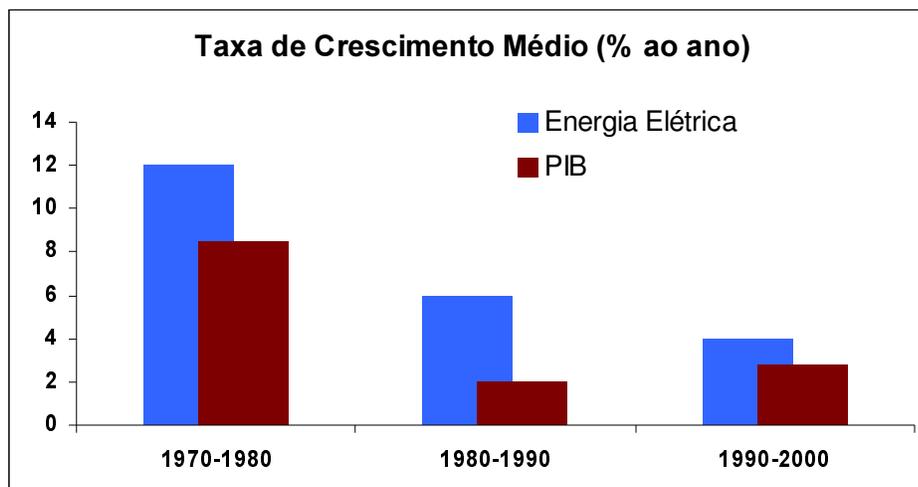
A grande extensão do território nacional, a distribuição geográfica dos recursos e as peculiaridades regionais são importantes desafios ao planejamento da oferta e gerenciamento da demanda de energia elétrica. O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por mudanças e ajustes, a fim de evitar que esses desafios tornem-se um entrave ao desenvolvimento socioeconômico do país.

2.3 Mercado brasileiro de energia elétrica

A análise dentro de uma perspectiva histórica recente, a evolução da economia brasileira juntamente com o consumo global de todos os tipos de energia e o consumo de energia elétrica nacionais, induz a dizer-se que há uma progressiva mudança estrutural na dinâmica de evolução da elasticidade renda do consumo de energia, e, ainda, a despeito dessa mudança estrutural, o consumo de energia elétrica segue a trajetória de crescimento, permanentemente, superior à evolução da economia e do consumo de energia global. A exceção a esse comportamento ocorreu somente no ano de 2001 e deve ser atribuída basicamente ao racionamento de energia.

Se de um lado, a elasticidade-renda do consumo de eletricidade tem decrescido nos últimos anos (entre 1970 e 2000, a elasticidade-renda do consumo nunca foi inferior a 1,3, em média, seu valor foi de 1,7, no período de 2001 a 2011, os estudos do Plano Decenal de Expansão têm indicado uma elasticidade de 1,5), segundo Relatório Analítico – Mercado de Energia Elétrica, 2003, sugerindo alterações estruturais no mercado de energia elétrica, em consequência da utilização de tecnologias mais eficientes no uso final de eletricidade, de outro, a penetração crescente da energia elétrica em razão da modernização dos diversos

setores da economia, ao crescimento da população e à extensão das redes elétricas (universalização do serviço). explica o crescimento relativo maior do consumo de energia elétrica.



FONTE: Relatório Analítico – Mercado de Energia Elétrica, 2003 (Eletrobrás)

GRÁFICO 1 – Economia e mercado de energia elétrica no Brasil

Considera-se que a dinâmica de crescimento do mercado de energia elétrica deve ser superior à do PIB, embora decrescente. Entre 1970 e 2000, a elasticidade-renda do consumo nunca foi inferior a 1,3. Nesses 30 anos, em média, seu valor foi de 1,7. No período de 2001-2011, os estudos do Plano Decenal de Expansão 2002-2011 têm indicado uma elasticidade de 1,5.

No período 1970/1980, com a expressiva expansão da economia – taxa média de crescimento superior a 8,5% ao ano, conforme Eletrobrás, 2003, – houve aumento da renda *per capita* nacional e do consumo *per capita* de energia elétrica. Mas, também, observou-se incremento importante no conteúdo do PIB. Ao longo desta década, o consumo de energia elétrica por unidade do produto evoluiu de 0,237 para 0,315 kWh/US\$ (PIB a preços de 2000). Como consequência, a participação da eletricidade no Balanço Energético Nacional (BEN) saltou de 19% para 29% (ELETROBRÁS, 2003).

Na década de 1980, a economia teve uma evolução instável, com o país acusando os reflexos da crise financeira internacional ocorrida no início da década.

Na média, a evolução foi positiva, entretanto inferior ao crescimento da população, resultando, em uma renda *per capita* inferior à da entrada dos anos 1980.

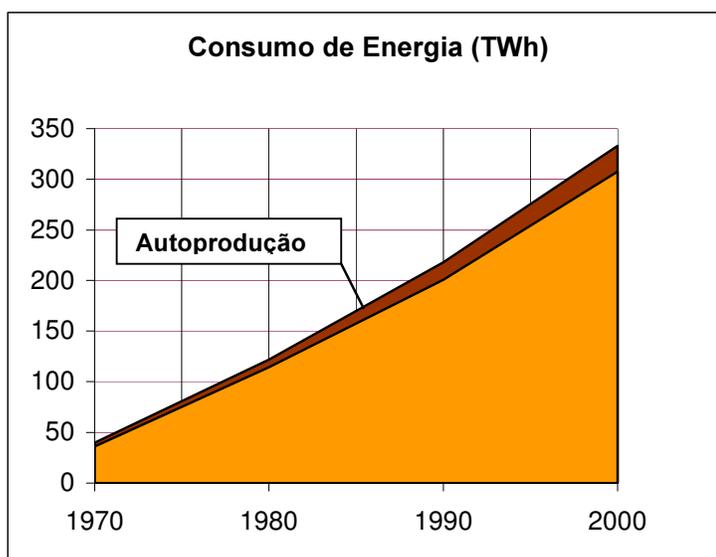
Apesar do comportamento instável da economia na década de 1980, de um modo geral, o crescimento do consumo de eletricidade foi expressivo. Impulsionado pela maturação dos projetos industriais estruturados no II Programa de Nacional de Desenvolvimento, implantados a partir do final dos anos 1970, e pela queda constante do nível tarifário, como parte da estratégia então adotada para a administração da inflação, o consumo de energia elétrica se expandiu a taxas significativamente elevadas. A participação da energia elétrica no BEN, aproximou-se de 40%, (tendo sido mantida na década seguinte), certamente uma das mais altas em termos mundiais (ELETROBRÁS, 2003).

O aumento do endividamento externo, pela necessidade do financiamento dos elevados déficits do balanço de pagamentos sem criar pressões sobre os preços internos, estabeleceu limitações importantes ao crescimento da economia. Neste contexto, o processo de privatização do setor elétrico brasileiro avançou fortemente no segmento de distribuição e pouco se concretizou na geração. Apesar disso, o consumo de energia seguiu crescendo a taxas superiores às do PIB, a despeito do aumento das tarifas, e demandava novos investimentos necessários para a expansão da geração e transmissão do setor de energia elétrica, entretanto, o Governo Federal não dispunha de capital para tais investimentos. A conjugação desses aspectos culminou na crise de energia de 2001.

2.4 Consumo de energia elétrica no Brasil

O consumo brasileiro de energia elétrica cresceu de forma significativa nos últimos 30 anos. Conforme mostra o Gráfico 2, o consumo total, de cerca de 40 TWh em 1970, atingiu um valor 8 vezes maior, 333 TWh, no ano 2000. Mais de 90% foram atendidos pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica e o restante por autoprodução, na maioria destes casos, grandes consumidores industriais.

Como consequência, a eletricidade experimentou uma penetração na economia e na sociedade brasileiras maior que outros serviços, conforme pesquisas divulgadas pelo IBGE. O número total de consumidores passou de 8,1 milhões em 1970, para 47 milhões no ano 2000, sendo que 6,8 milhões e 40,5 milhões de consumidores residenciais, respectivamente. Com isso, a proporção de domicílios atendidos saltou de 45% em 1970 para 96%, trinta anos depois.



FONTE: Relatório Analítico – Mercado de Energia Elétrica (ELETROBRÁS, 2003)

GRÁFICO 2 – Consumo de energia no Brasil

Em termos regionais, e considerando apenas o mercado atendido pelas concessionárias, a Tabela 3 evidencia que, de uma forma geral, as regiões menos desenvolvidas do ponto de vista econômico, têm apresentado taxas anuais de crescimento maiores no consumo de energia elétrica. O consumo na Região Nordeste cresceu 16 vezes em 30 anos.

TABELA 3 – Consumo de energia elétrica (concessionárias) por Região

Ano						TWh
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Total
1970	0,4	3,1	28,4	3,6	0,6	36,1
1980	1,9	14,1	80,7	14,1	3,4	114,2
1990	8,8	31,4	124	28,2	8,4	200,8
2000	16	49,6	175,5	49,7	16,6	307,4
Crescimento Médio Anual 1970/2000						
	13,1%	9,7%	6,3%	9,1%	11,7%	7,4%
Participação Regional no Consumo						
1970	1,1%	8,6%	78,7%	10,0%	1,7%	
2000	5,2%	16,1%	57,1%	16,2%	5,4%	

FONTE: SIESE, CTEM, Eletrobrás

A Tabela 3 sugere a existência de um mercado potencial suficiente para sustentar taxas de crescimento relativamente elevadas. Assim, é de se esperar que a Região Sudeste, de maior desenvolvimento socioeconômico, prossiga em uma trajetória de perda progressiva de sua participação relativa no consumo nacional de eletricidade, que terá, em perspectiva, uma velocidade maior ou menor em função das políticas de desconcentração e de conteúdo social que venham a ser adotadas no país.

Por classe de consumo, o crescimento foi diferenciado, mas a dispersão foi muito menor. O consumo na classe residencial foi o que mais cresceu neste período de 30 anos, multiplicando-se por 10. Nas demais classes, embora menores, os crescimentos também foram expressivos: o consumo comercial cresceu 9 vezes, o industrial 8 vezes, e o das demais classes (rural, iluminação pública, poderes públicos e serviços públicos), tomadas em seu conjunto, 7 vezes. Essas estatísticas são apresentadas na Tabela 4. Na segunda metade da década de 1990, o consumo comercial passou a liderar o crescimento da demanda por energia, refletindo os avanços e a modernização no setor de serviços, do qual são exemplos a expansão da indústria do turismo, as modificações estruturais no setor do comércio varejista com grande penetração dos shoppings centers e a informatização dos vários segmentos, especialmente no setor financeiro. Deve-se destacar, também, a performance do setor rural, cujo consumo, muito incipiente em 1970, ampliou-se mais de 37 vezes, situando-se em torno de 11 TWh no ano 2000.

TABELA 4 – Consumo de energia elétrica (concessionárias) por Classe

Ano						TWh	
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Demais	Total	
1970	8,4	5,2	16,2	0,3	6,0	36,1	
1980	23,2	13,7	61,7	1,9	13,7	114,2	
1990	48,1	23,8	99,9	6,5	22,5	200,8	
2000	83,6	47,5	131,5	11,1	33,9	307,4	
Crescimento Médio Anual 1970/2000							
	8,0%	7,7%	7,2%	12,8%	5,9%	7,4%	
Participação de cada Classe no Consumo Total							
1970	23,3%	14,4%	44,9%	0,8%	16,6%		
2000	27,2%	15,5%	42,8%	3,6%	11,0%		

FONTE: SIESE, CTEM, Eletrobrás (2003)

O consumo médio, por consumidor residencial, apresentou uma evolução importante ao longo de 30 anos, mas neste período devem ser destacados especialmente, os anos seguintes à implantação do Plano Cruzado e, principalmente, do Plano Real, numa evidência de que o consumo residencial apresenta resposta rápida e vigorosa a qualquer movimento na direção de ampliação da renda e da melhoria de sua distribuição.

A evolução da produção, do consumo e das perdas de energia elétrica no país no período de 1970 – 2000 é apresentado na Tabela 5. As perdas – diferença entre a produção e o consumo – correspondem ao somatório das perdas técnicas em transmissão, subtransmissão e distribuição (urbana e rural) e das denominadas perdas comerciais (desvio de energia).

TABELA 5 – Produção, consumo e perdas de energia elétrica

Ano	(TWh)		
	Produção	Consumo (1)	Perdas
1970	43	36	16,3
1980	131	114	13
1990	236 (2)	205	13,1
2000	364 (2)	307	15,7
2001	330 (2)	284	13,9

(1) Excluída a autoprodução e incluída a parcela correspondente às energias interruptíveis.

(2) Inclusive a parcela brasileira e compra do excedente paraguaio de Itaipu.

FONTE: SIESE, CTEM, Eletrobrás (2003)

No período de 1990 - 1995, o índice de perdas na Alemanha era de 5%, nos Estados Unidos era 9% e na Coréia do Sul era de 6% (MALLIAGROS, 1997). No Brasil, esse índice é considerado elevado, se comparado a padrões internacionais, entretanto, ele pode ser justificado pelas características dos sistemas elétricos nacionais, em particular a dimensão continental do País e a predominância hidrelétrica, que resultam em longos sistemas de transmissão e elevados fluxos energéticos entre regiões.

3 REGULAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: O MARCO REGULATÓRIO

3.1 Histórico do setor elétrico brasileiro

O Setor Elétrico apresenta quatro fases marcantes no Brasil (MALLIAGROS,1997). A primeira delas, que abrange o período 1889-1933, é caracterizada pela presença de empresas privadas (nacionais e estrangeiras) e públicas (estaduais e municipais). O aproveitamento das quedas d'água dependiam de concessão, cabendo à União, aos Estados e aos Municípios autorizá-la conforme a jurisdição que se exercia sobre o curso d'água. A energia elétrica produzida pelas concessionárias e destinada ao consumo do público, não obedecia a padrões definidos para todo o país. A presença do Estado se limitava a conceder a exploração dos serviços elétricos, fiscalizar o cumprimento dos contratos e aditá-los ou baixar leis, concedendo novas tarifas.

A segunda fase (1934-1961), inicia-se com a criação do Código de Águas. Em 1934, através de decreto do governo Vargas, definiu-se os proprietários das águas públicas de uso comum (União, Estados e Municípios). Permitia-se a todos o uso de quaisquer águas públicas, na forma de regulamentos administrativos, e a sua derivação exigia concessão administrativa no caso de utilidade pública. As concessões asseguravam o estabelecimento de linhas de transmissão e distribuição. O prazo de concessão era de 30 anos, em casos excepcionais, até 50 anos, a juízo do Governo, ouvidos os órgãos técnicos e administrativos competentes.

A primeira grande crise de energia ocorreu no período de 1924 a 1925, em São Paulo, devido à falta de chuvas, que interferiu no volume de águas do Rio Tietê, afetando a geração de energia. Durante dez anos (1937 a 1947), a expansão da geração de energia no Brasil foi afetada pela II Guerra Mundial, e, entre os anos 1950 a 1955, a situação foi agravada pela falta de investimentos, aliada a um longo período de escassez de chuvas na Região Sudeste, ocasionando racionamentos em São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais (FAINZILBER, 1981).

Tendo em vista a fragilidade dos mercados acionário e financeiro do país, foi criado através da Lei nº 2.308/1954, o Fundo Federal de Eletrificação (FFE),

destinado a prover e financiar instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o parque industrial associado. A fonte de receita desse fundo, o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), era calculado como fração da Tarifa Fiscal, e cobrado pela União sob a forma de imposto de consumo pago por quem utilizar.

Nesse período, os principais agentes produtores de serviços de energia elétrica eram: empresas privadas (LIGHT, AMFORP, Bragantina, Ulen & Company, etc), empresas municipais, estaduais, autoprodutores e cooperativas. Começam a surgir grandes estatais como a CHESF (1948, NE), CEEE (1948, RS), CEMIG (1952, MG), USELPA (1953, SP), COPEL (1953, PR), CELESC (1955, SC), CELG (1955, GO) e outras.

A maior parte dos investimentos realizados na década de 1950, foi iniciativa do poder público. Uma das justificativas destes programas de investimento foi a diminuição da oferta de eletricidade entre 1951 e 1953, devido o binômio inflação/custo-histórico tornou as empresas privadas incapazes de atender às necessidades do setor, considerando que as tarifas, controladas pelo governo, não acompanhavam o ritmo da inflação (MALLIAGROS, 1997).

O desenvolvimento do setor elétrico no Brasil foi influenciado pelas dimensões continentais do país e pelo enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais. As significativas economias de escala, resultantes da construção de enormes usinas elétricas, levaram à criação de um sistema interligado de transmissão de energia no qual as empresas de serviços públicos dividiam os custos relativos às linhas de transmissão. O grande dispêndio com ativos fixos envolvidos nesse processo mostrou que a cooperação, e não a competição, era a melhor opção para as empresas de energia elétrica. O primeiro passo na implementação do modelo centralizado foi a criação de monopólios regionais de distribuição (OLIVEIRA, 1997).

Dentro dessa perspectiva, a terceira fase, (1962-1995), iniciou-se com a criação da Eletrobrás pelo governo federal. Tinha como objetivo a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de

transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades. Nesta fase, o governo iniciou a aquisição de empresas de capital privado, aumentando, assim, sua participação no setor (em 1962, o setor privado detinha 64% da capacidade geradora de energia elétrica). No início da década de 1980, o setor elétrico era majoritariamente estatal, o grupo Eletrobrás passou a ser constituído de quatro controladas: ELETRONORTE, CHESF, FURNAS e ELETROSUL, bem como participações acionárias em diversas empresas estaduais (coligadas).

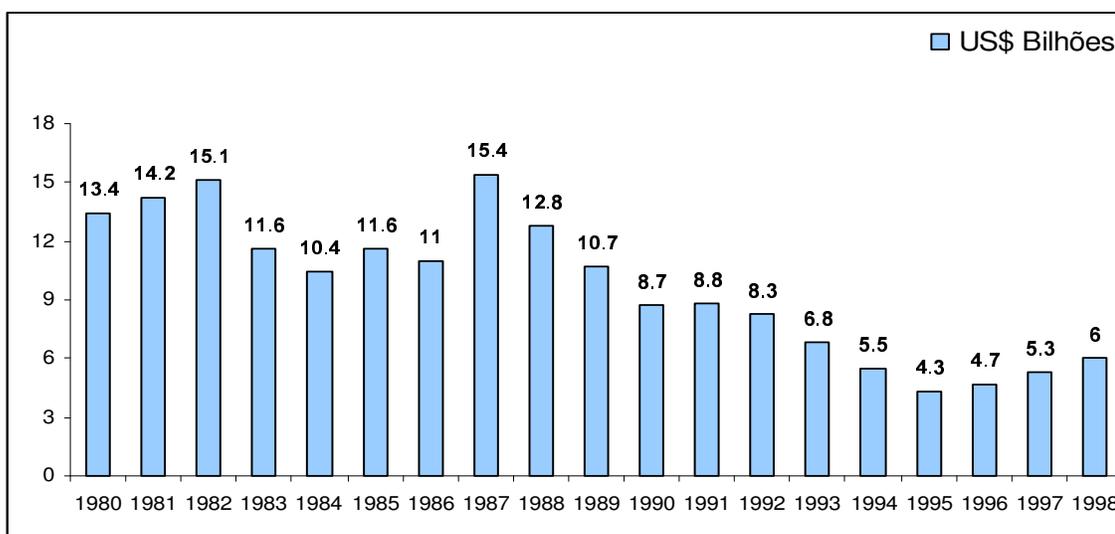
Durante toda a década de 1960, observou-se dificuldades de produção nas regiões industriais, causadas principalmente pelo longo período de gestação dos principais projetos públicos de usinas geradoras e pelo atraso em implantar os sistemas de distribuição. A política de controle de tarifas desestimulou os investimentos das empresas privadas e isto resultou num racionamento drástico e prolongado do consumo nas áreas de concessão dessas empresas. O equilíbrio da oferta de energia elétrica somente foi restabelecido a partir de 1965, com a entrada em operação de algumas usinas geradoras.

O Setor Elétrico foi o mais importante em termos de investimento público no período de 1966-1979, perdendo, gradativamente, a sua importância a partir da década de 80. No período 1966-1969, 55% do investimento das empresas estatais foi direcionado para as empresas na área de energia elétrica. Na década de 1970, manteve uma participação em torno de 41,5%. Foram importantes para esse contexto favorável: disponibilidades de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tributários de financiamento setorial (Imposto Único de Energia Elétrica – IUEE, Empréstimo Compulsório – EC), política tarifária realista, forte ampliação da demanda (crescimento industrial e rápida urbanização), ampla disponibilidade de recursos hidrelétricos de baixo custo e muito próximos aos centros de carga.

Na década de 1980, o investimento em energia elétrica representou 29% do total do investimento público. De um total de US\$ 14 bilhões/ano, no período de 1980-1982, os investimentos caíram para US\$ 12 bilhões/ano até o final da década.

Esse processo ocorreu em função de uma série de fatores combinados. Em primeiro lugar a crise do petróleo desestruturou o balanço de pagamentos e fez com que o governo subsidiasse com tarifas reduzidas a implantação de indústrias eletrointensivas e substituísse o consumo de combustível por eletricidade nos processos industriais em geral, o que obrigou o setor a investir em novas plantas maiores e mais distantes dos centros de carga, elevando os custos de operação e investimentos setoriais. Em 1982, o colapso do financiamento internacional que se seguiu à inadimplência da dívida externa do México produziu no Brasil um choque intenso que resultou em uma crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta. Para aliviar o efeito da crise econômica sobre os consumidores, as tarifas do serviço público eram utilizadas como uma ferramenta antiinflacionária pelos legisladores que mantinham os índices de reajuste abaixo dos índices de inflação.

No período 1990-1994 o investimento no setor elétrico representou 23,3% do investimento público, continuando em queda, atingindo níveis abaixo de US\$ 5 bilhões em 1995 e 1996, conforme pode ser verificado no Gráfico 3.



FONTE: Eletrobrás (1998)

GRÁFICO 3 – Investimentos históricos do setor elétrico 1980 – 1998

Sem condições de manter o ritmo de investimentos necessários para acompanhar o crescimento do consumo, com o endividamento crescente do setor e a elevação das taxas de juros internacionais (1981), a partir de 1984, os recursos

foram utilizados em sua maioria para pagamento de amortizações dos empréstimos, reduzindo a parcela destinada a investimentos.

A quarta fase, que ainda está sendo desenhada, inicia-se em 1995, com a promulgação das Leis das Concessões de Serviço Público e se estende até a presente data, quando já se fala na revisão do modelo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

3.2 Modelos aplicáveis à indústria de energia elétrica

Historicamente, a energia elétrica era considerada uma indústria naturalmente verticalizada. Em todo o mundo, e no Brasil, empresas como a Companhia Energética de São Paulo (CESP), a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), geravam, transportavam e distribuíam energia elétrica diretamente aos seus clientes. Eventualmente, a função de distribuição era separada das funções de produção e de transporte da energia, como ocorria nos casos das geradoras federais, a exemplo da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), e das distribuidoras estaduais, como a e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), a Companhia Energética do Ceará (COELCE), e outras distribuidoras da região nordeste.

Entretanto, a separação entre o produto energia elétrica e o serviço de transporte associado, a exemplo do que existe hoje, não era cogitada, em função da dificuldade técnica para a implantação de um sistema de controle central que reunisse diversas empresas geradoras e seus respectivos sistemas de transmissão, bem como em função das dificuldades comerciais decorrentes de tal operação. Posteriormente, os avanços tecnológicos, especialmente na área de telecomunicações, eliminaram as dificuldades técnicas inerentes à operação de complexos elétricos interligados.

Uma combinação de pressões advindas da crise energética na década de 1970, elevação da inflação e pressões ambientais levou o Congresso norte-

americano a aprovar uma legislação reformadora de sustentação do setor elétrico norte-americano. Em 1978, após a crise do petróleo de 1973, na busca de incentivar a eficiência e reduzir a dependência por combustíveis fósseis, foi publicado, nos Estados Unidos, o *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), que estabeleceu para as empresas concessionárias de energia elétrica, a obrigação de comprar energia elétrica de produtores independentes de energia por preços equivalentes aos seus “custos evitados”, ou seja, comprar energia por preços que fossem inferiores aos custos de geração que a concessionária apresentava ou apresentaria, se fosse ampliar sua geração própria. Em decorrência do referido ato, apesar dos produtores independentes de energia não poderem fornecer energia diretamente a consumidores, em 1973, cerca de 50% da capacidade de geração em implantação nos EUA pertencia a produtores independentes de energia (HUNT; SUTTLEWORTH, 1997).

Em 1988, na Inglaterra, em meio ao processo de privatização conduzido pelo governo, foi estabelecida uma reforma de parte do sistema elétrico que desverticalizava as empresas existentes, separando as funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização, privatizando a empresa de geração existente, subdividida em duas, e encorajando a entrada de novos geradores no mercado e a competição nos segmentos de geração e comercialização.

As experiências de reestruturação e privatização na indústria de energia elétrica nos EUA e na Inglaterra, demonstraram que os óbices técnicos comerciais para a separação entre o produto energia elétrica e o serviço de seu transporte podiam ser superados. Isto incentivou o início de processos de reestruturação da indústria de energia elétrica em diversos países, tais como Suécia, Finlândia, Dinamarca, Chile, e outros, e permitiu a produção de trabalhos sobre o assunto.

De acordo com o trabalho de Hunt e Suttleworth (1997), pode-se falar em quatro modelos estruturais básicos para a indústria de energia elétrica, com graus variáveis de competição e de liberdade de escolha dos consumidores, na medida que são separadas as funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização, a saber:

- ✓ O modelo 1 caracteriza-se pelo monopólio. Não há competição. Nele, um monopólio detém a produção de eletricidade e sua transmissão para companhias distribuidoras e/ou consumidores finais, conforme Figura 1.

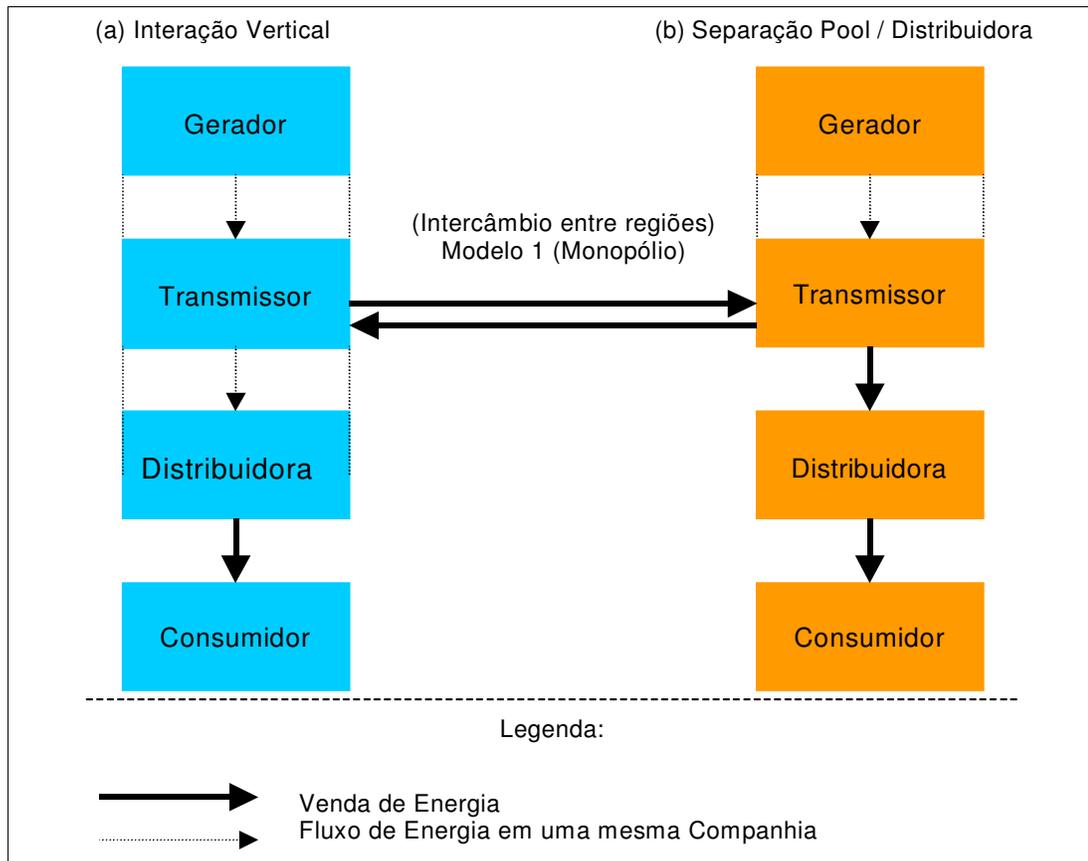


FIGURA 1 – Modelo 1 / Monopólio

- ✓ O modelo 2 está definido pela existência de um órgão ou de uma empresa que detém o monopólio na compra da energia gerada e nas vendas aos consumidores finais. Há competição apenas no segmento de geração, em função da introdução de um novo agente: o Produtor Independente. O acesso à transmissão não é permitido a geradores nem a companhias distribuidoras e/ou consumidores finais (Figura 2).

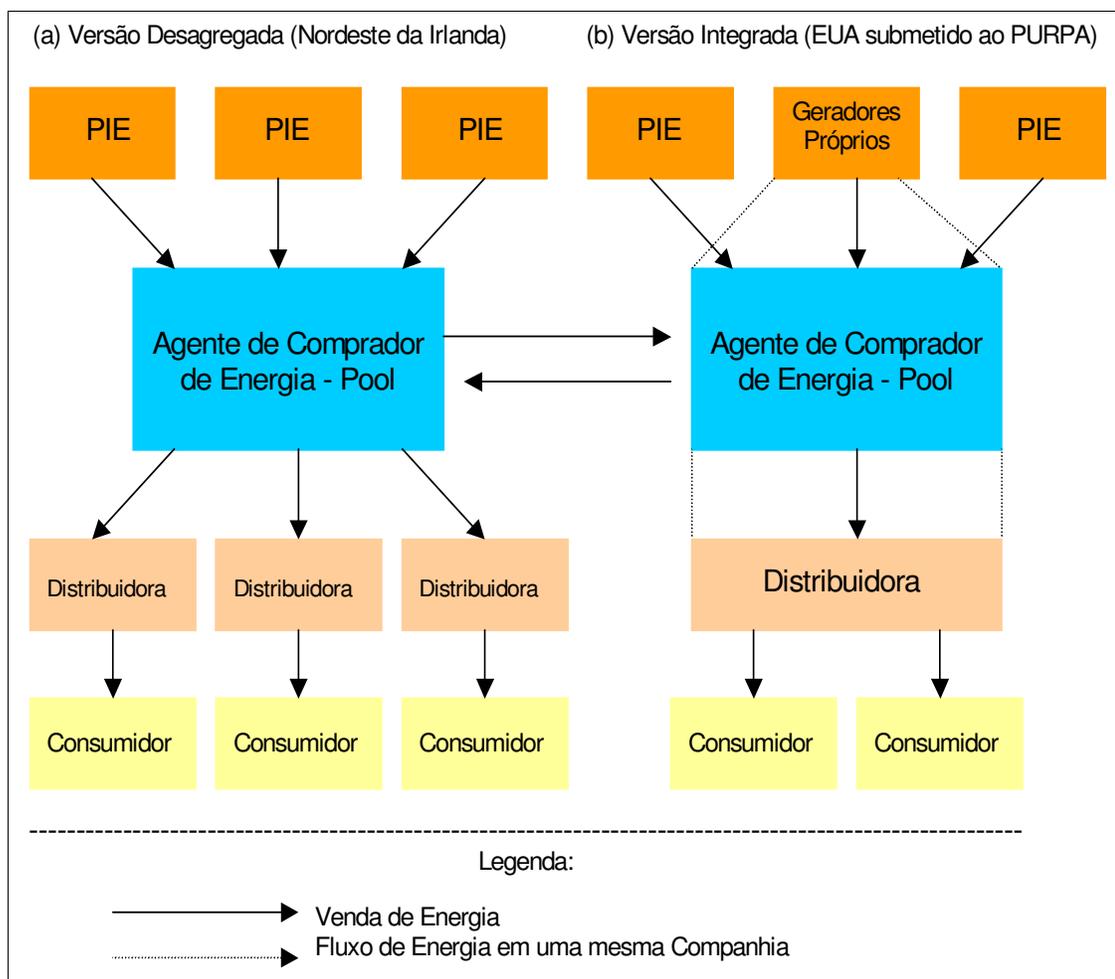


FIGURA 2 – Modelo 2 – Agente Comprador (Pool)

- ✓ O modelo 3 distingue-se pela existência de competição no suprimento de energia, isto é, nas vendas de energia no atacado. As distribuidoras (rede mais venda no varejo) podem escolher de qual gerador comprar a energia. Há competição na geração e livre acesso à transmissão (Figura 3).

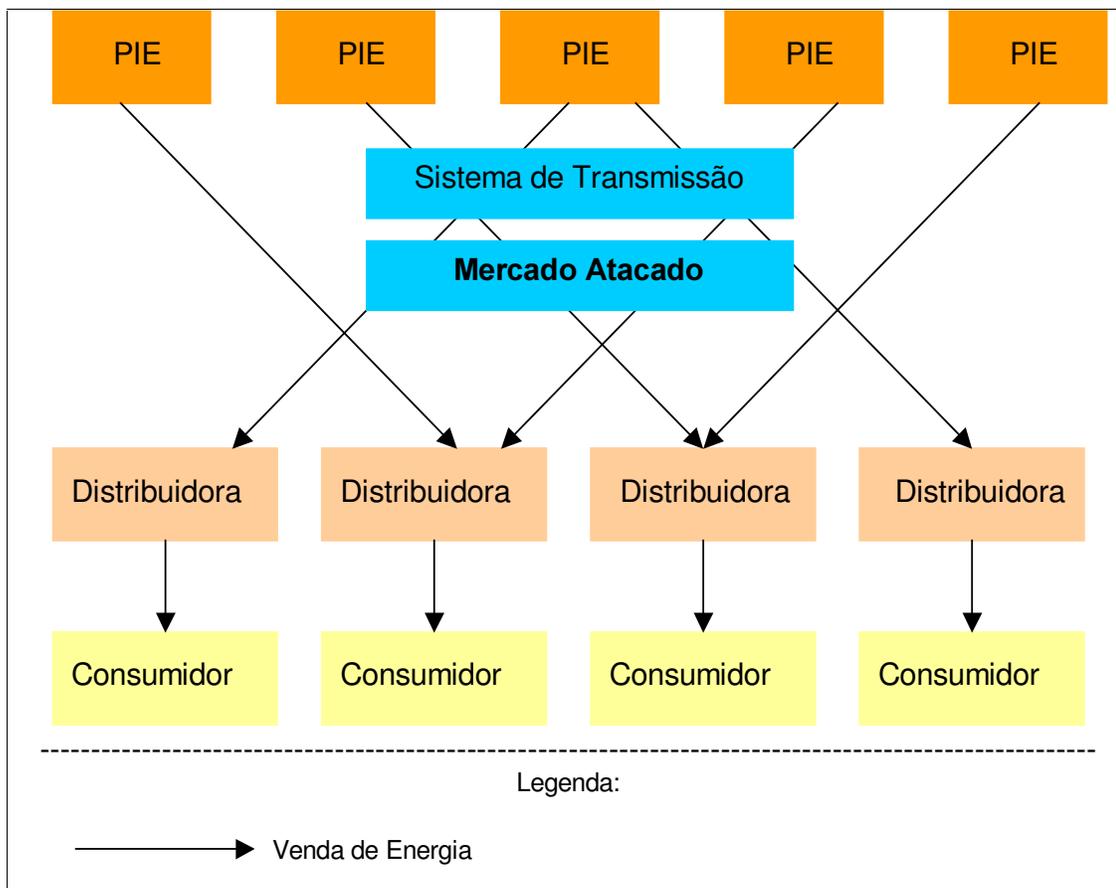


FIGURA 3 – Modelo 3 – Competição no Atacado

- ✓ O modelo 4 inclui, em relação ao modelo 3, a competição no fornecimento de energia, ou seja, nas vendas de energia no varejo. Cada consumidor pode escolher seu fornecedor. Há livre acesso à transmissão e rede de distribuição. A atividade de distribuição limita-se ao transporte, estando separada da venda no varejo, isto é, da comercialização. Há competição na geração e na comercialização da energia (Figura 4).

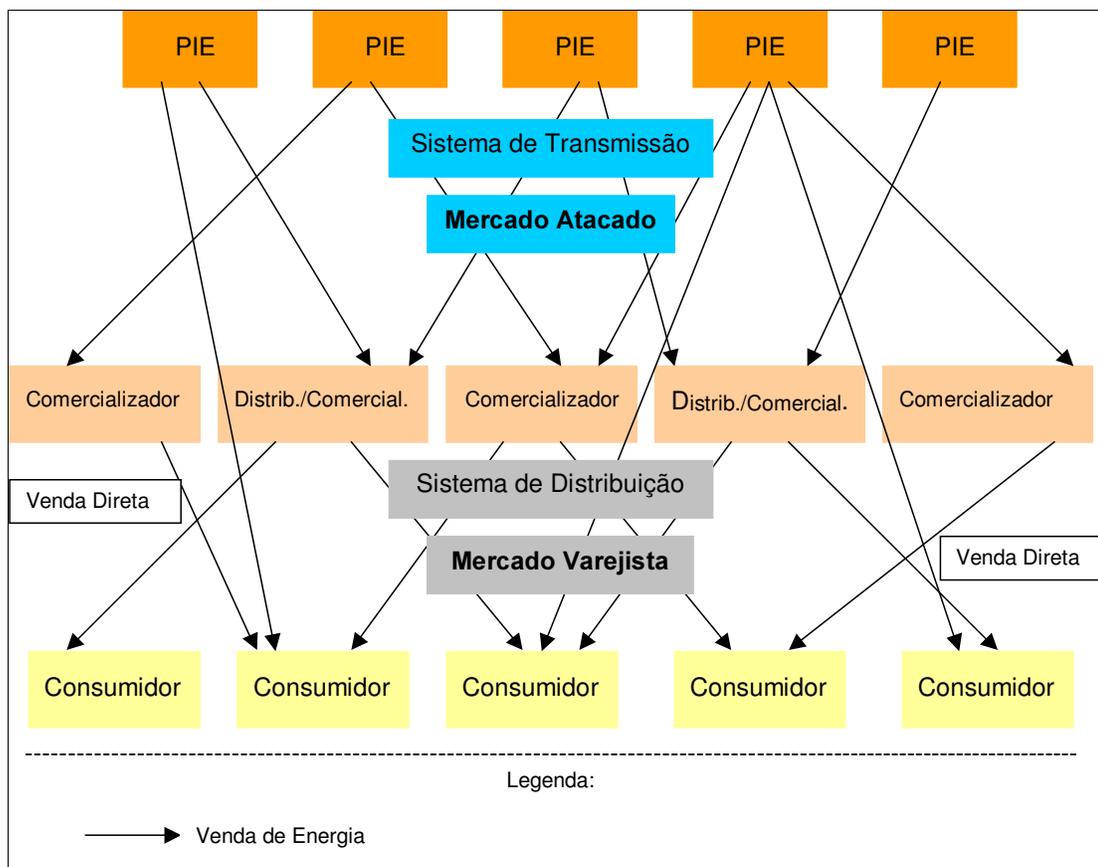


FIGURA 4 – Modelo 4 – Competição no Varejo

Obviamente, são possíveis diversas variações de arranjos estruturais e mesmo combinações de elementos de dois ou mais dos modelos descritos, dependendo das especificidades da indústria de energia elétrica da região ou país analisado. A vantagem de utilizar estas quatro estruturas básicas é permitir, a partir de uma análise expedita do modelo aplicado, ou do modelo desejado, concluir em qual dos quatro tipos ele se enquadra e, possibilita conhecer os agentes, e correspondentes direitos, que caracterizam cada modelo, e são indispensáveis ao seu funcionamento.

É importante, ressaltar, que processos de reestruturação de setores da economia e processos de privatização não devem ser confundidos. A reestruturação altera o arranjo comercial do setor, o número de agentes, as funções desempenhadas, e as relações entre eles. Por outro lado, a privatização implica na alteração de controle de um agente, ou de um grupo de agentes de setor, de estatal

para privado. Reestruturação e privatização não precisam ocorrer simultaneamente, embora, quando se deseja introduzir competição, a participação de agentes privados mostra-se imprescindível.

3.3 Pressupostos para a desregulamentação do setor

Os anos 1990 reuniram todos os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no Setor Elétrico: a insuficiência de investimentos efetuados em décadas anteriores, o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, a escassez de recursos de Governo para atender tantas outras prioridades.

O Governo já não tinha recursos, o sistema tarifário tinha naufragado em meio às tentativas de contenção da inflação e à inadimplência setorial e as taxas de juros e carências favoráveis já não mais existiam.

Fazia-se, necessário, portanto, encontrar alternativas que viabilizassem uma reforma e expansão do setor, com capitais privados e a conseqüente entrada de novos Agentes. O Governo deixa a sua condição de Estado empresário, não mais compatível com o novo modelo de desenvolvimento de uma economia globalizada, para assumir o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Como decisão de Governo, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a reestruturação teve como objetivos principais a redução do papel do Estado nas funções empresariais, a privatização das empresas existentes e a expansão da oferta de energia elétrica, com a atração do capital privado e o estabelecimento e fortalecimento institucional dos novos órgãos do sistema.

A reestruturação foi iniciada pela privatização das empresas do setor, sem que se dispusesse de uma clara regulamentação do mercado, indispensável, notadamente, para os investimentos em geração e transmissão.

O processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira, foi iniciado efetivamente quando da promulgação da Constituição Federal de 1988. A nova Carta Magna, no Título VII, referente à ordem econômica e financeira, especificamente no Capítulo I, que trata dos princípios gerais da atividade econômica, estabeleceu a opção da sociedade brasileira de incentivar a atividade privada e restringir a exploração da atividade econômica pelo Estado, só permitida, conforme definido no art. 173, nos casos previstos na Constituição e quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, remetendo à lei a definição destas exceções.

Adicionalmente, a Constituição, no art. 175, dispôs que “incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.

A exigência de realização de licitação para a outorga de concessões sinalizava, para o setor elétrico, uma mudança de modelo em relação ao monopólio estatal então vigente.

De fato, o citado dispositivo constitucional introduziu dificuldades inesperadas para a expansão do setor elétrico brasileiro, pois a lei referida no art. 175, denominada de Lei das Concessões, a Lei nº 8987, foi promulgada apenas em 13 de fevereiro de 1995.

A partir da promulgação da Lei das Concessões de Serviço Público no Brasil e da Lei nº 9074, de 07 de julho de 1995, iniciou-se uma série de ações visando estabelecer as bases regulatórias deste novo mercado, criando as condições iniciais para a privatização e para a prorrogação das concessões vigentes.

Considerando os modelos básicos aplicáveis à indústria de energia elétrica descritos anteriormente, verifica-se que as disposições da Lei nº 9.074/95 definiram que a reestruturação do setor de energia elétrica nacional evoluiria diretamente do modelo mais simples, o modelo monopolístico, até então vigente, para o modelo mais complexo, o modelo da concorrência na geração e comercialização.

Com isso, o governo objetivava abrir o setor para a livre concorrência entre as empresas, dando ao consumidor a opção de poder escolher o fornecedor de energia elétrica, a criação de um ambiente específico para a compra e venda da eletricidade e a definição de regras que vão reger um mercado muito mais eficiente, para os consumidores e acreditado pelos investidores.

Em 1996, através do Projeto RESEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia, que concluiu pela conveniência da criação de uma Agência Reguladora (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), de um operador para o sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico) e de um ambiente (MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica), no qual fossem realizadas as transações competitivas de compra e venda de energia elétrica. O Projeto RESEB foi concluído em agosto de 1998, tendo definido todo o arcabouço conceitual e institucional do Setor Elétrico do Brasil (Tabela 6).

TABELA 6 – As mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamentos através de recursos públicos.	Financiamentos através de recursos públicos (BNDES) e privados.
Empresas verticalizadas.	Empresas divididas por atividades: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.
Empresas predominantemente estatais	Abertura para empresas privadas
Monopólios – Competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização

FONTE: O Mercado Atacadista de Energia Elétrica / Publicação, 2003.

3.4 Base regulatória do novo modelo

Para trata-se da base regulatória do setor elétrico, não pode-se deixar de tratar inicialmente do Código de Águas, publicado em julho de 1934, que se constitui um marco fundamental na legislação sobre o aproveitamento dos recursos hídricos nacionais para os mais diversos fins.

Este Código foi importante porque estabeleceu critérios para a fixação de tarifas, estipulou a propriedade pública dos recursos hídricos, determinando ainda que sua exploração econômica ficaria restrita à cidadãos brasileiros e sujeita a concessões outorgadas pelo governo federal. Nestas condições, foi reduzindo-se gradativamente a participação privada nos investimentos setoriais e, desde então, ampliando-se a participação das empresas estaduais e federais.

Em 1993 foi dado o primeiro passo para a reforma do setor com a aprovação da Lei 8.631 que implantou um conjunto de modificações institucionais importantes, eliminou o nivelamento geográfico das tarifas e os 10% mínimos de retorno sobre os ativos, com as geradoras e distribuidoras passando a fixar sua tarifa em função dos seus respectivos custos de serviço. Essa nova fórmula para fixação das tarifas teve seu alicerce na estrutura de custos das empresas e foi projetada com o intuito de refletir as necessidades do fluxo de caixa das empresas ao invés de constituir uma meta arbitrária para o retorno sobre o ativo.

Nesse mesmo período foram definidos dois conjuntos de tarifas de energia elétrica: a tarifa de fornecimento e a tarifa de suprimento. A primeira é o índice de atacado cobrado por uma geradora de energia elétrica na venda para as empresas de distribuição; esse índice também inclui o custo de utilização da linha de transmissão. A segunda consiste no índice cobrado pela empresas de distribuição do consumidor final. Esse índice é diferente para cada setor e para a quantidade de energia consumida.

Um conjunto de leis, a partir de 1995, estabeleceu as bases legais para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de dar sustentação e estabilidade para as mudanças. Destacam-se os principais aspectos objeto dessa legislação:

- ✓ A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Lei das Concessões de Serviços Públicos, de caráter geral e a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, específica para a área de energia elétrica, forneceram um ordenamento legal mínimo e os principais contornos para a reestruturação do setor. Essa Lei estabeleceu a obrigatoriedade de

licitação para as concessões de serviços públicos; a criação do Produtor Independente de Energia Elétrica; a instituição dos consumidores livres; e a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição;

- ✓ A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, completou as bases do modelo implantado, estabelecendo a segmentação das atividades de geração, transmissão/distribuição e comercialização; a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Fixou, também, as regras de transição do ambiente totalmente regulado para o ambiente competitivo, estabelecendo mecanismos de proteção aos consumidores cativos.

Todo esse processo, formado por novas estruturas e agentes, objetivou estimular os investimentos no setor, voltados para o aumento da eficiência e a melhoria na qualidade do serviço prestado. A ANEEL, através de ampla discussão com os agentes setoriais e com a sociedade, por meio de consultas e audiências públicas, estabelece a regulamentação específica dos aspectos destacados.

3.4.1 Tarifas

Para trata-se da questão tarifária do setor elétrico, faz-se necessário definir preço e tarifa. O preço no seu sentido amplo, expressa a relação de troca de um bem por outro. No sentido mais usual e restrito, representa a proporção de dinheiro que se dá em troca de determinada mercadoria, constituindo, portanto, a expressão monetária do valor de um bem ou serviço. Nos países capitalistas os preços formam-se no mercado pelo jogo da oferta e da procura. Já a tarifa é o preço público pago pelo usuário pela prestação do serviço. É fixada pelo valor da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão, previstas na lei, no edital e no contrato, que garantem o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Considerando que a formação do preço se dá no âmbito das relações de mercado e que no caso do mercado de energia elétrica configura-se um monopólio, com regulamentação restrita, todo o funcionamento das empresas concessionárias de energia elétrica, bem como a tarifação é regulamentado por dispositivos do Código de Águas.

Sendo empresas de prestação de serviço público, a fundamentação legal para o estabelecimento das tarifas no princípio do serviço pelo custo (artigo 164 do decreto n° 41.019/1957), - com as disposições constitucionais estabelecidas pelo artigo 167 da Constituição Federal.

É incluído no custo do serviço ou do produto a remuneração do investimento, também estabelecida pelo Poder Concedente, para a sobrevivência da empresa e remuneração do capital próprio e de terceiros, possibilitando o reinvestimento e evitando a sua descapitalização.

Os dispositivos legais principais que regulamentam direta ou indiretamente a tarifação são:

- Decreto n° 41.019, de 26/02/1957;
- Decreto n° 62.724, de 17/05/1968;
- Portaria n° 96 de 07/06.1968;
- Lei n° 5655, de 20/05/1971.

Uma vez estabelecidos os custos para o próximo período, é prevista a energia a ser distribuída para o mesmo – período, sendo portanto a tarifa igual a previsão de custos / previsão de energia.

Entretanto, a partir da Legislação produzida no país, após a Constituição de 1988, além do princípio do serviço público, que implica em cobrar o custo mais uma justa remuneração, surge a concepção mercantil, segundo a qual a formação de preço deve refletir o custo de oportunidade, ou seja, o preço cobrado hoje deve refletir a energia que será consumida no futuro.

O equilíbrio econômico-financeiro é previsto nos contratos de concessão de serviço público, firmados entre as empresas e a União, representada pela ANEEL. Esses contratos foram elaborados no âmbito do Conselho Nacional de Desestatização (CND), cabendo a ANEEL, o seu rigoroso cumprimento, que é fundamental para a manutenção da confiança dos investidores.

O segundo regime de remuneração é o que buscam os produtores independentes de energia elétrica, assim, consideradas a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio, no todo ou em parte, por sua conta e risco.

A mudança introduzida com a reestruturação do Setor Elétrico, visava a competição na geração, sendo um dos elementos do modelo destinados a promover a chamada modicidade nas tarifas. O outro elemento introduzido na outra ponta do sistema, na comercialização, foi o consumidor livre, assim denominado por causa da liberdade de escolha de fornecedor de energia elétrica. A sua presença no mercado deveria, em teoria, contribuir para a queda da tarifa de energia elétrica e para a melhoria da qualidade do serviço.

A implantação do modelo não se completou e isso gerou uma série de distorções no processo. A privatização das geradoras, decidida pelo Governo Federal, não se concretizou. O MAE, onde as transações de energia elétrica aconteceriam, não funcionou regularmente e há sérias distorções nas tarifas, que não estimulam os consumidores livres a buscar melhores condições no mercado, permanecendo como consumidores cativos, comprando energia de seus fornecedores habituais. Tudo isso tem profunda influência na formação do preço da energia elétrica que é, em última instância, definida pelo mercado e repercute, portanto, nos níveis de investimento.

3.4.2 Racionamento / acordo de mercado

Em ambiente de conflitos regulatórios e de competência na administração do período transitório de reestruturação do setor elétrico, o Governo Federal precisou agir de modo intempestivo, para gerenciar um colapso na capacidade de oferta de energia, frente à demanda do mercado, com a necessidade de um racionamento no uso da energia disponível, editando a Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, posteriormente substituída pela Medida Provisória nº 2.152, de 1º de junho de 2001, editada para rever alguns pontos da primeira versão, severamente criticados pela opinião pública. A versão final foi dada pela Medida Provisória nº 2.198, de 28 de junho de 2001, que incluiu alguns ajustes.

A MP nº 2.198 criou dois programas principais:

- O Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que teve como objetivo compatibilizar a demanda de energia com a oferta, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia; e
- O Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica teve como objetivo aumentar a oferta de energia elétrica para garantir o pleno atendimento da demanda, com riscos reduzidos de contingenciamento da carga, evitando prejuízos à população, restrições ao crescimento econômico e seus impactos indesejáveis no emprego e na renda.

O racionamento compreendeu o período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para os consumidores atendidos por meio dos Sistemas Interligados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001, para os consumidores dos Estados do Pará e do Tocantins atendidos pelo Sistema Norte.

Durante o período do racionamento os Agentes de Mercado assinaram o Acordo Geral do Setor Elétrico, que originou a emissão da Medida Provisória nº

14/2001, posteriormente transformada na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Esta lei resultou na elaboração de Regras de Mercado regulamentadas pela Resolução ANEEL nº 447 de 23 de agosto de 2002, que estabeleceram um tratamento especial para as contabilizações do MAE no período de 1º de abril de 2001 a 31 de dezembro de 2002.

A questão da administração do período contingencial de racionamento atingiu seus objetivos graças a atuação eficaz da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE) e à colaboração maciça da população brasileira. A crise trouxe alguns resultados favoráveis: a população reduziu o seu consumo, evitou o desperdício e o País passou a levar mais a sério a necessidade de repensar o modelo energético, diversificar a matriz energética e promover a eficiência.

3.5 Privatizações do setor elétrico

A reestruturação do Setor Elétrico, como já dito, objetivava a entrada de novos capitais para garantir os investimentos necessários para o setor, pois conforme já foi demonstrado o Governo Federal não dispunha de mecanismos para atender a demanda de investimentos para o setor. Assim, uma das diretrizes do Governo Federal era o incentivo à privatização das empresas estatais, e o resultado desse processo foi a privatização de cerca de 80% das empresas de distribuição de energia elétrica, que eram geridas pelos governos estaduais, conforme explicitado na Tabela 7.

TABELA 7 – Empresas privatizadas

Nome	Data	Local	Comprador	Preço Milhões (R\$)	Ações Vendidas %	Ágio %
ESCELSA	jul/95	ES	IVEN S.A, GTD Participações	385	50	11,8
LIGHT	mai/96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230	51	-
CERJ	nov/96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605	70	30,3
COELBA	jul/97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.731	66	77,4
AES SUL	out/97	RS	AES	1.510	91	93,6
RGE	out/97	RS	CEA; VBC ; Previ	1635	91	82,7
CPFL	nov/97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3015	58	70,1
ENERSUL	nov/97	MS	Escelsa	626	77	83,8
CEMAT	nov/97	MT	Grupo Rede; Inepar	392	85	21,1
ENERGIPE	dez/97	SE	Cataguazes; Uptick	577	86	96,1
COSERN	dez/97	RN	Coelba; Guaraniana; Uptick	676	78	73,6
COELCE	abr/98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	868	83	27,2
ELETROP. **	abr/98	SP	Light	2.026	75	-
CELPA	jul/98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450	55	-
ELEKTRO **	jul/98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479	47	98,9
CACHOEIRA DOURADA	set/97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	780	93	43,5
GERASUL *	set/98	RS	Tractebel(Belga)	946	50	-
BANDEIRANTE*	set/98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	1.014	75	-
CESP Tiête***	out/99	SP	AES Gerasul Emp	938	-	30,0
BORBOREMA***	nov/99	PB	Cataguazes-Leopoldina	87	-	-
CELPE*	fev/00	PE	Iberdrola/Previ/BB	1.780	80	-
CEMAR***	jun/00	MA	PP&L	553	86	-
SAELPA*	nov/00	PA	Cataguazes-Leopoldina	363	-	-
TOTAL				24.666		

*Informações obtidas em jornais

** Informações sobre Num. De Consumido

*** Informações obtidas no site do Provedor de Informações Econômico-Financeiras do Setor Setor Elétrico Brasileiro - UFRJ/ELETROBRÁS.

FONTE: MME

Entretanto, o processo de reformulação regulatória ficou inconcluso, especialmente, na questão da regulação tarifária, que sinalizaria aos possíveis investidores, a remuneração que poderiam esperar, caso investissem no setor elétrico brasileiro. Associado a esse fator, o racionamento de energia elétrica, de proporções nacionais, ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, comprometeu o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, obscurecendo o cenário de mercado para as intenções de conclusão do processo de privatização da distribuição e geração, pois o marco regulatório fragilizado em pilares estruturais para viabilização dos termos da margem

operacional do negócio, como o preço das tarifas, além do risco sistêmico evidenciado pelo racionamento.

Cerca de 80% da distribuição de energia elétrica, que antes pertencia aos governos estaduais, passou às mãos da iniciativa privada, entretanto, cerca de 80% da capacidade instalada de geração permaneceram sob o controle das estatais federais. No segmento de comercialização praticamente, não houve avanços. Verificou-se forte pressão política contra a desestatização das empresas federais, e o processo de implantação do modelo foi efetivamente descontinuado, quando do racionamento.

4 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEU IMPACTO SOBRE A CEMAR

4.1 A CEMAR

Inicialmente, a Ulen & Company foi contratada pelo governo do Maranhão para efetuar a construção de redes de abastecimento de água e esgoto, fornecimento de energia elétrica para luz, tração (bonde) e força, inclusive a instalação de maquinismo para a prensagem de algodão, Com a conclusão dos trabalhos, em 1º de abril de 1926, a sua subsidiária *Ulen Management Company*, autarquia cujo objetivo era gerar energia elétrica através de uma usina térmica a vapor, assumiu o gerenciamento da prestação de serviços de energia elétrica para atendimento à demanda da coletividade de São Luís. Posteriormente, em 1946, foi criada uma empresa estatal para encampar o conjunto de serviços urbanos até então serviços prestados pela empresa Ulen Management Company, com a denominação de Serviço de Água, Esgoto, Luz, Tração e Prensa de Algodão (SAELTPA).

Absorvendo toda a parte referente à Luz, que consistia numa velha e deficitária Usina a Vapor, Prédios e a Rede de Distribuição da cidade de São Luís, levando ao consumidor, na época, 110 volts, foi criada a Centrais Elétricas do Maranhão S.A. (CEMAR), com base na Lei Estadual n.º 1.609, de 14 de junho de 1958, estando autorizada a funcionar como empresa de energia elétrica pelo Decreto Federal n.º 46.999, de 12 de outubro de 1959, cujo objetivo era produzir e distribuir energia elétrica, elaborar e executar planos de eletrificação em todo o Estado do Maranhão. A partir do ano de 1973, a CEMAR também incorporou o acervo da Companhia de Eletrificação do Nordeste (CERNE), tornando-se a única concessionária dos serviços de distribuição de energia elétrica do Maranhão.

A necessidade de ampliação de seus objetivos, para atendimento à demanda do mercado consumidor, culminou na mudança de sua denominação para Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), oficializada pela Lei Estadual n.º 4.621, de 17 de dezembro de 1984, dessa forma, autorizada a pesquisar, estudar,

planejar, explorar, produzir e distribuir, além da energia elétrica, qualquer outra forma de energia em todo o Estado do Maranhão.

Com a reestruturação do Setor Elétrico, seguindo um modelo neoliberal, a política definida pelo Governo Federal para as empresas distribuidoras de energia foi a privatização. Dentro do programa de desestatização estadual, a CEMAR foi adquirida em 15 de junho de 2000 pelo grupo norte-americano *Pensilvânia Power and Light* (PPL), através de sua subsidiária Brisk Participações Ltda, continuando a denominar-se Companhia Energética do Maranhão.

Em 31 de janeiro de 2002, a direção da CEMAR publicou Fato Relevante informando que a PP&L Corporation, acionista controlador, anunciou que não realizaria investimentos adicionais na empresa, assim como reconheceu uma perda no resultado do exercício de 2001, no montante de US\$ 217 milhões, de um total de US\$ 317 milhões investidos. Segundo anunciado, essa decisão decorreu da conjunção de uma série de fatores que afetaram significativamente o resultado operacional da Companhia, tais como a prolongada seca que atingiu o país, o conseqüente racionamento de energia elétrica, a ausência de liquidações financeiras no Mercado Atacadista de Energia (MAE), a defasagem tarifária das distribuidoras de energia e as incertezas regulatórias advindas dessa situação.

Em 21 de agosto de 2002, por ordem expressa do acionista majoritário BRISK Participações Ltda., a administração da CEMAR entrou com pedido de concordata preventiva perante a 5ª Vara da Justiça Estadual Cível da Comarca de São Luís, Estado do Maranhão.

A ANEEL através da Resolução 439/2002, determinou em 21 de agosto de 2002, a intervenção cautelar administrativa na CEMAR por um prazo de 180 dias, podendo ser prorrogada por igual período. Descreveremos abaixo as razões consideradas pela ANEEL, conforme resolução 439/2002, para o processo de intervenção da CEMAR:

- O poder-dever da ANEEL em adotar as medidas necessárias para garantir a continuidade e a qualidade da prestação do serviço público de energia elétrica;

- A situação financeira da Concessionária observada como crítica em relatórios de fiscalização, as dificuldades de novas captações e de reestruturação da dívida que poderiam comprometer, em curto espaço de tempo, a operação, manutenção, expansão e ampliação do sistema elétrico e a conseqüente prestação do serviço adequado aos clientes;
- O não cumprimento de prazo concedido pela ANEEL, para a Companhia apresentar o plano de equacionamento de sua crítica situação financeira;
- O parecer dos auditores independentes, relativo às Demonstrações Financeiras da CEMAR, encerradas em 31 de dezembro de 2001, com parágrafo de ênfase indicando que os constantes prejuízos, excesso de passivos sobre ativos circulantes e as incertezas quanto à obtenção de recursos financeiros “suscitam dúvidas sobre a continuidade operacional da Companhia”.
- A publicação, em 31 de janeiro de 2002, de Fato relevante pela Administração da Companhia, informando anúncio efetuado pela controladora de que não mais faria investimentos na CEMAR e a posterior comunicação feita à ANEEL, pelo acionista controlador, de sua decisão de retirar-se da sociedade, com apresentação de requerimento solicitando a transferência do controle societário indireto detido pela PPL GLOBAL & LLC, na CEMAR;
- As evidências de deterioração da capacidade de pagamento da Concessionária, inclusive com sua inclusão no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados de Órgãos e Entidades Federais (CADIN);
- A existência de credores executando as garantias dos contratos de financiamentos contraídos pela CEMAR e ações na Justiça visando a suspensão do direito de voto do controlador direto da Companhia, a BRISK Participações Ltda., e intimando seus administradores a não praticar, sob pena de desobediência, quaisquer atos tendentes ao requerimento da falência da Companhia.

Em 9 de setembro de 2002, durante o período do processo de intervenção na CEMAR, foi obtida Sentença de Extinção da Concordata Preventiva, este resultado evitou a aceleração dos vencimentos dos passivos, inclusive das debêntures, falência e, conseqüente, caducidade da concessão e contribuiu para a continuidade das operações da Companhia.

Foram apresentadas e aceitas pela Eletrobrás, Eletronorte, maioria dos bancos privados credores e debenturistas, propostas de reescalonamento de pagamentos das dívidas, o que possibilitou o reordenamento do fluxo de caixa, tornando a empresa adimplente, um dos requisitos necessários à participação no leilão de energia, além de ter proporcionado a liberação dos recursos de baixa renda e de bônus do racionamento, ambos também vinculados à situação de adimplência.

O prazo definido para intervenção findou no dia 17 de fevereiro de 2003, tendo sido prorrogada, através da Resolução ANEEL nº 76/2003, com término definido para 11 de agosto de 2003. Nesse período, o processo de transferência do controle acionário foi implementado, entretanto, sem sucesso, devido a empresa pré-qualificada não ter apresentado, segundo avaliação da ANEEL, uma proposta que solucionasse a situação econômico-financeira da CEMAR, assegurando a continuidade e a qualidade da prestação do serviço público de energia elétrica aos consumidores do Maranhão.

Através da resolução da ANEEL nº 408, de 14 de agosto de 2003, o processo de Intervenção foi mas uma vez prorrogado, até fevereiro de 2004, e reaberto o processo de transferência do controle acionário, desta feita com uma proposta da Eletrobrás de transformar parte da dívida da CEMAR, em ações, participando como acionista minoritário.

4.2 Impacto da reestruturação do setor elétrico na CEMAR

4.2.1 Contextualização institucional

4.2.1.1 *O processo de privatização*

Em dezembro de 1999, a Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) era uma sociedade por ações de economia mista, com a concessão de serviço público de energia elétrica do Estado do Maranhão, e seu acionista controlador era a Maranhão Investimentos S. A. (MISA) que detinha 49,1987% do seu capital social (Tabela 8).

A Lei Estadual nº 6.618, de 17 de maio de 1996, autorizou a Maranhão Investimentos S. A. (MISA), sociedade anônima de economia mista, a ofertar à venda as ações da CEMAR de sua propriedade. Em abril de 1998, foi firmado, entre o Governo do Estado do Maranhão e a BNDESPAR, um acordo de acionistas que resultou na compra, pela BNDESPAR, de 37,7% das ações ordinárias do Capital Social da CEMAR, de propriedade da MISA.

O objetivo da inserção da BNDESPAR na composição acionária da CEMAR foi buscar um equacionamento da situação administrativa e econômico-financeira da Empresa, com o propósito de viabilizar sua recuperação e, conseqüentemente, o processo de privatização.

TABELA 8 – Composição acionária / 1999

milhões de ações		
A c i o n i s t a s 1 9 9 9	T o t a l	%
M I S A	2 5 7 . 6 6 6	4 9 , 2
B N D E S	1 7 4 . 0 1 2	3 3 , 2 3
E L E T R O B R Á S	4 6 . 0 5 5	8 , 7 9
O U T R O S	4 5 . 9 9 1	8 , 7 8
T O T A L	5 2 3 . 7 2 4	1 0 0 , 0 0

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR (1999)

Dentro do programa de desestatização estadual, a CEMAR foi privatizada em 15 de junho de 2000, em leilão na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, sendo

adquirida pelo grupo norte-americano *Pensilvânia Power and Light* (PP&L), através de sua subsidiária BRISK Participações Ltda. passando a deter 86,2% do capital votante e 84,7% das ações da CEMAR (Tabela 9). O valor pago pela BRISK Participações Ltda. foi R\$ 552,8 milhões, considerando o dólar do dia houve um desembolso de U\$ 305 milhões.

A PP&L Global é uma subsidiária da *PP&L Corporation*, baseada em *Allentown, Pa.* A *PP&L Corp.* que distribui eletricidade e gás natural para mais de 1,3 milhões de consumidores na Pensilvânia; comercializa energia em 43 Estados americanos e no Canadá; gera energia para indústrias no meio atlântico e no nordeste dos Estados Unidos; gera energia em usinas na Pensilvânia, Maine e Montana; distribui eletricidade para 1,4 milhões de consumidores no sudeste da Inglaterra, e para mais de 800.000 consumidores no Chile, Bolívia e El Salvador.

Com a mudança do controle acionário, a Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) passou a ser uma empresa de economia privada de capital aberto, que tem como atividades principais a distribuição e comercialização de energia elétrica, além da construção e operação de sistemas de geração em pequena escala.

Em 11 de agosto de 2000, foi firmado entre a ANEEL e a CEMAR através do acionista controlador, um contrato de concessão dos serviços de energia elétrica, cujo objeto é a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão, destinado ao uso da população em geral, prestado em regime público.

A concessão, outorgada a título gratuito, terá seu termo final em 10 de agosto de 2030, com direito à prorrogação por igual período, mediante requerimento da concessionária. A concessão pressupõe a adequada qualidade do serviço prestado pela concessionária, considerando-se como tal o serviço de satisfizer às condições de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade das tarifas, observando os parâmetros e indicadores de qualidade dos serviços de energia elétrica, definidos pela ANEEL.

TABELA 9 – Composição acionária / 2000 a 2002

Acionistas	milhões de ações					
	2000	%	2001	%	2002	%
Brisk Participações LTDA	443.475	84,7%	469.182	89,6%	469.182	89,6%
ELETROBRÁS	8.550	1,6%	8.550	1,6%	8.550	1,6%
Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia -CBLC	34.480	6,6%	34.205	6,6%	34.099	6,6%
OUTROS	37.219	7,1%	9.786	2,2%	9.891	2,2%
TOTAL	523.724	100,0%	523.724	100,0%	523.724	100,0%

FONTE: Balanço Patrimonial 2000 a 2002

A única alteração acionária substancial no período pós-privatização ocorreu de 2000 para 2001 quando houve um incremento na participação do acionista principal, com a aquisição pela BRISK Participações LTDA, em setembro de 2001, das ações de propriedade dos empregados, passando a deter 89,59 % do capital votante da CEMAR.

4.2.1.2 Planejamento estratégico

Dentro da perspectiva do planejamento de longo prazo da PP&L, a aquisição CEMAR e o Estado do Maranhão, funcionarão como a porta de entrada da PP&L no setor elétrico brasileiro, considerando, que segundo o modelo estabelecido para o setor elétrico, a médio prazo, os consumidores estarão livres para negociar com os distribuidores e comercializadores de energia elétrica, sendo este, “a priori” um negócio atrativo.

O novo controlador após uma avaliação da situação da CEMAR, identificou os problemas mais significativos da Empresa, e, foram implementados planos de reorganização administrativa, técnica e saneamento econômico-financeiro, tendo como princípio básico a equidade entre Acionistas, Clientes e Empregados e o total cumprimento da legislação vigente no país, em todos os níveis.

Na definição dos novos rumos para a Organização, foram fixados a Visão de Futuro, bem como a Missão para os primeiros 500 dias, que se encerrou em dezembro de 2001, também foram reafirmados os Valores da PP&L, que representam a forma como todas as empresas do grupo trabalham, cujo foco está

centrado nas Pessoas, nos Clientes, Acionistas, Fornecedores, na Ética e na Segurança Industrial.

Ao longo do período que a PP&L permaneceu na gestão da CEMAR houveram dois ciclos de Planejamento Estratégico, bem como, estava sendo implementado um modelo de gestão (Anexos A).

O primeiro ciclo do Planejamento Estratégico foi implementado e os resultados foram alcançados em torno de 80%. Já no segundo ciclo, no ano de 2002, devido a CEMAR ter enfrentado uma série de dificuldades financeiras e, ainda, a decisão do acionista majoritário em não mais investir na empresa, inviabilizou a sua implementação conforme definido inicialmente, sendo revisto e adequado a realidade ora vivida pela empresa, focado em ações de controle de perdas, redução de inadimplência e renegociação de dívidas de curto prazo.

4.2.1.3 *Estrutura organizacional e recursos humanos*

Em dezembro de 2000, foi implantada uma nova Estrutura Organizacional que obedecia a um Modelo Matricial, horizontalizada, contemplando Unidades de Negócio (geradora de resultados) e de suporte (definidora de políticas e serviços). Desenvolvida como ferramenta para apoiar a Visão, Missão e Valores da CEMAR, bem como estava focada para gerar valores aos Clientes, Acionistas e Empregados. Essa estrutura reduziu o tamanho da empresa e objetivava garantir maior agilidade nos processos.

Com a introdução do conceito de unidade de negócio, voltada para resultados e mais próximo do cliente, como consequência, houve uma inversão do quadro de empregados da CEMAR, isto é, uma redistribuição dos empregados da capital para o interior, no sentido de priorizar o atendimento nas unidades de negócio, que estavam situadas nos vários municípios maranhenses.

Numa análise geral do quadro de empregados da CEMAR, antes da privatização, pode-se verificar, no período de dezembro de 1999 e dezembro de

2000, uma redução em torno de 16% do quadro efetivo e, em relação a 2002, uma redução em torno de 27%. Grande parte dessa redução deve-se à implantação de um Programa de Incentivo à Demissão Voluntária de Aposentados (PIDVA), que no período de junho de 2000 a julho de 2001, teve uma adesão de 317 empregados. No mesmo período foram admitidos 162 empregados, para suprir necessidades críticas da CEMAR (Tabela 10).

TABELA 10 – Quadro de empregados

Indicadores	1999	2000	2001	2002	2002/1999 %
Empregados	2006	1689	1473	1467	-26,87
Consumidor / Empregado	480	591	702	726	51,25
Energia Vendida / Empregado - MWh	1094	1373	1558	1631	49,09
Receita Oper. Líq./ Empregado - R\$	118,6	159,7	233,7	247,8	108,94

FONTE: Superintendência de Seres Humanos da CEMAR

A relação consumidor por empregado, é um índice de produtividade, no qual se verifica que no período delimitado para análise, houve um incremento de 51%, isto é, cada empregado atendia 480 consumidores em 1999 e passou a atender em 2002, 726 consumidores. Tal incremento deve-se a um processo de informatização da empresa e a disseminação de uma cultura de aprendizagem, onde as melhores práticas identificadas nas várias empresas do grupo, eram compartilhadas e adotadas como procedimento de trabalho pelas demais empresas. Isto gerou uma troca de experiências que modificou vários procedimentos de trabalho e atuou como um fator de motivação para os empregados, resultando numa efficientização dos processos.

4.2.2 Contextualização mercadológica

4.2.2.1 *Caracterização do mercado de energia*

A CEMAR tem sua atuação no mercado do Estado do Maranhão, uma área de 333.366 km², cerca de 3,91% do Brasil, com uma população estimada de 5,6 milhões de habitantes, onde a empresa ao final de 2000, atingiu a taxa de

atendimento de 71,3% de domicílios energizados, distribuídos em 217 municípios, com a concentração de consumidores residenciais.

Com base nos dados expressos na Tabela 11, a análise da energia comercializada no ano de 2000 revela um crescimento de 5,7% em relação a 1999. Esse desempenho é compatível com os resultados da economia do Estado, cuja taxa de crescimento do PIB foi de 7,5% uma performance superior à média da região nordeste que foi em torno de 3,5%.

TABELA 11 – Energia comprada / 1999 a 2002

Descrição	1999 (A)	2000 (B)	B/A	2001 (C)	C/B	2002 (D)	D/C	D/A
Geração (GWh)	2	2	0%	1	-50,0%	1	0%	-50,0%
Compra de Energia (GWh)	2.998	3.242	8,1%	3.006	-7,3%	3.065	2,0%	2,2%
Eletronorte	2.955	3.191	8,0%	2.959	-7,3%	3.016	2,0%	2,1%
Cepisa	43	51	18,6%	47	-7,1%	49	-4,2%	13,9%
Venda de Energia (GWh)	2.195	2.320	5,7%	2.295	-1,1%	2.393	4,3%	9,0%
Perdas (GWh)	805	924	14,8%	712	-22,9%	673	-5,5%	-16,4%
%	26,8%	28,5%		23,7%		21,9%		
Demanda MWh/h	507	563	11,0%	528	-6,2%	529	1,0%	4,3%

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR – 1999 a 2002

A energia requerida para o ano de 2000 foi de 3.244 GWh e a demanda máxima não coincidente foi de 563 MWh, com crescimento em relação a 1999, de 8,1% na energia requerida e 11% na demanda.

No ano de 2001, a energia requerida para atendimento do mercado da CEMAR totalizou 3.007 GWh, inferior em 7,3% em relação a 2000. A demanda foi de 528 MWh, inferior em 6,2% em relação ao ano anterior. Essa redução deve-se ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, ocorrido no período de junho de 2001 a março de 2002. A venda de energia elétrica em 2001 foi de 2.295 GWh, representando um decréscimo de 1,1% em relação ao ano 2000.

O Balanço Energético de 2002 apresentou uma variação no requisito de energia na ordem de 2,0% em relação ao ano anterior. Vale ressaltar que, a energia medida em 2002, no Sistema CEMAR, ainda sob o efeito de retração decorrente do período de racionamento, encontra-se nos mesmos níveis daqueles praticados em 2000, enquanto a demanda máxima registrada em 2002, 529 MWh, encontra-se em

patamar similar aos praticados em 2001. A venda de energia elétrica em 2002 foi de 2.393 GWh, representando um acréscimo de 4,3% em relação ao ano de 2001.

Quando comparado 1999 com 2002, verifica-se um acréscimo na venda de energia elétrica em torno de 9% e uma redução de perdas em torno de 16%.

4.2.2.2 *Estrutura de mercado de energia*

O mercado do Estado do Maranhão é predominantemente formado de consumidores cativos, excluindo aqueles que já nascem livres e aqueles com consumo superior a 3MWh em 69KV, conforme definido na Lei n° 9074/1995. A matriz de consumidores residenciais representa 90% do mercado, sendo que em torno de 70 % são de consumidores de baixa renda, com tarifa subsidiada, o que gera uma baixa rentabilidade. O crescimento do mercado está vinculado a políticas de desenvolvimento econômico social dos Governos Federal, Estadual e Municipal, por conseguinte, seu crescimento vegetativo é baixo, em média 3,5% / ano.

O mercado do Estado do Maranhão é disperso, com baixa densidade demográfica e, conseqüentemente, de carga, caracterizado pela presença de linhas de distribuição longas, o que impacta, para sua expansão, volume representativo de investimentos e alto custo de operação e manutenção.

Vale ressaltar, que o macro-ambiente tem contribuído pouco para a mudança desse perfil de mercado devido aos baixos indicadores socioeconômicos, como também, as diversidades regionais diferenciadas não tratadas de forma a potencializar a demanda reprimida.

No final de 1999, a CEMAR atendia 1.780 localidades, distribuídas pelos 333.366 Km² da área territorial do Estado. Foram agregados ao seu mercado 34.944 novos consumidores, representando um crescimento de 3,8% em relação ao ano anterior (Tabela 12).

TABELA 12 – Número de consumidores e energia vendida / 1999 a 2002

Descrição	Número de Consumidores					Venda de Energia MWh				
	1999	2000	2001	2002	Var. %	1999	2000	2001	2002	Var. %
Residencial	869.331	899.361	916.385	933.746	7,41%	924.550	948.574	940.423	971.640	5,09%
Industrial	7.876	8.241	8.523	8.760	11,22%	332.661	375.321	375.526	406.042	22,06%
Comercial	64.893	68.761	74.827	77.731	19,78%	378.637	426.765	421.204	450.582	19,00%
Outras Classes	20.765	21.528	34.261	45.453	118,89%	558.386	568.109	557.389	564.987	1,18%
Total	962.865	997.891	1.033.996	1.065.690	10,68%	2.194.234	2.318.769	2.294.542	2.393.251	9,07%

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR – 1999 a 2002

Na classe residencial, ainda a mais importante para as receitas da CEMAR, no período (2000/1999), foi observado um acréscimo de 2,6% no consumo de energia.

Do total da receita de fornecimento de energia, 47,8% vem da área residencial, responsável por 90,1%, do número de clientes. A classe comercial é a segunda mais importante, com participação de 21,3% na receita e 6,9% dos clientes totais. A industrial representa 11,9% com menos de 1% dos consumidores e as outras classes 19% do faturamento da CEMAR.

Ao término de 2001, o sistema de distribuição da CEMAR alcançou a marca de 1.927 localidades atendidas nas 217 sedes municipais. O número de consumidores elevou-se a 1.033.996, com um acréscimo de 36.105 novos consumidores, representando um incremento de 3,6% em relação a dezembro de 2000.

Ao encerrar o ano de 2002, o atendimento ao mercado da CEMAR atingiu a marca de 2.129 localidades, nas 217 sedes municipais. O número de consumidores atendidos teve um acréscimo de 31.694 consumidores, representando um crescimento de 3,1% em relação a dezembro de 2001, constituindo-se um total de 1.065.690 consumidores.

Além do volume de energia negociado no mercado regulado de 2.393.251 MWh, a CEMAR negociou, no âmbito do MAE, a venda de energia no montante de 580.348 MWh. A contabilização dos 50% negociados no MAE, em 2002,

correspondeu a R\$ 45.687 mil, conforme Relatório de Administração CEMAR, de 2002.

4.2.2.3 *Universalização*

A universalização, conceitualmente entendida como a obrigatoriedade de promoção do acesso ao uso do serviço de energia elétrica à toda população dentro da área de concessão de cada distribuidora, inicialmente foi regulamentada pelo Decreto nº 41019/57, com nova redação dada pelo Decreto nº 98335/99 que estabelecia os seguintes conceitos para o financiamento da expansão do sistema elétrico brasileiro:

- Participação financeira do concessionário até o limite da receita auferida; e
- Participação financeira do consumidor complementar ao orçamento da expansão, contabilizada pelo concessionário como “obrigações especiais da concessão”, não passível de remuneração, de modo a não onerar a tarifa.

Entretanto, a aplicabilidade dessa legislação resultou na existência de um contingente populacional que não é atendido por serviços de energia elétrica (áreas de baixa densidade populacional, sobretudo, nas regiões Norte e Nordeste), que precisa ser redimido dessa carência. Às distribuidoras caberá a responsabilidade pela universalização do serviço de energia elétrica no Brasil. Para tanto, serão criados mecanismos de viabilização econômica, via provisão orçamentária ou repasse para as tarifas, para fazer com que a universalização independa da capacidade financeira dos potenciais consumidores.

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu o conceito de Universalização a ser praticado pelas distribuidoras, determinando que os clientes de todas as classes (residencial, comercial, industrial, rural, etc...) não mais arcarão com despesas de ligação à rede elétrica, que passarão a ser de responsabilidade

exclusiva das distribuidoras, com aporte de recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

4.2.2.4 *Baixa renda*

Há um vácuo regulatório na questão dos subsídios tarifários aplicados aos clientes de baixa renda, enquadrados como tais, de acordo com critérios definidos pela ANEEL. Nesse sentido, e, considerando a baixa atratividade para atendimento às regiões de baixa rentabilidade ou deficitária, em termos de mercado consumidor de energia, estabeleceu-se um imbróglio em torno da questão de quem custeará os serviços a essa categoria de cliente, uma vez que os estudos apontam para saturação dos preços da tarifa residencial, castigada pelos chamados subsídios cruzados, que beneficiam as categorias industriais e comerciais, restando a saída de absorção desse custo social ao contribuinte ou o estabelecimento de novos critérios para redefinição das áreas de concessão.

A solução provisoriamente adotada, para reduzir os impactos, criados a partir dos recentes critérios estabelecidos através da Resolução ANEEL 246/2002, para o enquadramento de clientes na categoria baixa renda, que diminuíram restrições e ampliaram o universo, impactando a margem do negócio, no caso CEMAR, em perda de faturamento médio mensal da ordem de 4,5%, foi a utilização de um fundo setorial, formado com recursos de contribuições de agentes do setor e gerenciado pela Eletrobrás, com a finalidade de financiamento da expansão do sistema, em condições de financiamento melhores que as oferecidas pelo mercado financeiro, mostra-se insustentável se mantida a natureza da criação do referido fundo de financiamento.

TABELA 13 – Impacto da aplicação da Resolução 246 – baixa renda

Número de Consumidores				
MÊS/ANO	Baixa Renda até 80 KWh (A)	Residenciais sem BR (B)	Total Geral (C)	C / A (%)
dez/01	321.689	594.070	1.032.784	31,15%
jan/02	574.103	340.904	1.037.656	55,33%
fev/02	603.051	312.575	1.038.996	58,04%
mar/02	604.694	311.007	1.039.223	58,19%

Número de Consumidores				
MÊS/ANO	Baixa Renda até 140 KWh (A)	Residenciais sem BR (B)	Total Geral (C)	C / A (%)
dez/01	321.689	594.070	1.032.784	31,15%
jan/02	634.459	280.548	1.037.656	61,14%
fev/02	656.436	259.190	1.038.996	63,18%
mar/02	644.393	271.308	1.039.223	62,01%

FONTE: CEMAR

4.2.2.5 Qualidade de energia e serviços

Os principais indicadores de desempenho relacionados à qualidade da energia e dos serviços são os seguintes:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Índice estabelecido e calculado pela ANEEL e que se refere ao intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, considerando-se as interrupções iguais ou maiores que 3 (três) minutos.

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

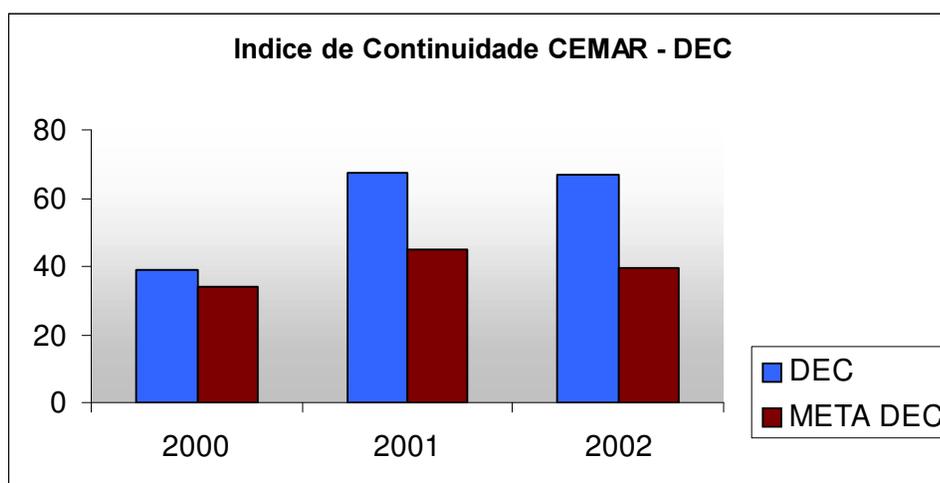
Índice estabelecido e calculado pela ANEEL que mede o número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade

consumidora do conjunto analisado, considerando as interrupções iguais ou maiores que 3 (três) minutos.

No ano de 2001, a apuração de indicadores de DEC e FEC na CEMAR foi ampliado de 7 para 213 conjuntos. No final do ano de 2001, com a apuração dos índices de DEC e FEC nos seus 213 conjuntos, a CEMAR havia excedido as metas estipuladas pelo Órgão Regulador em 55% deles (118 conjuntos).

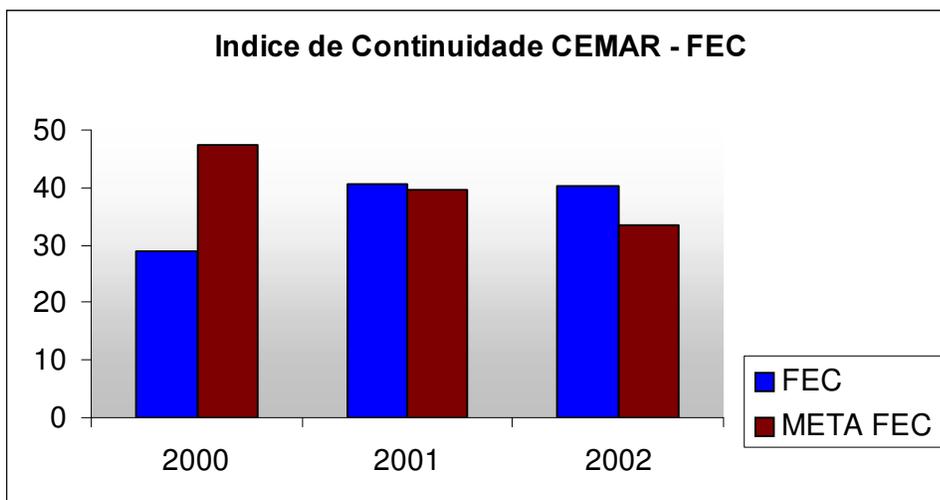
Relativo ao ano de 2002, a ultrapassagem das metas foi de 64% (137) dos conjuntos apurados. As metas estipuladas dos indicadores para o ano de 2002 são muito mais exigentes que as do ano anterior, daí a ultrapassagem de um número maior de conjuntos.

Ressalta-se para os indicadores DEC e FEC (Gráfico 4 e 5), contabilizados de forma global, que apesar das dificuldades de ordem financeira no ano de 2002, para a realização de obras de melhoria e manutenções preventivas no sistema elétrico da CEMAR, necessárias para a garantia da continuidade e qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, o resultado acumulado neste ano, foi praticamente igual ao do exercício anterior, com tendência de redução.



FONTE: CEMAR

GRÁFICO 4 – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora



FONTES: CEMAR

GRÁFICO 5 – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Um dos motivos elencados na Resolução nº. 439/2002, de 21/08/2002, para justificar a intervenção da Agência Reguladora na CEMAR, foi a necessidade de garantir a prestação do serviço adequado e o consequente atendimento aos consumidores, o que implica em atingir as metas estabelecidas pela ANEEL no que tange aos índices de continuidade (DEC e FEC), isto é, a garantia da qualidade do serviço, por conseguinte, foi iniciada uma negociação com a ANEEL de um Termo de Ajuste de Conduta para modificar as metas definidas para o ano de 2003, considerando o contexto em que a CEMAR se inseriu em 2002, a intervenção.

- Tempo Médio de Atendimento (TMA)

Trata-se do quociente entre o somatório dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento da distribuição, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção da distribuição de energia elétrica, e o número de ocorrências no período de apuração.

No ano de 2001, houve uma diminuição de 20% do número de reclamações, diminuição de aproximadamente 55%, no número de desligamento de alimentadores de 13,8 kV e diminuição de aproximadamente de 46% no número de

desligamentos intempestivos, bem como a melhoria dos níveis de regulação de tensão, com as obras realizadas em várias subestações.

Com relação ao TMA, este teve um aumento médio de 15,5% no ano de 2002 em relação ao ano de 2001. Tal fato se deve à redução do número de eletricitistas nas localidades, substituídos por mão-de-obra terceirizada, ocorrida no princípio do ano de 2002, quando comparados com 2001, em função do agravamento da situação financeira da Empresa.

4.2.3 Investimentos realizados x fontes de recursos

No ano de 2000, foram realizados investimentos que totalizaram R\$ 51,4 milhões, financiados em quase sua totalidade por recursos próprios, conforme Relatório de Administração da CEMAR, de 2000.

Em junho de 2001, foram emitidas debêntures no montante de R\$ 150.000 mil, este valor foi aplicado na otimização da estrutura de capital da Companhia, através do alongamento do perfil do passivo, no fornecimento de capital de giro e no programa de investimentos para melhoria e expansão dos serviços prestados pela Companhia como concessionária de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão.

Os investimentos realizados em 2001 foram da ordem de R\$ 128,6 milhões, distribuídos em obras do Sistema de Alta Tensão, no Sistema de Média e Baixa Tensão, Programa de Redução de Perdas e em instalações gerais, conforme Relatório de Administração da CEMAR, de 2001.

Durante o exercício de 2002, as principais adições feitas no Ativo Permanente referem-se à compra de transformadores, cabos, luminárias, disjuntores, postes, montagens e construções, perfazendo um total de R\$ 38.430 mil.

Em 2002, foi realizado um aporte de capital do acionista, a PPL GLOBAL & LLC., por ter sido avalista da operação procedeu à liquidação dos financiamentos junto aos bancos Dresdner Bank e Bank Boston, no montante de R\$ 87,4 milhões, conforme Relatório de Administração da CEMAR, de 2002.

Na Tabela 14, esta demonstrada a composição do patrimônio líquido da CEMAR, no período de dezembro de 2000 a dezembro de 2002, onde podemos verificar que no período analisado a empresa apresentou prejuízo e em dezembro de 2002 a situação de “passivo a descoberto”.

TABELA 14 – Composição do patrimônio líquido

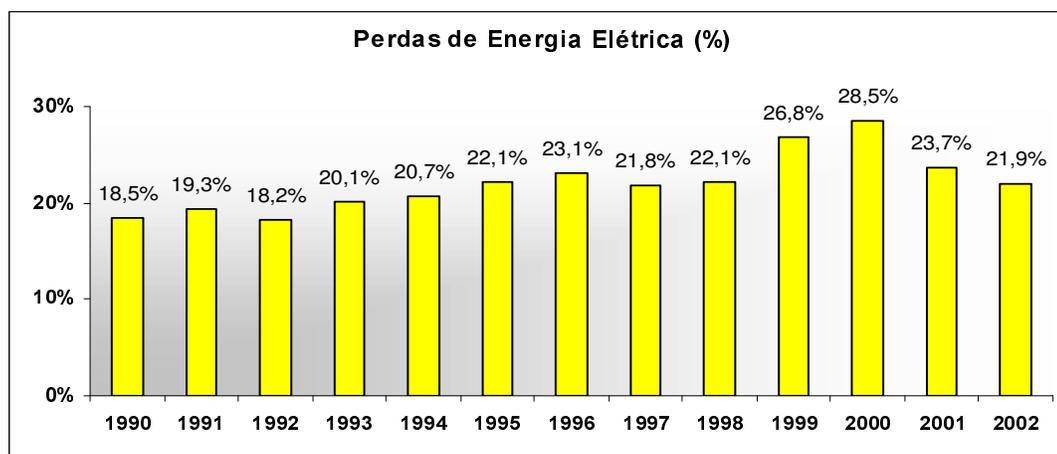
POSIÇÃO	R\$ mil			
	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
Em 31 de dezembro de 2000	512,049	7,304	-278,003	241,350
Prejuízo do Exercício			-214,056	-214,056
Em 31 de dezembro de 2001	512,049	7,304	-492,059	27,295
Prejuízo do Exercício			-120,821	-120,821
Em 31 de dezembro de 2002	512,049	7,304	-612,880	-93,526

FONTE: Relatório de Administração da CEMAR, 2002

4.2.3.1 *Investimentos em redução das perdas x mercado atacadista de energia x racionamento de energia*

Considerando referências como índices de perdas praticados em outros países, já explicitados neste trabalho, o Brasil apresentou nos últimos anos, a performance de 14% de perda de energia, a CEMAR apresentava no mesmo período de referência, perdas da ordem de 28%, o que determinou ações estratégicas para sua redução e conseqüente melhoria da margem do negócio, através da canalização de recursos para investimento, da ordem de R\$ 58,6 milhões, em projeto de efficientização do processo de medição, inclusive com a instalação de equipamento de medição a todos consumidores do mercado da CEMAR, reduzindo de 30% para 3%, o número de clientes sem medidor, o que levou a redução de 4,8% pontos percentuais no índice de perda anteriormente

praticado, o que representa em termos absolutos a recuperação de 711.467 MWh, e uma margem bruta na compra e venda de energia, da ordem de 105 milhões de reais ao ano, a uma tarifa média de venda de R\$ 200,58 por MWh e uma tarifa de compra de R\$ 58,00 (Gráfico 6).



FONTE: CEMAR

GRÁFICO 6 – Perdas de energia elétrica

A fim de diversificar o foco de negócio no âmbito dos consumidores regulados, a empresa definiu como estratégia de negócio, maior amplitude no volume de energia a ser negociado no MAE, formado pelas sobras de energia dos contratos de compra de energia, ditos Contratos Iniciais, adicionados da energia recuperada pela diminuição dos índices de perdas, a serem liquidados naquele mercado, ambiente que pressupunha a formação de preços de tarifas mais realistas, pela prevalência, em sua formação, ao conceito de custo marginal, em substituição ao praticado em mercado regulado, sob o preceito de preço pelo custo do serviço mais uma justa remuneração que varia em termos internacionais, de 12% a 23% do ativo imobilizado em serviço depreciado, tendendo para maior quanto maior as condições de risco do negócio e contribuindo diretamente para elevação dos preços do serviço, segundo o relatório do Senado Federal, A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica, 2002.

Com a paralisação desse mercado por impasses regulatórios, especialmente falta de legislação destinada à garantias de liquidação financeira das

operações, bem como impasses judiciais entre agentes e os termos do acordo de mercado, que entre outras condições pactuou a renúncia pelos distribuidores das condições contempladas (Anexo V) dos Contratos Iniciais, bem como as sobras de energia contratual, pela redução obrigatória de consumo, em troca de uma Recomposição Extraordinária de Tarifa para cobrir as perdas de faturamento em mercado regulado e o ressarcimento da chamada energia livre, por parte dos geradores, oriunda de geração livre para atendimento do mercado em contingenciamento por condições hidrológicas adversas.

4.2.3.2 *Acordo geral do setor elétrico*

Em 21 de dezembro de 2001, foram publicadas a Medida Provisória nº. 14 e as Resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE) nºs 90 e 91, que dispõem sobre a expansão da oferta de energia emergencial, a criação de programa de apoio às concessionárias de energia e a recomposição tarifária extraordinária. Especificamente, a Resolução nº 91 foi editada considerando, dentre outras questões, o Acordo Geral do Setor Elétrico que visou a eliminação de controvérsias jurídicas, a minimização dos impactos tarifários, a busca do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica.

Os principais aspectos abrangidos pelo Acordo Geral do Setor Elétrico foram os seguintes:

- **Recomposição Tarifária do Racionamento** – A Medida Provisória nº 14, prevê a recomposição extraordinária até o limite do valor a ser homologado pela ANEEL, através de incremento tarifário de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores das classes residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural a de 7,9% para as demais classes, a partir de 27 de dezembro de 2001. O prazo de vigência desse reajuste está atrelado à compensação do montante a ser homologado pela ANEEL, remunerado à taxa de juros equivalente à

cobrada nas operações de financiamento pelo Governo Federal ou pela taxa de juros SELIC.

- Energia Livre – é a energia injetada no sistema elétrico, não proveniente dos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais. O Acordo de Setor dividiu a discussão da energia livre em três momentos:
 - Antes do Racionamento – os geradores efetuaram pagamento integral da energia livre a eles alocada;
 - Durante o Racionamento – os contratos iniciais seriam iguais à carga do sistema (contratos iniciais, energia de Itaipu Binacional e geração própria). Os geradores pagariam integralmente aos “geradores livres” o valor da Tarifa Média de Geração (TMG), fixado em R\$ 49,26 por MWh livre gerado. Aos distribuidores caberia o repasse aos seus consumidores, através do reajuste concedido pela Recomposição Tarifária Extraordinária do Racionamento, da diferença entre o Preço Praticado no MAE - PMAE e o valor da Tarifa Média de Geração (TMG); e
 - Após o Racionamento – as sobras dos contratos iniciais dos distribuidores voltarão a fazer parte do mercado “spot”. A energia livre será valorada pelo PMAE.

O BNDES, por solicitação da Câmara de Gestão da Crise, instituiu um programa, com caráter emergencial e excepcional, de apoio às concessionárias de distribuição, geração e produtores independentes de energia elétrica, através da concessão de financiamento limitado a 90% do valor homologado pela ANEEL, referente às perdas com racionamento de energia, a ser pago com os recursos provenientes da Recomposição Tarifária Extraordinária.

Na interpretação da administração da CEMAR, a forma de compensação pelas perdas do racionamento, objeto do Acordo Geral do Setor, não traduz em seu

escopo as condições de compensação para as perdas da Companhia, pois subtrai a possibilidade de reconhecimento do investimento para redução das perdas em distribuição, que entre os anos de 2000 e 2001 reduziram de 28,5% para 23,5% médios, segundo a metodologia da ANEEL que leva em consideração os últimos 12 meses.

Essa queda demonstra a eficiência do programa de redução de perdas da Companhia que apresentava níveis elevados no começo do ano e em períodos anteriores (histórico). Dessa forma, a intenção inicial da administração foi de não concordar com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico e não assiná-lo, por entender que os valores resultantes são inferiores aos que a Companhia tem direito. Defendia, também, a CEMAR, que apesar de não ter aderido ao acordo, deveria ter o direito a receitas do Anexo V.

Dentro dessa perspectiva, a CEMAR, em 19 de dezembro de 2001, encaminhou a ANEEL uma Exposição de Motivos requerendo que fosse procedida a Revisão Extraordinária de suas tarifas, bem como fosse deferido um adicional tarifário temporário capaz de cobrir, em prazo de 12 meses, os prejuízos registrados em decorrência da crise energética.

Essa Exposição de Motivos estava focada no fato de que a CEMAR é uma Concessionária de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, por conseguinte, responsável pela prestação de serviço de distribuição, arcando com os custos necessários à sua execução e respeitando os requisitos técnicos que lhe são ditados pelo Poder Concedente. Em contrapartida, cobra dos usuários de tal serviço tarifas fixadas pela União Federal.

Quando da assinatura do Contrato de Concessão da CEMAR, estabeleceu-se uma relação entre os encargos necessários à realização do serviço concedido e a remuneração avançada para a realização de referida tarefa. Após o início da vigência do contrato, qualquer alteração nos encargos deve corresponder uma alteração na remuneração fixada, para mais ou para menos e vice-versa.

A energia suprida à CEMAR por meio de seus contratos foi substancialmente menor que a energia projetada – em razão do que, conseqüentemente, a receita registrada pela CEMAR em razão da crise foi também substancialmente menor que a receita projetada, em 2000, para o ano de 2001.

Não se trata da mera elevação dos custos da atividade, e sim de redução de receita, o que somado a um quadro de estabilidade de custos, termina por suprimir do Concessionário recursos suficientes para o adequado custeio do serviço público e a manutenção da remuneração avançada no contrato de concessão.

Em junho de 2002, a ANEEL, após avaliar as alegações da CEMAR, conclui: “que o racionamento de energia elétrica e a falta de liquidação das operações do MAE, não são a causa principal de seu desequilíbrio. A afirmação da empresa de que não tinha como evitar e nem prevenir a ocorrência dos fatores que a levaram à situação atual não se confirma, pois a situação do caixa da CEMAR poderia ser equacionada mediante ações de aporte de recursos próprios e de gestão. Substituir estas ações por um reposicionamento tarifário, seria onerar, de forma injusta, os consumidores daquela área de concessão”, conforme explicitado no Relatório da ANEEL, do processo nº 48500.002300/02-81, de 03 de junho de 2002, que trata da Revisão Tarifária Extraordinária da CEMAR.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu procedimentos uniformes a serem adotados pelas empresas de energia elétrica para registro contábil dos efeitos decorrentes da adesão ao Acordo Geral do Setor Elétrico. O resumo dos efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico, que serviram de base para o registro na Companhia, está na Tabela 15.

TABELA 15 – Contabilização do acordo geral do setor elétrico

	R\$ mil
Recomposição Tarifária	26.907
PIS e COFINS	-982
Efeito da Recomposição Tarifária	25.925
Energia Livre – repasse tarifário aos consumidores	27.911
PIS e COFINS	-1.018
Ressarcimento aos Geradores – energia livre	-26.893
Efeito da Energia Livre	-
Parcela A	-1.145
Efeito Líquido Total	24.780

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR (2002)

Nesse contexto e, com a adesão da CEMAR ao chamado Acordo Geral do Setor Elétrico, pactuado entre geradores e distribuidores, sob condições específicas, e com vistas à reposição das perdas de faturamento decorrentes do período de racionamento, o fluxo de caixa da empresa foi beneficiado com a entrada desses recursos, bem como aqueles decorrentes da nova classificação de clientes baixa renda, beneficiários de tarifa subsidiada, sem contrapartida de fonte de financiamento contemplada em legislação, além de adquirir condições de participar do leilão de energia de geradores federais, por restauração da condição de adimplemento intra-setorial, básica para garantir participação, o que se consubstanciou permitindo a garantia contratual do montante de energia necessário para suprir o seu mercado regulado até 2004, em condições de margem operacional bruta do negócio favorável à empresa.

O montante demonstrado como Recomposição Tarifária Extraordinária refere-se ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), do período de 1º de junho a 31 de dezembro de 2001 (Região Norte), relativo aos valores homologados pelas resoluções da ANEEL nº 480 e 483/2002, no valor líquido dos tributos, de R\$ 29.250 mil e R\$ 29.400 mil, respectivamente, referentes às perdas de margem da concessionária e a energia livre a ser arrecadada dos consumidores e repassada aos geradores de energia, valores acrescidos dos impostos incidentes sobre o faturamento e da atualização monetária pela taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), conforme preceitua a Resolução ANEEL 369/2002. A Resolução 484/2002 que trata da fixação de prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária

determinou que o prazo para a CEMAR é no máximo de 47 meses, a partir de dezembro de 2001.

O resumo dos principais efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico está demonstrado na Tabela 16.

TABELA 16 – Efeitos do acordo geral do setor elétrico

	R\$ mil
Ativo - Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	
✓ Perda de Margem mais tributos	34.400
✓ Energia Livre mais tributos	30.514
	64.914
Atualização	10.233
Amortização da Perda de Margem	(21.880)
Saldo de RTE (circulante e longo prazo) em 31/12/2002	53.267
Passivo	
PIS e COFINS - Circulante	(1.433)
Parcela A - Circulante	(1.498)
Ressarcimento aos Geradores – Curto e Longo Prazo	(29.400)
ICMS, PIS e COFINS – Longo Prazo	(1.746)
Atualização	(5.633)
Saldo do Passivo (circulante e longo prazo) Em 31/12/2002	(39.710)
Efeito Líquido Total do Acordo do Setor Elétrico, em 31/12/2002	13.557

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR (2002)

Foram autorizados, pela ANEEL, os repasses de R\$ 745 mil e R\$ 1.855 mil, a título de Bônus do Racionamento, cujos valores foram creditados à CEMAR, em 22 de outubro de 2002. Além disso, os efeitos decorrentes da aplicação dos novos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial de Baixa Renda foram reconhecidos no exercício de 2002, cujo valor do saldo a receber em 31/12/2002 é de R\$ 17.195 mil, classificado em conta específica no ativo circulante.

5 ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO E OPERACIONAL DA CEMAR

Neste capítulo, inicialmente far-se-á uma análise dos resultados econômico-financeiros da CEMAR, no período delimitado, utilizando como subsídio os Balanços Patrimoniais e Demonstrativos de Resultados. Concluindo, será feita uma análise comparativa entre a CEMAR e a Centrais Elétricas do Pará S. A. (CELPA), avaliando os principais índices de estrutura de capital e de desempenho operacional.

A escolha da CELPA, justifica-se pelo fato de que ambas pertencem ao mesmo submercado elétrico, que é o submercado norte.

5.1 Análise dos resultados econômico-financeiros

A seguir, os resultados do período 1999 a 2002, no qual o desempenho econômico-financeiro da CEMAR é evidenciado:

TABELA 17 – Desempenho econômico-financeiro

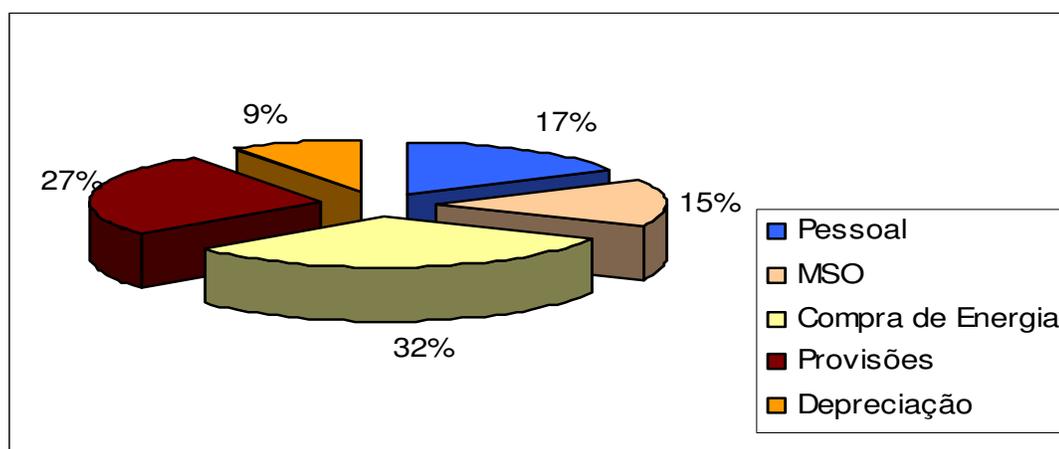
	R\$			
Demonstração do Resultado	1999	2000	2001	2002
Receita Operacional Bruta	299.038	343.757	436.538	472.326
Impostos, Taxas e Cotas	-61.160	-74.102	-92.298	-108.749
Receita Líquida	237.878	269.655	344.240	363.577
Despesa Operacional	-231.666	-377.039	-359.833	-322.746
E.B.I.T.D.A	40.285	-72.648	21.257	80.949
Depreciação	-34.073	-34.736	-36.850	-40.118
Resultado do Serviço	6.212	-107.384	-15.594	40.831
Resultado Operacional	-102.335	-177.959	-77.906	-108.080

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR – 1999 a 2002

As Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2000, registraram um prejuízo de R\$ 159,7 milhões em função, principalmente, dos ajustes efetuados nas contas do balanço para ajustá-las à situação atual da empresa. Dentre os ajustes, destacam-se as provisões para contingências, destinadas à cobertura de eventuais perdas, em processos trabalhistas, tributários e cíveis, nas instâncias administrativa e judicial.

No período 1999 a 2000, a receita operacional bruta apresentou um crescimento de 15 % em relação ao exercício anterior. Esse crescimento decorreu do reajuste tarifário de 8,81% concedido no mês de agosto de 2000, bem como o crescimento de 5,7% no consumo de energia elétrica e outras medidas adotadas pela empresa como a colocação de medidores e combate à fraude.

Por outro lado, a despesa operacional teve um significativo aumento, contribuindo, para esse crescimento, as variações observadas nas rubricas de pessoal (12,2%) com gastos com plano de incentivo a aposentadoria e demissões voluntárias, materiais (70,4%) com gastos de reposição do estoque, serviço de terceiros (16,3%) com gastos em serviços de corte e religação, manutenção, leitura e entrega de contas. Contribuíram, também, para esse resultado o aumento da despesa com compra de energia juntamente com os encargos de uso da rede (19,0%). Há, ainda, de se considerar o acréscimo na rubrica provisão para perdas e para contingências, onde foram lançados R\$ 100,4 milhões, superior em relação a 1999 em R\$ 97,2 milhões.

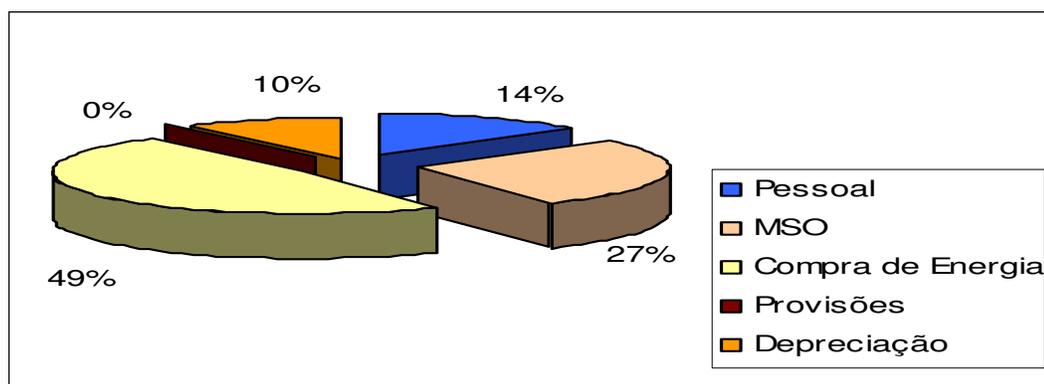


FONTE: Balanço Patrimonial (2000)

GRÁFICO 7 – Despesas operacionais 2000

Na análise dos resultados de 2001, observa-se que a receita operacional bruta apresentou um crescimento de 27% em relação ao ano anterior. Esse crescimento deve-se às vendas ao mercado de curto prazo (MAE), ao reajuste tarifário de 10,54% concedido no mês de agosto e a redução do nível de perdas de energia, que caiu de 28,5% em 2000, para 23,7% em dezembro de 2001.

A queda nos níveis de despesas operacionais contribuiu favoravelmente para a melhora do E.B.I.T.D.A. da CEMAR. Com exceção da compra de energia, encargos por uso de rede e gastos com serviços de terceiros, todos os gastos operacionais caíram, em relação ao ano de 2000. Esta melhora deve-se, principalmente, ao controle dos gastos e, apesar do racionamento, ao aumento da receita (fruto principalmente dos investimentos realizados para combater as perdas de energia).

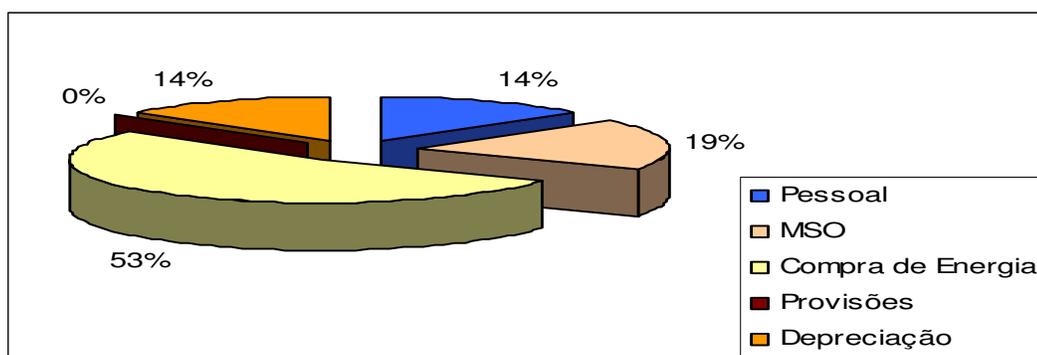


FONTE: Balanço Patrimonial (2001)

GRÁFICO 8 – Despesas operacionais 2001

No ano de 2002, o resultado do exercício apresentou um prejuízo de R\$ 120,8 milhões, com contribuição significativa do resultado financeiro, que foi superior em 139% relativamente a 2001, impactado, principalmente, pelas despesas financeiras que apresentaram um crescimento de 137% no período, resultante do endividamento da Empresa por força dos efeitos verificados nas negociações contratuais junto aos principais agentes fornecedores de recursos da Empresa.

A receita operacional bruta apresentou um crescimento de 8,2% em relação ao exercício anterior. Este crescimento verificou-se, principalmente, devido ao reajuste tarifário de 13,57% concedido no mês de agosto e ao crescimento de 4,3% no consumo de energia elétrica.



FONTE: Balanço Patrimonial

GRÁFICO 9 – Despesas operacionais 2002

Quanto às despesas operacionais, em relação ao período anterior, apresentou uma redução em torno de 14%, conforme Gráfico 9.

Considerando o Balanço Patrimonial e a Demonstração dos Resultados, quando comparados com os Balanços e Demonstrações anteriores, ficam muito claras algumas das principais motivações para a difícil situação econômico-financeira da CEMAR, quais sejam:

- Inexistência de aporte de capital e forte concentração de passivos financeiros, tanto ao curto (R\$ 290 milhões) como ao longo prazo (R\$ 360 milhões);
- Grande peso das despesas financeiras no resultado, da ordem de R\$ 171,8 milhões, no exercício de 2002; e
- Pressão do pagamento do serviço da dívida no fluxo de caixa, importando em um desembolso de R\$ 124,7 milhões, no ano, entre amortização do principal e juros.

Todos esses fatores levaram a uma situação de passivo a descoberto da ordem de R\$ 93 milhões.

A eliminação estrutural do déficit de caixa da CEMAR depende, fundamentalmente, de aporte de recursos de capital. Considerando que na atual

situação institucional, a Interventoria não possui poderes para buscar fontes de capital para a CEMAR e que o atual controlador já tornou público que não aportará nenhum recurso novo na Empresa, as ações foram sendo direcionadas a ajustar um fluxo de caixa mínimo possível, que garantissem a operação adequada da concessão no prazo da Intervenção e a estruturação, em conjunto com a ANEEL, PP&L e principais credores, da transferência do controle societário da CEMAR.

TABELA 18 – Composição da dívida

Composição	R\$ mil											
	1999			2000			2001			2002		
	Enc.	C.Prazo	L.Prazo	Enc.	C.Prazo	L.Prazo	Enc.	C.Prazo	L.Prazo	Enc.	C.Prazo	L.Prazo
M. Estrangeira												
Inst. Financeiras	0	9,093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tes. Nacional	212	482	15,954	264	412	17,755	261	487	20,533	370	332	30,933
Acionistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87,404	0
Subtotal	212	9,575	15,954	264	412	17,555	261	487	20,533	370	87,736	30,933
M. Nacional												
ELETROBRÁS	0	15,022	148,186	17	20,556	165,504	8	38,48	151,162	1,873	98,079	139,112
ELETRONORTE	0	44,777	0	0	5,245	30,721	0	7,302	32,072	8,983	42,609	0
Inst. Financeiras	0	12,535	23,471	0	53,902	13,289	1,136	82,692	21,010	3,422	42,888	7,480
FASCEMAR	0	0	13,484	0	1,013	16,004	0	1,195	16,614	356	1,195	18,198
Subtotal	0	72,334	185,141	281	80,716	225,518	1,144	129,669	220,858	14,634	184,771	164,790
Empr.e Financ.	212	81,909	201,095	281	81,128	243,273	1,405	130,156	241,391	15,004	272,507	195,723
Debêntures	0	0	0	0	0	0	2,099	0	150,000	2,771	0	150,000
Total da Dívida	212	81,909	201,095	281	81,128	243,273	3,504	130,156	391,391	17,775	272,507	345,723

FONTE: CEMAR

Avaliando a Tabela 18 verifica-se que no período de 1999 a 2002 a dívida da CEMAR em moeda estrangeira é pouco representativa em relação ao total da dívida, pois representa 10% em relação à dívida em moeda nacional, com exceção do ano de 2002 que esse percentual alcança 23%, considerando as debêntures. Quanto ao prazo, verifica-se que há uma predominância do longo prazo que representa 75% do total da dívida no período, somente em 2002 que esse percentual se reduz para 55%.

O desempenho econômico-financeiro da CEMAR pode ser avaliado com os indicadores na Tabela 19.

TABELA 19 – Indicadores de desempenho econômico-financeiro

Indicadores	%			
	1999	2000	2001	2002
Desp. Operacional / Rec. Oper. Líquida	97,4	139,8	104,5	88,8
Desp.com Pessoal / Rec. Oper. Líquida	24,3	24,0	15,0	12,2
Desp. com Energia / Rec. Oper. Líquida	42,5	44,6	82,6	79,9
Desp. com MSO / Rec. Oper. Líquida	15,0	21,1	26,5	17,1
Liquidez Corrente	0,89	0,68	0,71	0,49
E.B.I.T.D.A / GWh	18,4	(31,3)	9,3	33,8
E.B.I.T.D.A / Cliente	0,04	(0,07)	0,02	0,08

FONTE: Balanço Patrimonial da CEMAR – 1999 a 2002

Quando se avalia os indicadores de desempenho econômico-financeiro que representam a relação da receita operacional líquida com despesa operacional e seus itens específicos, verifica-se uma melhora, no período 1999 / 2002, exceto no caso de despesa com energia, que passou a representar um percentual maior da receita operacional líquida, devido à redução de cada fatura pelos efeitos do racionamento.

5.2 Análise do desempenho operacional

Operacionalmente, conforme aponta o indicador E.B.I.T.D.A., pode-se concluir que houve uma expressiva alavancagem na performance operacional da CEMAR, resultado da otimização dos custos operacionais, de significativa política de reciclagem e treinamento aplicada a seu quadro de empregados, da redefinição de seus processos produtivos, nos aspectos técnico-operacionais, conforme demonstra Tabela 20 a seguir.

TABELA 20– Indicadores de produtividade

Indicadores de Produtividade	1999	2000	2001	2002	2002/1999 %
Consumidor por Empregado	480	591	702	726	(51,3)
Energia Vendida/Empregado - MWh	1094	1373	1558	1631	(49,1)
Receita Oper. Líquida / Empregado - R\$	118,6	159,7	233,7	247,8	(108,9)
Receita Oper. Líquida / Consumidor - R\$	24,7	27,0	33,3	34,1	(38,1)

FONTE: Relatório de Administração 1999 – 2002

Comparados os indicadores: número de consumidores por empregado do quadro próprio e *megawatt / h* vendido por empregado, no período de dezembro de 1999 a dezembro de 2002, verifica-se um incremento em torno de 50% nesses indicadores de produtividade.

Diante do exposto, pode-se avaliar que, apesar de todo o processo desencadeado a partir da privatização e dos impasses regulatórios e de mercado por que passou a CEMAR, houve avanço operacional em sua performance em termos de processo e produtividade no custo do serviço, a despeito da gestão econômico-financeira deficitária, responsável, especialmente, pela deteriorização do Patrimônio Líquido e total dependência de capital de terceiros, em suas operações, culminando com o afastamento do investidor e a determinação de Intervenção Federal, pelo órgão regulador, visando a preservação, a continuidade e a qualidade do serviço público prestado à comunidade.

5.3 Análise comparativa CEMAR X CELPA

5.3.1 Informações básicas sobre a CELPA

A CELPA foi criada em 1962, com o objetivo de eletrificar o Estado do Pará. Sete anos mais tarde, associou-se à FORLUZ (Força e Luz do Pará S.A.), originando uma única concessionária de energia.

A partir de 1981, a nova concessionária passou a contar com energia do Sistema Interligado Norte-Nordeste e, em 1998, passou a fazer parte do Grupo REDE por meio de leilão realizado no dia 9 de julho de 1998.

Cerca de 44% da produção da UHE Tucuruí é consumida no Pará e, desse total, 19% é utilizado pela CELPA, que atende a 67,3% da população do Estado.

5.3.2 Análise comparativa dos índices de estrutura de capital e de liquidez

Analisar-se-á os principais índices de Estrutura de Capital que avaliam a segurança que a empresa oferece aos capitais alheios e revelam a sua política de obtenção de recursos e de alocação dos mesmos nos diversos itens do Ativo.

O Ativo de uma empresa é financiado pelos capitais próprios (PL) e por capitais de terceiros (obrigações). Quanto maior for a participação de capitais de terceiros nos negócios de uma empresa, maior será o risco a que eles (terceiros) estão expostos.

Analisar-se-á, ainda, um índice de Liquidez, que é a avaliação da capacidade financeira da empresa em satisfazer os compromissos para com terceiros. Evidencia quanto a empresa dispõe de bens e direitos em relação às obrigações assumidas no mesmo período. Dentre eles, analisar-se-á a Liquidez Corrente.

O período delimitado de análise é de 1999 a 2002 e os índices a serem analisados são os seguintes:

- Índice de Participação do Capital de Terceiros (PCT) – Estabelece a relação percentual entre os recursos financeiros (Passivo Circulante + Exigível de Longo Prazo) e os recursos próprios (Patrimônio Líquido) aplicados na empresa;
- Índice de Composição do Endividamento (CE) – é uma medida da qualidade do passivo da empresa, em termos de prazos. Compara o montante de dívidas no curto prazo com o endividamento total;
- Índice de Imobilização do Patrimônio Líquido (IPL) – exprime o quanto do Ativo Permanente da empresa é financiado pelo seu Patrimônio Líquido, evidenciando, dessa forma, a maior ou menor dependência de aporte de recursos de terceiros para a manutenção de seus negócios;

- Índice de Liquidez Corrente (LC) – é um dos mais conhecidos e utilizados na análise de balanços. Indica o que a empresa poderá dispor em recursos de curto prazo (disponibilidades, clientes, estoques etc.) para pagar suas dívidas circulantes (fornecedores, empréstimos e financiamentos de curto prazo, contas a pagar etc.).

TABELA 21 – Indicadores / Fórmulas

Indicadores	Fórmulas
Participação Capital de Terceiros Composição do Endividamento	$PCT = \frac{PC + Ex. L/P}{PL} \times 100$
	$CE = \frac{PC}{PC + Ex. L/P} \times 100$
Imobilização PL	$IPL = \frac{AP}{PL} \times 100$
Liquidez Corrente	$LC = \frac{AC}{PC}$

FONTE: Neves & Viceconti, 2002

TABELA 22 – Quadro comparativo da estrutura de capital CEMAR/CELPA

Estrutura de Capital	R\$ mil							
	1999		2000		2001		2002	
	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR
Rec. Operacional Líquida	448.084	237.878	569.876	269.655	813.369	344.240	694.751	363.577
Ativo Circulante	192.797	150.271	238	103.590	308.775	179.062	294.828	238.169
Ativo Permanente	804.442	586.866	749.062	570.867	1.227.658	574.056	1.194.358	558.076
Passivo Circulante	178.330	168.670	219.615	152.411	396.617	253.231	379.254	487.435
Exigível de Longo Prazo	522.003	284.710	212.183	419.866	630.429	513.726	675.819	442.690
Patrimônio Líquido	598.007	401.035	585.863	241.350	888.020	27.294	847.007	(93.527)
Lucro/Prejuízo	28.219	(72.189)	(19.297)	(159.685)	18.909	(214.056)	(38.593)	(120.821)

FONTE: Balanço Patrimonial CEMAR e CELPA 1999 – 2002

TABELA 23 – Quadro comparativo dos índices de estrutura de capital e liquidez

Índices de Estrutura de Capital e Liquidez	%							
	1999		2000		2001		2002	
	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR
Part. Capital de Terceiros	117,11	113,05	73,70	237,11	115,66	2.809,98	124,56	xxx
Composição Endividamento	25,46	37,20	50,86	26,63	38,62	33,02	35,95	52,41
Imobilização PL	134,52	146,34	127,86	236,53	138,25	2.103,23	141,01	xxx
Liquidez Corrente	1,08	0,89	1,09	0,68	0,78	0,71	0,78	0,49

OBS: Considerando a inexistência de Patrimônio Líquido, não temos como calcular alguns indicadores da CEMAR em 2002.

FONTE: Balanço Patrimonial CEMAR e CELPA 1999 – 2002

- Índice de Participação do Capital de Terceiro (PCT)

Pode-se observar que a CELPA mantém uma política estável de dependência de capital de terceiros, com índice médio de participação deste na ordem de 107,76% médios no período analisado, contra 1.053 % médios praticados na CEMAR, no mesmo período, indicando total dependência do capital de terceiros, representado no ano de 2001 pela relação de utilização de capital de terceiro da ordem de R\$ 28,09 para cada R\$ 1,00 de capital próprio, contra R\$ 1,15 de capital de terceiros utilizado pela CELPA no mesmo ano.

- Índice de Composição do Endividamento (CE)

Ambas empresas apresentam concentração de endividamento no Longo Prazo, a CEMAR com 62,69% e a CELPA com 62,28% médios, resultado da política de alongamento do perfil de dívida adotados por praticamente todas as empresas do setor face ao estrangulamento do perfil operacional e do fluxo de caixa decorrentes da crise do setor.

- Índice de Imobilização do Patrimônio Líquido

A CELPA apresenta índice médio de financiamento do seu Ativo Permanente da ordem de 135,41%, contra 828,70% apresentado pela CEMAR no mesmo período, indicando certamente, no caso da última, total dependência de capital de terceiro para a movimentação normal de seus negócios, uma vez que não houve investimento em expansão financiado em longo prazo.

- Índice de Liquidez Corrente

A disponibilidade de recursos de curto prazo para fazer frente às obrigações circulantes apresenta médias de R\$ 0,76 e R\$ 0,93, na CEMAR e na CELPA respectivamente, para cada R\$ 1,00 do passivo circulante, resultado direto do alongamento da dívida já mencionada.

5.3.3 Análise comparativa dos indicadores de produtividade

Quando se analisa a Tabela 22 verifica-se uma sensível melhoria dos indicadores de produtividade da CEMAR, ao longo do período delimitado, bem como a manutenção desses indicadores quando se avalia a empresa CELPA. Isso demonstra, como já foi afirmado acima que a CEMAR deu um salto com relação aos seus indicadores operacionais pós-privatização.

No caso da CEMAR, observa-se um incremento, no período, em torno de 50% nos indicadores Consumidor/Empregado, Energia Vendida / Empregado e Receita Operacional Líquida / Empregado, nos demais indicadores houve um incremento em torno de 100%. Esse fato não foi verificado na empresa CELPA.

TABELA 24 – Quadro comparativo dos indicadores de produtividade

Indicadores de Produtividade	1999		2000		2001		2002	
	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR	CELPA	CEMAR
Consumidor / Empregado	422	480	437	591	430	702	464	726
Energia Vendida / Empregado MWh	1555	1094	1685	1373	1506	1558	1583	1631
Rec. Oper. Líquida / Empregado R\$	203,8	118,6	249,2	159,7	334,7	233,7	286,9	247,8
Rec. Oper. Líquida / Consumidor R\$	48,3	24,7	44,9	27,0	42,9	33,3	39,9	34,1
E.B.I.T.D.A / GWh %	21,3	18,4	24,5	31,3	49,5	9,3	36,0	33,9
E.B.I.T.D.A / Consumidor %	0,08	0,04	0,10	0,07	0,19	0,02	0,15	0,08

FONTE: Balanço Patrimonial CEMAR e CELPA 1999 – 2002

6 CONCLUSÃO

Considerando as experiências neoliberais dos Estados Unidos e Inglaterra, e as dificuldades em permanecer na condição de Estado-Empresário, devido a impossibilidade de ofertar energia compatível com o crescimento da economia, por insuficiência de recursos para investimento, com a promulgação da Constituição Federal de 1988, foram delineadas as bases do processo de mudança institucional da indústria da energia elétrica brasileira, objetivando a implantação de um modelo de livre concorrência. Este modelo considera a separação dos agentes nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, de forma que ocorra competição nos segmentos de geração e de comercialização de energia, com livre acesso de geradores e comercializadores aos sistemas de distribuição e transmissão, sendo, portanto, o modelo mais complexo seria do Modelo 1 – Monopólio, para o Modelo 4 – Competição no Varejo, o que exigia maiores mudanças nas empresas, maiores alterações nas relações existentes entre os agentes, maior complexidade de arranjos legais e comerciais, maior regulamentação, e nenhum trabalho nesse sentido estava em andamento.

Entretanto, para que se atingisse o principal objetivo da reestruturação do modelo do Setor Elétrico, que é atração de capitais para fazer face aos investimentos, faz-se necessário a confiabilidade regulatória, isto é, os projetos de infra-estrutura, intensivos de capital e de longo prazo, requerem equilíbrio na equação – Risco X Retorno e Estabilidade Legal / Regulatória, para atrair investidores racionais.

A questão do preço da energia elétrica é vital para o equacionamento dos problemas de abastecimento energético nacional. É por meio dele que se consegue atrair os investidores privados – já que o Estado não mais consegue financiar a expansão da oferta – e que se estabelecem os padrões de qualidade do serviço. Quanto maior a exigência em relação a itens como a segurança e qualidade de fornecimento, mais caro será o serviço.

Considerando, ainda, a questão do preço, existem impasses a enfrentar, como a questão dos subsídios, tanto a grandes consumidores, quanto aos de baixa renda; e a existência de um mercado internacional de energia elétrica, no qual os preços relativos são comparados pelos investidores para tomada de decisão quanto a investimentos. Nesse aspecto, a vantagem comparativa que tem o Brasil, com grande parte de seu parque gerador hidrelétrico já amortizado, é um fator positivo na avaliação dos investidores.

Diante da complexidade e diversidade de aspectos que envolvem a questão tarifária, especialmente, como principal variável para a atratividade de investimentos no setor, conclui-se que as distorções com maior impacto na alavancagem sistêmica do setor são as seguintes:

- Estrutura tarifária sem diferenciação em função dos mercados das concessionárias, sem acoplagem de um sinal de eficiência; e
- Necessidade de redefinição dos encargos setoriais e tributos diretos, da ordem de 8% e 30% médios, respectivamente, considerando uma estrutura de custo do serviço de 62% médios.

Sabe-se, que a atração de investimento se dá em margem mais representativa, quando há sinal de preço do produto ou serviço em níveis adequados, capazes de suscitar seu uso racional e evitar desperdícios, garantindo justo retorno ao investimento prudente, sob um arranjo regulatório firme que sustente os pactos contratuais.

Assim, a modicidade tarifária, se esgotada a capacidade de absorção de custos pelo consumidor, essa se dará custeada pelo contribuinte ou sob forma de subsídios, pois do contrário, com tarifas insuficientes para garantir a sustentabilidade do negócio através da oferta de serviços em níveis de qualidade adequada, bem como a expansão do sistema para agregação de novos mercados não há ambiente atrativo para investimento no setor, pois, constituem sinal econômico de redução de margens para os referidos investimentos.

Considerando o racionamento como fator agravante do período de transição, de um modelo para outro, face aos vácuos regulatórios já mencionados, após seu término a situação continuou a se agravar, visto que o consumo não retornou aos níveis pré-racionamento, deixando as empresas com excesso de capacidade de produção de energia e com os custos muito altos, já que a maior parte dos custos de uma hidrelétrica, é fixa.

Assim, pode-se concluir que a crise do setor elétrico é conjuntural, atinge todos os seus agentes e, por isso, demanda solução rápida antes que a retomada do crescimento do país absorva em poucos anos o atual excedente de energia. Levando-se em conta o longo tempo de construção de uma hidrelétrica e a quantidade de capital empregado, é urgente a definição do novo modelo público-privado da energia elétrica no Brasil e a manutenção de um ambiente regulatório estável.

No caso da CEMAR, se aplicam todos os impactos negativos trazidos pela reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, especificamente a falta de liquidação financeira das operações em mercado *spot*, perdas de faturamento decorrentes dos novos critérios de classificação de consumidores da categoria baixa renda, da ordem de aproximadamente 4,5% ao mês, além de perdas de receita decorrentes do período do racionamento e objeto do Acordo de Mercado, já mencionado anteriormente.

Associado a esse quadro, as características específicas do mercado da CEMAR, de porte modesto, com aproximadamente 70% dos seus consumidores faturados com tarifa subsidiada, na categoria baixa renda, pode-se considerá-la o exemplo mais realçado de toda essa crise, chegando a situação de Intervenção Federal, que em maior ou menor intensidade sinaliza a fragilidade do arranjo regulatório do Setor, construído, em seus pilares mais relevantes, após os processos de privatização do segmento de distribuição, criando entraves institucionais nas relações entre os agentes de mercado e entre estes e o próprio mercado financeiro nacional e internacional que, no escopo original da política de privatização, deveriam sentir-se atraídos para canalização de investimentos no setor. Assim, o MAE, ambiente de livre negociação de energia dissociada do conceito de serviço público,

este considerado apenas no âmbito dos mercados regulados, onde as sobras contratuais seriam liquidadas em ambiente de livre competição, finalizou em não cumprimento de sua finalidade original, criando um imbróglia jurídico-institucional cujo efeito deletério de desagregação do equilíbrio econômico-financeiro se mostrou mais nefasto quanto mais modestas eram as características do mercado regulado atingido.

Quando se analisa a Cemar na perspectiva do investidor, verifica-se que em junho de 2000, foi realizado um investimento para aquisição da empresa no valor de U\$ 305 milhões, num país com risco financeiro elevado. A partir de 2001 verificou-se uma aceleração da valorização do dólar americano em relação à moeda nacional (real) e, em dezembro de 2002 U\$ 1,00 (um dólar) alcançou o patamar de R\$ 3, 53 (três reais e cinquenta e três centavos). Essa valorização do dólar frente ao real causou um prejuízo para o investidor, em termos de capital investido.

Diante do exposto, pode-se admitir que mitigados os gargalos relativos à política de privatização ou manutenção do segmento da geração no âmbito estatal, concluído um marco regulatório capaz de sinalizar atratividade e segurança institucional ao investidor, o setor elétrico dará resposta à demanda requerida pela sociedade, estando, pois, as distribuidoras de energia frente ao desafio de saneamento de sua saúde financeira e ampliação dos seus mercados.

REFERÊNCIAS

BRASIL. **Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1995.

_____. **Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1995.

_____. **Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1996.

_____. **Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1998.

_____. **Lei n. 10.433, de 24 de abril de 2002**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 2002.

_____. **Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 2002.

BRASIL. **Decreto n. 41019/1957**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1957.

_____. **Decreto n. 2335, de 6 de outubro de 1997.**, 1997.

_____. **Decreto n. 2655, de 2 de julho de 1998**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1998.

_____. **Decreto n. 98335/1999**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 1999.

BRASIL. **A crise de abastecimento de energia elétrica**: relatório. Brasília: Senado Federal, Secretaria Especial de Editoração e Publicações, 2002.

CARVALHO, Maria Auxiliadora e SILVA, César R. Leite. **Economia internacional**. São Paulo: Saraiva, 2000.

CARVALHO, Joaquim. **O desafio do planejamento energético**. Porto Alegre: Tchê! Editora Ltda., 1987.

CALABI, Andréa Sandro et al.. **A energia e a economia brasileira**. São Paulo: Pioneira / Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas, 1983.

CHESNAIS, François. **A mundialização do capital**. São Paulo: Xamã VM Editora, 1996.

CIPOLI, José Adolfo. **Engenharia de Distribuição**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Executive Summary of the Consolidated Report for IV of the Consultancy Advisory for the Minister of Mines and Energy, Brazilian Government, June 1997.

CORREIA, James et al.. **A universalização do serviço de energia elétrica – aspectos jurídicos, tecnológicos e socioeconômicos**. Salvador: UNIFACS, 2002.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1998/2007**. GCPS, versão preliminar, mar. 1998.

ELGERD, Olle Ingemar. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo: McGraw – Hill do Brasil, 1976.

FAINZILBER, Abraão. **Energia Hidroelétrica**. Rio de Janeiro: MME/MEC, 1981.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. **Privatização do setor elétrico no Brasil**. In: PINHEIRO, A. C. & FOKASAKO, K. (org.) **Privatização no Brasil: o caso do serviço de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES/FINAME, BNDES Part. E OCDE, 2000.

GOMES, Darcílio Augusto. **Para conhecer o setor elétrico brasileiro – Glossário técnico jurídico**. Rio de Janeiro: Fundação COGE, 2004.

HUNT, Sally; SUTTLEWORTH, Graham. **Competition and choice in electricity**. England: Wiley & Sons Ltd., 1997.

KRUGMAN, Paul R. & OBSTFELD, Maurice. **Economia internacional – teoria e política**. São Paulo: Makron Books, 1999.

MALLIAGROS, Thomas Georges. **O impacto da infra-estrutura sobre o crescimento da produtividade do setor privado e do produto brasileiro: análise empírica e evolução histórica**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro, 1997.

NEVES, Silvério das e VICECONTI, Paulo Eduardo V.. **Contabilidade avançada e análise das demonstrações financeiras**. 11 ed. ampl., rev. e atual.. São Paulo: Editora Frase, 2002.

OLIVEIRA, A. (coord.). **Perspectivas da Reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro**. Relatório de pesquisa patrocinado pelo PNUD/IPEA/FUNDAP, maio 1997.

PALHANO, Raimundo. **Coisa Pública: serviços públicos e cidadania na Primeira República**. São Luís: IPES, 1988.

PLANO de Desenvolvimento Econômico e Social Sustentável do Estado do Maranhão. **Gerência de planejamento e gestão**. São Luís, 2002.

ROSA, Luiz Pinguelli et al. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo**: uma visão crítica. Rio de Janeiro: Relume Dumará: Coppe, 1998.

ROSA, Luiz Pinguelli; SENRA, Paulo Maurício A. **Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda de empresas públicas?** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1995.

SÁ, Antonio Lopes de e SÁ, Ana Maria Lopes de. **Dicionário de contabilidade**. 9ª ed. rev. e ampl. São Paulo: Atlas, 1995.

SERRANO, Ricardo Oliveira L. **Uma Proposta de Avaliação do Custo do Capital Próprio para o Setor de Energia Elétrica Brasileiro**. Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Economia. Rio de Janeiro, 2003.

SOARES, Laura Tavares. **Os custos sociais do ajuste neoliberal na América latina**. 2 ed. São Paulo: Cortez Editora. 2002.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro. **Trabalho de consultoria legislativa**. Brasília-DF: Câmara dos Deputados, 2003.

RELATÓRIO ANALÍTICO. **Mercado de energia elétrica**. Ciclo do Planejamento/2001. Brasília: ELETROBRÁS / Ministério de Minas e Energia, 2003.

RELATÓRIOS da Administração da CEMAR e Demonstrações Financeiras dos anos de 1999, 2000, 2001 e 2002. São Luís, 2003.

GLOSSÁRIO

Agente de Mercado – Agente participante do MAE, isto é, Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração, com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; Titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano; Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW. Estão, também, autorizados a participar do MAE, geradores com capacidade instalada inferior a 50 MW, comercializadores com mercado inferior a 300 GWh/ano, importadores e exportadores de energia elétrica em montante inferior a 50 MW e consumidores livres, desde que manifestem junto ao MAE, interesse em participar e assinar contrato de adesão onde estão explicitados todos os direitos e deveres dos agentes.

Anexo V – É a cláusula dos contratos iniciais de compra e venda de energia assinado entre as geradoras e distribuidoras, que prevê a compra compulsória, pelas geradoras, por um preço mais caro, de parte da energia economizada no racionamento. Ele prevê a redução de energia contratada em caso fortuito ou força maior.

Conjunto – qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL. Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária.

Contratos Bilaterais – São contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre as duas partes. São firmados entre os Agentes, sem a participação da ANEEL ou do MAE.

Contratos Iniciais – São contratos de longo prazo, firmados entre geradores e distribuidores, com preços de energia fixados pela ANEEL. Os Contratos Iniciais são definidos e regidos por Leis e Decretos Federais e estão contemplados nas Resoluções ANEEL n° 267/1998, n° 451/1998, n° 141/1999, n° 361/2000, n° 444/2000, n° 447/2000, n° 44/2001, n° 45/2001, n° 173/2001 e n° 470/2001. Está estabelecida pela Lei n° 9648 de 27 de maio de 1998, a redução dos Contratos Iniciais em 25% a cada ano, a partir de janeiro de 2003, até a extinção dos mesmos, a partir de 2006.

Convenção de Mercado – A Convenção do MAE é um documento estabelecido pela ANEEL, na Lei n° 10.433, de 24 de abril de 2002, que define as condições para a instituição e o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

Demanda Máxima Coincidente – é a maior demanda registrada em todos os pontos de suprimento, no mesmo horário.

Demanda Máxima não Coincidente – é o somatório das maiores demandas de cada ponto de suprimento independente do horário.

Despesa Operacional – Compreendem as despesas necessárias para a empresa funcionar, isto é, vender, administrar e financiar suas atividades. Gastos que dizem respeito, diretamente, à atividades da empresa. Despesas realizadas para que fosse possível manter a fonte produtora do rendimento. É a despesa realizada na operacionalização do produto final, que poderá ser um bem ou um serviço. São despesas com pessoal, material, terceiros e outras despesas inerentes à produção do bem ou serviço.

E.B.I.T.D.A. – Representa a geração operacional de caixa da empresa. O quanto a empresa gera de recursos apenas em sua atividade, sem levar em consideração os efeitos financeiros e de impostos. É um importante indicador para avaliar a qualidade operacional da empresa.

Elasticidade-Renda – Medida da variação na quantidade demandada de um bem quando a renda do consumidor é alterada, mantendo constante todos os outros fatores que influenciam a demanda. Para obter o coeficiente de elasticidade-renda, divide-se a variação percentual da quantidade demandada pela variação percentual da renda do consumidor. Caso o coeficiente seja negativo, o bem é chamado inferior e apresentará queda na demanda quando houve aumento na renda do consumidor. Se o coeficiente for positivo, o bem é chamado normal, e à medida que ocorre um acréscimo relativo na renda, a demanda também se eleva em termos relativos; é o que sucede com os bens considerados supérfluos.

Energia Requerida – é o montante de energia requerido em todo o sistema, em cada ponto de suprimento ao cliente.

Liquidações Financeiras das Operações no MAE – Conjunto de processos que, a partir das informações geradas pela contabilização referentes aos pagamentos e recebimentos relativos à compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, possibilita a realização das transferências financeiras que liquidarão as operações financeiras do MAE.

Mercado de Curto Prazo – Segmento do MAE onde são transacionadas a energia elétrica não contratada; são as eventuais sobras de contratos bilaterais de compra de energia firmados pelos agentes da categoria Consumo e as insuficiências em relação aos contratos bilaterais de venda de energia elétrica de responsabilidade dos agentes da categoria de produção, significa o mesmo que mercado *spot*.

Preços SPOT – Preço da energia no mercado de curto prazo no MAE, varia de acordo com a relação entre a oferta e a demanda.

Produto Interno Bruto (PIB) – Refere-se ao valor agregado de todos os bens e serviços finais produzidos dentro do território econômico do país, independentemente da nacionalidade dos proprietários das unidades produtoras

desses bens e serviços. Exclui as transações intermediárias, é medido a preços de mercado e pode ser calculado sob três aspectos. Pela ótica da produção, o PIB corresponde à soma dos valores agregados líquidos dos setores primário, secundário e terciário da economia, mais os impostos indiretos, mais a depreciação do capital, menos os subsídios governamentais. Pela ótica da renda, é calculado a partir das remunerações pagas dentro do território econômico do país sob a forma de salários, juros, aluguéis e lucros distribuídos; soma-se a isso os lucros não distribuídos, os impostos indiretos e a depreciação do capital e, finalmente, subtraem-se os subsídios. Pela ótica do dispêndio, resulta da soma dos dispêndios em consumo das unidades familiares e do governo, mais os investimentos em formação bruta de capital fixo, realizado pelas empresas e governo, mais as variações de estoques, menos as importações de mercadorias e serviços, e mais as exportações. Sob essa ótica, o PIB é também denominado Despesa Interna Bruta.

Receita Operacional Bruta – É constituída pelo valor bruto faturado. O faturamento representa o ingresso bruto de recursos externos provenientes das operações normais de venda a prazo ou a vista, no mercado nacional e exterior, de produtos, mercadorias ou serviços. É a receita da venda de energia impactada pelos encargos setoriais e impostos.

Rede Básica – Sistema elétrico interligado constituído de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

Regras de Mercado – Conjunto de regras comerciais e suas formulações algébricas, definidas pela ANEEL, utilizadas para contabilização e liquidação das transações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, no âmbito do MAE.

Sistema Interligado Nacional (SIN) – Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas.

Submercados – São divisões do mercado, correspondentes às áreas do Sistema Interligado Nacional, definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. Cada submercado é considerado efetivamente como um mercado independente, sujeito a um Preço MAE diferenciado. Conseqüentemente, qualquer Agente que negocie entre submercados poderá estar exposto ao risco de diferenças de preços. Atualmente o MAE considera quatro Submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

ANEXO A -

A reforma do Setor provocou o surgimento de novas funções e redefinição das existentes, modificou o conteúdo e a forma de outras atividades, as quais ressaltam-se a seguir:

- Ministério de Minas e Energia (MME) – órgão do poder executivo, responsável pelas políticas governamentais, atua nos assuntos ligados a:
 - a) Geologia, recursos minerais e energéticos;
 - b) Mineração e metalurgia;
 - c) Petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.

Compete ao MME em harmonia com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética, elaborar políticas, programas governamentais, metas e instrumentos para a prestação dos serviços públicos de energia elétrica aos clientes. É responsável pelo planejamento indicativo da expansão do sistema de geração e determinativo do sistema de transmissão.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e constituída pelo Decreto nº 2335, de 6 de outubro de 1997, como autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria, com base na legislação e de acordo com as diretrizes do Governo Federal.

A ANEEL exerce o papel de Poder Concedente, pois outorga a concessão, autorização e permissão para exploração dos serviços de energia elétrica, devendo proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento desse mercado ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 pelo Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, entidade de direito privado, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional(SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país, com o objetivo de atender aos requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. Integram a ONS empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, tendo o MME, como membro participante, com poder de veto em questões que entrem em conflito com as diretrizes e políticas governamentais para o setor.
- Mercado Atacadista de Energia (MAE) – ambiente virtual (primeiramente sem personalidade jurídica), criado pela Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998 e pelo Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, como um mercado auto-regulado, foi instituído mediante assinatura de um contrato de adesão multilateral (Acordo de Mercado), pelos representantes das 62 maiores empresas de geração, distribuição e comercialização do Brasil, com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo, promovendo a livre concorrência e a ampla competição entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no SIN.

O Acordo de Mercado é um contrato multilateral, celebrado entre os participantes do MAE, que estabelece as diretrizes de funcionamento, as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras e as competências da Assembléia Geral, do seu Conselho e da Administradora de Serviços do MAE – ASMAE. A ASMAE, Administradora de Serviços do MAE, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

O MAE, da forma como estava constituído, e com o modelo de governança / gestão adotado, apresentava fortes conflitos de interesses, que resultavam em não cumprimento de suas responsabilidades comprometendo todo o contexto setorial.

O MAE iniciou suas operações em 1º de setembro de 2000, seguindo os

preceitos legais da Resolução nº 290/2000 da ANEEL, sem, no entanto, ter regulamentado as garantias financeiras das transações, bem como instituída câmara de arbitragem para dirimir conflitos entre agentes, mecanismos indispensáveis para permitir confiabilidade institucional e a dinâmica necessária ao seu funcionamento, dentro dos critérios de competitividade que o modelo definia. Em virtude das contingências já citadas, que inviabilizaram o funcionamento normal do Mercado, permanecendo paralisado em termos de liquidação efetiva de suas operações, desde a sua entrada em funcionamento.

Quando da crise energética vivida no ano de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, no Relatório de Progresso nº 1, propôs a reestruturação do MAE, o que foi feito através da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, com a denominação MAE, e terminando com a sua auto-regulamentação.

- Centrais Elétricas Brasileiras S/A – (ELETROBRÁS) – o Sistema Eletrobrás atua como agente do Governo Federal, exercendo funções empresariais de cunho institucional e de coordenação e interação do setor. Participa, por intermédio de suas subsidiárias, com quase 60% da geração de energia elétrica no País e com 64% da transmissão em linhas de tensão superior a 230kV. Atua, também, no relacionamento internacional, na gestão ambiental, em conservação de energia, por intermédio do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (PROCEL), e em ações de eletrificação rural, por meio do Programa Luz no Campo.

Em parceria com os governos estaduais e o BNDES, a Eletrobrás participa da administração de algumas empresas concessionárias de energia de âmbito estadual, gerindo-as com objetivos empresariais, otimizando as condições de privatização das mesmas.

A reestruturação do setor, em 1998, criou novos agentes e novos papéis para os agentes já existentes:

- Geração – a atividade é aberta à competição, não é regulada economicamente e todos os geradores têm a garantia de livre acesso aos

sistemas de transporte (transmissão e distribuição) e podem comercializar sua energia livremente.

- Transmissão – as redes de transmissão da rede básica, agora, constituem-se em vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente, desde que pagando a devida remuneração do proprietário (custo do uso do sistema de transmissão).
- Distribuição – a distribuição é a atividade de distribuir e comercializar energia, regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como as redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os Agentes do mercado, sem discriminação.
- Produtor Independente de Energia Elétrica – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco;
- Agente Comercializador de Energia Elétrica – Os agentes comercializadores são empresas, das quais não se exige posse de ativos ou sistemas elétricos, que atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia, somando-se àqueles que têm o objetivo de disponibilizar energia elétrica para o consumo, aumentando a oferta e reduzindo os custos de aquisição pelo consumidor final. Também podem comercializar energia os importadores e exportadores, os produtores independentes e os concessionários de serviços públicos de geração;
- Consumidor Livre – é o usuário do sistema elétrico a quem é dada a opção de contratação do fornecimento de energia de qualquer empresa concessionária ou autorizada, mesmo que localizada fora da área geográfica em que se encontra instalada a unidade consumidora.

Atualmente, empresa com demanda instalada maior ou igual a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, são consideradas consumidores livres. Este direito será gradativamente estendido às empresas de médio e pequeno porte, até que em 2005 (previsão) todos os 45 milhões

de consumidores de eletricidade do país poderão escolher a quem pagar a conta de luz.

- Regras de Transição do Ambiente Regulado para o Competitivo

- a) Contratos Iniciais

A reestruturação do setor elétrico brasileiro previu um período de transição, de modo que a migração para um ambiente competitivo seja feita evitando-se a ocorrência de grandes impactos e possibilitando aos agentes, tempo para o necessário aprendizado. Para isso foram criados os Contratos Iniciais, firmados, segundo modelo contratual estabelecido pela ANEEL, entre, de um lado, geradoras de energia hidrelétrica que em geral possuem seus ativos amortizados e geram a chamada “energia velha”, mais barata, e, de outro, as concessionárias distribuidoras. São contratos bilaterais de longo prazo – até 2006 – e prevêem que, a partir de 2003, os volumes de energia inicialmente contratados serão gradativamente reduzidos, na proporção de 25% ao ano, e liberados para compra e venda no ambiente de livre mercado.

- b) Valor Normativo

Os limites de repasse dos preços de compra e venda de energia, livremente negociados pelas distribuidoras, para as tarifas de fornecimento aos consumidores cativos estão definidas pela ANEEL, através do chamado Valor Normativo, expresso em R\$/MWh, sendo associado a cada Contrato de Compra de Energia Elétrica o valor vigente à época do fechamento do negócio, bem como a respectiva fórmula de reajuste que será utilizada durante a vigência do contrato. Os contratos bilaterais de compra de energia elétrica por parte dos consumidores livres não estão sujeitos a estes tais limites nem à aplicação do valor normativo. Retirar ou considerar como anexo.