

Luiz Fernando Biazetti Prefeito

ASPECTOS LEGAIS DA
PRIVATIZAÇÃO DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências da Engenharia Ambiental.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Frederico Fábio Mauad.

São Carlos, 2005.

Dedico este trabalho a três pessoas distintas e fundamentais na minha trajetória, sem as quais eu não teria alcançado êxito: ao meu pai, Donato, minha mãe, Aparecida Ignês, e minha irmã Cláudia Cristina.

AGRADECIMENTOS.

Agradeço a colaboração e a compreensão dos funcionários do Centro do Crhea;

Jefferson Spina, amigo de todas as horas;

Ao CAPES e CNPq, pela bolsa necessária à confecção do trabalho;

Ao CDI, na pessoa de Valeria, Silvio e Carol. Importantes nos momentos de dificuldade;

Às funcionarias e amigas da biblioteca central, Elena Gonçalves e Marielza Roma;

Aos amigos Marcos Bertho, Julieta, Liliane, Carlos;

Ao meu orientador Frederico Fabio Mauad.

Quando os sabres estiverem enferrujados e as enxadas polidas; vazias as prisões e os celeiros cheios, quando os degraus dos templos estiverem gastos pelos passos dos fieis e as estradas dos tribunais cobertas de mato, quando os médicos vão à pé e os padeiros à cavalo, a nação estará sendo bem governada.

Ditado chinês.

RESUMO.

Prefeito, L. F. B. (2005) *Aspectos legais da privatização do setor elétrico brasileiro*. São Carlos, 2004. Dissertação - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em meados da década de 1990, deve ser vista dentro de uma perspectiva histórico-estrutural, envolvendo em uma mesma análise a privatização, a crise do setor elétrico e a garantia à cidadania. Para entender as reformas ocorridas no setor, é necessário evidenciar um pouco da trajetória histórica do setor, vocação hidrelétrica, as opções político-econômicas para a reestruturação em curso e as respostas dadas pelo governo à crise elétrica brasileira. O que se nota, *a priori*, é que a crise do setor elétrico foi deflagrada tanto por fatores estruturais, de ausência ou de baixos investimentos no setor durante a década de 1990, como pelo processo de privatização engendrado na mesma década. A privatização também foi acompanhada de baixa capacidade técnica das agências reguladoras em realmente regular e fiscalizar as novas concessionárias de energia elétrica, geração e distribuição. Tal deficiência é evidenciada pelos constantes aumentos tarifários. O objetivo desse trabalho é, portanto, estudar o modelo de privatização e regulamentação do setor elétrico, apontando suas limitações e conseqüências, sugerindo mudanças legais que prevejam dificuldades, mecanismos para melhor atuação das empresas e órgãos envolvidos, sugerindo condutas que possam impedir que a sociedade seja afetada por falta de planejamento adequado.

ABSTRACT.

The reconstruction of the Brazilian electric sector, initiated in the 1990 decade, should be regarded within a historic-structural view, involving, in an identical analysis, the electric sector privatization and its crisis, and, additionally, the guarantee for citizenship. To understand the reforms occurred in the sector, is necessary to evidence some of the historical trajectory of the sector, the hydroelectric vocation, the political-economic choices to the current reconstruction, and the answers given by the government to the Brazilian electric crisis. What is noticed, is that the crisis in the electric sector was deflagrated by structural factors, concerning to low investments the sector during the decade, as well as by privatization process, itself, engendred in the regularizing agencies in actually ruling and supervising the new concessioners of electric energy, including generation and distribution, obviously. The objective by this work is, hence, to study the model of privatization and regulation of electric sector, indicating your limitations and results, suggesting legal changes that generate difficulties, mechanisms for the best performance of enterprises and involved companies, suggesting conducts that to impede that the society to be affected by lack of adequate projection, utilizing all the juridical framework and international experiences in the same sector.

Palavras- Chave – privatização, reestruturação, energia elétrica.

Lista de figuras.

Figura 01: conta Hydro-Ontário.	42
Figura 02- Centrais elétricas de Québec	43
Figura 03- Bacias hidrográficas de Québec.	44
Figura 04. Fatura da Hydroquebec.	47
Figura 05: região de Nord-pas de Calais.	55
Figura 06: Estrutura do MME.	64
Figura 07- Estrutura CSPE.	72
Figura 08: Mapa da região de atuação da CPFL.	85
Figura 09 área de atuação	94
Figura 10: composição acionária.	95

Lista de tabelas.

TABELA 1: Fonte de recursos do setor elétrico.	12
Tabela 02: Ranking.	119
Tabela 03: Ranking 2.	120
Tabela 04- Impostos internacionais	121

SUMÁRIO

RESUMO	V
ABSTRACT	VI
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABELAS	VIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	3
2. PANORAMA REGULATÓRIO DO SETOR ELETRICO BRASILEIRO	4
3. REVISAO BIBLIOGRÁFICA	8
3.1 Impostos	26
3.2 Empréstimos, inadimplência e inflação	29
4. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	35
4.1 Chile	35
4.2 Canadá	40
4.3 Estados Unidos	48
4.4 Europa	52
4.4.1 França	53
4.4.2 Reino Unido	57
5. AGENTES ENVOLVIDOS NA PRIVATIZAÇÃO	61
5.1 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	61
5.2 Ministério de Minas e Energia.	63
5.3 Mercado Atacadista de Energia.	65
5.4 Operador Nacional do Sistema.	67
5.5 Agência Nacional de Energia Elétrica.	69
5.6 Comissão de Serviços Públicos de Energia.	71
6. LEGISLAÇÃO DA PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELETRICO NACIONAL	73

7. COMPARAÇÃO ENTRE UMA COMPANHIA ELÉTRICA DO ESTADO DE SÃO PAULO E DO RIO DE JANEIRO	83
7.1 Companhia Paulista de Força e Luz	83
7.2 Contrato de concessão	87
7.3 Light	92
7.4 Contrato de concessão	96
7.5 Comparações	100
7.6 Balanço financeiro	106
7.6.1 Light	106
7.6.2 CPFL	108
8. SUGESTÃO	112
9. CONCLUSÃO	126
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133

1 - INTRODUÇÃO.

Durante a década de oitenta, o setor elétrico brasileiro entrou em declínio, tendo como principais motivos o endividamento externo do setor, a recessão e a estagnação da demanda, além da utilização, pelo governo, das empresas para atingir metas econômicas e políticas. O modelo de monopólio estatal exauriu-se, e o governo, por pressões interna e externa, decidiu pela reestruturação e a privatização das empresas.

Analogamente, verifica-se desde o início da década de 90, um processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, provocado por influências globais e de diversos fatores internos ao País, que modificou profundamente o contexto setorial.

Como parte desse processo, surgiram novos elementos institucionais e regras que constitui um novo cenário, onde os agentes setoriais, representados principalmente pelas concessionárias de distribuição e geração, passaram a atuar com novos elementos integrantes do mercado, formados por consumidores livres e cativos, co-geradores, autoprodutores e produtores independentes de energia.

Dessa forma, conhecer o mercado de energia e todos os aspectos que influenciam o seu comportamento é condição estratégica para qualquer país, para as concessionárias de distribuição e, inclusive, aos cidadãos. Portanto, sua relevância é contemporânea ao contexto vivenciado pelo setor elétrico nacional, na atividade exercida pelos agentes de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Desta feita, a fim de se estudar o tema proposto, temos o Capítulo 2 em que se analisa o panorama regulatório do setor elétrico brasileiro em um momento anterior à privatização, ou seja, para entender as reformas ocorridas no setor, é necessário

evidenciar um pouco da sua trajetória histórica, às opções político-econômicas para a reestruturação e as respostas dadas pelo governo à crise elétrica brasileira.

No Capítulo 3 estão arroladas algumas das inúmeras legislações que atuavam no setor elétrico, às referências bibliográficas, um estudo dos impostos incidentes, tomadas pela média, em uma conta de energia; além de discorrer sobre empréstimos concedidos às empresas atuantes no setor, inflação, endividamento e inadimplência.

A experiência internacional, ou seja, um estudo comparativo do ocorrido em outras nações foi inserido no Capítulo 4. O que é importante, pois cada país procura nortear sua produção de energia para movimentar seu parque industrial e a sociedade como um todo, respeitando suas características, tais como disponibilidade de recursos naturais, extensão territorial, população, relevo e clima. Chile, Canadá, Estados Unidos, foram escolhidos devido à produção de eletricidade por fonte hidráulica. França e Inglaterra pela carga tributária pertinente ao setor elétrico.

O Capítulo 5 aponta alguns agentes envolvidos no processo de privatização do setor com o objetivo de agilizar ou coordenar as licitações públicas. Dentre eles temos o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, o Ministério de Minas e Energia, o Mercado Atacadista de Energia, o Operador Nacional do Sistema, a Agência Nacional de Energia Elétrica e a Comissão de Serviços Públicos de Energia.

A legislação que norteou a reestruturação do setor elétrico nacional foi apurada no Capítulo 6. Não se confunde com os textos legais do capítulo 3, pois estão em momentos distintos.

O Capítulo 7 corresponde a um estudo comparativo entre empresas privatizadas dos Estados do Rio de Janeiro, a Light, e de São Paulo, a Companhia Paulista de Força e Luz. A comparação não é apenas financeira, mas também da área de atuação, quantidade de

pessoas atendidas, grau de inadimplência, lucro ou prejuízo, dentre vários outros aspectos.

A sugestão está inserida no Capítulo 8, em que temos, além de um pequeno estudo da forma como os tributos são cobrados no Brasil e sua legislação pertinente, uma comparação do custo da energia em algumas nações, o que inclui os impostos.

1.1 Objetivos.

Neste estudo além da parte técnica, existe a preocupação de compreender quais os fatos políticos e sociais que levaram à reestruturação do setor a passar do sistema de monopólio público para o de mercado. Serão, então, discutidas quais as mudanças que foram necessárias para que a transição fosse efetuada e quais os mecanismos desenvolvidos para incentivar a concorrência até o presente momento.

O objetivo desse trabalho é analisar, portanto, o modelo de privatização, bem como a regulamentação do setor elétrico brasileiro que se seguiu, comparando com as experiências ocorridas em nações estrangeiras.

Para melhor chegar a esses objetivos, empresas como a Companhia Paulista de Força e Luz e Light, serão estudadas, já que muitos dos problemas que afligem as companhias, são comuns do modelo adotado no Brasil, motivo pelo qual, melhor resultado será obtido elegendo duas empresas elétricas, que atuam em locais de forte industrialização e grande mercado consumidor como o Rio de Janeiro e São Paulo.

O objetivo último deste trabalho é, portanto, conhecer as qualidades e limitações do atual setor elétrico, e, posteriormente, sugerir mudanças legais, se cabíveis, que, tendo em vista as dificuldades momentâneas e pretéritas, produzam mecanismos para melhor atuação das empresas e órgãos envolvidos, impedindo que a sociedade seja afetada por falta de planejamento adequado.

2. PANORAMA REGULATORIO DO SETOR ELETRICO BRASILEIRO.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em meados da década de 1990, deve ser vista dentro de uma perspectiva histórico-estrutural, envolvendo em uma mesma análise a privatização, e crise do setor elétrico. Para entender as reformas ocorridas no setor, é necessário evidenciar um pouco da trajetória histórica do setor, as opções político-econômicas para a reestruturação em curso e as respostas dadas pelo governo à crise elétrica brasileira.

Para Carvalho (1998) na Era Vargas, foram suspensas todas as espécies de operações envolvendo as quedas d'água. O Decreto n.º 24643, de 10 de julho de 1934, Código de Águas, resultante de um processo de ampliação da intervenção do Estado, iniciado com a reordenação institucional de 1931, suspendeu todos os atos relativos às operações com cursos perenes ou quedas d'água e extinguiu a cláusula-ouro em 1933, que reajustava as tarifas de energia elétrica em função das desvalorizações cambiais; criava, no âmbito do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), uma diretoria encarregada dos assuntos relativos à exploração de energia hidráulica, irrigação, concessões e legislação de águas. O texto legal atribuiu à União competência, quase exclusiva, como poder concedente dos aproveitamentos hidrelétricos destinados aos serviços públicos. Estabelecia a estrutura tarifária sob a forma de serviço pelo custo, limitando em 10% (dez por cento) o lucro sobre o capital investido e instituindo o princípio do custo histórico na avaliação do capital para o cômputo dos lucros permissíveis e, por fim, assegurava ao poder público a possibilidade de controlar rigorosamente as concessionárias de energia elétrica.

O Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) foram instituídos em 31 de agosto de 1954, pela Lei n.º 2.308, previstos na Constituição de 1946. O IUEE foi cobrado pelo governo federal sob a forma de imposto

de consumo, sendo que 40% do montante arrecadado, destinava-se à União e os 60% restantes aos Estados, Distrito Federal e Municípios, que aplicariam esses recursos através de uma empresa pública criada com essa finalidade.

As crises do petróleo, a primeira em 1973, pela invasão de alguns países árabes a Israel e o posterior fechamento do canal de Suez, por onde se escoava a produção da região, elevou o custo do barril de US\$ 2,00 para US\$ 12,00 e, a segunda em 1979, motivada pela queda do Xá, governante do Irã, quando o produto atingiu o valor de US\$ 30,00, causaram a desaceleração do crescimento econômico, aceleração dos índices inflacionários, do desemprego e do desequilíbrio das contas públicas.

Todas estas questões durante a década de 1980 provocaram alterações no sistema financeiro internacional. A crise da economia mexicana, ocorrida em 1982, causou a elevação das taxas de juros, reduziu prazos de carência e, indiretamente, obrigou o país a fazer um acordo, em 1983, com o Fundo Monetário Internacional, restringindo a principal fonte de financiamento do setor elétrico, que, por sua vez, provocou uma redução drástica de investimentos das empresas estatais na geração de energia elétrica.

Na opinião de Pinheiro (1999), a Constituição de 1988 não favorecia a privatização das estatais, pois tinha, em seu texto original uma característica estatizante, criando monopólios públicos nos setores de telecomunicações, petróleo e distribuição de gás e colocando barreiras à participação estrangeira em mineração e eletricidade. Boa parcela desses setores já está com a iniciativa privada hoje, depois de inúmeras emendas constitucionais.

A Constituição Federal agravou o processo, uma vez que, ao invés de procurar resolver as questões nacionais, transferiu os recursos tributários que competiam à União para os Estados e Municípios, sem a correspondente transferência da prestação de serviços. Acabou com os impostos que alimentavam os investimentos em infra-estrutura

de energia, transferiu o ICMS, Imposto Circulação de Mercadorias e Serviços, para o âmbito estadual, o que representou um duro golpe na fonte de recursos do setor elétrico.

A Constituição provocou a estagnação e a paralisia do setor elétrico, que tinha usinas com obras paradas e extremamente endividadas. E mais, na medida em que os governos se perdiam no processo de combate a inflação, a área mais atingida foi a das tarifas públicas, revelando uma total incongruência na estratégia de ataque ao problema econômico.

A crise fiscal do Estado, contudo, impossibilitou a seqüência dos projetos de geração previstos nos planos de expansão da Eletrobrás, associada à necessidade de criar condições para o estabelecimento de um regime privado, fez com que fossem dificultadas as possibilidades de continuidade dos investimentos estatais que sustentaram o crescimento da oferta nas décadas de setenta e oitenta. Como exemplos, citamos o fim da remuneração garantida e a obrigatoriedade de estabelecimento de contratos de fornecimento com prazo mínimo de quatro anos, previstos pela Lei de Desequalização Tarifária, 8643/1993, que fizeram com que os agentes setoriais passassem a ser cautelosos, visando minimizar riscos contratuais em um momento em que a demanda mostrava um comportamento de elevado crescimento em virtude do Plano Real, implementado efetivamente em 1994.

Diante do cenário, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), criada e instalada por meio da Medida Provisória 2.198, de 29 de maio de 2001, e Decreto 4.261/2002.

Esta câmara interministerial liderou um grupo de mais de cem técnicos de diferentes esferas do governo federal. A CGCE teve o objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise do setor no curto prazo e de criar as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro.

Essa foi à filosofia que norteou o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Caso os investimentos em usinas hidrelétricas acompanhassem o crescimento projetado da demanda e as reservas de cada usina individual fossem utilizadas para garantir níveis ótimos de utilização, o risco teórico de déficit de energia tenderia a se manter em níveis irrisórios.

3. REVISAO BIBLIOGRAFICA.

Segundo Veiga da Cunha (1980), a água é, em termos globais, um recurso abundante, pois existem no mundo 1300 milhões de km³, o que seria suficiente para cobrir os continentes com uma camada de água de cerca de nove km de espessura. No entanto, grande parcela dessa riqueza não é fácil de ser utilizada, pois ou se trata de água salgada, cerca de 97 % do total, que exigiria a dessalinização mediante tecnologias ainda muito dispendiosas, ou se concentra sob a forma de gelo nas calotas polares, cujo aproveitamento pertence ao futuro.

A água é tão importante que a instrução normativa do Ministério do Meio Ambiente (MMA) 04/2000, artigo 2º, inciso XXIX, define o uso de recursos hídricos como toda a atividade que altere as condições qualitativas e quantitativas, bem como o regime das águas superficiais ou subterrâneas, ou que interfiram em outros tipos de usos, (Brasil, 2000).

Granziera (2000) aponta, de modo geral, que os recursos hídricos são utilizados no saneamento básico, no consumo humano, em atividades culturais e recreativas, navegação, mineração, piscicultura, na irrigação da agricultura, pecuária, na indústria e na geração de energia elétrica, entre outros usos.

Reddy & Goldemberg (1999) afirmam que o consumo de energia elétrica esta intrinsecamente ligado ao estilo de vida e cultura vigentes na sociedade. Prova disto é que o consumo energético é relacionado à renda dos países ao longo do tempo, acompanhando a evolução tecnológica e do consumo de bens e serviços, além de servir de parâmetro para a distinção entre ricos e pobres, desenvolvidos e subdesenvolvidos.

O aproveitamento de recursos hídricos para a geração de energia elétrica é a principal forma de utilização não consuntiva de água. Foi durante décadas o uso prioritário de recursos hídricos, a ponto de o Código de Águas, decreto 24.643, de 10 de julho de 1934, ter sido regulamentado com vistas à implantação de um sistema elétrico interligado e, conseqüentemente, na montagem de um parque industrial que tirasse, como de fato tirou, o Brasil da condição de país agrícola, (Brasil,1997).

A própria estrutura administrativa brasileira denotava a tendência de relevar, como prioridade, a geração de energia elétrica, e o órgão responsável pelas outorgas de direito de uso das águas de domínio federal, para quaisquer finalidades, a partir da década de 1940, era o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que posteriormente se transformou no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o qual pertencia à estrutura administrativa do Ministério das Minas e Energia.

Considerando as carências energéticas brasileiras, principalmente quanto aos combustíveis fósseis, carvão e petróleo, e destacando a necessidade de fornecimento de energia a um parque industrial crescente, cuidou-se de explorar o potencial hidráulico, através da construção de inúmeras usinas hidrelétricas, mediante ação conjunta e ordenada de investimentos feitos no setor pela Eletrobrás S.A, criada em 1963, que era o órgão centralizador e executor da política energética governamental a nível federal, cujo objetivo era de expandir o potencial instalado, no intuito de atender às exigências em âmbito nacional.

Para melhor atuação, a holding Eletrobrás fez concessões às suas subsidiárias, Furnas Centrais Elétricas SA, Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Centrais Elétricas do Sul (Eletrosul), Centrais Elétricas do Norte (Eletronorte), além de participar acionariamente em concessionárias estaduais tais como a Companhia Energética de São Paulo (CESP), e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), entre outras.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, DNAEE, era responsável, neste íterim, pela implantação dos serviços e pela política tarifária, enquanto o Ministério das Minas e Energia, MME, cabia a gestão de serviços públicos de energia elétrica.

O processo de desenvolvimento da indústria elétrica no Brasil, desde os seus primórdios, guardou uma estreita relação com a utilização do vasto potencial de recursos hídricos disponível em todo o território nacional, de acordo com as tecnologias existentes a cada momento.

No entendimento de Beluzzo (1983) o setor elétrico brasileiro teve seu período de crescimento durante os anos cinquenta, sessenta e setenta. A partir de 1980, seu endividamento externo agravou-se principalmente pelo aumento das taxas de juros internacionais e pela manipulação das tarifas, como um mecanismo de controle da inflação, no período 1982 a 1993. A utilização dessas empresas como instrumento de implantação de políticas de desenvolvimento industrial no país, levou o setor à estagnação por falta de recursos. A dívida representava 25% de toda a dívida externa brasileira que teve como cenário as altas dos juros internacionais, que passaram de 9,9% em 1978, para 14,4% em 1979, chegando a atingir o pico de 20% em 1980. O resultado foi à elevação no montante da dívida de todos os setores da economia brasileira.

Para Oliveira & Pires (1994) o modelo institucional estatal, vigente desde 64, permaneceu praticamente inalterado nos 30 anos posteriores. Ao longo desse período, o setor elétrico brasileiro apresentou elevadas taxas de expansão da oferta, baseada nas disponibilidades de autofinanciamento por meio de tarifas alinhadas com a inflação, recursos da União e financiamento externo. No entanto, a partir dos anos 80, surgiu uma série de fatores que ocasionou a exaustão desse modelo, estimulando a busca de alternativas.

Em 1973 cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% para o serviço da dívida, em 1989 constata-se uma total alteração de quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidos no pagamento de compromissos com terceiros.

Na década de setenta, segundo De Paoli & Finon (1993), surgiram os primeiros sinais de crise no setor elétrico nacional. Em geral, este setor da infra-estrutura iniciou um processo de deterioração de seu desempenho econômico, gerando críticas de consumidores e algumas pressões ideológicas pela privatização dos serviços.

Do ponto de vista da oferta, a crise do petróleo refletiu-se numa elevação dos preços dos combustíveis fósseis, aumentando os custos operacionais das companhias elétricas. Mesmo após a queda nas cotações do produto, na década de oitenta, os problemas prosseguiram, a ponto de se agravar com a elevação das taxas de juros reais, que dificultavam a captação de recursos para novos investimentos.

Modiano (2001) estudou o choque dos juros internacionais no setor elétrico brasileiro, que colocou em evidência todo o passivo da Eletrobrás e de suas concessionárias. Exibindo uma dívida externa de 20 bilhões de dólares, o setor estava à mercê das flutuações e do humor do mercado internacional. O serviço da dívida duplicou entre 1978 e 1980 em termos reais, pois além das taxas de juros elevadíssimas, o governo maxi desvalorizou a moeda nacional, na época o Cruzeiro, o que engordou as dívidas das empresas elétricas. Em 1981, quando a estrutura patrimonial do setor estava em frangalhos, houve a última tentativa de financiamento do débito externo, contudo, a moratória mexicana impediu qualquer sucesso de renegociação com os credores internacionais.

No entendimento de Rosa, (1998) a década de 80 presenciou uma situação de falência de atuação do Estado brasileiro, no que se refere à aplicação das suas atribuições, sendo decorrente de diversos eventos que se sucederam desde a década anterior,

destacando-se os problemas econômicos, como inflação, maxi-desvalorização, estatização da volumosa dívida externa brasileira e redução dos recursos financeiros exógenos, cuja origem é creditada em grande parte aos problemas verificados na economia mundial, ou seja, já globalizada: choques do petróleo, elevação dos juros norte-americanos e a moratória mexicana.

Felizola (2000) aduz que é possível visualizar na Tabela abaixo, que, de 1983 até 1989, houve uma redução de quase 50% na utilização de recursos próprios e um aumento na mesma proporção da utilização de recursos de terceiros, demonstrando claramente os sinais da crise do setor que o país estava passando.

TABELA 1- FONTE DE RECURSOS DO SETOR ELÉTRICO.

Itens	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
TOTAL DAS FONTES	100	100	100	100	100	100	100
RECURSOS PRÓPRIOS	69	40	41	53	57	31	20
Geração Interna de Recursos	36	17	23	25	29	19	8
IUEE+RGR+E.Compulsório	18	15	13	11	9	3	3
Aportes Governo Federal	8	5	0	11	11	8	2
Aportes Governos Estaduais	1	1	1	1	1	0	2
Outros	6	2	4	5	7	1	5
RECURSOS TERCEIROS	31	60	59	47	43	69	80
Emprést./ Financ. Nacionais	3	9	7	9	3	3	6
Emprést./ Financ. Estrangeiros	26	51	51	36	39	65	74
Emprést. Restantes	2	0	1	2	1	1	0

Fonte: Felizola, 2000.

Mendonça (1999) afirma que numerosos são os aspectos que contribuíram para a crise no setor elétrico nacional. As empresas começaram a perder investimentos nos anos setenta com as dificuldades de se adquirir crédito em meio às elevações dos custos do petróleo. Durante os anos oitenta, o governo reduziu as tarifas de energia a fim de se controlar a inflação. Ao longo desse período, o Ministério da Economia determinava que os preços relativos à eletricidade de acordo com circunstâncias econômicas e políticas. Essas artificialidades provocaram a redução dos investimentos do governo federal de 71% em 1974, para 54% em 1980, 40% em 1985 e 29% em 1988.

Segundo Munhoz (1987) dificilmente a situação financeira de uma empresa resistiria ao conjunto de situações a que foram expostas as estatais brasileiras do setor elétrico, como o aumento da sua dívida externa, por causa dos juros altos internacionais, acrescido da falta de investimentos por parte do maior acionista, na época o governo, e ainda mais pela obrigatoriedade de submeter-se a tarifas políticas, que tinham como objetivo controlar a inflação, com aumentos tarifários módicos, e não cobrir os custos da produção.

O governo Itamar Franco, para Barros (2000), foi o período mais crítico na história do setor elétrico nacional, pois a tarifa de energia, que em outubro de 1992, era de US\$ 55 em média, atinge, no ano seguinte, o patamar de US\$ 34. A inadimplência era generalizada, os investimentos foram paralisados e, pior, a carga tributária era sempre crescente.

Oliveira (1994) elaborou um estudo pelo qual as transformações ocorridas no sistema financeiro internacional produziram efeitos profundos nas condições de financiamento das empresas do setor elétrico nacional. Com a elevação brutal das taxas de juros, a diminuição dos prazos de carência e o aumento das exigências dos bancos privados para liberarem empréstimos, o setor passou a conviver com fortes restrições de sua principal fonte de financiamento, aumentando a dependência dos já escassos recursos do Tesouro nacional e dos declinantes recursos gerados internamente para financiar sua

expansão. Inicia-se, então, um processo crescente de endividamento, dificuldades de captação de novos empréstimos e limitação em obter aportes de investimentos governamentais.

A escassez de recursos agravava, também, a crise institucional, como consequência da evolução organizacional do sistema, que não conseguia implementar, completamente, um modelo centralizado no governo federal, devido à presença de concessionárias estaduais, que sempre se opunham a essa centralização. Assim, o sistema transformou-se em fonte permanente de disputas e conflitos entre as grandes concessionárias verticalizadas estaduais, tais como a CESP, CEMIG, e as empresas do grupo Eletrobrás, em torno de recursos financeiros disponíveis para custear a expansão do sistema. Desta forma, as empresas do setor elétrico iniciaram uma trajetória que levou à falência dos arranjos institucionais e financeiros existentes, culminando com a generalização da inadimplência entre geradoras e distribuidoras.

Todo esse cenário provocou a inexistência de recursos novos para o financiamento de projetos do setor elétrico nacional. Não obstante esse quadro de dificuldades financeiras, o setor de energia iniciou um processo interno de discussão, gerando uma posição, praticamente unânime, no que diz respeito ao esgotamento do modelo nascido na década de sessenta. O REVISE, Revisão Institucional do Setor de Energia Elétrica, surgiu nesse ínterim, segundo Pires, (2000) e acabou por debater questões relativas às tarifas, o financiamento e o modelo institucional.

Abreu (2000) asseverou que o setor elétrico brasileiro entra em declínio no final da década de setenta, tendo como principais motivos o endividamento externo do setor, a recessão e a estagnação da demanda, a utilização de suas empresas, desde o início da década, pelo governo federal para atingir metas econômicas e políticas de seus planos de governos. O modelo de monopólio estatal, para esse setor, exauriu-se por todos esses motivos apresentados anteriormente e o governo, por pressões interna e externa ao setor, decide pela reestruturação e a privatização das empresas.

Para Oliveira (1994) o processo de privatização somente teve início com a identificação de problemas estruturais, provocando uma ampla e profunda reforma na organização do setor elétrico brasileiro, cujo principal objetivo, consistiu na introdução da concorrência, eficiência e qualidade na prestação dos serviços dessa indústria.

O setor elétrico passou por processo de reforma estrutural com a finalidade de adaptá-lo às novas tendências mundiais, destacando-se a introdução da competitividade. As circunstâncias que levaram a decisão de reformar o setor elétrico envolveram a realidade econômica, política e industrial do país.

No Brasil, segundo Mendonça (1999), a privatização do sistema elétrico nacional não foi uma opção social, mas uma imposição econômica violenta, nascida da incapacidade estatal de investir e garantir o suprimento de eletricidade diante de um rápido crescimento do produto interno bruto. Assim, a força por detrás das reformas era a necessidade do governo em elevar seu caixa, diante da enorme dívida interna e externa. Outro aspecto que favoreceu a reformulação do setor foi à inabilidade e relutância do poder público em conceder novos investimentos, cruciais para recuperar o sistema e evitar um colapso no fornecimento de energia.

Sob a justificativa da crise econômica do Estado, para Sauer (2001), e com base em argumentos diversos, tais como, a ampliação do atendimento aos consumidores com melhor qualidade e tarifas menores, foi idealizada uma mudança profunda e radical no setor elétrico, com a adoção de um modelo que buscava a instituição de um perfil competitivo aos agentes e, concomitantemente, com a regulamentação técnica independentes das atividades agências setoriais.

Para Fiori (1997) houve um plano único de ajustamento das economias periféricas, chancelado, pelo Fundo Monetário Internacional em mais de sessenta países. É um programa ou estratégia sequencial em três fases: a primeira consagrada à estabilização macroeconômica, tendo como prioridade absoluta um superávit fiscal primário envolvendo invariavelmente a revisão das relações fiscais intergovernamentais e a

reestruturação dos sistemas de previdência pública; a segunda, dedicada ao que o Banco Mundial vem chamando de reformas estruturais; liberação financeira e comercial, desregulação dos mercados, e privatização das empresas estatais; e a terceira etapa, definida como a da retomada dos investimentos e do crescimento econômico.

Conforme citado por Gomes (1998), a questão da privatização envolve diversas causas e objetivos conforme a nação, sendo que no Brasil e nos demais países terceiro-mundistas, as questões que motivaram os governos foram, de forma geral, os problemas fiscais e de endividamento externo.

A privatização de um setor, antes dominado pelo Estado, pode ser induzida pelo esgotamento do modelo existente, em função das ineficiências cumulativas que muitas vezes acompanham a administração estatal, que, para Greiner (1994) são a manipulação econômica, subsídios, ingerência política sobre os quadros administrativos e gestão técnica, além de descontinuidade gerencial.

Contudo, Rieznik (1994), diz que o processo de privatização verificado na Argentina a partir de 1989, a exemplo do ocorrido em outros países latino-americanos, faz parte de um jogo mais amplo que envolve todo um cenário político e econômico mundial. O objetivo básico consistia na venda de ativos ligados a serviços rentáveis de infra-estrutura, com a conseqüente participação do capital privado de outros países, o pagamento de dívidas externas.

Além disso, para Hunt & Shuttleworth (1996), o processo para reestruturar o setor elétrico correspondeu aos arranjos estruturais e comerciais da energia de cada nação, resultando na separação das atividades de geração e distribuição, principalmente e na introdução da competição entre os agentes envolvidos.

Pritchard (2000) ressaltou que todas as nações que reestruturaram o seu setor de energia elétrica procuraram conhecer as experiências anteriores ocorridas em outros

países. Ainda que cada setor elétrico e cada país possua características específicas e distintas. A análise empírica do ocorrido em diversos lugares impede que se cometa os mesmos equívocos, o que é bastante relevante, tendo em vista a importância do setor elétrico.

Oliveira & Pinto Jr. (1995) afirmaram que no processo de reestruturação do setor elétrico das nações do bloco latino-americano, tais como, Chile, Colômbia e Argentina, houve forte influência do Banco Mundial, que visava, principalmente, a recuperação da capacidade de financiamento dos investimentos e a restauração da eficiência setorial.

No caso brasileiro, verifica-se que o processo de privatização do setor elétrico faz parte de um abrangente processo, envolvendo praticamente todo o setor de infraestrutura, como a siderurgia e as telecomunicações. Na opinião de Pinheiro (1999), a Constituição de 1988 não favorecia a privatização das estatais, pois tinha, em seu texto original uma característica estatizante, criando monopólios públicos nos setores de telecomunicações, petróleo e distribuição de gás e colocando barreiras à participação estrangeira em mineração e eletricidade. Boa parcela desses setores já está com a iniciativa privada hoje, depois de inúmeras emendas constitucionais.

O processo de privatização de estatais ocorreu de forma mais intensiva a partir de 1990, durante o governo Collor, quando passa a ser comandado pelo BNDES, que objetivava cobrir as necessidades de caixa do Tesouro Nacional (LEITE, 1998). Essa mudança de postura de governo ficou mais nítida após o lançamento do Programa Nacional de Desestatização em 1992. (PINHEIRO, 1999).

Para Matsudo (2001), o processo de reestruturação setorial teve o seu início praticamente em 1993, e a sua origem envolveu diversas causas que levaram ao esgotamento do modelo setorial anterior, cuja análise é fundamental para uma melhor compreensão do processo. Uma parte dessas causas é proveniente de alterações estruturais da economia mundial e envolve amplos fatores dinâmicos, cujos reflexos não se restringem ao setor elétrico, afetando a produção econômica e a sociedade em diversos

países, entretanto, de forma mais aprofundada ou diferenciada conforme a política interna de cada nação, a sua inserção e as relações na esfera política e econômica internacional. A outra parte, que se encontra bastante interligada (ou mesmo dependente) a esses fatores, envolve características intrínsecas do setor elétrico brasileiro, seus problemas estruturais e críticos, o ambiente conjuntural e as tendências setoriais existentes.

Essa situação de crise econômica do País desestruturou os fluxos financeiros e a estrutura institucional do setor elétrico (Rosa, 1998), afetando a execução de investimentos de porte no setor elétrico, principalmente àqueles voltados à expansão da oferta de energia, a exemplo da construção de grandes empreendimentos elétricos com financiamento estrangeiro, verificados ao longo da década de setenta.

Pires (2000) afirma que em razão da crise fiscal que se abateu sobre o Estado brasileiro no final dos anos 80 esgotaram-se as possibilidades do modelo de financiamento baseado no tripé recursos do Tesouro, autofinanciamento e recursos externos. Assim, as necessidades de expansão da oferta passaram a ser postergadas, elevando os riscos de déficit de energia e ocasionando deterioração na qualidade dos serviços.

As questões relativas à dificuldade de financiamento da expansão e à ineficiência das concessionárias estatais têm colocado em segundo plano a questão da eficiência econômica e estrutural alocativa. A prioridade era obter recursos por meio de leilão das ações de empresas públicas. Entretanto, Santos (1997) entende que essa é uma posição equivocada, pois coloca a privatização das empresas do governo como capaz de resolver todos os problemas do setor elétrico pela atração dos capitais privados, nacionais e exógenos, em detrimento do direcionamento de políticas para o desenvolvimento e ampliação do setor. Desta maneira, as razões econômicas parecem não ter sido dominante para promover a reestruturação, mas aspectos políticos.

Na opinião do Banco Mundial, contido em seu relatório, o planejamento no setor elétrico nacional é apontado como melhor dentre os países latino-americanos, contudo,

algumas críticas foram formuladas, tais como: não foram consideradas as restrições financeiras e não incluiu incertezas de caráter macroeconômico.

Contudo, de acordo com Pinheiro (1999) e Gomes (1998), ocorriam gastos excessivos e ineficiência administrativa, resultando em graves problemas como a compressão tarifária, superfaturamentos por empreiteiras e mau gerenciamento das estatais, inclusive com o uso destas para fins políticos. Pires (2000) credita, em grande parte, a má gestão das empresas de energia, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa.

Pinheiro (1999) comenta que o processo de privatização foi devido principalmente à necessidade de reorientar a política econômica para o controle do déficit fiscal, abatimento da dívida pública e atração de capital estrangeiro para investimentos. Contribuíram também para o andamento do processo, a relativa estabilidade econômica obtida com o Plano de Estabilização Econômica, a visão de fonte de recursos dos governos estaduais com a privatização e a questão da produtividade e eficiência, cujo desempenho econômico-financeiro das estatais caracterizava problemas inclusive envolvendo a indicação política na direção das empresas.

Já Costa (1994), entende que havia, ainda, sérios indícios de que as previsões do mercado consumidor de energia eram superestimadas. A performance das previsões de consumo de energia elétrica contida em planos da própria empresa, elaborados entre 1977 e 1985, mostra que 83,3% das previsões feitas para um horizonte de seis anos superestimam o consumo total de energia elétrica em mais de 10%.

O Ministério das Minas e Energia (MME), através da Secretaria Nacional de Energia, contratou em 1996 um consórcio liderado pela consultora internacional Coopers & Lybrand que, com a participação de técnicos do setor, apresentou em julho de 1997 os estudos que propuseram a realização de uma ampla e profunda reforma setorial, que visava, além de garantir uma oferta de eletricidade segura e confiável para o país e prover energia elétrica para consumidores ainda não atendidos, também criar condições para

aumentar a eficiência econômica em todos os segmentos do setor, introduzindo competição onde possível e delineando um quadro regulatório apropriado.

A reestruturação parece ter sido consequência do esgotamento da capacidade financeira do Estado brasileiro para a realização de novos investimentos a fim de se ampliar o sistema elétrico nacional com eficiência e segurança. Para Barros (2000) para atrair capitais interessados no setor, o governo instituiu novas regras e criou novos organismos, tais como as agências reguladoras de cada segmento econômico, com certo grau de independência em relação ao Poder Executivo, mas que obedecem a algumas metas fixadas pelo arcabouço jurídico.

Segundo Oliveira (1997) foram propostas as seguintes reformulações: a entrada do capital privado na gestão empresarial das empresas, substituindo o Estado; a desverticalização das atividades: geração, transmissão e distribuição/comercialização e a privatização das empresas, iniciando-se pela atividade de distribuição; formação de uma legislação regulatória, a introdução de um agente regulador independente e autônomo, responsável pela fiscalização, normatização e árbitro nas questões envolvendo os agentes setoriais e os interesses públicos; busca de um novo regime tarifário, voltado à eficiência econômica; estruturação de um regime contratual, visando repassar para o mercado a arbitragem da maior parte dos riscos assumidos pelos agentes econômicos; providências para garantir a expansão do sistema e da oferta, além do detalhamento do novo modelo de mercado, tendo em vista a competição, o aumento da participação privada e de novos agentes.

Alves (2001) criticou o relatório elaborado pela consultoria inglesa para a reestruturação do setor elétrico nacional, pois, a empresa britânica propôs mudanças que não condizem com as características setoriais do País, sendo propícias e baseadas na reforma verificada no setor elétrico inglês. Os estudos realizados pela companhia Coopers & Lybrand, partiram de experiências ocorridas em outras nações e não foram

consideradas as particularidades do setor elétrico nacional, para montar o novo cenário do mercado energético brasileiro.

No modelo proposto, segundo Moreira (2003), há, ainda, forte caráter centralizador. Essa característica centralizadora possibilita a interferência política na gestão do sistema, com os custos sendo rateado pelos consumidores. Isso coloca em grande risco a responsabilidade do agente regulador.

Em um sistema de contratos de longo prazo, comuns na geração elétrica, a internalização do risco é significativa. A possibilidade de insucesso é significativa, na medida em que o novo modelo propõe a revisão, a cada cinco anos, dos índices de preços para reajuste das tarifas contratadas. Não se trata de rever os parâmetros do sistema, em que a produtividade e inovações tecnológicas servem para reduzir custos para as empresas, tais como impostos, o que libera capital para incrementar a produção; mais um mecanismo específico de controle de preços apenas.

Para Pires (2001) a ausência de investimento no setor elétrico durante o processo de privatização e a não realização de investimentos das novas concessionárias do setor também colaboraram para a deflagração da crise energética de 2001. Em um primeiro momento o governo responsabilizou a falta de chuva; só depois de algum tempo assumiu falhas no planejamento, porém, o período seco continuou como causa relevante do discurso do governo.

Em seu relatório oficial, o Governo Federal concluiu que havia causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia que causaram a crise energética de 2001.

Segundo o relatório o período seco desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido a interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise, já que o

sistema hidrelétrico brasileiro é projetado para atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos áridos por vários anos consecutivos.

Na realidade, a probabilidade de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo setor elétrico, de 5%. Essa vulnerabilidade poderia ter deflagrado medidas preventivas, pelo MME, já em novembro de 1999.

Para Bielchowsky, (1999) em que pese à estratégia de priorizar a privatização, os únicos acréscimos de capacidade de geração verificados, no período, foram feitos pelo Estado em parceria com a iniciativa privada, tal como a usina de Serra de Mesa.

O racionamento pode ser explicado, segundo Pires 2001, por duas razões distintas, embora correlacionadas. A primeira está ligada à longa transição do modelo estatal para o modelo competitivo. A segunda se refere aos riscos regulatórios do novo modelo, que geraram paralisia na decisão de investir da iniciativa privada.

O objetivo do novo modelo era expandir o parque gerador e modernizar as malhas de transporte de energia elétrica a partir da privatização e da constituição de um modelo competitivo de energia elétrica no Brasil.

Nesse sentido, as novas regras estabeleceram, a separação das atividades de comercialização e distribuição, a introdução do livre acesso às redes físicas de transporte de energia, a constituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a criação das figuras do consumidor livre e do produtor independente de energia.

O fato de as regras definitivas do modelo, tais como as de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE), e a tarifação do uso das linhas de transmissão, por exemplo, só terem sido definidas após o início da privatização não cria sinais, em

tempo adequado, para estimular a realização de novos investimentos privados, (PIRES, 2001).

A demorada transição não observou variáveis, macro e microeconômicas, tais como, respectivamente, o crescimento da demanda com o Plano Real e a subestimação das dificuldades de implementação do novo modelo.

Diferentemente do caso das telecomunicações, por exemplo, em que o processo de privatização foi precedido da definição de uma lei setorial que estabeleceu o marco regulatório, no setor elétrico o processo de reformas caracterizou-se por envolver um período de transição bastante longo.

A segunda razão pela qual houve o apagão, ainda segundo Pires, deveu-se ao fato de os investimentos privados não atingiram o montante necessário, em face da existência de riscos regulatórios para os geradores privados.

No antigo modelo, a combinação de diversos aspectos, como o papel da Eletrobrás, que era compradora de última instância, a inexistência de contratos entre supridoras e distribuidoras e a garantia de remuneração dos investimentos realizados, criava fortes estímulos para a expansão da oferta, mesmo com base em graves ineficiências devido a um regime regulatório que não estimulava a busca de eficiência produtiva por parte das empresas.

Para Salles (2002), entretanto, a crise energética de 2001 e o esgotamento do modelo estatal se deram, principalmente, por três motivos.

O agravamento da crise fiscal do Estado ao longo da década de 1980 reduziu o aporte de recursos da União para investimentos no setor. Dessa maneira o aprofundamento desse problema ocorreu com a elevação do custo marginal de expansão do setor, em virtude de os novos aproveitamentos hidrelétricos se situarem mais distantes

do centro de carga. Proporcionalmente mais recursos tinham de ser investidos para construção da mesma quantidade de geração.

Segundo, a deterioração do valor real das tarifas, cujo patamar de preço passou a não refletir o aumento dos custos setoriais. As tarifas, além de serem equalizadas para todo o país, foram muitas vezes utilizadas como instrumento de controle inflacionário. Esse processo culminou com a descapitalização e decorrente inadimplência dos diversos agentes setoriais.

Terceiro, o advento da estabilidade monetária, as demandas sociais impuseram ao governo a necessidade de maior critério na aplicação dos recursos da União. Assim, setores de infra-estrutura passaram a disputar os mesmos recursos que setores considerados prioritários, como saúde e educação.

Para Giambiagi (2001), as regras de funcionamento do novo modelo, construídas com o objetivo de conciliar aspectos de coordenação com os de competição para preservar a forma básica de funcionamento do sistema hídrico brasileiro, impuseram riscos significativos para os investidores privados.

Diversas críticas tem sido feitas ao modelo de privatização adotado, desde a questão da transparência e da avaliação do preço dos ativos até o próprio forma de funcionamento setorial. Para Leite (1998), a privatização dos serviços públicos de energia elétrica no Brasil é fator de grande complexidade, pois há fatores que o diferencia dos sistemas elétricos de outros países, tais como o domínio absoluto da energia hidroelétrica, aspecto quase desconhecido nos sistemas de predominância térmica dos demais países, principalmente europeus. Rosa & Senra (1995) complementam que foi negligenciada a característica peculiar do setor que é a vantagem comparativa da sua base hidroelétrica constituída de recursos hídricos renováveis.

Contudo Sauer (2001), diz que após seis anos de hibernação dos investimentos em nova capacidade de geração e transmissão, a situação de crise e ameaça de racionamento se concretizaram, no início de 2001. Devido ao modelo e a condução das reformas, o setor energético voltou a ser, 50 anos depois, um importante gargalo ao crescimento do país. Para a sociedade, a energia mais cara é aquela indisponível, o déficit. Mais do que chuvas faltaram política e ação para fazer cumprir a legislação, pelos agentes públicos e privados, na área de energia, no Brasil.

Sauer (2002), afirma que embora para seus idealizadores, as causas de escassez de energia no período do apagão tenha sido provocada por uma inconclusa implementação do modelo na época, dada a permanência de grande parte da geração na gestão estatal, ou, ainda, causada por causas naturais, como estiagem, a falta de investimentos no incremento da produção de energia e de linhas de transmissão, foram o motivo real. A demanda de energia cresceu 4,4% em média, entre 1991 e 2000, e a oferta 3,3%. Essa defasagem acentuou-se a partir de 1995, devido ao plano real. A ampliação da capacidade das usinas foi abaixo do necessário. Por um lado às empresas públicas não podiam investir, pois o governo precisava cumprir com os termos dos acordos com o Fundo Monetário Internacional, que impedia aplicações financeiras na infra-estrutura nacional. Por outro lado, o capital privado investiu na capacidade já existente, o que agregou pouco incremento na produção de energia no sistema.

A falta de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica foi à causadora da crise de energia em 2001. De 1994 para cá, sistematicamente, ano após ano, retirou-se dos reservatórios das usinas mais água do que entrou com as chuvas. Com a progressiva insuficiência na capacidade de geração, para atender à demanda crescente, os estoques dos reservatórios hidroelétricos foram dilapidados. Concomitantemente foi perdida também sua função de dar segurança e de confiabilidade dos sistemas da geração de eletricidade, pela garantia de um “estoque” estratégico de energia, que historicamente sempre foi respeitada. Esse estoque, que nunca ficou abaixo de 44% do nível dos

reservatórios, a partir de 1995 foi sendo continuamente consumido, até chegar ao patamar inédito de 19% em novembro de 1999.

Rosa (1998) relata que em todas as empresas privatizadas houve uma substancial política de distribuição de lucros aos acionistas, visando a redução do tempo de retorno dos investimentos, além dos aumentos tarifários acima dos níveis inflacionários. A redução significativa do número de empregados e a queda na qualidade dos serviços também vêm sendo presenciadas em muitas empresas privatizadas.

Gonçalves (2002) aduz que a reestruturação do setor elétrico brasileiro produziu a diminuição de seis em cada dez postos de trabalho, entre 1993 e 2000. A metade, aproximadamente, foi perdida no período em que as empresas estavam sendo preparadas para a privatização, a outra parcela após o leilão de venda das companhias.

3.1 Impostos.

Entretanto, há outro ingrediente importante que diz respeito à saúde financeira das empresas do setor elétrico nacional. Segundo informações da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica, em uma conta enviada aos brasileiros, no valor de R\$ 100,00 (cem reais), fazendo-se uma média das inúmeras empresas distribuidoras, bem como das várias legislações estaduais, temos:

18% (dezoito por cento) ficam com os governos dos Estados para o pagamento do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços, criado pela Lei Complementar 87, de 13 de setembro de 1996, em que cada ente federativo tem a liberdade de escolha da alíquota. O imposto recai sobre a distribuição de energia.

9% (nove por cento) são o total de pagamento do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, taxa de fiscalização, transmissão, Operador Nacional do Sistema, exigidos pelas licitações que antecederam as privatizações, Plano de Integração Social (PIS), Lei Complementar 7, de 07 de setembro de 1970, (Contribuição ao Fundo de Investimento Social (Cofins), Decreto-lei 1940, de 25 de maio de 1982, e CPMF, Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira, Lei 9.311, de 24 de outubro de 1996

O PIS é quitado mensalmente, sendo que, atualmente, sua alíquota é de 1,65% da receita bruta das empresas. A COFINS, cuja alíquota é de 7,6% sobre a receita bruta referente a comercialização e a prestação de serviços de qualquer natureza que envolva energia elétrica, assim como o PIS. A CPMF tributa as movimentações financeiras ou transmissão de crédito diretamente em conta bancária.

30% (trinta por cento) para comprar energia de Furnas, Companhia Energética de São Paulo, Eletronorte e Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco, todas do governo.

4% (quatro por cento) é o subsídio, exigido pela Câmara de Gestão da Crise de Energia, chamado de Cota de Consumo de Combustível, para as usinas de geração de energia de carvão mineral e óleo diesel, notadamente, das usinas da região norte do Brasil;

1% (um por cento) é pago para a Eletrobrás financiar projetos de eletrificação, é o Fundo de Reserva Global para Reversão, previsto pela resolução 23 da ANEEL, de 05 de fevereiro de 1999, que incide sobre o montante do investimento da companhia, quitados diretamente a Eletrobrás, em pagamento anual. A RGR deveria ser extinta em dezembro de 2002, pelo que dispõe o artigo 8º da Lei 9.648/98, contudo houve sua prorrogação por tempo indeterminado pela Câmara de Gestão da Crise Energética.

11% (onze por cento) vão para quitar a energia produzida em Itaipu, empresa binacional, brasileira e paraguaia, a US\$ 30/ MWh. No caso da Usina Binacional de Itaipu, em 1997, foi assinado um acordo com o Ministério da Fazenda que permitirá o equacionamento da dívida da empresa, que em 1996 era de US\$ 16,5 bilhões. Reza o acordo que a partir de 2005 a curva da dívida será decrescente até ser totalmente quitada em 2023, ano em que o Tratado de Itaipu será revisto.

Em 2003, o Governo Federal promoveu uma reforma constitucional para mudar aspectos relativos a cobrança de impostos no Brasil. A reforma tributária fez com que as alíquotas do PIS e COFINS fossem elevadas, alterando os índices citados acima. O PIS saltou de 0,65 para 1,65% e, o COFINS de 3,0 para 7,6%. Isso reduziu a já pequena margem de lucro das empresas elétricas. Antes da reforma era, em média, de 27%.

Em 2004, após a reforma tributária, 21,5% (vinte e um e meio por cento) ficam, realmente, com as companhias, que ainda devem suportar os custos dos salários dos funcionários, o que inclui décimo-terceiro salário, férias, horas extras e a quitação do INSS da folha de pagamento; manutenção dos equipamentos, pendengas judiciais e ligações clandestinas.

Não foram computados gastos das empresas elétricas com a quitação do Imposto de Renda, da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Imposto Propriedade de Veículos Automotores e do Imposto Predial Territorial Urbano, tendo em vista a elevada complexidade em que se configura seus cálculos, a elevada diversidade de empresas espalhadas pelo país e, prioritariamente, a dificuldade em se obter dados contábeis confiáveis das elétricas.

No caso do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, que tem uma alíquota de 10% (dez por cento), é cobrada trimestralmente, e incide sobre o lucro real das empresas, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, incide no balanço financeiro das empresas antes de se apurar o valor destinado ao IR, a alíquota é de 8% (oito por cento). O IPTU é

um imposto municipal, em que cada localidade atribui sua forma de pagamento, a hipótese de parcelamento, seu índice de correção e sua isenção, se o caso.

3.2 Empréstimos, inadimplência e inflação.

É preciso salientar que, entre 1996 e 2002, a tarifa de energia elétrica nacional subiu 167%, para o consumidor residencial, enquanto o índice de preços medidos pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) aumentava 103,19% e o Índice Geral de Preço – Médio (IGP-M) 108,12%. Segundo dados da Fundação Getúlio Vargas, entre janeiro de 1995 e junho de 2003, houve uma elevação das tarifas de energia elétrica da ordem de 312%, para um aumento inflacionário de 143%.

A lei Eliseu Resende, em 1993, promoveu um encontro de contas entre empresas que resultou em um “prejuízo” de US\$ 26 bilhões aos cofres públicos. É necessário dizer que esse ajuste, cujo valor líquido é bem menor, pois se refere à soma de todos os pagamentos entre empresas e, portanto, há dupla contagem no total, foi fruto da enorme compressão tarifária sofrida pelas empresas por um período de quase 10 anos. O gráfico a seguir, evidencia a dimensão da compressão tarifária do período.

A legislação então vigente, de concessão de serviço público era baseada no princípio do custo do serviço mais uma remuneração legal. Como a tarifa durante esse longo período foi reajustada abaixo da inflação, uma conta de resultados a compensar foi criada para ressarcir as empresas pela remuneração abaixo da estabelecida na legislação.

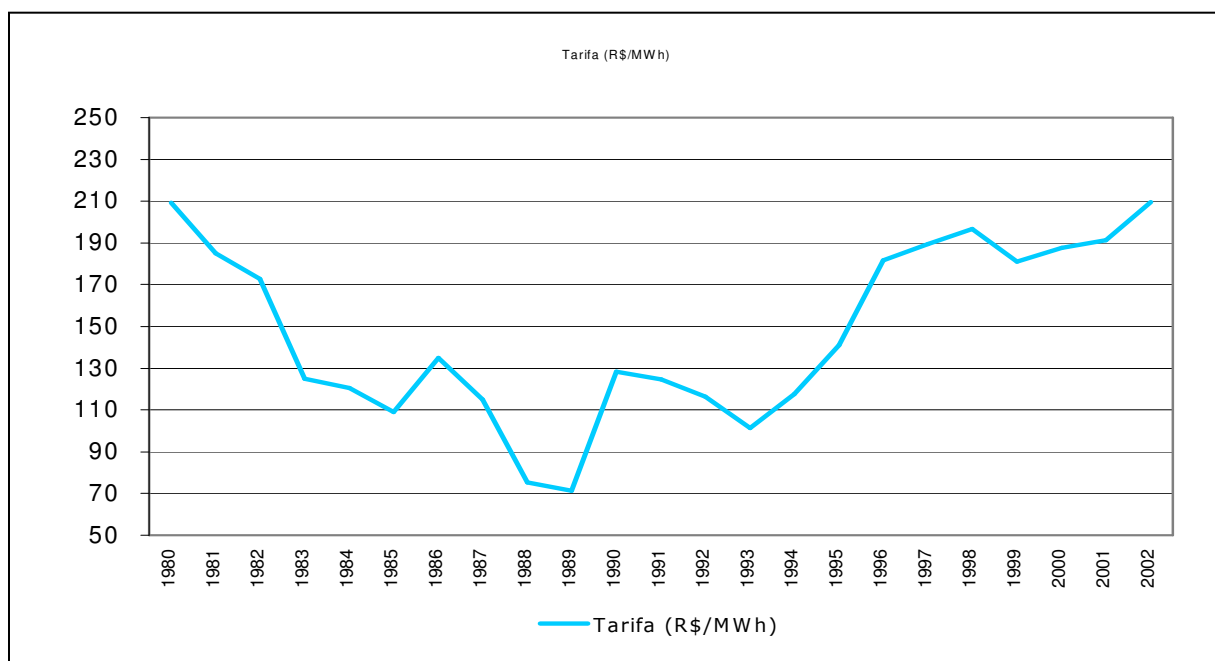


Gráfico 1- Tarifa residencial de preços em 2002, deflacionadas pelo IGP.
Fonte: Eletrobrás e cálculos próprios.

Para os próximos anos a tendência não é diferente. Além de toda a reestruturação do setor elétrico, que tende a elevar o preço da energia, num primeiro momento, em 2004 todas as distribuidoras terão direito de revisar o nível de suas tarifas. Uma medida legal, prevista nos contratos de concessão, que tem como objetivo reposicionar a tarifa em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais e de remuneração adequada de investimentos, garantindo o equilíbrio financeiro das empresas.

No Brasil, os consumidores residenciais de energia elétrica quitam uma das tarifas mais altas do mundo, cuja distorção cresce se considerarmos a relação com a renda média da população. Segundo Tolmasquim & Pires (1998) houve um forte aumento na tarifa de fornecimento no Brasil a partir de 1989, justificável em parte, pela necessidade de se recuperar as baixas tarifas praticadas na segunda metade da década de setenta, visando promover a política industrial ou macroeconômica.

Contudo, a renda do trabalhador esta decaindo. Houve uma redução de 4,3% em 2004. É a sétima redução seguida de rendimentos. De 1997, quando iniciou a trajetória de queda, até 2004, houve uma diminuição de 20,6% dos ganhos médios dos brasileiros, segundo informações da Pesquisa Nacional de Amostra por Domicílios (PNAD) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 19,9% da população economicamente ativa está desempregada, somente na Grande São Paulo. (IBGE, 2004).

O mercado consumidor brasileiro é o sétimo do mundo, contudo, apenas um terço da população pode ser considerada apta ao consumo. O Instituto World Watch, com sede em Washington, afirma que a classe consumidora engloba pessoas que tenham renda equivalente a dez mil reais anuais.

Enquanto isso, muitas empresas do setor elétrico estão enfrentando sérias dificuldades para quitar os empréstimos contraídos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES), para que, na época das concessões, os interessados pudessem adquirir as empresas públicas de energia elétrica.

Safatle (1999) apresentou uma lista das trinta empresas mais endividadas em dólar, segundo a Lloyds Asset Management (LAM), algumas pertencem ao setor de energia elétrica. Dentre elas temos as brasileiras: Eletrobrás, Companhia Energética do Rio de Janeiro, Eletropaulo Metropolitana, Gerasul, Companhia Energética de São Paulo e Light.

Três dos seis grandes consórcios que participaram da privatização das empresas de energia elétrica solicitaram ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social a renegociação de suas dívidas.

Em 2004, segundo estimativas do próprio BNDES, há um passivo de US\$ 20 bilhões, relativos aos empréstimos concedidos as empresas vencedoras das concessões do setor elétrico.

O BNDES ainda concedeu em abril de 2003 um repasse de R\$ 2 bilhões às distribuidoras para que essas empresas possam cobrir os rombos provocados, em seus orçamentos, pelo descasamento da compra da energia de Itaipu, com pagamento corrigido pela variação cambial, e sua revenda, em reais, para os consumidores, com prejuízo para toda a sociedade.

Já em agosto de 2003, houve um repasse de 3 bilhões de reais, as empresas elétricas, com prazo de carência de oito anos e juros anuais de 4%.

Essas mesmas empresas tiveram, no governo anterior, via Medida Provisória, direito à R\$ 558,10 milhões do Tesouro Nacional, como pagamento pelo bônus dados aos consumidores durante o racionamento como forma de premiá-los pelo esforço de reduzir o consumo. Na época, o dinheiro saiu dos cofres das elétricas.

Assim, vemos que há por parte tanto do governo anterior como do atual, uma política de socialização dos prejuízos, como no início do século XX, quando toda a sociedade pagava pela falta de lucro da cultura cafeeira.

Há, também, uma grave afronta a legislação vigente. Considera-se empregador, de acordo com o que dispõe o artigo 2º da Consolidação das Leis Trabalhistas (CLT) “a empresa, individual ou coletiva, que, *assumindo os riscos da atividade econômica*, admite, assalaria e dirige a prestação pessoal de serviço.”, (Brasil, 2002).

Fica evidenciado que, toda empresa, qualquer que seja seu tamanho e importância, deve assumir os riscos da atividade a que se destina.

Não é, contudo, o que está ocorrendo. É correto dizer que, todos os empréstimos concedidos as empresas do setor elétrico, para a privatização, seguro apagão e variação cambial do dólar, foram feitos pelo Tesouro Nacional, via BNDES, ou seja, dinheiro público, originado dos impostos pagos por toda a sociedade.

Segundo dados da empresa de consultoria Economática, a dívida total do setor elétrico em 2003 ultrapassava R\$ 96 bilhões, o que inclui o principal, juros, correção monetária e multa contratual. Os consecutivos prejuízos registrados nos últimos anos corroeram o capital investido pelas companhias, enquanto suas dívidas, boa parte em moeda estrangeira, avançaram com velocidade.

O endividamento médio das companhias está em torno de 81% do patrimônio líquido. Contudo, algumas empresas já apresentam patrimônio inferior às suas dívidas. Caso específico da Elpa, que tem uma dívida de 6,6 bilhões, e um patrimônio de 354 milhões de reais.

A Espírito Santo Centrais Elétricas Sociedade Anônima (Escelsa), primeira empresa a ser privatizada no setor elétrico nacional, devia 1000% mais que seu patrimônio, em 2003. Entretanto, após a aquisição de 65% das ações com direito à voto, por parte de sua controladora internacional, Eletricidade de Portugal (EDP) da empresa Enersul, que atua no Estado do Mato Grosso do Sul, a dívida da empresa abaixou para 530% do patrimônio líquido. A empresa sul-matogrossense é saudável financeiramente.

A distribuidora do Rio de Janeiro, Light, deve algo em torno de 500%, segundo informações oriundas do Ministério das Minas e Energia, mas somente no último semestre, acumulou uma dívida de R\$ 33,4 milhões.

A importância da relação entre esses dois fatores, patrimônio e dívida, é que, quanto maior o índice, maior a dificuldade das empresas em levantar empréstimos com terceiros. Assim, sem condições de acessar o mercado de crédito e com prejuízo em caixa, as companhias acabam não conseguindo quitar seus compromissos, ficam inadimplentes e correm os riscos de quebrar.

A situação das elétricas não é nada confortável, levando-se em conta a queda de faturamento por causa do recuo do consumo, grande carga tributária e o alto

endividamento. A soma dessas variáveis acaba fortalecendo questionamentos sobre a capacidade das companhias em honrar seus débitos, principalmente, porque algumas controladoras externas não pretendem mais injetar dinheiro no Brasil para socorrer suas subsidiárias.

Toda essa situação ainda é agravada pela elevada inadimplência. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, ABRADDEE, o setor público lidera os índices de atrasos nos pagamentos.

Para a ABRADDEE, em julho de 2004, último índice disponível, a inadimplência geral do Brasil estava em 7,44%, diante de um faturamento de R\$ 53 bilhões. Nas residências os atrasos observados representam 5,8%, na indústria 4,9%, no comércio 5,6%. Os órgãos públicos, em média, têm um índice de 28,5%, a iluminação pública 31,5% e empresas e serviços públicos 19,3%.

4. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A avaliação das experiências internacionais na gestão do setor elétrico é importante, pois cada nação procura nortear sua produção de energia para movimentar seu parque industrial e a sociedade como um todo, respeitando suas características, tais como disponibilidade de recursos naturais, extensão territorial, população, relevo e clima, sem esquecer de lições aprendidas em outras nações.

4.1 Chile

O exemplo do ocorrido no setor elétrico chileno, que passou por um processo pioneiro de reestruturação e privatização na América Latina, com a meta de estabelecer eficiência na produção e no consumo energético, além de minimizar a presença do Estado, deve ser estudado.

Elgueta (1999) afirma que no Chile, como o Brasil, a principal fonte de geração energética é a hidráulica, seguida de derivados fosseis, como carvão e petróleo, além de não se pode desprezar a importância do gás natural e do uso da lenha.

O conceito de Estado como fonte de desenvolvimento, comum em inúmeras nações, foi adotado no Chile, principalmente, após a crise de 1929 e da segunda guerra mundial entre 1939 e 1945. Assim, a CORFO, Corporación de Fomento de la Producción, a agência de desenvolvimento local, funda em 1943, a Empresa Nacional de Eletricidad Sociedad Anônima, ENDESA, que tinha, à época, a missão de auxiliar nas políticas de industrialização e implementação de um plano nacional de eletrificação.

O setor elétrico era regulamentado por quatro leis: 1) O Reglamento de Concesiones, Decreto 385/1934; 2) o Reglamento de Explotación, Decreto 3386/1935 e Reglamento de Instalaciones Eléctricas; 3) Decreto 1280/1971, todos do Ministerio del Interior. Havia, outrossim, a Ley General de Servicios Eléctricos, 04/1959.

No Chile, o chamado Decreto Lei é emanado pela Presidência da República com a aprovação parlamentar. É similar a nossa medida provisória.

Inostroza (1994) assevera que o arcabouço jurídico chileno conferia ao Estado o poder de conceder, realizar investimentos, fixar tarifas e explorar serviços, por intermédio de seu órgão fiscalizador, a Superintendencia de Servicios Eléctricos, Gás e Telecomunicaciones. A Comisión de Tarifas, vinculada ao *Ministério da Economia*, fixava os preços, com reajuste semestral, prevalecendo os critérios políticos aos econômicos.

Tohá (1994) estudou o processo de privatização do setor elétrico chileno e afirma que ele pode ser dividido em dois momentos. No primeiro, entre 1974 e 1979, empresas estatizadas, durante o governo Allende (1971/1973) retornaram aos seus antigos proprietários, além de privatizar as maiores empresas estatais. Em uma segunda etapa, entre 1984 e 1989, empresas setoriais de menor porte e participações acionárias do governo nas mais variadas companhias públicas foram vendidas.

A Comisión Nacional de Energia (CNE), criada em 1978, é o órgão encarregado da implementação do novo modelo energético, sendo responsável pela privatização das empresas estatais e apresentação de um novo marco regulatório.

O Ministério de Minería promulgou o Decreto por Fuerça de Ley 01/1982, a Ley de Servicios Eléctricos, que estabelecia um conjunto de regras que incentivou a participação do capital privado no setor elétrico, regulamentando a produção, a distribuição, as concessões e as tarifas, revogando as leis anteriores.

Bernstein (1988) verificou um processo de desverticalização das empresas integradas, desmembramento em atividades de geração, transmissão e distribuição, com o objetivo de ampliar o número de empresas competidoras no setor elétrico. É interessante notar que durante a reforma institucional, foram colocados dispositivos que obrigaram as empresas ainda estatais a competirem com empresas privadas nas mesmas condições.

Ainda segundo Elgueta (1999), houve uma drástica redução da carga tributária, que visava a terminar com as distorções provocadas pelo cruzamento de impostos e, concomitantemente, redução de sua alíquota, no caso do Imposto Valor Agregado (IVA), e eliminação de vários outros, o que incentivou o reinvestimento das empresas privatizadas.

Foram mantidos os preços regulados em áreas com características monopolísticas. Instituiu-se um órgão encarregado pelo despacho, a concorrência no atacado, o mercado de curto prazo (*spot*) no suprimento e contratos entre os grandes consumidores.

Hachette (1993), diz que as bases ideológicas do processo de privatização do setor elétrico do país foram o liberalismo, pois considerou o mercado como ferramenta fundamental do incremento econômico. Em longo prazo, propunha-se a eliminação da pobreza extrema, com nível pleno de emprego, crescimento sustentável com estabilidade dos preços.

Elgueta (1999) afirma que as primeiras privatizações realizaram-se por intermédio de licitações públicas. Posteriormente, pacotes de ações foram adquiridos por grupos econômicos ou, ainda, fundos de pensão em operações na bolsa de valores local. Concomitantemente, foram entregues participações acionárias a trabalhadores como meio de indenizá-los pelos anos de serviço.

Bernstein (1988) destaca que uma das conseqüências resultantes do processo foi à diversificação dos postos de trabalho. Observa-se que com a privatização e a reforma

tributária, houve uma redução dos custos e a ampliação do número de postos de trabalho, além da possibilidade de um aumento relativo de empregadores dado a criação de novas empresas, mas que no caso chileno, não deve ser bem considerado devido aos casos de aglutinação de empresas.

A forma de implantação do processo, no geral, não foi aplicada de forma rápida e abrupta. Foi um processo pensado e implantado em um longo período, mas mesmo assim foram cometidos alguns erros devido ao pioneirismo e à própria complexidade do objeto, e que vem servindo de exemplo às outras nações. Um dos pontos negativos, que a tarifa de energia elétrica ao consumidor final que é binômica, onde se paga pela energia e pelas condições do sistema (pico) de forma integral, não faz distinção entre os consumidores. Esse fato reforça a idéia de que a presença de mecanismos tarifários que favoreçam as classes de consumo ou regiões com menores condições sociais não é uma característica apresentada nas reformas setoriais orientadas pelo mercado competitivo com a participação minimizada do Estado.

Para Maldonado (1995), o processo chileno possui um aspecto peculiar. A implementação de um marco regulatório anterior ao início do processo de privatização, implicou na segurança e na garantia de eficiência do sistema pós-privatização. Contudo, não foram estabelecidas normas que se comprometiam com a segmentação do mercado nas áreas de geração, transmissão e distribuição, o que levou a integração vertical do setor.

Entretanto, segundo Matsudo (2001) dentre as possíveis conseqüências resultantes dessa desverticalização, houve uma falha reconhecida no processo chileno, onde se abriu a possibilidade de empresas de geração e distribuição se integrarem, visando aumentar o poder de mercado através da obtenção de economias de escopo. A ENDESA, principal geradora do país, é dona de 60% da geração e de todo o sistema de transmissão. A ENERSIS é a empresa de distribuição mais importante do Chile, e que é uma das principais acionistas da ENDESA. Assim, houve uma certa concentração de empresas

privadas de geração e distribuição que preocupa a questão da competitividade no setor. A ENDESA é dona de 60,62% das ações da ENERSIS, que, por sua vez, detém 59,98% das ações daquela. Ambas pertencem ao grupo elétrico espanhol ENDESA.

ENERSIS S.A. importante empresa multinacional de geração e distribuição de energia elétrica, foi fundada em 1921. Seu processo de expansão internacional iniciou-se em 1994, após as aquisições das empresas que distribuem energia elétrica para o Peru e da grande Buenos Aires, na Argentina. Participa acionariamente, também de empresa com sede na Colômbia. No Brasil, em 1996, adquiriu a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (CERJ), em 1998 a Companhia de Eletricidade do Ceará (COELCE).

No momento, segundo Elgueta (1999) o mercado elétrico é dividido em onze empresas de geração e transmissão, vinte e sete distribuidoras e duas que geram, transmitem e distribuem. A geradora mais importante é a ENDESA que produz 38% da energia vendida no país.

Para inúmeros especialistas, tais como Inostroza (1994), o processo de privatização das empresas chilenas do setor energético, foi caracterizado pela falta de transparência, de informação e, principalmente, pela mudança de metas e de mecanismos constantes. Não foram consideradas críticas, com fortes argumentos técnicos.

Nos meses finais de 1998 e até abril de 1999, o Chile sofreu um período de racionamento de energia, com cortes do fornecimento de eletricidade aos consumidores. Para Elgueta (1999) suas causas são diversas, tais como a uma seca extrema, que provocou a diminuição da produção de energia elétrica de base hidráulica, falhas na capacidade térmica de novas centrais a gás natural e mazelas de autoridades públicas.

Elgueta, (1999), ainda afirma que o processo de reforma do setor elétrico, criou um marco regulatório e institucional, e estruturou em mercado segmentado nas áreas de geração, transmissão e distribuição. A privatização buscava alocação de recursos.

Lamentavelmente, constata-se, hoje, um alto grau de concentração da propriedade e integração vertical, o que gera importantes barreiras de entrada de novos investimentos, o que questiona os fundamentos da reforma realizada no país.

O modelo chileno levou o setor a se desenvolver, baseado na enorme participação privada e uma pequena regulamentação, mas também não garantiu segurança e confiabilidade que o sistema necessita.

4.2 Canadá

Ripert (1996) diz que no Canadá, país rico em recursos naturais e de tamanho continental, a política energética é o amálgama de numerosos interesses, refletindo não somente a divisão da jurisdição entre os níveis federal e provincial, mas também, as diferenças aspirações de cada um destes agentes. Na constituição canadense não há regras para definir os papéis a serem desempenhados pelos governos provinciais e o federal na administração do setor energético. A negociação é sempre necessária.

As Províncias, como detentores de recursos naturais, têm o poder de limitar a produção e com isso regular a oferta interna do produto no Estado e o que será exportado. O controle do comércio exterior cabe ao governo. O papel do governo federal canadense é, portanto, além de investir nas províncias, como em infra-estrutura, mas também a de administrar a divergência de interesses entre eles, sendo que cada ente federativo, deve administrar sua organização do setor elétrico, cada Província mantém sua proposta de trabalho.

A Província de Ontario é a segunda maior do Canadá. Possui, aproximadamente um milhão de quilômetros quadrados, onde habitam perto de doze milhões de pessoas. Diante da necessidade energética, foi introduzido um elaborado plano estratégico, de longo prazo, com o objetivo de torná-la mais eficiente, e menos dependente do petróleo e derivados.

Foi criada, para atender a demanda de energia uma sociedade monopolista, em 1906, a Hydro Ontário, que responde por 85% da eletricidade produzida na Província. A empresa, segundo Freeman (1996) é proprietária de noventa e cinco centrais elétricas, sendo que vinte e cinco são movidas por combustíveis fósseis, tais como carvão, petróleo e gás natural, o que gera cerca de um terço da energia necessária. Metade é gerada por usinas nucleares, nas cinco centrais que ainda estão em funcionamento. As usinas hidrelétricas são em número de sessenta e cinco, todas de pequeno porte, e correspondem a apenas um sexto de toda a geração.

Ontário definiu metas de eficiência de níveis de substituição dos combustíveis fósseis, pois não possui reservas importantes de petróleo, carvão ou gás natural, que são insumos geralmente importados do Estado de Alberta, a elevados custos, para satisfazer as necessidades dos setores residenciais, comerciais, industriais e transporte. Para obter resultados, foram definidos programas específicos de energia alternativa a serem custeados com recursos próprios e do governo federal.

À frente esta uma cópia, verdadeira, de conta emitida pela Hydro-Ontário.

Your electricity bill



Account Number
000 222 429 023 5160 1
 Meter Number
1797190

BSM
 NOV 18 2004

BATA SHOE MUSEUM FOUNDATION
 327 BLOOR ST W
 TORONTO ON

481.42

AFC 63050

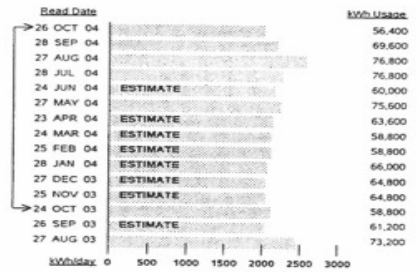
Statement Date	Nov 15 2004
Amount Due	\$5,557.81
Due Date	Dec 01 2004
Amount Paid	
Contact us at 416.542.8000	Web site www.torontohydro.com

Page 1 / 1
 A 1.5% monthly late payment interest charge will be applied if received after due date

Your Electricity Charges

Electricity 58520.640 KWH @ \$0.05096	2,982.21
Delivery Distribution Charge 179.200 KVA @ \$5.46000	978.43
Transmission Charge 112.000 KW @ \$4.00000	448.00
Customer Charge	27.71
Regulatory Charges Wholesale Operations Charge 58520.640 KWH @ \$0.00620	362.83
Standard Supply Service Charge	0.23
Debt Retirement Charge 56400.000 KWH @ \$0.00700	394.80
Your Total Electricity Charges	5,194.21
G.S.T. (G.S.T. Registration 89671 8327 RT0001)	363.60
Your previous charges Amount of last bill	7,156.27
Total Payments-Thank you	7,156.27
Balance Forward	0.00
Total Due by Dec 01 2004	\$5,557.81

Compare your daily usage



Switch and save with Compact Fluorescent Light Bulbs (CFLs). Each CFL uses 75% less electricity, lasts 10x longer and saves \$6/year over traditional bulbs.

Your bill has changed. It gives you more information that's easier to read. See the notice in your bill envelope to learn more.

Your electricity usage

Meter Number	Number of Days	Read Type	Current Meter Reading/Date	Previous Meter Reading/Date	Billing Mult.	kWh Used	Loss Factor Adjustment	Adjusted kWh Used
1797190	28	Act.	2663 OCT 26 2004	2616 SEP 28 2004	1200	56400	1.0376	58520.640
						Units Self-Contained	Demand KW Adjusted KW	Demand KVA Adjusted KVA
						1	120.000 112.000	192.000 179.200

Receive & pay your bill on the internet. Sign up #693291

Please detach and return this section with your payment made payable to Toronto Hydro-Electric System Ltd.

Account Number:
000 222 429 023 5160 1

Statement Date:
Nov 15 2004

A 1.5% monthly late payment interest charge will be applied if received after due date

816
 BATA SHOE MUSEUM FOUNDATION
 327 BLOOR ST W
 TORONTO ON M5S 1W7

R
 39

Amount Due: **\$5,557.81**

Due Date: **Dec 01 2004**

Amount Paid:

42333 00022242902351601 000555781 000555781

⑆ 3 56 9 900 ⑆

96

Figura 01: conta Hydro-Ontário.

Fonte: Bata Shoe Museum Foundation, 2004.

Outra Província importante é a de Quebec, que tem uma superfície de um milhão e setecentos mil quilômetros quadrados, de tamanho proporcional a três França ou a cinco Japão, local de residência de oito milhões de pessoas. É uma região rica em recursos hídricos e, famosa pela produção de energia elétrica de base hidráulica.

Québec possui três bacias hidrográficas importantes, Ungava, no norte, a Baía de Hudson, ao centro e, a bacia atlântica ao sul, onde estão localizadas suas principais usinas hidroelétricas como pode ser demonstrada pelos mapas que seguem:

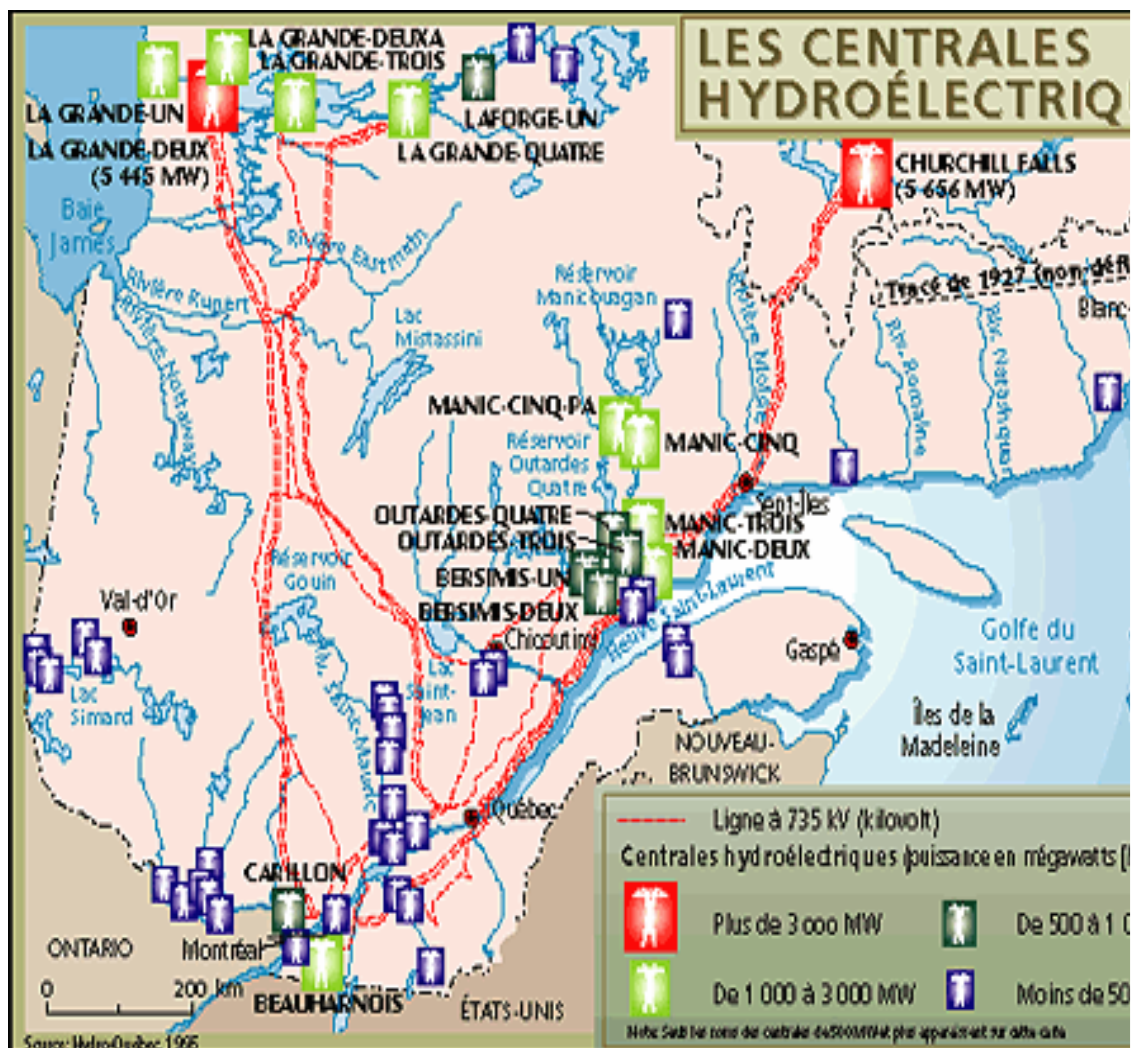


Figura 02- Centrais elétricas de Québec.

Fonte: Hydro-Québec, 2004.



Figura 03- Bacias hidrográficas de Québec.

Fonte: Hydro-Québec, 2004.

A eletricidade ocupa na província de Québec a primeira posição entre as formas de energia, seguida do petróleo e do gás natural. Há, hoje, oitenta e três centrais hidroelétricas espalhadas por todo o território do Estado, o que representa, aproximadamente, 94% do total da energia produzida. Québec ocupa, em 2004, o quarto lugar em geração mundial de eletricidade de base hidráulica, segundo Fleury (2004) atrás somente dos Estados Unidos, Brasil, e da Rússia.

O governo local, em 1944, após a expropriação de todos os bens da companhia Montreal Light, Heat and Power Consolidated, que gerava, distribuía e transmitia gás natural e eletricidade para o Estado, organizou uma nova sociedade estatal, por iniciativa da Commission Hydroélectrique du Québec, que com a exploração dos recursos, fundou a Hydroquebec, empresa famosa e importante na geração de energia.

Em 2000, a empresa maximizou sua atuação, dividindo-se em ramos de atividade. Há hoje quatro divisões. A Hydro-Québec TransÉnergie, é responsável pela transmissão, a Hydro-Québec Production, pela geração, a Hydro-Québec Distribution, pela distribuição da energia produzida pela empresa. A divisão Hydro-Québec Équipement, tem a função de adquirir e zelar pela manutenção dos equipamentos envolvidos, além de implementar pesquisas para descobrir novas tecnologias que podem ser empregadas, com sucesso, no sistema. A consequência direta dessa nova disposição administrativa foi à redução do preço médio da energia elétrica para o consumidor final. Em outubro de 2004, custava 2,79 dólares canadenses o kilowatts/hora. Dez por cento mais barato do que o ano de 1991.


Mesmo com uma redução do preço da energia, a empresa, em 1999, teve um lucro de 925 milhões de dólares canadenses e, de acordo com o último balanço financeiro, de 2003, um bilhão e seiscentos milhões de dólares. O custo reduzido está incentivando as vendas de energia, que crescem, em média, dois por cento ao ano. O aumento das vendas da empresa produziu reflexo em suas ações negociadas na bolsa, Em 2004, houve um aumento de 9,8% no valor dos papéis em relação a 1999. A empresa tem saúde financeira para autofinanciar-se em 61% de seus novos empreendimentos.

As atividades da Hydro-Québec são importantes não apenas na sua área de atuação. As aquisições de bens e serviços, necessárias para a manutenção e regular funcionamento da empresa, gera, aproximadamente 1,1 bilhões de dólares, o que cria, segundo estimativas, oito mil empregos indiretos. Houve, em 2003, pagamento de 800 milhões em impostos e 500 milhões em dividendos aos acionistas.

Para Fleury (1999) a fim de atualizar a realidade energética atual, com a legislação vigente, foi regulamentada a *Régie de l'énergie*, que é um organismo que tem a missão de conciliar os interesses públicos com a proteção aos consumidores, sem esquecer de tratar, de maneira equilibrada agentes distribuidores, transmissores e geradores. Procura, outrossim, satisfazer as necessidades energéticas da sociedade quebecana atual e, concomitantemente, prever o crescimento da demanda e aloca investimentos em infra-estrutura a fim de tornar o sistema segura e confiável.

Nesse ínterim, tem o poder de fixar e modificar as condições de aquisição de energia, pelas empresas distribuidoras e transmissores, e, também, alterar o valor das tarifas ao consumidor final, atendendo as exigências de cada momento. Frequentemente, utiliza o expediente e promove incentivos, como redução de carga tributária, ou elevação de preços por prazo determinado, com o objetivo de incentivar a geração de energia, diminuição de custos de produção e buscas por novas tecnologias.

À frente, figura 04, temos uma conta de energia elétrica expedida pela Companhia Hydro-Québec, em que o consumidor, pelos cinquenta e oito dias apurados, entre 01 de abril a 29 de maio de 2004, consumiu 600 kW, o que lhe custou 61,28 dólares canadenses. A carga tributária informada na conta é simples. 7,0% para o município, 7,5% para o governo da Província e um imposto, chamado Revendence, quitado por dia em que a energia é fornecida, ao custo de 0,4064 centavos. A cotação do Dólar Canadense é, segundo o jornal O Estado de São Paulo do dia 13 de novembro de 2004, de R\$ 2,36.



Hydro Québec

Numéro de compte
123456 012345

Facture
Hydro Direct

C.P. 11003 CENTRE-VILLE
MONTREAL, QUEBEC H3C 4T3
Facturation et service : (514) 385-7252
Pannes et urgences : 1-800-790-2424
Chauffe-eau : 1-800- ENERGIE
Télécopieur : (514) 858-2871

Services fournis à
LEON LAMPION
1234 EUREKA
LAPRISE
L1A 2J8

Date de facturation
Le 31 mai 2004

Pour la période

Calcul de la consommation

réf.	du	au	nombre de jours	relevés		différence	x	multiplicateur =	consommation
				nouveau	précédent				
01	2004 04 01	2004 05 29	58	3122	3062	60	10		600 kWh

Votre compte s'établit ainsi :

27 février 2004 : solde 70,34\$
7 mars 2004 : paiement = merci -70,34\$

001 Au tarif domestique D pour 58 jour(s):
Redevance d'abonnement: 0,4064 \$ x 58 jour(s) 23,57 \$
Consommation : 600 kWh
Les 30 premiers kWh par jour: 600 kWh x 0,0495 \$ 29,70 \$
Le reste de la consommation : 000 kWh x 0,0624 \$ 0,00 \$

53,27 \$

T.P.S. 7,0 % 3,73 \$

57,00 \$

T.V.Q. 7,5 % 4,28 \$

61,28 \$

70,34\$

-70,34\$

23,57 \$

29,70 \$

0,00 \$

53,27 \$

3,73 \$

57,00 \$

4,28 \$

61,28 \$

Payer en retard entraîne des frais calculés à un taux composé de 1,2% par mois (15,39% par an) à partir de la date de facturation.

Échéance **Le 21 juin 2004**

Montant à payer **61,28 \$**

Consommations antérieures

du	au	jours	kWh	montants
2003/03/28	2003/05/28	61	690 R	64,99 \$
2003/05/28	2003/07/27	60	710 R	65,62 \$
2003/07/27	2003/09/25	60	770 R	68,90 \$
2003/09/25	2003/11/28	64	1000 R	83,24 \$
2003/11/28	2004/01/30	63	910 R	77,87 \$
2004/01/30	2004/04/01	62	780 R	70,34 \$
R : Réel		370	4860	430,96 \$
E : Estimé				

Prenez soin de toujours dégager la voie d'accès à votre compteur pour que le releveur puisse faire son travail en toute sécurité. Rangez tout objet sur lequel il pourrait trébucher et n'empilez pas votre bois de chauffage à proximité.

Renseignements importants au verso. Conserver cette partie.
Détacher cette partie et la joindre au paiement. Merci

NE PAS AGRAFER. MERCI

Cette facture peut être réglée dans les établissements financiers autorisés.

Échéance **Le 21 juin 2004**

Numéro de compte **123456 012345**

Montant à payer **61,28 \$**

Montant versé

2105-01
LEON LAMPION
1234 EUREKA
LAPRISE
L1A 2J8

77410208091802000005873 410208091802 000005873 08 0

Figura 04. Fatura da Hydroquebec.

Fonte: Hydro- Québec, 2004.

4.3 Estados Unidos.

A diversidade geográfica e o desenvolvimento regional autônomo do setor elétrico dos Estados Unidos levaram à formação de sistemas elétricos regionais, com características bastante distintas, o que incentivou a criação de um grande número de empresas.

Segundo a Energy Information Administration, EIA, baseados em dados de 1998, existe grande diversidade de recursos naturais utilizados na geração elétrica entre as diversas regiões do país. Do total da energia gerada, 10% são de origem hidráulica, 56% de carvão, 19% nuclear, 9% com base no gás natural, 2% a óleo e 4% com base em outras fontes (geotérmica, biomassa, solar, eólica etc.), sendo que a maior parte da geração hidráulica é de propriedade pública.

Em 1998, os dados da EIA, demonstravam que a grande maioria da energia vendida para consumidores finais eram feitos por 243 concessionárias privadas (76,10%), as chamadas Investor Owned Utilities (IOUs), O restante das vendas distribui-se por concessionárias públicas federais (1,7%), estaduais (3,3%) e municipais (11,1%), as cooperativas (7,8%).

Smith (1996) afirma que o setor de energia elétrica nos Estados Unidos é regulado por um modelo tripartite, a partir da atuação de órgãos reguladores em nível federal, a Federal Energy Regulatory Commission (Ferc), e estadual, a Public Utilities Commission (PUCs) e da ação complementar de instituições antitruste, como o Department of Justice (DOJ) e a Attorney General (AG), respectivamente, nos níveis federal e estadual.

As decisões regulatórias são influenciadas por *lobbies*, já que as diretorias da Ferc e das PUCs são nomeadas pelo presidente e governadores, respectivamente. Além disso, os orçamentos anuais são determinados pelo Congresso.

Desde os anos 30, e, por aproximadamente quarenta anos, em estudo de Boutes & Trochet (1995) o modelo regulatório era caracterizado pela predominância hierárquica do poder estadual em relação ao papel desempenhado pela Ferc. Essa situação foi definida pelo primeiro marco regulatório significativo do setor elétrico norte-americano, o Public Utility Holding Company Act (Puhca), de 1935. Até então, as áreas de atuação das empresas envolviam uma ou mais regiões, sem que houvesse qualquer impedimento legal para isso. A ação conjunta das PUCs e da Security Exchange Commission (SEC), segmento da Ferc que regula os intercâmbios de energia, passou a limitar as atividades de cada empresa à sua área de concessão regional, o que não impediu, entretanto, a criação de holdings, que estavam sujeitos a distintos regimes regulatórios estaduais.

Uma combinação de pressões advindas da crise energética na década de 70, elevação da inflação, pressões ambientais e inadequação do regime regulatório levaram o Congresso norte-americano a aprovar, em 1978, o Purpa Act, que, entre outras medidas, visava reduzir o número de instalações das empresas elétricas federais, diminuir as tarifas, encorajar a conservação de energia e estimular a entrada de produtores independentes de eletricidade com base em fontes energéticas renováveis.

O objetivo da Purpa Act era, segundo Klimanm (1995), de estimular a busca de alternativas de menor custo de geração. Seu princípio é do *custo evitado*, ou seja, somente seria aprovada a construção de novas usinas geradoras caso o custo do empreendimento fosse menor que a aquisição de energia de produtores independentes, são as *qualifying facilities* (QFs). O custo do sistema era definido por meio de licitações, realizados pelas concessionárias, nos quais as QFs ofertavam seus blocos de energia e tinham a garantia de que toda a energia gerada seria adquirida pelo custo evitado das concessionárias.

O aspecto positivo do Purpa Act foi à alteração do padrão dos investimentos em geração, viabilizando o surgimento de um novo mercado de suprimento, tradicionalmente cativo das concessionárias de geração, com a entrada de um número expressivo de plantas de geração com menor custo ambiental.

O aspecto negativo foi o reforço à manutenção do paradoxal fenômeno de sobrecapacidade combinada com o aumento das tarifas, o que está relacionado a três fatores: em primeiro lugar, à forma como muitos Estados aplicaram o conceito de custo evitado, o que não incentivou o início de atividades de inúmeras plantas. Um exemplo, citado por Smith (1996), foi a lei estadual de Nova York que, a princípio fixou um preço mínimo de 6 ¢p/kWh (seis cents de dólar por kilowatts hora) para a energia fornecida por produtores independentes. Quando a lei foi abolida, em 1992, o preço de mercado da energia gerada era de 2 ¢p/kWh, o que era bastante reduzido em relação aos custos de produção.

A Purpa Act, também, manteve praticamente sem mudança o regime tarifário vigente, que era baseado no custo do serviço, no qual, a receita das concessionárias era obtida por intermédio da aplicação de taxa de retorno sobre todos os custos inseridos na prestação dos serviços. Michaels (1996) ressalva que, a despeito da grande diversidade de preços praticados pelas concessionárias estaduais, as tarifas para consumidores residenciais triplicaram, em termos nominais, entre 1970 e 1985, representando um aumento real de 25%, no mesmo período os consumidores industriais, tiveram um aumento real de 86%, quadruplicando seu valor.

O terceiro motivo foi à inexistência de garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão, conhecida como Thirdy Part Access (TPA), o que provocou a possibilidade das concessionárias negar ou estabelecer condições impossíveis de serem satisfeitas, inviabilizando, dessa forma, contratos de venda de energia de um produtor independente com grandes consumidores ou outras concessionárias.

Pires (1999) afirma que a constituição de mercados atacadistas e a garantia de acesso aos sistemas de transmissão, livremente, foram estabelecidas pelo Energy Policy Act, de 1992. Esses aspectos serviram para implementar novas políticas regulatórias, tais como a pressão dos consumidores industriais sobre as agências reguladoras estaduais, a fim de terem acesso à rede de transmissão e negociar suas necessidade de suprimento, e o apoio das concessionárias públicas municipais ao princípio do TPA, estimuladas pela

perspectiva de obterem, no mercado atacadista, contratos de suprimento mais vantajosos. Desta forma as normas preconizadas pela Ferc foram fortalecidas.

No entendimento de Klimanm (1999) as reformas têm sido caracterizadas pela grande diversidade e gradualismo. Nesse país, as políticas regulatórias de garantia do livre acesso e de constituição de operadores independentes dos sistemas de transmissão, bem como de mercados atacadistas de energia elétrica, foram fundamentais para a entrada de novos agentes na geração de energia com base em plantas mais eficientes e ambientalmente aceitáveis. Apesar do aumento de novos investidores, o segmento permanece concentrado em poucas concessionárias. E há, ainda, a existência de sobrecapacidade, que é causada pelo regime tarifário que garante uma taxa de retorno para o investimento realizado pela concessionária.

Se por um lado os grandes consumidores industriais foram os que mais se beneficiaram com a liberalização dos mercados, com seus preços declinando em todas as regiões do país, ao contrário do observado para as categorias residencial e comercial. Por outro lado, as dificuldades de afirmação da autoridade regulatória federal (Ferc) têm criado grandes entraves para a regulação das transações interestaduais de energia, para o desenvolvimento de regulação técnica dos sistemas de transmissão e para a prevenção de ações de concentração de mercado.

O grande desafio regulatório, no momento, refere-se aos segmentos de transmissão e distribuição, para Pires (1999), visto que o desenvolvimento da competição nos mercados atacadista e varejista de energia depende tanto da regulação técnica quanto econômica do acesso a essas redes, garantindo, respectivamente, a confiabilidade do sistema e a remuneração adequada e não-discriminatória aos proprietários da rede.

Entretanto, permanece sem solução, a decisão de alocar investimentos na construção de novas linhas de transmissão necessários para garantir a segurança dos sistemas elétricos. O aspecto da segurança dos sistemas de transmissão dos Estados Unidos torna-se ainda mais importante pelo fato de terem um caráter regionalizado. O

sistema de transmissão de eletricidade dos Estados Unidos é composto por três grandes interconexões independentes, formados por concessionárias de geração e transmissão, que constituíram, em 1968, de um conselho operativo, denominado North American Electric Reability Council (Nerc), organizado em dez conselhos regionais, com o objetivo de definir regras de passagem da energia que assegurem a operação eficiente e confiável desses sistemas interligados.

Pires (1999) diz que é inadequado o arcabouço regulatório na defesa da livre concorrência, embora foram constituídas uma série de medidas a fim de promover a implantação de mercados atacadistas e varejistas de eletricidade, pois não existe um órgão setorial com autoridade para prevenir a concentração do mercado ou, mesmo, qualquer ação abusiva. Inexistem medidas que determinem a desverticalização do setor elétrico.

Por outro lado, é bastante grave o fato de não haver qualquer política de acompanhamento dos efeitos dos movimentos horizontais das empresas, tendo em vista, inclusive, o livre e crescente movimento de fusões e aquisições envolvendo companhias de gás e petróleo e energia elétrica. Esse fenômeno reflete uma tendência de convergência de atitudes entre empresas que atuam em vários segmentos de energia, na busca de sinergias na produção, diversificação geográfica e diminuição de seus custos operacionais.

4.4. Europa.

A organização do setor elétrico nos países europeus apresenta uma tradição histórica de infra-estrutura pública, especialmente após a Segunda Guerra Mundial, quando o setor passou a ser identificado como um fator-chave para o processo de reconstrução dos espaços nacionais. Nesse contexto, as relações interpaíses limitavam-se a acordos bilaterais para conexão de redes e compra e venda de eletricidade. A regulação européia tem um caráter implícito, estabelecer objetivos múltiplos, muitas vezes

incompatíveis, para os setores de infra-estrutura, tais como obrigações de serviço público, metas macroeconômicos e ganhos de eficiência produtiva.

Entretanto, o aprofundamento do processo de integração política e econômica e a necessidade de que haja uma redução do custo de energia para trazer impactos positivos na competitividade internacional das empresas européias vêm aumentando a adesão dos estados membros a um conjunto de propostas para uniformização e liberalização do mercado de energia elétrica, baseado na interconexão das redes de transmissão e na garantia de livre acesso. Em 1990, segundo Klom (1997) a Comissão Européia (CE) adotou um programa gradual para a implementação do mercado interno de energia, com ênfase em soluções negociadas e baseadas no princípio da subsidiariedade, por meio do qual determinadas matérias que não estejam regulamentadas no âmbito nacional podem ser submetidas à lei geral européia.

Entretanto, Pires, (1999) afirma que a diversidade de interesses nacionais e de características dos sistemas elétricos dos países membros se reflete num ritmo diferenciado de implementação de medidas que viabilizem o mercado interno de energia. Apesar disso, é possível verificar uma tendência em prol da unificação de políticas que promovam o incentivo à entrada de produtores independentes e o livre acesso aos *grids* de transmissão. Uma das maiores dificuldades para a aceleração das reformas tem sido a ausência de agências regulatórias nacionais independentes, com capacidade e credibilidade para arbitrar conflitos e remover as barreiras à entrada no mercado de eletricidade.

4.4.1 França

Na França, em estudo feito por Ripert (1996), a política energética foi descentralizada pelos seis mil municípios, quase cem departamentos e vinte e duas regiões, no incentivo ao uso racional de recursos energéticos e no desenvolvimento da produção de energia.

Dezoito por cento da energia produzida é de fonte renovável, ou seja, recursos hídricos, eólicos biomassa, gás natural e geotermia. O petróleo responde por 3,0%, o carvão 4,0% e a energia nuclear, a despeito dos esforços para eliminá-la, ainda detém 75%. As empresas são públicas, com monopólio vertical na geração, transmissão e distribuição.

Tal como aconteceu em vários países, notadamente após a primeira choque do petróleo, a França instituiu, em 1974, seu primeiro órgão de conservação de energia, a Agence pour l'Economie d'Energie, AEE, que foi transformada por um decreto de maio de 1982, em Agence Francaise pour la Maîtrise de l'Energie (AFME).

A fusão da AFME com outras duas agências do governo francês, uma responsável pela qualidade do ar, e a outra pela recuperação ou eliminação dos resíduos sólidos, gerou a Agence de l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie, a ADEME, que tem o dever de compatibilizar as políticas nacionais com os programas e interesses locais, instituindo programas de eficiência energética, busca por novas fontes renováveis de energia e pesquisar tecnologias a fim de diminuir os impactos ambientais.

A ADEME conduz seus programas por intermédio de seus setecentos funcionários, espalhados por todo o território francês, em vinte e seis delegações regionais, que tem o papel de definir e implementar as políticas e as ações da agência, sendo responsável pelo desenvolvimento local e com a criação de empregos, devendo, para tanto, relacionar-se com as empresas e os poderes públicos municipais sob sua jurisdição.

A agência tem um orçamento, previsto para o ano de 2004, de US\$ 267 milhões, que provem de cinco formas. Dotações orçamentárias do Ministério da Industria, Meio Ambiente e Pesquisa; taxas municipais sobre produção de resíduos sólidos, que são destinados ao tratamento de lixo e reciclagem de materiais, dentre outras; taxas municipais de poluição, destinadas ao controle da qualidade do ar, água e solo; fundos

oriundos de serviços prestados pelos seus quatrocentos funcionários técnicos e, venda de suas publicações.

A região de Nord-Pas de Calais, situada próximo à fronteira com a Bélgica, e banhado pelo canal da Mancha, merece destaque. O local é grande produtor de energia desde o início do século XVIII, primeiro com o carvão e depois com a eletricidade. É forte consumidor de gás natural.



Figura 05: região de Nord-pas de Calais.

Fonte: Governo da França, 2004.

Em função de sua disponibilidade de energia, a região tem presença marcante da indústria siderúrgica, têxtil, química, naval e de material de transporte. A produção de

energia é de base hidráulica, sendo que existe forte investimento em programas de utilização racional de energia, bem como em prospecção de gás natural e petróleo, além de grandes incentivos em se buscar meios alternativos de produção de energia, como eólica, biomassa e estocagem de energia, através de baterias alimentadas por energia solar.

A característica fundamental da descentralização do setor energético francês, estudados por Thomas (1999), é o contrato de plano assinado entre o governo regional, local ou municipal, com empresas públicas e privadas, além de consumidores residenciais e industriais. São previstas as implementações de programas a serem desenvolvidos pelos contratantes; contudo, as contribuições orçamentárias são paritárias, isto é, metade cada qual, sendo, ainda, necessário que cada tomada de decisão seja de forma unânime.

A consequência desta disposição do setor elétrico da região de Nord-Pas de Calais foi que houve uma maior diversidade na matriz energética. A produção de energia por meio de carvão e de hidroeletricidade cedeu espaço para a energia eólica, biomassa, solar e geotermia.

Além disso, o uso racional de energia, reduzindo os excessos e diminuindo os desperdícios, possibilitou que indústrias grandes consumidoras energéticas, como metalúrgicas, instalassem unidades na região. Houve, portanto, incremento em recolhimento de impostos e, concomitantemente, geração de empregos.

A privatização e reestruturação do setor elétrico na Inglaterra, para Klingelhofer (1995), tem sido considerada como a mais radical experiência ocorrida, não havendo precedentes em qualquer outra economia. A forte mudança verificada tem levado outras nações a estudar o modelo e copiá-lo. Houve uma desverticalização no setor, isto é, separou-se a geração, a transmissão e a distribuição do fornecimento de energia elétrica. O objetivo último era promover a competição onde fosse possível.

4.4.2 Reino Unido.

Segundo Thomaz (1999) o Reino Unido é composto por três sistemas elétricos distintos: a) o da Irlanda do Norte, que não tem interconexão física com o restante do Reino e, até ser privatizado em 1992, era operado por um monopólio estatal, ocasião em que o segmento de geração foi fragmentado em cinco empresas. Nesse sistema, a energia produzida está lastreada em contratos de longo prazo e, até o momento, a competição praticamente inexistente; b) Escócia, composto por três empresas privadas verticalmente integradas e que desempenha importante intercâmbio de energia com a Inglaterra e o País de Gales, exportando cerca de 5% da energia consumida por esses países; e c) o da Inglaterra e do País de Gales, que representa cerca de 90% do total da demanda de energia da nação, é o mais liberalizado dos três e freqüentemente utilizado como base para reformas em outros países.

O modelo institucional do setor elétrico britânico manteve-se praticamente inalterado até 1989, com a Central Electricity Generating Board (CEGB), que era responsável pela geração e transmissão de cerca de 95% da energia comercializada no país. Newberry & Green (1996) afirmam que a CEGB, criada em 1956, é originária da Central Electricity Authority (CEA), que surgiu após a constituição de uma empresa específica para atuação na Escócia e foi criada para substituir a British Electricity Authority (BEA), que atuava em todo o Reino Unido desde a estatização do sistema, em 1947. Na Inglaterra e País de Gales, além da CEGB, existiam 12 empresas regionais de distribuição, que eram chamadas de Area Electricity Boards (AEBs). O processo de estatização, iniciado, na prática, com a criação da Central Electric Board, em 1926, para organizar transmissão, representou a absorção de cerca de 180 empresas privadas existentes.

O governo britânico fez uma experiência de introdução de competição no segmento de geração de energia elétrica, o Energy Act, de 1983, baseado na experiência norte-americana do Purpa Act, com as distribuidoras regionais sendo obrigadas a comprar

energia de produtores independentes com base no custo. Essa política regulatória frustrou-se, basicamente, em função de a CEGB ter inviabilizado a entrada de concorrentes ao reduzir as tarifas de suprimento de energia cobradas das distribuidoras, pois vendia energia para as distribuidoras regionais com base em uma tarifa única de suprimento nacional.

Em linhas gerais, a reforma do setor elétrico trouxe inovações regulatórias importantes, tais como a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição, a criação da comercialização de energia e de mecanismos que propiciaram o funcionamento competitivo dos segmentos de geração e comercialização e, ainda, a introdução de incentivos regulatórios nos segmentos de monopólio natural.

Pires (1999) diz que a estrutura regulatória foi formalizada com o Electricity Act, de 1989, que criou a posição do diretor geral de energia elétrica, Director General of Electricity Supply (DGES), que recebe auxílio técnico de profissionais especializados que compõem o Office of Electricity Regulation (Offer). Da mesma maneira que os conselheiros da Ferc nos Estados Unidos, os agentes britânicos são independentes e nomeados pelo Parlamento.

Entretanto, existem diferenças. Nos Estados Unidos as inúmeras tarefas são divididas por um colegiado, enquanto que o DGES britânico concentra para si toda a responsabilidade decisória. Também não existem organismos regulatórios estaduais no Reino Unido, gerando maior agilidade, uniformidade e eficácia na implementação da missão regulatória definida pelo Executivo.

Pires (1999) aponta algumas características da reestruturação do setor elétrico. Houve uma fragmentação dos ativos de geração da CEGB em três empresas, National Power (NP), que detém 48% do mercado, Power Gen (PG), com 30%, e Nuclear Electric (NE), com 15%. As duas primeiras empresas foram imediatamente privatizadas e a NE, após fusão com a Scottish Nuclear, originou outras duas empresas: a British Energy, privatizada em 1996, e a Magnox Electric, que permanece pública. Houve, também, a

separação vertical entre geração e transmissão, com a criação de uma empresa específica para a transmissão, a National Grid Company (NGC), que absorveu os ativos de alta-tensão da CEGB.

O estímulo à competição no setor elétrico, para Armstrong (1994), é muito mais complexo do que o idealizado inicialmente. A reestruturação britânica mostra a importância da regulação da concorrência para o controle do processo de concentração e reintegração no mercado frente aos riscos de manipulação de preços, assimetria de informações, comportamento oportunista na declaração de capacidade e de custos de combustíveis. Nesse sentido, para se adequar às novas estratégias das empresas de energia e padronizar as regras de liberalização do mercado, o governo britânico estabeleceu um regulador único para o setor de energia elétrica e gás natural, o Director General of Electricity and Gas Supply (DGECS).

Já é possível identificar evidências positivas do impacto da liberalização da comercialização. Segundo o Offer (1999), em termos médios, os consumidores residenciais vêm obtendo economias anuais em torno de trinta e cinco a quarenta libras, considerando uma conta média de 275 Libras.

Pires (1999) por sua vez, diz que o caso britânico traz substanciais ensinamentos a respeito da importância da modelagem prévia da estrutura de mercado para a afirmação de um mercado competitivo na geração e na comercialização de eletricidade. Como a configuração inicial do modelo era muito concentrada, a ação regulatória ainda não foi capaz de evitar práticas abusivas por parte das geradoras dominantes e permitir, assim, que os preços das tarifas reflitam os ganhos de produtividade advindos da introdução de plantas de geração mais eficientes.

Uma outra lição importante é a necessidade de capacitação técnica e aperfeiçoamento constante do regulador, objetivando maior eficácia no acompanhamento das estratégias, da qualidade na prestação dos serviços e da evolução dos custos das empresas, o que gerou, inclusive, o estabelecimento de um regulador único para os setores de energia elétrica e de gás natural.

Para Klingelhoefer (1995), a indústria produtora de energia elétrica teve ganho de produtividade e racionalização dos custos. Houve elevação de seus rendimentos, as ações

estão em um patamar cinco vezes maior que no momento em que foram privatizadas. Entretanto, alguns tiveram que pagar, metade da força de trabalho perderam seus empregos. Para os consumidores residenciais, o que se pode observar é uma pequena redução, de apenas 4% em termos reais. Os consumidores industriais ganharam uma diminuição dos preços em 13%.

A privatização, observada por Cowling & Sugden (1993), foi uma perda de oportunidade de se criar uma estrutura mais eficiente e que pudesse trazer, com a reestruturação, uma melhor distribuição dos ganhos para os agentes econômicos envolvidos. No setor elétrico, às queixas dos consumidores no tocante aos preços e a euforia dos investidores revelam que chegar a uma distribuição justa dos ganhos nesta indústria ainda está longe de ser atingida.

Assim, por meio de uma rede política-econômica e pela influência exógena, o Brasil passou a realizar reformas no setor estratégico da economia. As reformas são tardias quando comparadas com as ocorridas no resto do mundo, porém, não menos deletérias.

5. AGENTES ENVOLVIDOS NA PRIVATIZAÇÃO

Ao longo do processo de privatização das empresas elétricas nacionais, vários agentes designados, ou mesmo criados, com o objetivo de agilizar ou coordenar as licitações públicas. Dentre eles temos:

5.1 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

As ações do BNDES, de acordo com as políticas definidas pelo governo federal, atribuem ao Banco a função de agente do desenvolvimento do País, priorizando a recuperação e desenvolvimento da infra-estrutura nacional; a modernização e a ampliação da estrutura produtiva; e inclusão social e a redução das desigualdades entre os brasileiros. Seguindo essa linha de orientação, as diretrizes para a atuação do BNDES definem também as iniciativas do Banco em busca da sustentabilidade do crescimento econômico, do fortalecimento da soberania nacional e da integração econômica com outros países, tais como os membros do Mercosul, Pacto Andino e Alça. (BNDES, 2003).

No que se refere sua atuação, ele é dirigida a incentivar para que toda a sociedade tenha acesso a serviços básicos, pois a ampliação da infra-estrutura, além de consolidar a integração regional, diminui custos, eleva a produtividade e aumenta a qualidade de bens e serviços para toda os cidadãos.

Biondi (1999) afirmou que nas vésperas da esperada privatização das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), o Presidente Fernando Henrique Cardoso assinou um decreto revolucionário, que autorizava o BNDES a conceder empréstimos a grupos estrangeiros. Criado para dar apoio ao desenvolvimento nacional, o banco estatal se

concentrou inicialmente no financiamento a projetos de infra-estruturas, e posteriormente, como instrumento de política industrial, recebeu a tarefa de criar condições de competição para grupos nacionais. Para cumprir este papel, o BNDES estava proibido, por lei, de financiar empresas estrangeiras. O decreto presidencial de 24 de maio de 1997 abriu os cofres do BNDES às multinacionais, para que comprassem estatais. Ao mesmo tempo em que o banco continuava proibido de conceder empréstimos exatamente às estatais brasileiras, incumbidas dos setores de infra-estrutura e básicos.

Na qualidade de principal agência de financiamento de longo prazo, segundo Pires (2000), o BNDES promoveu mudanças nas condições financeiras de apoio à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, criando programas específicos para investimentos em projetos de co-geração e pequenas centrais hidrelétricas, que procurava assegurar, com seu orçamento, recursos para fazer frente à demanda de financiamentos.

A proposta de modelagem de privatização do setor elétrico adotou uma estratégia gradualista visando, de forma concomitante, reduzir a dívida pública e melhorar a eficiência produtiva e a capacidade de investimento das empresas. O governo priorizou a venda das empresas do segmento de distribuição por entender que dificilmente conseguiria atrair interessados para os ativos de geração caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia, no qual estariam eliminados os riscos de calote nas transações de venda de energia.

Dessa forma, além de privatizar as concessionárias, Light (RJ) e Escelsa, (ES) o governo procurou estimular a venda de companhias estaduais criando o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões, após aprovação do plano de privatização pelas Assembléias Legislativas Estaduais. Como resultado desses estímulos, até fevereiro/2000, cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus. (BNDES, 2004).

As operações de adiantamento de recursos eram bastante simples, segundo Leal (2001). Após avaliação, pelo BNDES, da empresa cujas ações seriam dadas em garantia do adiantamento, estimava-se o valor correspondente ao total das ações oferecidas e se emprestava este valor ao governo estadual. O empréstimo seria restituído, após correção pela Taxa de Juros à Longo Prazo (TJLP) mais uma taxa de juros básica de 8%, com a receita futura de privatização.

De acordo com a portaria 316/96, os pedidos de adiantamento de receita de privatização de empresas estaduais só seriam apoiados se estivessem vinculados a projetos de investimento em infra-estrutura, abatimento de dívida fundada ou programas de recuperação econômico-financeira de empresas a serem privatizadas. Os Estados que já tivessem assinado o convênio com o Pepe até a data da decisão estavam excluídos desta restrição.

Desta maneira o BNDES, em conjunto com as instituições envolvidas com o setor elétrico, vem concentrando esforços na busca de soluções que estimulem os investimentos, principalmente no setor de infra-estrutura.

5.2 Ministério de Minas e Energia.

O Ministério de Minas e Energia foi criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, sendo que, somente pelo Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, foi aprovada a estrutura básica do MME.

Em 1990, a Lei nº 8.028 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infra-Estrutura, criado pela mesma lei, que também passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422.

A Lei nº 10.683/2003 definiu suas áreas de competência estão a geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração, metalurgia,

petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear. Cabe, ainda, ao Ministério de Minas e Energia a energização rural e zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País. (MME, 2004).

Entretanto o Decreto nº 5.267, de nove de novembro de 2004 alterou sua estrutura. A nova configuração do Ministério é apontada a seguir:

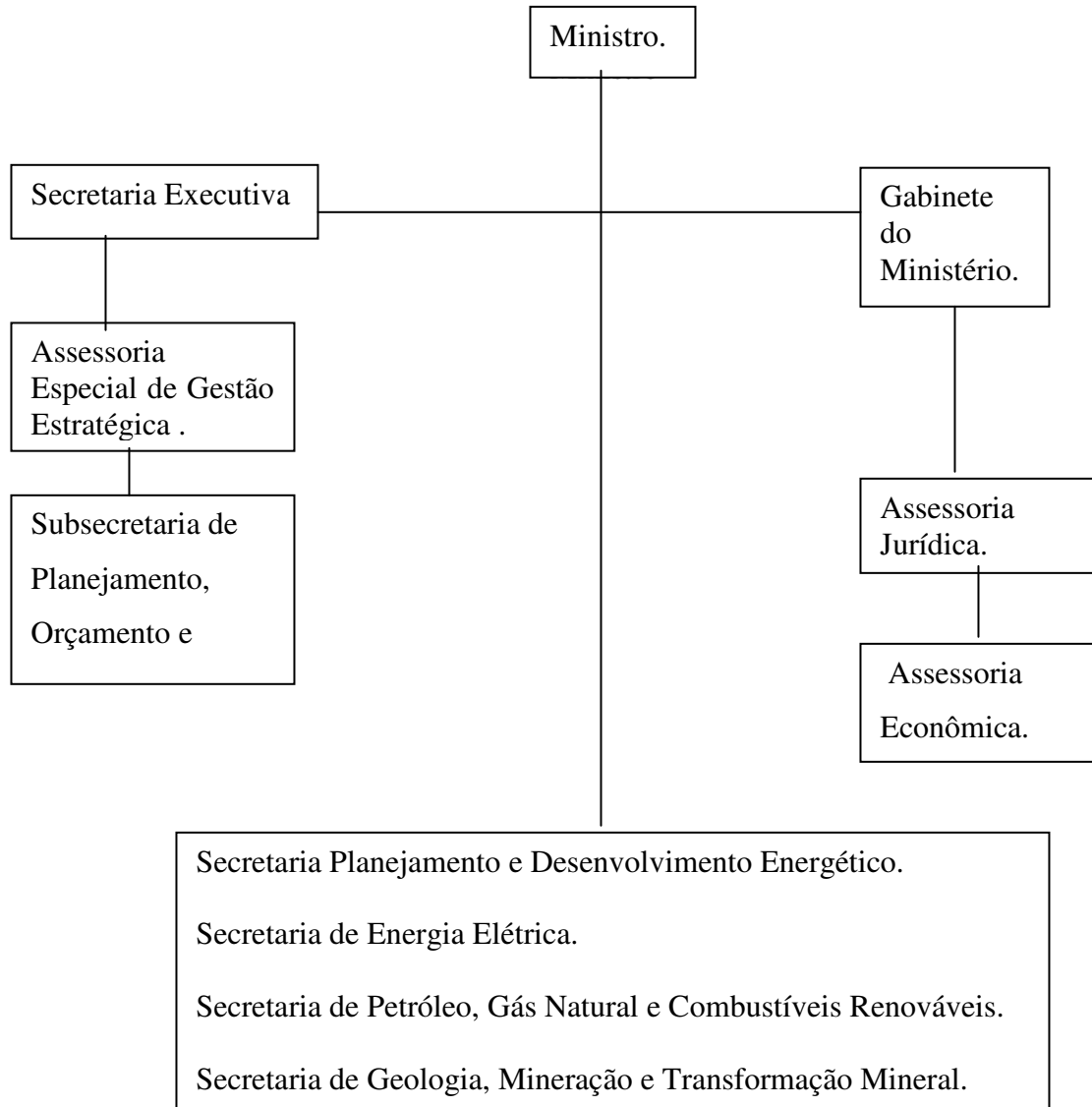


Figura 06: Estrutura do MME.

Fonte: MME, 2004.

A estrutura básica do Ministério, além da descrita acima, está também vinculada, contudo sem que haja qualquer subordinação com outros órgãos. São exemplos algumas autarquias, tais como o Departamento Nacional de Produção Mineral, DNPM, subordinado ao Ministério do Meio Ambiente, a Petróleo Brasileiro S.A., a Petrobrás, empresa de economia mista, e a empresas públicas, como a Empresa de Pesquisa Energética EPE. (MME,2004).

5.3 Mercado Atacadista de Energia.

O MAE, Mercado Atacadista de Energia Elétrica, é uma empresa de direito privado, criada por meio da Lei 9.648/98, regulamentado pelo Decreto 2.655/98, e alterado pela Lei nº 10.433, de 24 de Abril de 2002. Sua função é a de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados. (MAE, 2004).

Por meio da celebração do Acordo de Mercado, efetuado em 18 de setembro de 1998, participam do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas, ou seja, as distribuidoras e comercializadoras de energia com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

O Acordo de Mercado estabelece as bases de funcionamento do MAE, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, a gestão econômico-financeira do mercado e a definição de suas regras comerciais.

O Mercado Atacadista de Energia é responsável por todas as atividades requeridas à administração do mercado, o que inclui aspectos financeiros, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. No MAE são processadas as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo.(MAE, 2004).

O MAE não adquire ou vende energia e não tem fins lucrativos, apenas procura viabilizar as transações comerciais de energia elétrica entre os agentes de mercado de energia elétrica brasileiro. Dentre suas atividades temos, registrar os contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE, que tenha por objeto a negociação de energia elétrica; promover a liquidação financeira das transações efetuadas no mercado de curto prazo; e, elaborar regras e procedimentos que serão adotados no mercado de energia elétrica. (MAE, 2004).

O MAE é composto de um conselho fiscal e um administrativo. O Conselho Fiscal é um órgão colegiado, constituído por três membros titulares e três suplentes, com mandato de dois anos, nomeados pela Assembléia Geral, sem direito a remuneração. As suas atribuições são de fiscalizar os atos da administração, opinar sobre o relatório anual das atividades da entidade bem como sua contabilidade. (MAE, 2004).

O Conselho de Administração do Mercado Atacadista de Energia Elétrica é órgão colegiado constituído por cinco executivos profissionais eleitos pela Assembléia Geral, admitida a reeleição, sendo um conselheiro indicado pelo MME. O presidente do Conselho é escolhido por meio de eleição realizada pelo próprio Conselho e o mandato será de dois anos, no máximo. Os mandatos dos conselheiros, eleitos pela Assembléia Geral, e indicado pelo MME serão de três anos, devendo ser realizada a substituição de pelo menos um conselheiro a cada ano.(MAE, 2005).

O Conselho de Administração tem como funções, dentre outras, assegurar o cumprimento das regras e procedimentos do mercado; aprovar a adesão e o desligamento de membros do MAE, encaminhando as providências administrativas cabíveis; submeter à apreciação da ANEEL, propostas de mudanças no cotidiano do Mercado que sejam originados no MAE; e eleger o Superintendente do MAE, assim como destituí-lo. (MAE, 2004).

5.4 Operador Nacional do Sistema.

O Operador Nacional do Sistema foi criado pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto 2.655, de 02 de julho de 1998, e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução nº 351 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 11 de novembro de 1998. A Resolução 66/1999, de 16 de abril, da ANEEL, estabeleceu a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SINTREL), suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações, definindo o objeto e maneira de atuar do ONS. (ONS, 2004).

O ONS foi criado com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Cabe ao ONS garantir a manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada, criando condições para a justa competição entre os agentes do setor.

O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, opera o SIN por delegação dos agentes, empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos procedimentos de rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela Aneel. (ONS, 2004).

O ONS tem como integrantes as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação dois representantes dos Conselhos de Consumidores.

As principais funções do ONS são: garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; promover a otimização da operação do sistema elétrico, incentivar a expansão do sistema ao menor custo; e administrar as redes básicas de transmissão.

O ONS tem uma estrutura que pode ser dividida em Assembléia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva.

Na Assembléia Geral, estão representadas as três categorias de membros associados. Existem regras específicas para a distribuição dos votos entre eles, tanto na Assembléia Geral quanto nas representações do Conselho de Administração. (ONS, 2004).

O Conselho de Administração é constituído por sete membros representantes da categoria produção de energia, sete de consumo, quatro do transporte e um representante do Ministério de Minas e Energia. Cabe ao Conselho a importante tarefa de fixar a orientação geral dos trabalhos e atividades do Operador Nacional do Sistema, deliberando sobre as diretrizes e linhas de atuação de cada empreendimento no mercado.

Ao Conselho Fiscal compete, dentre outras atividades, a fiscalização dos atos da Administração, verificando o cumprimento de seus deveres legais e estatutários, o conhecimento e análise da documentação contábil, orçamentária e financeira do ONS, indicando as providências cabíveis em cada situação. (ONS, 2004).

A Diretoria Executiva é composta por um diretor-presidente e quatro diretores, com atribuições específicas em suas áreas, eleitos pelo Conselho de Administração. Terá um mandato de três anos, podendo ser reeleitos uma vez.

5.5 Agência Nacional de Energia Elétrica.

As agências reguladoras foram criadas depois da promulgação da Constituição em 1988, e segundo Bruna (2003) utilizando-se de duas técnicas. A primeira conferia, mediante autorização legislativa, competências normativas para complementar e particularizar as leis, limitando-se estas a definir parâmetros genéricos para a atuação do Executivo. Esta foi à técnica usada nos Estados Unidos para a criação das agências locais.

A segunda consistiu em atribuir ao Executivo, já no plano constitucional, a competência para disciplinar um rol de matérias, sem a participação do Legislativo. Neste caso houve a edição de regulamentos autônomos e independentes, tais como decretos-leis ou medidas provisórias. Foi o caso brasileiro.

Assim, como a entrada do capital privado, nacional e estrangeiro, implicaram na necessidade de regulação do setor, como instrumento para limitar atitudes que podiam prejudicar o bom funcionamento do sistema, prejudicando os consumidores, os agentes de mercado e, principalmente, para tornar atrativo o investimento na ampliação da geração de energia elétrica, foi criado o órgão regulador do sistema.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Constituída a Agência, com a publicação de seu Regimento Interno, ficou extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. O Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, aprovou o Regimento Interno da Agência.

O Ministério das Minas e Energia, em 28 de dezembro de 1997, por meio da Portaria nº 349, aprova o Regimento Interno da ANEEL e determina que suas funções sejam exercidas seguindo as normas específicas do Código de Águas (Decreto nº 24.643,

de 10 de julho de 1934), da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, e legislação complementar subsequente, na forma estabelecida em seu Regimento Interno. (MME, 2004).

O órgão regulador tem por objetivo econômico, mais importante, assegurar a livre concorrência, atuar nos mercados onde se verificam os monopólios ou oligopólios, de forma a limitar suas atuações, impedindo, desta forma, um prejuízo ao mercado e a sociedade, buscando a redução dos preços e o aumento da quantidade ofertada de energia. (ANEEL, 2004).

No Brasil, tem-se a concepção da ANEEL como o agente responsável pela regulação setorial, visando fiscalizar as concessões para prestação de serviço público de energia elétrica; zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e pela qualidade dos serviços prestados; supervisionar a exploração dos recursos hídricos do país; definir a estrutura tarifária e autorizar a elevação dos preços quando necessário, dentre outras.

A ANEEL é administrada por uma diretoria colegiada, formada pelo diretor-geral e outros quatro diretores, entre eles, o diretor-ouvidor. As funções executivas da ANEEL estão a cargo de vinte superintendentes. O diretor-geral conta com o apoio do Gabinete, enquanto a diretoria dispõe da estrutura de uma assessoria direta e da Secretaria-Geral. A maioria das superintendências se concentra em questões técnicas, regulação, fiscalização, mediação e concessão, e uma parte delas se dedica à relação da agência com seu público interno e a sociedade.

A ANEEL deve, portanto, buscar de forma igualitária e isenta, a compatibilização dos interesses dos consumidores e das concessionárias, de forma a garantir serviços de energia elétrica com quantidade e qualidade suficientes para o atendimento das necessidades dos cidadãos.

5.6 Comissão de Serviços Públicos de Energia.

A Comissão de Serviços Públicos de Energia, CSPE, é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do Estado para controlar e fiscalizar as concessionárias de energia elétrica e gás canalizado no Estado de São Paulo, assegurando a qualidade do fornecimento de energia à população paulista.

A CSPE é uma entidade autárquica, vinculada à Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento, criada pela Lei Complementar estadual nº 833, de 17 de outubro de 1997 e regulamentada pelo Decreto estadual nº 43.036, de 14 de abril de 1998. (CSPE, 2004).

Na área de energia elétrica, a Comissão de Serviços Públicos de Energia tem a função de fiscalizar técnica, comercial, econômico e financeiramente, as catorze concessionárias de energia, atuantes em todo o Estado de São Paulo, por intermédio de convênios, firmados com a Agência Nacional de Energia Elétrica, delegando os poderes instituídos.

A CSPE dispõe de um serviço de Ouvidoria que permite a todos os cidadãos o registro de reclamações relativas aos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica e gás canalizadas. Este serviço é gratuito e está à disposição do consumidor sempre que forem esgotadas às possibilidades de acordo diretas entre o consumidor e a concessionária.(CSPE, 2004).

A estrutura administrativa da CSPE pode ser observada de acordo com o croqui à frente:



Figura 07- Estrutura CSPE.
Fonte: CSPE, 2004.

6. LEGISLAÇÃO DA PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELETRICO NACIONAL.

Os fatores que têm condicionado a implementação das reformas econômicas, para Velasco (1997), nos diversos governos e países em que ocorre, situam-se em contextos específicos, relativos a cada período e a cada momento político, muitas vezes havendo importantes influências de questões internacionais. De um lado, quando estas são vistas como pretendendo a redefinição das esferas de atuação dos setores públicos, sempre em favor do setor privado. Trata-se de reduzir o tamanho do Estado. De outro, quando esta nova configuração é percebida como geradora de um novo formato, o Estado passa a assumir um novo papel. Neste caso, não se trata mais, tão-somente, de reduzi-lo, mas de dotá-lo de capacidade de intervenção em novas bases.

É neste sentido que a questão das privatizações é dividida em duas fases. A primeira, nos governos de José Sarney, Fernando Collor e Itamar Franco, representaram um período associado à privatização de empresas estatais, em que o Estado abandona funções empresariais, em prol de maior eficiência do setor privado nestas funções, com o objetivo de diminuir a dívida pública. A segunda, no governo Fernando Henrique Cardoso, é associada à privatização dos serviços públicos.

Nesta fase, entretanto, o Estado, na qualidade de poder concedente, permanece como o responsável, ainda que indiretamente, pela qualidade e adequação destes serviços; deste Estado espera-se capacitação para exercer as atividades de regulação e fiscalização.

A fim de regulamentar o processo de privatização do setor elétrico nacional, o governo federal procurou aprimorar o arcabouço jurídico brasileiro com o objetivo fazer frente às novas necessidades do mercado e dos investidores, concomitantemente.

A mais importante legislação é a Constituição Federal. Nela estão inseridos artigos que garantem a autoridade do poder público no que se refere às questões relativas ao setor elétrico.

O artigo 20 aponta quais são os bens da União. Dentre eles temos os elencados nos incisos III, que atribui a propriedade de lagos, rios, que banhem mais de um Estado; que são limítrofes com outros países ou que, ainda, estendam-se a território estrangeiro, e o inciso VIII, todos os potenciais de energia hidráulica. (Constituição Federal, 1988).

O artigo seguinte retrata a competência da União. Compete explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético, em articulação com os Estados onde se localizam os potenciais hidroenergéticos. À União compete, privativamente, legislar sobre energia. É o que manda o artigo 22, em seu inciso IV. (CF, 1988).

No capítulo destinado à ordem econômica e financeira, o artigo 174, determina que o Estado Federal seja o agente normativo e regulador das atividades econômicas, as quais serão exercidas por intermédio de fiscalização, incentivo e planejamento. Entretanto, é legal a concessão ou permissão, por meio de licitação de serviços públicos, artigo 175. (CF, 1988).

Bastos (1998) afirma que de fato, o Estado não pode furtar-se a algumas atividades que, sem implicarem a prestação da atividade econômica, propriamente dita, venham a colaborar para que possamos atingir o fim das desigualdades regionais. É um poder amplo de que desfruta o ente estatal, denominado poder de polícia. Por seu intermédio objetiva-se manter a atividade privada dentro do estabelecido pela Constituição e pelas leis. O incentivo já traz em si a idéia de estímulo, de ajuda, enfim, de concessão de

benefícios no implemento da atividade privada. O planejamento é determinante para o setor público e indicativo para o privado. Nesse ínterim, devem ser compreendidas as possibilidades de atuação de qualquer organismo administrativo, como as agências reguladoras.

Desta maneira, a fim de vender empresas públicas ou participações acionárias, a Lei nº 8031, de 12 de abril de 1990, criou ao Programa Nacional de Desestatização. Quando o PND foi lançado, segundo Schneider (1990), o governo prometia resultados bastante significativos à curto prazo. No início de maio desse ano, projetava-se receitas de US\$ nove bilhões, projeção que depois caiu para US\$ 7 bilhões e para US\$ 4 bilhões, posteriormente, ao final de julho. Em meados do ano, a meta estabelecida previa receitas de US\$ 17 bilhões nos dois primeiros anos do programa, com a venda de uma estatal por mês a partir do segundo semestre de 1990.

Ao todo, para Pinheiro (1999), foram privatizadas trinta e três empresas durante os governos Collor e Franco (1990-1994), com receitas totais de US\$ 8,6 bilhões e a transferência para o setor privado de US\$ 3,3 bilhões em dívidas. A partir de 1995, o alcance da privatização seria enormemente ampliado por meio de dois movimentos quase simultâneos: a decisão de acabar com os monopólios do setor público na área de infraestrutura, como o setor elétrico, e a decisão dos governos estaduais de também desenvolver seus próprios programas de privatização. Ao todo, as oitenta privatizações do período 1995-1998 somaram US\$ 60,1 bilhões em receitas e permitiram a transferência de US\$ 13,3 bilhões em dívidas.

Entretanto Nestor & Mahboodi (1999) dizem que na década de 90, e até junho de 1999, o Brasil privatizou 119 empresas estatais, com a geração de US\$ 70,3 bilhões em receitas e a transferência para o setor privado de dívidas públicas no montante de US\$ 16,6 bilhões. Esses valores fazem da privatização brasileira uma das maiores em todo o mundo.

A Lei tinha por objetivos, elencados em seu artigo 1º, reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada, atividades exploradas pelo setor público, contribuindo para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público. Pretendia a retomada de investimentos nas empresas e atividades que fossem transferidas à iniciativa privada, a fim de promover a modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia, dentre outras.

O Art. 2º previa a privatização das empresas controladas, direta ou indiretamente, pela União e instituídas por lei ou ato do Poder Executivo, ou criadas pelo setor privado e que, por qualquer motivo, passaram ao controle, direto ou indireto, da União. Já o artigo 5º, determinava que o PND teria uma Comissão Diretora, nomeada e subordinada pelo Presidente da República, após aprovação das indicações pelo Congresso Nacional.

O processo de privatização brasileiro admitiu, para a aquisição das participações acionárias das sociedades desestatizadas, outros meios de pagamentos, além da moeda corrente, eram as chamadas “moedas da privatização”, ou como o mercado a denominava, “moedas podres”, tais como Letras hipotecárias da Caixa Econômica Federal (CEF) e Notas do Tesouro Nacional (NTN).

Contudo, em seu Art. 7º, determinava que a privatização de empresas que prestam serviços públicos, pressupunha a delegação, pelo Poder Público, da concessão ou permissão do serviço objeto da exploração, observada a legislação específica.

Com o objetivo de regulamentar tal mecanismo, a lei 8987, sancionado em 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal. É a conhecida Lei das Concessões.

A legislação considera como poder concedente, em seu § 2º, a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, objeto de concessão ou permissão.

Define, outrossim, a concessão de serviço público, com a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado; e permissão de serviço público, como a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

As concessões e permissões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente responsável pela delegação, com a cooperação dos usuários e buscarão a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, que satisfaça as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, é o que determina o artigo 6º.

Toda concessão de serviço público será objeto de prévia licitação, com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

Para o processo licitatório serão considerados os seguintes critérios: o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão. É possível, ainda a combinação, dois a dois, dos critérios; melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou, melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

No que se refere à energia elétrica, a ANEEL, foi instituída como representante do poder concedente, pela legislação que a criou, ou seja, a Lei 9427, sancionada em 26 de dezembro de 1996. O arcabouço jurídico permite, também, como prevê o artigo 20, mediante convênio com os Estados, que a agência repasse a execução das atividades complementares de regulamentação, controle e fiscalização dos serviços e instalações. O texto legal permitiu a criação da agência paulista, CSPE, já descrita, por exemplo.

Contudo, a lei 9074, de 07 de julho de 1995, estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Os § 2º e 3º do artigo 4º limita o prazo necessário a amortização dos investimentos, contado da data de assinatura do contrato, podendo ser prorrogado por igual período, a critério do poder concedente, por trinta e cinco anos, para os serviços de geração e, por trinta anos, para as transmissões e distribuições.

O artigo 5º elenca o que pode ser objeto de concessão, tais como o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público; potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica. Entretanto para uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinada ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

As usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de autorização, caso tenham potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor, ou, ainda, cuja potencia hidráulica esteja entre 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

A lei também define a figura do produtor independente de energia elétrica toda 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 energia produzida, por sua conta e risco, estando, outrossim, sujeito a

regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

O Produtor Independente pode vender sua produção elétrica, diretamente aos concessionários de serviço público de energia elétrica. Caso prefira comercializar com os consumidores de energia elétrica, deve respeitar os contratos de fornecimento vigentes, mas a prorrogação das atuais e as novas concessões poderão ser feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contado a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

Alguns artigos desta lei foram, posteriormente, mudados pela lei 9648 de 27 de maio de 1998. Os consumidores podem estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado o que não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

O Decreto 2003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou a figura do produtor independente e do autoprodutor, previstas na Lei 9074/95. Permite que a energia por eles produzida seja permutada em blocos economicamente equivalentes, inclusive entre si, mediante autorização do poder concedente, a teor do que dispõe o artigo 23, a fim de se atender as necessidades locais, devidamente justificadas.

Prevê, outrossim, na hipótese de não haver interesse público para a prorrogação do contrato de concessão ou da autorização, o autoprodutor ou o independente, serão indenizados pelos bens e serviços, que, nesse caso, passarão a integrar o patrimônio da União. O valor deve ser apurado deve ser equivalente ao montante investido e da depreciação dos equipamentos.

Já a Lei nº 8631, de 04 de março de 1993, foi sancionada com o objetivo de fixar os níveis de tarifas de fornecimentos de energia elétrica. O artigo 1º, § 2º e 3º diz que corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados. O artigo 2º determina que os valores praticados no suprimento de energia elétricos devem ser propostos pelo concessionário supridor e homologados pelo Poder Concedente, devendo ser reajustados periodicamente.

Outra Lei importante é a 9991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas, pelo artigo 1º, a aplicar, anualmente, o montante de no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento, (0,75%) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento (0,25) em programas de eficiência energética no uso final.

As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidroelétricas, é o que manda o artigo 2º.

O Artigo 3º determina que as concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os recursos para pesquisa e desenvolvimento, previstos nos artigos anteriores, deverão ser distribuídos da seguinte forma: metade para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991; metade para projetos de pesquisa e desenvolvimento segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Vimos que não há previsão legal para que os custos aplicados em pesquisas de novas tecnologias sejam determinantes para a diminuição da carga tributária, ou, ainda, inexistente qualquer mecanismo jurídico para incentivar a produção de energia, com reflexos nos preços cobrados dos consumidores finais.

Contudo, o Supremo Tribunal Federal, órgão máximo do Poder Judiciário no Brasil já decidiu que “o fornecimento de água e energia elétrica, por se tratar de serviço público essencial e vital ao ser humano, não pode ser suspenso pelo atraso no pagamento das respectivas tarifas, já que o Poder Público dispõe de meios cabíveis para a cobrança dos débitos dos usuários”.

O Ministro Mário Aguiar Moura aduz que a continuidade dos serviços essenciais significa que devem ser eles prestados de modo permanente sem interrupções, salvo ocorrência de caso fortuito ou força maior que determine sua paralisação passageira. Não pode a pessoa jurídica criar descontinuidade. Serviços essenciais são todos os que se tornam indispensáveis para a conservação, preservação da vida, saúde, higiene, educação e trabalho das pessoas. Na época moderna, exemplificativamente, se tornaram essenciais,

nas condições de já estarem sendo prestados, o transporte, a água, esgoto, fornecimento de eletricidade com estabilidade, linha telefônica e limpeza pública.(RT/2000).

7. COMPARAÇÃO ENTRE UMA COMPANHIA ELÉTRICA DO ESTADO DE SÃO PAULO E RIO DE JANEIRO.

A reestruturação do setor elétrico foi realizada com a finalidade de transformar o Estado, de investidor para regulador. Houve a transferência para a iniciativa privada, e para o mercado, da responsabilidade e dos riscos pelos investimentos a serem realizados. Ao poder público cabe, doravante, a função de regularizar as atividades dos agentes envolvidos, fixando normas e procedimentos.

Evidentemente que, diante da diversidade de aspectos peculiares de cada empresa privatizada no setor elétrico que atua nas inúmeras regiões do país nos ramos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, seria uma tarefa hercúlea analisar cada uma delas.

Desnecessário tal tarefa, já que muitos dos problemas que afligem as companhias são comuns ao modelo de privatização adotado pelo Brasil, motivo pelo qual, melhor resultado será obtido elegendo duas empresas elétricas, que atuam em locais de forte industrialização e grande mercado consumidor como o Rio de Janeiro e São Paulo, a Light e a Companhia Paulista de Força e Luz, respectivamente.

7.1 Companhia Paulista de Força e Luz.

Segundo dados publicados no plano plurianual 2004/2007, projeto de lei nº 734/2003, apresentado pelo Governo do Estado, através da mensagem nº 54, datado de 1º de setembro de 2003, São Paulo, o Estado sede da CPFL, é o maior centro industrial, comercial, financeiro da América Latina. A economia paulista gera por volta de 34% do Produto Interno Bruto nacional e é responsável por 32% das exportações e 45% das

importações brasileiras. Do ponto de vista do mercado interno, é habitado por aproximadamente 39 milhões de pessoas e dispõe de uma renda per capita de US\$ 5463. Possui uma taxa de urbanização comparável com nações desenvolvidas, algo em torno de 93%, que se reflete na intensa modernização da agricultura e no rápido crescimento econômico liderado pelo setor industrial. Esse dinamismo determinou uma expansão ainda mais vigorosa nas atividades de serviços, estratégicos ao desenvolvimento futuro da economia do Estado.

O Estado de São Paulo é responsável pela geração de, aproximadamente, 20% da energia elétrica do país e pelo consumo de cerca de 32% da oferta nacional. A capacidade nominal instalada de produção de eletricidade no Estado alcançou 14,2 GW em 2003, sendo que 95% de origem hidráulica.

Em abril de 2002, a capacidade instalada de produção era de 13,8 GW, o que representou uma elevação de 3,9% em relação ao mesmo período de 2000, e de 12,5% se comparados ao ano de 1995. A geração de energia por fonte hidráulica correspondia a 96,3%.

A região em que a empresa CPFL atua, descrita na figura 04, engloba cidades importantes no cenário nacional. Campinas é um centro tecnológico, possuindo, também, indústrias no setor automotivo e de telefonia, além do pólo petroquímico de Paulínia. Ribeirão Preto tem forte participação no setor de alimentos e bebidas, Franca produz calçados masculinos e Jaú, sapatos femininos. São Carlos destaca-se pelas pesquisas de alta-tecnologia, fabrica motores, equipamentos de precisão, eletrônicos e ótica.(IBGE, 2004).

Há importantes rodovias, tais como, a Brigadeiro Faria Lima, Anhanguera, Bandeirantes, e Washington Luis, que cortam a região, além da hidrovía Tietê-Paraná.

Existem importantes Universidades Públicas na região, tais como a Unesp, em Rio Claro, Araraquara e Franca; a Unicamp, em Campinas, a USP em São Carlos, Ribeirão Preto, Bauru e Pirassununga, além da Universidade Federal de São Carlos.

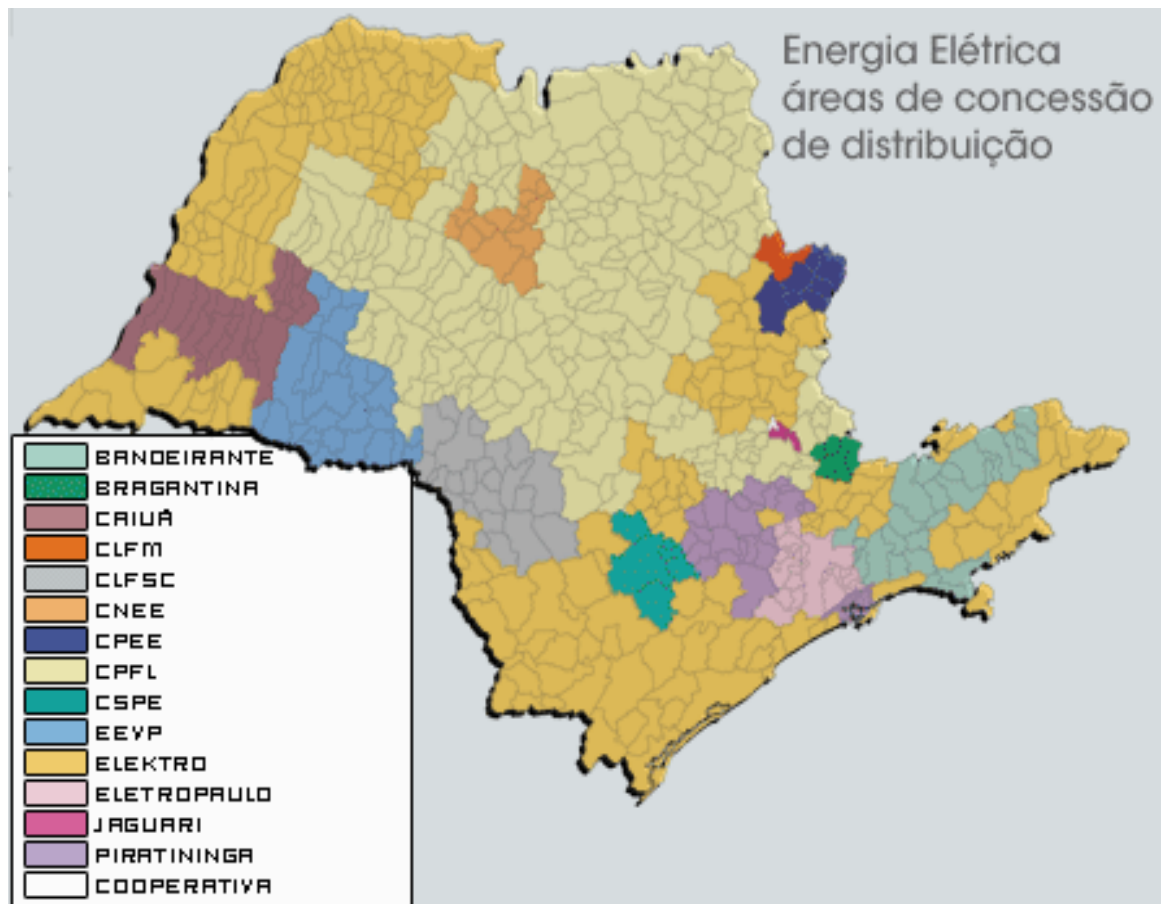


Figura 08: Mapa da região de atuação da CPFL.
Fonte: CSPE, 2004.

A empresa que gera energia a toda essa região foi fundada em 16 de novembro de 1912, na cidade de São Paulo, como resultado da progressiva interiorização de alguns ramos industriais pelo Estado, incorporando originalmente a Empresa Força e Luz de

Botucatu. Absorveu, nos anos posteriores, diversas concessionárias que atendiam às cidades do interior do estado, aumentando assim sua área original de atuação.(CPFL, 2004).

A Companhia Paulista de Força e Luz foi formada a partir da fusão de quatro pequenas empresas do interior do Estado de São Paulo. A Empresa Força e Luz de Botucatu, Força e Luz de Agudos/Pederneiras, Força e Luz São Manoel, na região de mesmo nome, e a Companhia Elétrica do Oeste de São Paulo, que atuava em Dois Córregos.

Em 1927 o controle acionário da CPFL passou para as mãos da AMFORP - American & Foreign Power Company, o que permaneceu até 1964 quando a Eletrobrás foi autorizada pela Lei n.º 4.428, em 14 de outubro, a adquirir as ações das empresas do Grupo Amforp. Contudo, em 16 de junho de 1975, um acordo entre o governo paulista e a Eletrobrás, transferiu o controle acionário da CPFL para a Companhia Energética de São Paulo (CESP).

A CPFL, hoje, distribui energia elétrica para, praticamente um terço do Estado, ou seja, 90. 440 km², distribui energia em duzentos trinta e quatro municípios paulistas, de um total de seiscentos quarenta e cinco, contabilizando, aproximadamente, mais de 2,7 milhões de domicílios, com uma densidade populacional equivalente a 93,7 habitantes por quilômetros quadrados.

A população atendida pela empresa corresponde, algo em torno de oito milhões e meio de pessoas, é equivalente a quantidade de habitantes da Áustria, ou ao Estado de Pernambuco. Sua área de atuação, perto de noventa mil km², é proporcional ao Estado de Santa Catarina, ou o dobro do tamanho da Dinamarca.(IBGE, 2004).

Fornece energia para seis por cento do mercado nacional, sendo a quarta empresa distribuidora de eletricidade do Brasil. No mercado paulista representa dezoito por cento do consumo e ocupa a segunda posição entre as concessionárias distribuidoras de eletricidade.(MME, 2004).

O setor residencial consumiu 1290 GW/h, a indústria 1870 GW/h e o comércio 784 GW/h. A empresa tem uma densidade de consumo anual equivalente a 210,5 MWh/Km² e um consumo médio de 519,9 KWh por consumidor (CPFL 2004).

A empresa foi adquirida em 5 de novembro de 1997, no valor de R\$ 3,014 bilhões, pelo consórcio VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa), juntamente com a 521 Participações S/A e a Bonaire (empresa formada por fundos de pensão). Houve um ágio de 70,10%.

7.2 Contrato de concessão.

O contrato de concessão nº 014/97, em sua cláusula inicial, define o objeto do contrato, ou seja, a regulamentação da exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica em que é titular a concessionária CPFL, discriminadas de acordo com o mapa correspondente a figura 06.

A exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica constitui concessão individualizada para cada uma das áreas citadas, inclusive para todos os efeitos legais e, em especial, para fins de eventual declaração de caducidade, intervenção, encampação, extinção ou transferência da concessão, sendo certo que as instalações de transmissão são consideradas como integrantes das concessões de distribuição.

Entretanto ressalvados os contratos de fornecimento vigentes, as concessões reguladas neste contrato não conferem à CPFL direito de exclusividade relativamente aos

consumidores de energia elétrica que, por força da lei, são livres para adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Já a cláusula segunda, que trata das condições de prestação dos serviços, reza que a CPFL tem ampla liberdade na direção de seus negócios, seus investimentos e na administração de pessoal, e deve observar as prescrições deste contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do poder concedente, obrigando-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

De acordo com os termos do contrato de concessão o serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações; e irregularidade praticada pelo consumidor ou inadequação de suas instalações.

A inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica estabelecidos nos regulamentos específicos para cada conjunto das áreas de concessão, bem como pela violação dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento, ou de outros aspectos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a concessionária estará sujeita a multas pecuniárias, as quais serão recolhidas em favor do consumidor diretamente envolvido, quando da violação de padrões de qualidade de caráter individual, ou do órgão fiscalizador, no presente caso a ANEEL, quando da violação de padrões de qualidade de caráter coletivo.

A terceira cláusula, que regula o prazo das concessões e do contrato, informa que sua vigência é de 30 (trinta) anos, contado a partir da data da assinatura deste contrato e a critério exclusivo da agência reguladoras, a fim de se assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, e com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e

qualidade dos serviços prestados pela CPFL, o prazo das concessões poderá ser prorrogado no máximo por igual período.

A prorrogação deverá ser apresentada até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo do contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da administração pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, e quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

A expansão e ampliação dos sistemas elétricos estão previstas na cláusula quarta, e obriga a CPFL a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, que desde sua aprovação pela ANNEL, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.

A CPFL é obrigada a organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de geração, transmissão e distribuição vinculadas aos respectivos serviços, informando a agência reguladora às alterações verificadas.

São, também, encargos da concessionária dentre outras obrigações a de dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais; realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, operando as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas; atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da

exploração dos serviços especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, a serem fixados pela agência nacional de energia elétrica e permitir aos encarregados da fiscalização, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus dados e registros administrativos, contábeis, técnicos, econômicos e financeiros.

A companhia deve implementar medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia, devendo elaborar, para cada ano subsequente, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica que contemple a aplicação de recursos de, no mínimo, 1% (um por cento) da sua receita anual de fornecimento de energia elétrica, sendo que, pelo menos $\frac{1}{4}$ (um quarto) deste montante seja vinculado a ações especificamente ligadas ao uso final da energia elétrica. esse programa anual deve ser analisado e aprovado pela ANNEL, sendo obrigatório a inclusão de um percentual de 0,1% (um décimo por cento) da receita, para pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

No que se refere às tarifas, a companhia, mediante os termos do contrato de concessão, reconhece que somente promoverá elevações nos seus preços de comercialização de energia, para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado de sua área de atuação, de acordo com os níveis observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas e devidamente aprovadas pelo poder concedente.

Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão foi procedida um ano após o quinto reajuste anual concedido, ou seja, em 2002; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada cinco anos.

Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem o parágrafo anterior, caso ocorram alterações significativas nos custos, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e

distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pelo poder concedente durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, o poder concedente poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

Entretanto, ressalvados o imposto sobre a renda e a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste contrato, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

A concessionária esta sujeita às penalidades de advertência ou multa, sempre que deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados requisitados pelo poder concedente, relativos à administração, contabilidade, qualidade dos serviços, recursos técnicos, econômicos e financeiros; deixar de adotar as providências necessárias para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos, dentre outras.

As penalidades são aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, assegurando-se à concessionária amplo direito de defesa. Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou recomendação, poderá ser decretada a caducidade da concessão, independentemente da apuração das responsabilidades da companhia pelos fatos que motivaram a medida.

No caso de intervenção na concessão e encampação dos serviços, sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, o poder concedente poderá intervir, a qualquer tempo, na concessão, para assegurar a prestação adequada dos serviços, ou o cumprimento, pela CPFL, das normas legais, regulamentares e contratuais.

A intervenção será determinada por decreto do Presidente da República, ou do Governador do Estado de São Paulo, que designará o interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes à publicação do decreto, o correspondente procedimento administrativo, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à empresa amplo direito de defesa.

As concessões para exploração dos serviços de geração e distribuição de energia elétrica serão consideradas extintas, observadas as normas legais específicas pelo advento do termo final do contrato; pela encampação do serviço; pela caducidade; pela rescisão; pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e em caso de falência ou extinção da concessionária.

Com o advento do termo final do contrato opera a extinção da concessão, facultando-se ao poder concedente, a seu exclusivo critério, prorrogar a avença até a assunção da nova concessionária.

A extinção da concessão implica na reversão, ao poder concedente, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

7.3 light.

O Estado do Rio de Janeiro, sede da Light, é o segundo em produção industrial, corresponde a 12% do produto interno bruto, sendo o maior produtor de petróleo e gás natural do país, dispõe do maior parque naval da América Latina, e de relevante produção de aço. Possui 43.910 quilômetros quadrados e uma população total de 14 milhões de habitantes. (IBGE, 2004).

A Light é uma empresa de distribuição de energia. Sua área de concessão abrange 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, incluindo a Capital e a região metropolitana em um total de 10.970 quilômetros quadrados, o que é equivalente ao território da ilha de Chipre, ou a metade das dimensões do Estado de Sergipe. Atende 3,4 milhões de unidades consumidoras, ou de aproximadamente 10 milhões de clientes, que corresponde à população da Grécia, ou do Estado do Rio Grande do Sul. (IBGE, 2004).

Atua em vinte e cinco por cento da área do Estado do Rio de Janeiro, e responde por setenta e cinco de toda a energia consumida. Atualmente a empresa produz em suas usinas cerca de 14% do total da energia que distribui. O restante vem de Furnas e Itaipu. Seu mercado corresponde a 8,3% do consumo de energia elétrica nacional. (IBGE,2004).

A região em que a Light atua, descrita na figura a seguir, é abrangida pelas rodovias Washington Luis, Dutra e BR 101. Engloba cidades importantes, tais como Barra Mansa, Volta Redonda, Nilópolis, São João do Meriti e Duque de Caxias. São reconhecidas a Universidade Federal do Rio de Janeiro e a Universidade Estadual.



Figura 09: área de atuação.

Fonte: Light, 2004.

A empresa tem uma profunda ligação com a história do Rio, contribuindo decisivamente para o desenvolvimento do Estado ao longo do Século XX. Em 1904 foi criada em Toronto no Canadá, a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company - RJ Tramway, para reunir os serviços de produção e distribuição de energia elétrica aos de viação elétrica. (Light, 2004).

Nos anos que se seguiram, notadamente entre 1905 e 1908, a empresa adquiriu outras companhias, tais como a Rio de Janeiro Gaz Company, a Companhia de Bondes de Vila Isabel, a Estrada de Ferro do Corcovado, a Companhia Ferro-Carril Carioca, a Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico; e, a Rio de Janeiro Telephone Company. A partir de então, passou a se denominar, Companhia Carris, Luz e Força do Rio de Janeiro, Light Carris. Essa companhia foi adquirida pelo governo federal, em 1979. (Light, 2004).

A empresa foi subsidiária da Eletrobrás até 1996, quando, após oitenta anos sob o controle da Brazilian Traction, Light and Power Company Ltd, a Light foi amealhada, em leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, em 21 de maio do mesmo ano, seus novos controladores, AES, Coral Reef Inc., EDF Internacional S.A., Houston Industries Energy Inc., BNDES e Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), assinaram o contrato de concessão por 30 anos.

Entretanto, em fevereiro de 2002, houve um processo de reestruturação societária promovido entre os Grupos Electricité de France e The AES Corporation, com o objetivo de proporcionar à EDF o controle societário único da Light Serviços de Eletricidade S.A. e à AES o controle societário único da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Desta forma, a composição acionária da empresa esta de acordo com a figura a seguir:

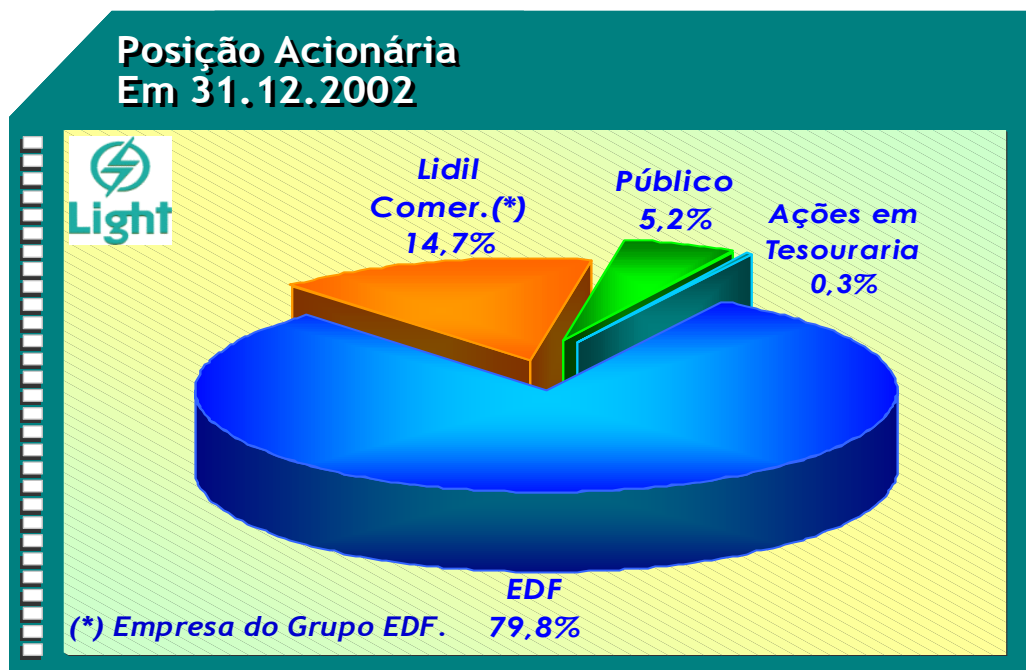


Figura 10: composição acionária.
Fonte: Light Ltda, 2004.

7.4 Contrato de concessão.

O contrato de concessão nº 01/96 regula a exploração, pela Light, de serviços públicos de energia elétrica no território no Estado do Rio de Janeiro, que lhe foram outorgados pelo decreto, de 28 de maio de 1996, publicado no diário oficial da união de 29 de maio de 1996, seção 1, páginas 9262 e 9263.

A concessão, conferida em função deste contrato, compreende a geração de energia elétrica, através do complexo de Lajes, constituída das usinas de Vigário, Santa Cecília, Pereira Passos e Nilo Peçanha, dentre outras. Compreende, outrossim, a distribuição de energia elétrica para toda a área de concessão descrita na figura anterior.

As explorações dos serviços de geração e de distribuição de energia elétrica são consideradas concessões individualizadas para cada uma das unidades geradoras, para todos os efeitos contratuais e legais, em especial para fins de eventual declaração de caducidade, intervenção, encampação ou extinção. Para tal a empresa aceitou, pelos termos contratuais, que as instalações de transmissão integrassem o sistema nacional de transmissão de energia elétrica, (SINTREL).

A cláusula quinta determina que o objeto social do contrato é a exploração de serviços públicos de energia elétrica, na área concedida, sendo vedada quaisquer outras atividades de natureza empresarial, salvo se aprovadas pela agência reguladora e se estiverem associadas a atividade, tais como o uso múltiplo de postes mediante cessão onerosa a outros usuários; transmissão de dados através de suas instalações, prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; serviço de otimização de processos energéticos e instalações de consumidores; cessão onerosa de faixas de servidão de linhas aéreas e áreas de terras exploráveis de usinas e reservatórios.

Na prestação dos serviços, a Light tem total liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, devendo a execução dos serviços respeitar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, generalidade e cortesia na prestação dos serviços aos usuários.

Para cumprir o que reza o contrato de concessão a empresa se obriga a fazer, por sua conta e risco, projetos e obras necessárias ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Poderá, entretanto, transferir ao interessado, mediante negociação escrita e segundo as normas estabelecidas pela ANNEL, a responsabilidade pelo custeio das construções. Contudo, não é permitido dispensar tratamento diferenciado aos usuários de uma mesma classe de consumo, sendo-lhe possível, entretanto, recusar o atendimento de pedido de ligação, de aumento de carga ou de fornecimento especial a consumidor que tenha débito decorrente da utilização de energia elétrica ou de serviço prestado, em qualquer local da área da concessão.

A concessionária se obriga a implementar medidas que tenham por objetivo a conservação de energia, devendo elaborar, anualmente, programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica. Os programas deverão ter como meta a redução das perdas técnicas e comerciais globais, bem como detalhar ações voltadas à orientação dos consumidores para o uso racional e eficiente da energia elétrica.

A empresa é obrigada a realizar as modificações e ampliações que forem necessárias para o adequado atendimento de seu mercado consumidor, entretanto, no que diz respeito aos aproveitamentos hidrelétricos que utilizam as águas dos rios Paraíba do Sul e Piraí, bem como do Ribeirão das Lajes, deverá observar algumas restrições.

Manter a vazão do Rio Paraíba do Sul, a jusante da barragem de Santa Cecília, de forma a minimizar os eventuais impactos ambientais, e a jusante da usina hidrelétrica Pereira Passos em valores compatíveis com as necessidades de captação de água do sistema guandu, para abastecimento público.

Monitorar a descarga de água requerida pela companhia estadual de águas e esgotos do Rio de Janeiro, para abastecimento público, a partir da usina hidrelétrica Lajes, compreendendo as instalações das Usinas Fontes Velha e Fontes Nova, zelando pela preservação ambiental e pelo atual nível de qualidade da água do Reservatório de Lajes, além de operar seus reservatórios de modo a minimizar seus efeitos adversos das cheias do Rio Pirai, a jusante da Barragem de Santana.

A fim de se respeitar tais impedimentos a empresa deve garantir o trabalho dos empregados da empresa responsável pela operação e manutenção dos sistemas de captação e adução de água destinado ao abastecimento público, localizados nas áreas concedidas.

Concomitantemente deve participar de empreendimentos associados ao controle de cheias do Rio Pirai e ao uso múltiplo das águas do sistema Ribeirão das Lages e do Rio Pirai.

A cláusula sexta confere as seguintes prerrogativas a empresa: utilizar, por prazo indeterminado e sem ônus, os terrenos de domínio público e estabelecer sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso, implantar linhas telefônicas ou telegráficas e as servidões que se tornarem necessários à exploração dos serviços concedidos; promover desapropriações e instituição de servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessária à execução de serviço ou de obra vinculados aos serviços concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes.

No que se refere aos valores das tarifas, elas serão reajustados com periodicidade anual, um ano após a data do último reajuste realizado em novembro de 1995. O reajuste tarifário é dividido em duas parcelas, a primeira correspondente a cota da reserva global de reversão e cotas da conta de consumo de combustíveis, e a segunda a um valor remanescente da receita da companhia, sendo excluído o ICMS, após a dedução da primeira parcela.

O cronograma das revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia pode ser alterado, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

A primeira revisão será procedida um ano após o sétimo reajuste anual concedido, a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada cinco anos.

A Light esta sujeita a fiscalização da agência reguladora, nas áreas técnica, contábil, comercial e econômico-financeira, podendo estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências de qualidade, eficiência, segurança e regularidade da prestação dos serviços concedidos.

O desatendimento das solicitações, recomendações e determinações da fiscalização implicarão na aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços ou definidas neste contrato, que são semelhantes aos estipulados a empresa CPFL.

As concessões para geração e distribuição de energia elétrica, outorgada pelo decreto referido na cláusula primeira, têm prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da data de assinatura deste contrato, ou seja, 04 de junho de 1996.

Com o advento do termo final do prazo fixado, opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se a ANNEL, a seu exclusivo critério, o direito de manter a empresa na prestação dos serviços, até que se processe a licitação para outorga de nova concessão.

7.5 Comparações.

A CPFL, segundo Moreira (2000), no momento de sua privatização, em 1997, tinha um patrimônio líquido de US\$ 243.637.000, uma dívida de US\$ 3.192.332, o que fornecia uma razão dívida/ativo equivalente a 7.63.

Segundo Moreira (2003) a Light tinha um patrimônio líquido equivalente a 585,904 milhões de dólares, uma dívida de US\$ 8.162.073, o que produzia uma razão dívida/ativo da ordem de 7,18, no dia do leilão que privatizou a empresa, em 1996.

Entretanto de acordo com dados fornecidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, em Cadernos de Infra-estrutura, datado de 2002, as companhias podem ser comparadas nos aspectos: retorno patrimônio líquido, tarifa média, custo operacional por energia vendida, custo médio da energia comprada, média consumidor industrial, geração de caixa por energia vendida, perdas, média consumidor residencial, energia vendida por empregado e consumidores por empregado. As comparações são apresentadas nos gráficos a seguir, contendo, também, uma média do setor, como parâmetro.

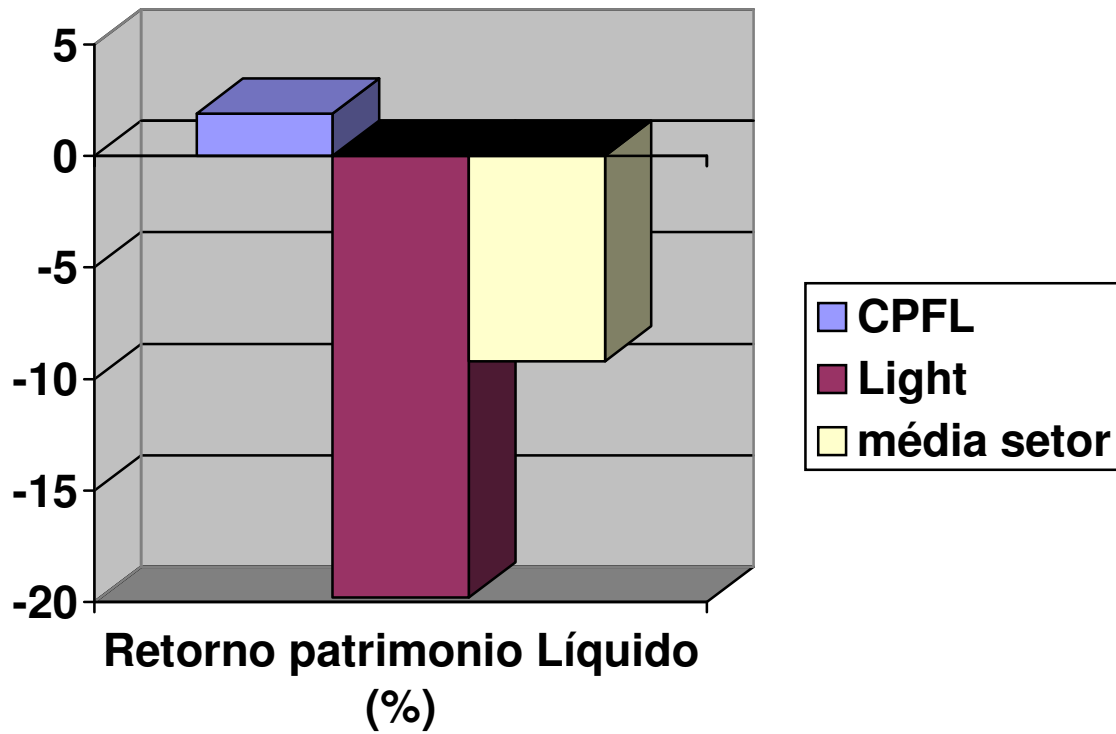


Gráfico 02, retorno patrimônio líquido.
Fonte: BNDES, 2004.

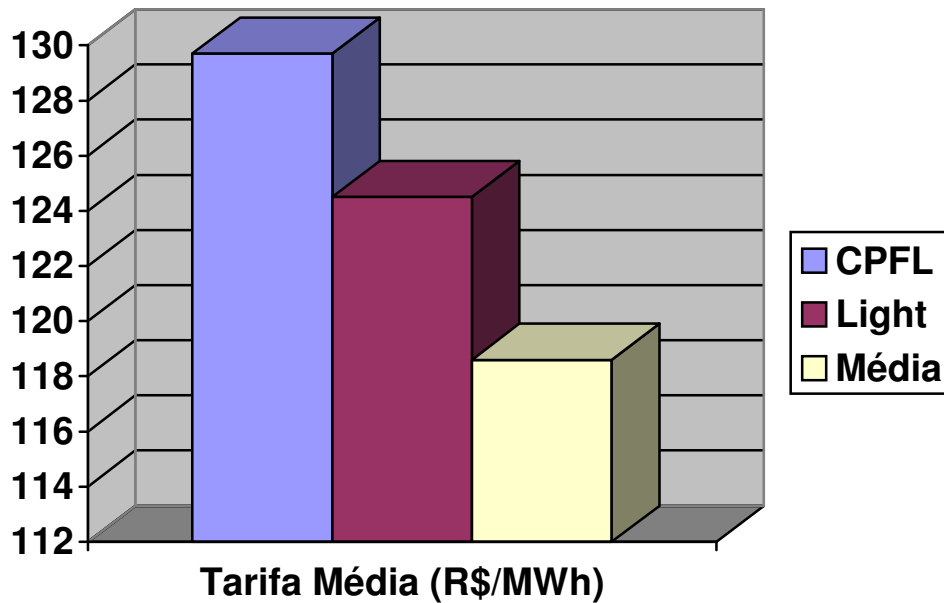


Gráfico 03: Tarifa média.
Fonte: BNDES, 2004.

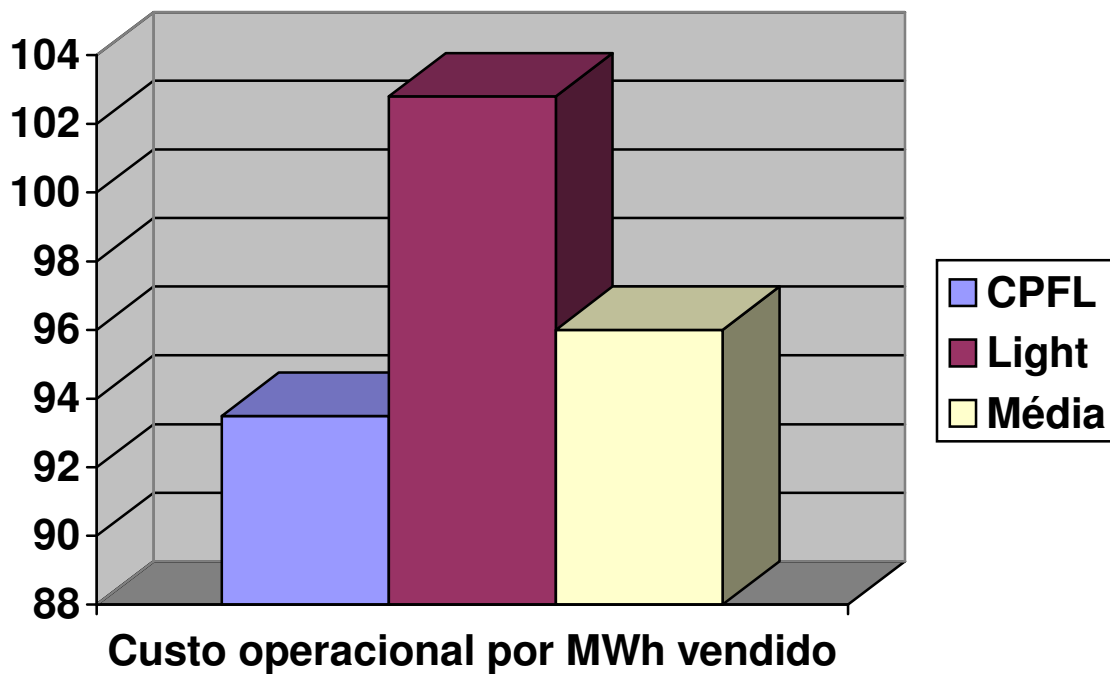


Gráfico 04: Custo operacional.
Fonte:BNDES, 2004.

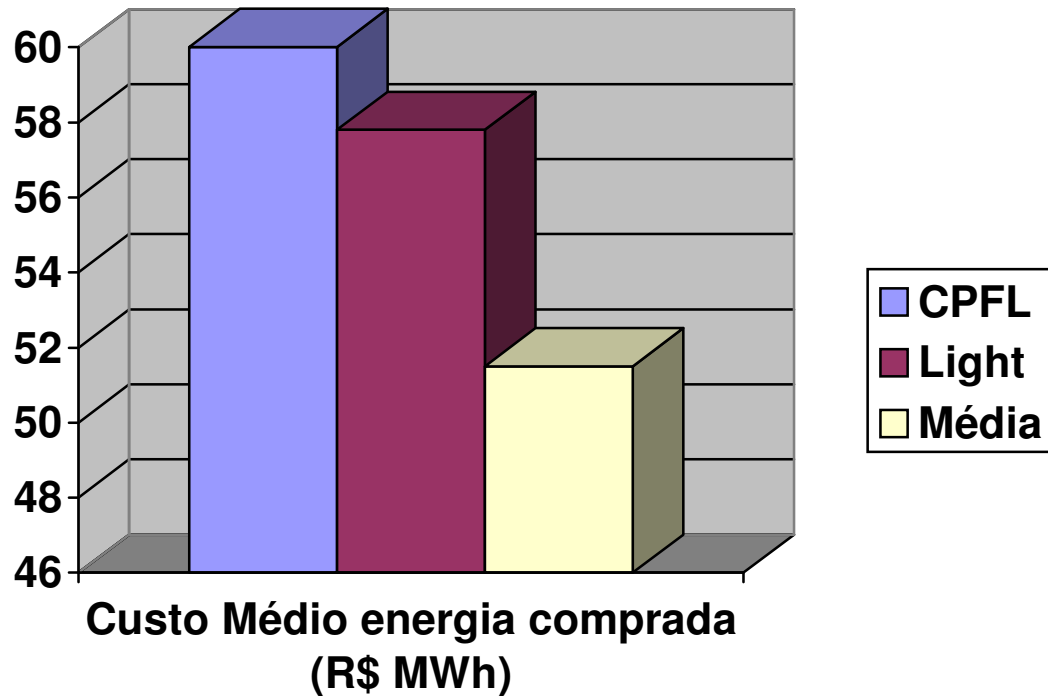


Gráfico 05: Custo médio energia.
Fonte: BNDES, 2004.

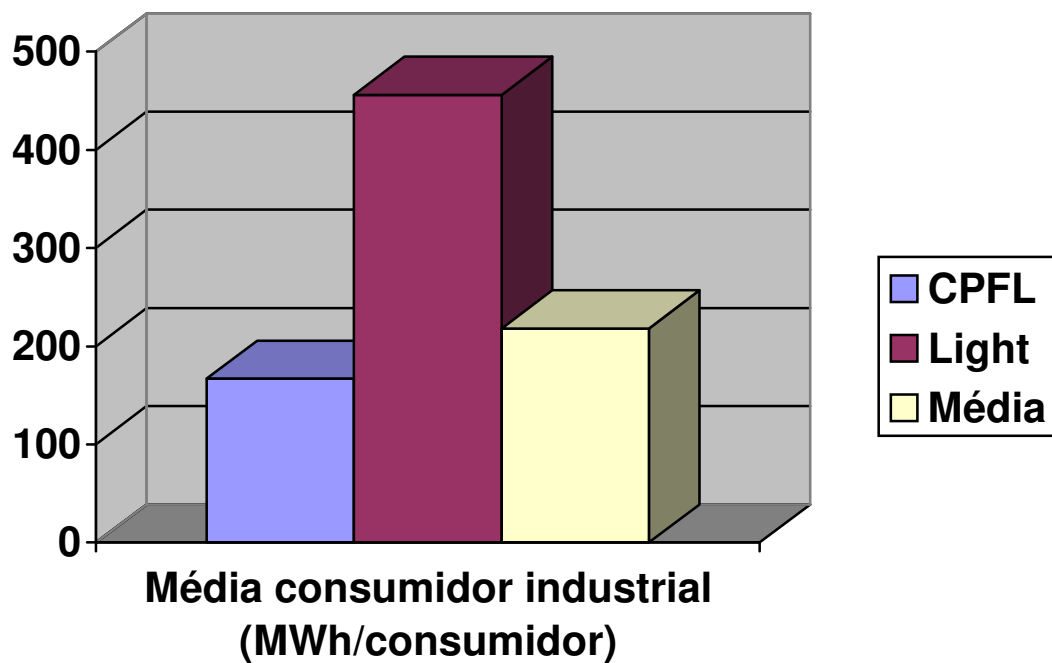


Gráfico 06: Média consumidor industrial.
Fonte:BNDES, 2004.

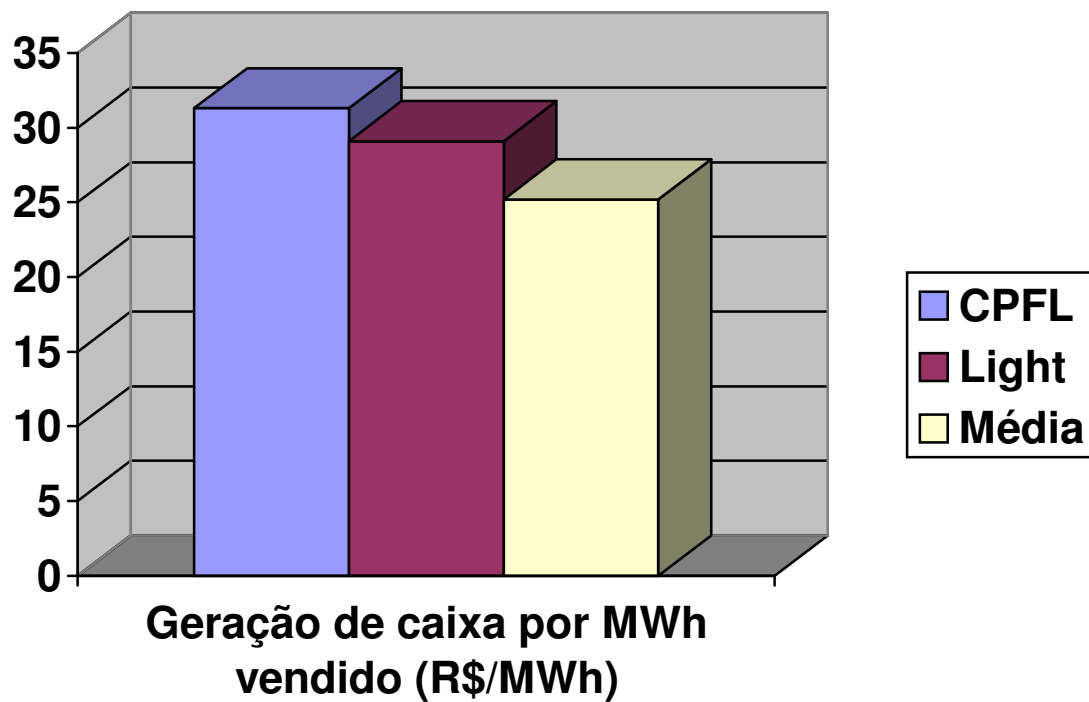


Gráfico 07: Geração caixa por energia vendida.
Fonte: BNDES, 2004.

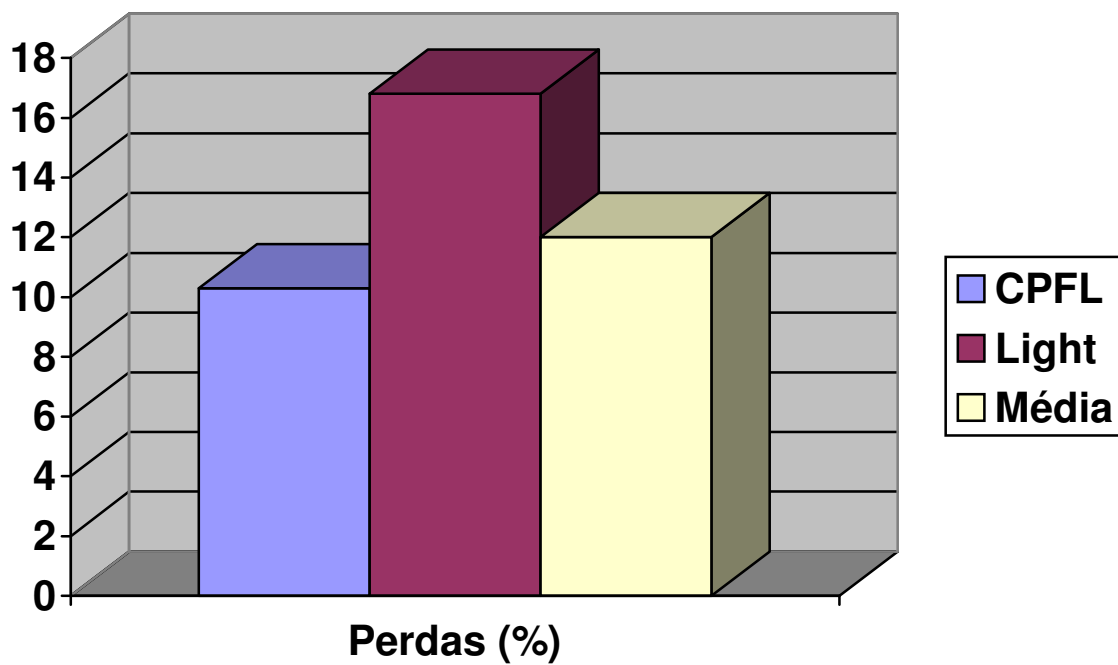


Gráfico 08: Perdas.
Fonte:BNDES, 2004.

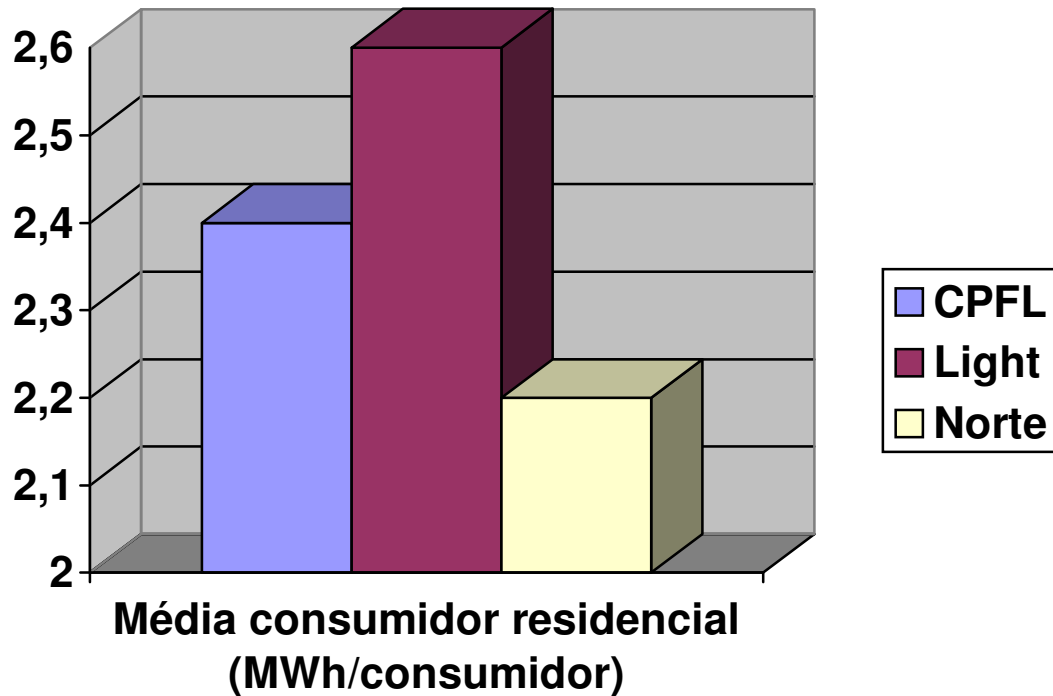


Gráfico 09: Média consumidor residencial.
Fonte:BNDES, 2004.

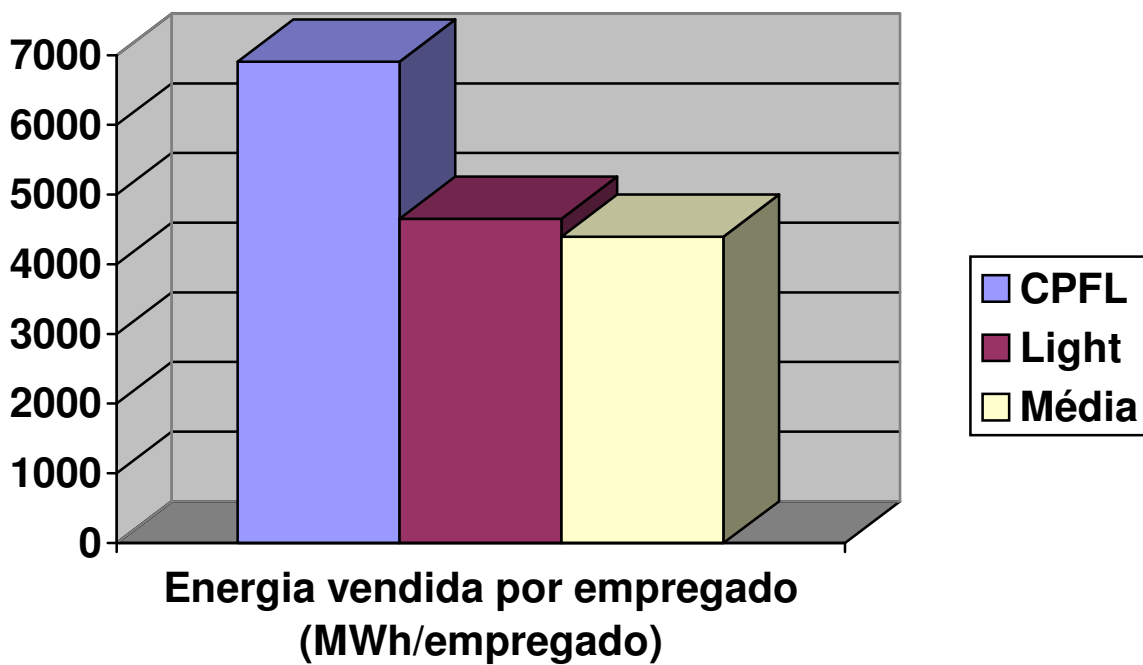


Gráfico 10: Energia vendida por empregado.
Fonte:BNDES, 2004.

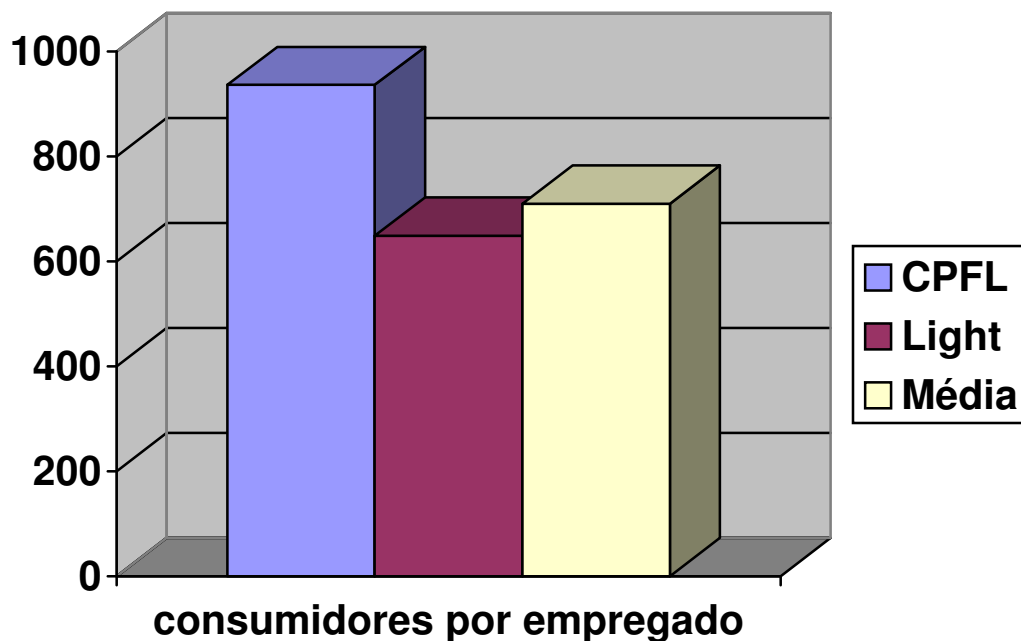


Gráfico11: Consumidores por empregado.

Fonte: BNDES, 2004.

7.6 Balanço financeiro

7.6.1 light

A Light, devidamente autorizada pelo Conselho Administrativo ao Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, instituído pelo BNDES, que objetivada alocar recursos às empresas a fim de facilitar a readequação de seus débitos, em setembro de 2003. (Light, 2004).

A Light encerrou o ano de 2003 com uma dívida consolidada de R\$ 4.199 milhões. A companhia ainda apresentou elevada despesa financeira provocada pelas altas taxas de

juros internos e pelo expressivo volume de sua inadimplência, que em 2002, foi de 5,9% e cresceu para 6,6% do faturamento bruto em 2003.(Light, 2004).

A distribuidora do Rio de Janeiro, Light, deve algo em torno de 500%, segundo informações oriundas do Ministério das Minas e Energia, mas somente no último semestre de 2004, acumulou uma dívida de R\$ 33,4 milhões.

A fim de fazer frente às exigências do mercado e renegociar suas dívidas a empresa iniciou um processo de reorganização de sua estrutura, o que envolveu a extinção de cerca de 30% dos cargos gerenciais e a efetivação de um plano de demissão voluntária, ao qual aderiram mais de seiscentos funcionários, de um total de 4.200. Houve, também, um rígido controle de custos operacionais e administrativos. (Light, 2004).

Na questão das perdas comerciais, foram realizados esforços no sentido de remodelar as ligações estabelecidas e impedir fraudes. O crescimento abrupto das perdas foi estancado, durante o exercício de 2003, após fiscalizar cerca de um milhão de clientes. Houve o corte de aproximadamente setecentas mil ligações clandestinas.

As perdas totais de energia em 2003 foram de 23,6% de toda a carga, contra 21,7% no ano anterior. O gráfico abaixo demonstra as perdas entre os anos de 1999 a 2003.

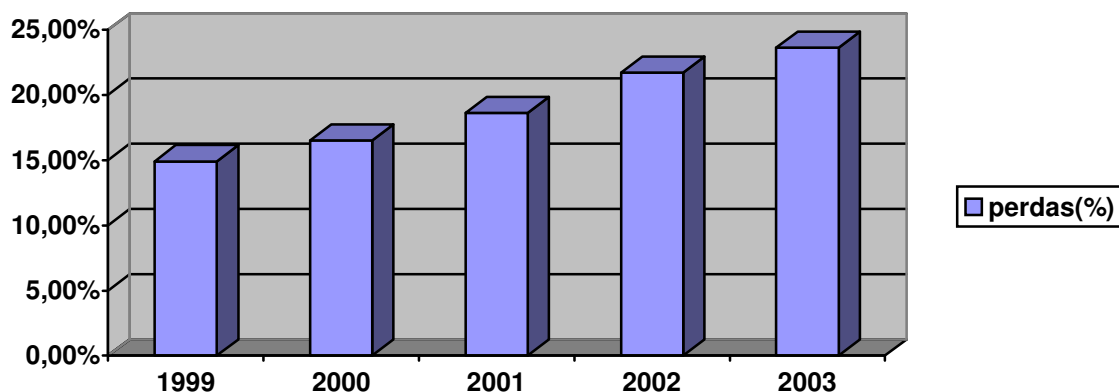


Gráfico 12, perdas Light.
Fonte: Light, 2004.

Entretanto, no segmento de clientes públicos os resultados não foram satisfatórios. Registrou-se uma elevação importante das contas não pagas, passando de cento e dez milhões de reais em 2002 para 253 milhões no ano seguinte, em razão de percalços jurídicos e do impedimento legal de interromper o fornecimento de energia, considerado serviço essencial à população.(Light, 2004).

No Estado do Rio de Janeiro o nível de inadimplência de todo o setor público alcança 80,3%, sendo que os casos mais importantes são da Universidade Federal do Rio de Janeiro, que deve catorze meses de fornecimento, e das vias públicas com três anos e meio sem quitação dos débitos.(OESP, 2004).

O descumprimento do setor público está na dificuldade das companhias em cortar a luz destas categorias, pois os contratos de concessão impedem tal atitude. As concessionárias devem cobrar os débitos judicialmente, sem interromper o regular fornecimento de energia elétrica.

7.6.2 CPFL.

A queda de 13,6% no resultado financeiro negativo, que reduziu seu peso sobre a receita líquida de 35,2%, em 2002, para 16,6%, em 2003, teve como origem a capitalização de R\$ 1.550 milhões ocorrida em 2003, que permitiu diminuir o estoque da dívida em R\$ 1.867 milhões (-22,6%) com a liquidação de todos os contratos de empréstimos bancários de curto prazo que representavam custos mais elevados em relação às demais dívidas, refletindo positivamente no resultado financeiro da empresa. (CPFL, 2004).

Comparando, diretamente, os resultados de 2003 com os de 2002, verifica-se uma tendência de recuperação, quando a CPFL apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 93 milhões. As capitalizações ocorridas em abril e outubro de 2003 propiciaram uma liquidação parcial das dívidas que, somadas aos fluxos normais de amortização do ano, totalmente cumpridos, reduziram a incidência dos encargos financeiros nos resultados e constituem os principais fatores responsáveis pela melhora do Resultado Líquido.(CPFL, 2004).

Também contribuiu a conclusão dos investimentos em aumento de eficiência e qualidade operacional na área de distribuição, o crescimento gradual das operações na área de comercialização; e a recuperação da economia brasileira no último trimestre do ano.

O fluxo de caixa antes dos investimentos de R\$2.167 milhões, deduzidos de R\$ 564 milhões de investimentos em capital fixo, produziu um caixa livre de R\$ 1.603 milhões em 2003. Esses recursos foram totalmente utilizados para pagamento de juros e amortização de parte da dívida e para o pagamento de dividendos de R\$ 28 milhões. Além disso, os recursos provenientes da capitalização de R\$ 1.550 milhões foram utilizados na amortização do principal de empréstimos e financiamentos e no resgate de debêntures.(CPFL, 2004).

Houve também entrada de novos financiamentos e debêntures no valor de R\$ 1.522 milhões, para fazer frente a custos de construção de novas usinas e na rolagem de dívidas

com o benefício de redução de custos. O caixa líquido gerado no período foi de R\$ 199 milhões e a companhia fechou o ano com um caixa de R\$ 375 milhões.

O gráfico a seguir demonstra o lucro/prejuízo, em milhões de reais, da empresa em 2003.

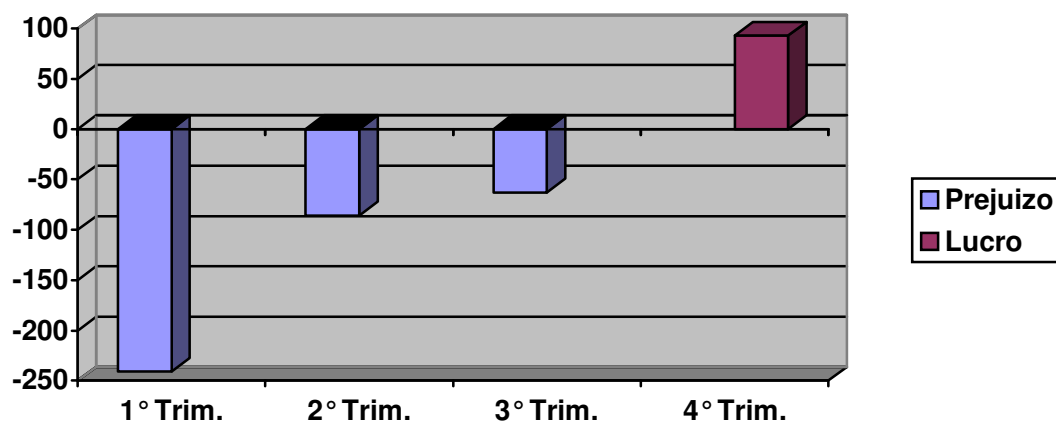


Gráfico 13: Situação financeira CPFL.

Fonte: CPFL, 2004.

A CPFL, após todos os esforços financeiros e operacionais que produziu, foi reconhecida pela ANEEL como a melhor distribuidora de energia elétrica da região Sudeste, em 2004, com um índice de satisfação de seus clientes equivalente a 69,35. Número superior à média nacional de 63,63 e do Sudeste de 64,10. (ANEEL, 2004).

No ano anterior a CPFL foi, também, a grande vencedora do Prêmio Abradee 2003. Escolhida a melhor empresa distribuidora de energia elétrica do Brasil, a empresa obteve ainda mais dois troféus, melhor distribuidora em gestão operacional e melhor distribuidora em Responsabilidade Social. O Prêmio Abradee é entregue pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica.(CPFL, 2004).

Pelo terceiro ano consecutivo, a CPFL Energia integra o Guia Exame de Boa Cidadania Corporativa, uma iniciativa da Editora Abril que tem como objetivo radiografar a responsabilidade social empresarial no País. O Guia chegou à sua quinta edição anual como o mais abrangente levantamento sobre os projetos sociais das empresas. (CPFL, 2005).

A CPFL apresentou, entre seus projetos, o Espaço Cultural CPFL, inaugurado no segundo semestre de 2003, a política de diversidade no ambiente de trabalho, a criação de uma ouvidoria, responsável por resolver queixas não solucionadas pelo serviço de atendimento a consumidores, e o acompanhamento de práticas de seus parceiros relacionadas ao meio ambiente, trabalho infantil, segurança no trabalho e diversidade.

A CPFL também recebeu do governo do Estado de São Paulo, em janeiro de 2005, o Prêmio Paulista de Qualidade de Gestão. As organizações candidatas ao PPQG são avaliadas em um conjunto de critérios criados a partir de valores e atributos comuns, que não servem apenas como referência da premiação, mas para permitir um amplo diagnóstico, seja qual for a espécie de organização, nas diversas áreas econômicas, a fim de se estimular o desenvolvimento de sistemas de gestão próprios das companhias. (CPFL, 2005).

8. SUGESTÃO.

Os sistemas jurídicos dos diversos países dispõem de métodos distintos e conceitos próprios sobre o que cada um entende por tributo. Eles constituem a fonte principal das receitas do Estado. (Bastos 1998).

Os tributos têm por finalidade a obtenção de recursos financeiros, a fim de se atender a demandas econômicas e sociais, mas também para servir de instrumento eficiente de uma melhor distribuição de renda, o que é feito pela progressividade das alíquotas e, em alguns casos, por concessão de incentivos fiscais que visam a estimular regiões ou um setor da indústria.

Isso fica claro pela definição que é fornecida pelo Código Tributário Nacional quando conceitua tributos, em seu artigo 3º como sendo toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada.

Dentre as espécies de tributos temos os impostos e as taxas como os mais importantes meios de arrecadação do poder público. Os impostos não têm vínculo com qualquer obra ou serviço, o Estado nunca é impelido a realizar atividades em favor do contribuinte. Já as taxas são tributos vinculados a prestação, por parte do Estado, de serviços aos cidadãos, ou postos à sua disposição.

Pelo sistema tributário adotado pela Constituição Federal, há permissão que a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios instituem seus tributos. As

discussões a respeito do sistema tributário brasileiro e sobre a necessidade de sua reformulação, já fazem parte, a algum tempo, da agenda de debates de toda a sociedade.

Assim, no mesmo local do território pátrio, o contribuinte é disputado, concomitantemente, por três competências fiscais distintas, que nem sempre coordenam suas respectivas exigências para o bom convívio entre si e com os governados.

Para tentar corrigir essa incomoda e caóticas situações, foram feitas várias alterações legais, desde a Constituição de 1946, que visavam disciplinar uniformemente, em todo o país, as regras gerais sobre a formação das obrigações tributárias, prescrição, quitação e compensação, evitando o pandemônio resultante de disposições diversas, não apenas de um Estado para outro, mas até dentro do mesmo Estado.

Desde a promulgação da Constituição de 1988 e o início da década de 90, principalmente, formulou-se um imenso número de propostas de reforma tributária, não tendo sido implementadas devido a sérios conflitos de interesse que cercam a matéria. (Afonso, 1999).

O conjunto dos tributos brasileiros mostra, ao longo dos últimos cinquenta anos, uma clara tendência ascendente, como demonstra o gráfico a seguir.

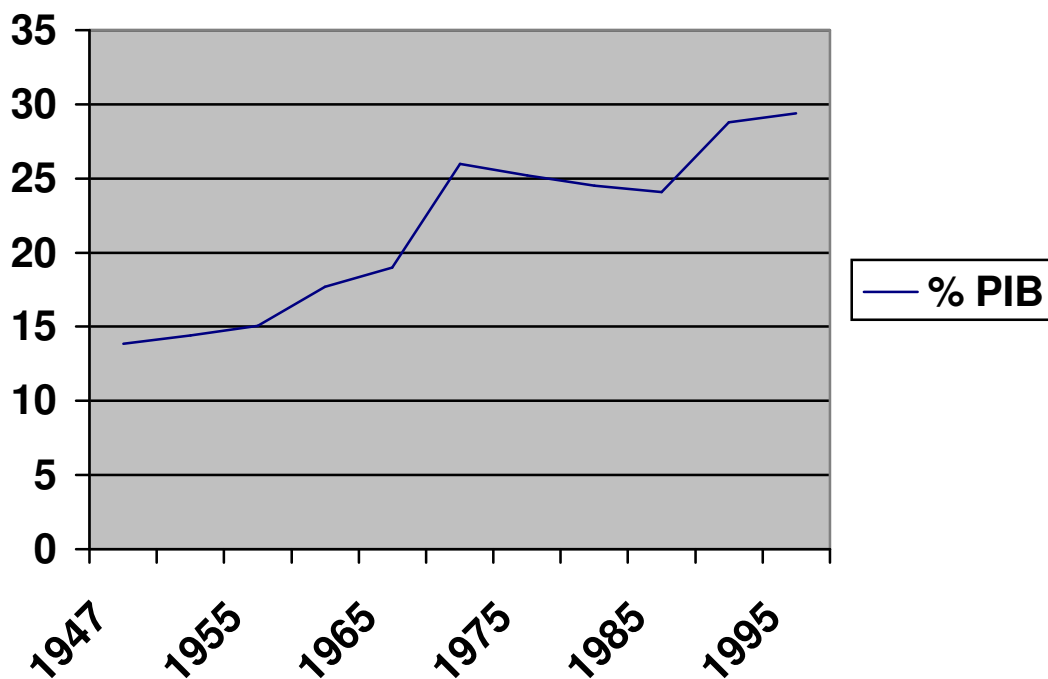


Gráfico 14: porcentagem impostos/PIB.(a).

Fonte: Afonso, 1999.

Para o período posterior, entre 1996 até março de 2004, segundo o Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário, a carga total de tributos brasileiros, o que inclui a esfera federal, estadual e municipal, teve o seguinte desempenho:

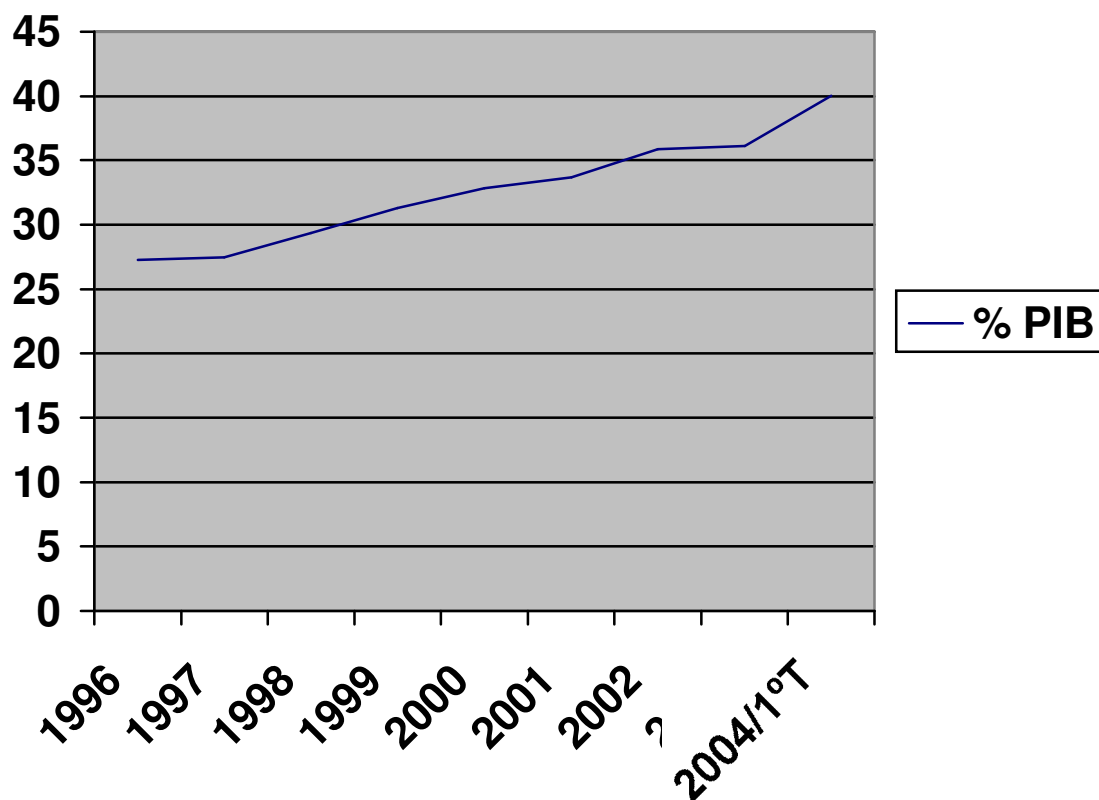


Gráfico: 15: porcentagem impostos/PIB(b).

Fonte: IBPT, 2005.

O que diferencia o Brasil das demais nações é a forma em que os impostos são cobrados. Os países procuram tributar, principalmente, o lucro das empresas ou no ganho anual dos cidadãos, enquanto o país se esforça para ampliar sua arrecadação, instituindo impostos que incidem tanto na produção, na circulação, no lucro e na movimentação financeira das pessoas físicas e jurídicas, dentre outros.

Uma objeção ao sistema tributário nacional que volta e meia encontra espaço na mídia, refere-se a quantidade de impostos que o compõem. Há cerca de sessenta impostos no Brasil. Considerando todas as taxas estaduais e municipais, esse número só tende a

crescer. Contudo a grande maioria desses tributos se aplica a casos específicos de cada setor de atividade econômica.

Esse sistema tem provocado, ou facilitado, distorções econômicas que o crescimento das necessidades financeiras do poder público, e a conseqüente complexidade e onerosidade dos tributos federais, estaduais e municipais somente tendem a agravar o problema.

Exemplo desta afirmativa é a proliferação de figuras tributárias, concebidas em termos jurídico-formais com que os governos têm procurado alargar o campo de suas competências e fortalecer o montante de suas arrecadações.

Concomitantemente a arrecadação dos tributos no país vem, a cada semestre, batendo recordes. No mês de maio de 2004 houve um crescimento real, segundo o Ministério da Fazenda, em relação ao mesmo período de 2003, equivalente a 5,2%, algo em torno de 127 bilhões de reais. Essa elevação é causa direta da elevada carga tributária nacional, que por dados do Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário (IBPT) alcançou 40% do Produto Interno Bruto, na primeira metade do citado ano.

Essa avaliação somente é possível em tempo da estabilidade monetária. Durante o período em que a inflação era galopante, nem os produtores, nem os consumidores davam conta da gravidade da elevada carga tributária.

A análise da distribuição da carga tributária brasileira revela que, a despeito do grande número de tributos existentes no país, a arrecadação concentra-se em poucos deles. Um quarto provinha da ICMS, sendo que os cinco principais, ou seja, contribuições para a previdência social, imposto de renda, cofins e Imposto Produção Industrial (IPI), são responsáveis por, aproximadamente, setenta por cento do total. (Afonso, 1999).

O peso fiscal é significativo, pois, daqui por diante, a expansão econômica deverá processar-se a custos decrescentes, condição incompatível com a presença de impostos de incidência em cascata, cobrados a esmo, sem a menor atenção para os problemas do custo de produção e da competição nos mercados externos. Também é um aspecto que serve de argumento para que os investidores exógenos afastem-se do país.

A carga fiscal brasileira é excessivamente onerosa em comparação aos sistemas tributários de outros países. Segundo o IBPT, em 1999 a carga tributária em relação ao PIB foi de 32,4% na Inglaterra e 29% nos Estados Unidos, contra 32,9% do Brasil.

A mensuração dos tributos, bem como sua efetiva classificação, tem sua delimitação prejudicada pela edição volumosa de textos legais emanadas pela autoridade fiscal. A complexidade do sistema tributário nacional é tamanha que são estimados que no Brasil vigorem, atualmente, mais de três mil normas, entre a Constituição federal, tratados e convenções internacionais, leis complementares, delegadas, ordinárias, medidas provisórias, decretos, regulamentos, portarias, dentre outras, em matéria tributária, sendo que a frenética e constante modificação normativa proporciona insegurança ao contribuinte.

Até a privatização do setor elétrico nacional, as decisões de investimento eram tomadas com base na expansão obrigatória dos serviços públicos, com condições de venda previamente estabelecidas, através de preços regulados.

No novo ambiente, as decisões de investimento são comandadas pelo maior retorno financeiro possível, pelo posicionamento estratégico do mercado, pela engenharia financeira mais adequada.

Nesta nova ordem, os aspectos dos tributos e encargos financeiros exercem um papel extraordinariamente importante, e o seu entendimento, que já é complexo de uma forma geral, torna-se mais difícil no contexto específico do setor elétrico.

A carga de tributos que incide nas contas enviadas aos consumidores, residenciais ou não, pelas companhias operadoras do setor elétrico nacional, já descrito no item Revisão Bibliográfica, e compõem o item “imposto”.

A comparação pura e simples da carga tributária de diferentes países é um exercício de precário poder analítico. Isto porque há vários aspectos singulares entre os sistemas tributários e, principalmente, sobre as sociedades em que incidem os impostos. Não obstante, o indicador carga tributária tem um caráter descritivo que ajuda a situar o Brasil no contexto internacional.

Segundo um levantamento feito pelo Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, que englobou trinta e um países, com o objetivo de mostrar o peso das tarifas na renda do brasileiro e dos cidadãos das nações envolvidas, revelou que o país ocupa a vigésima quinta posição quanto ao custo de produção. Empatamos com os Estados Unidos, mas perdemos para o Canadá.

O estudo teve como base à tarifa de R\$ 260,00 o megawatt/hora, em julho de 2004, sem a incidência de impostos. Sobre o valor, foi feita uma correção das taxas de cambio pela Paridade do Poder de Compra (Purchase Power Parity) das moedas que a Organização para a Coordenação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) publica regularmente.

A tabela a seguir, reproduz as nações pesquisadas com suas respectivas posições de acordo com a metodologia adotada pelo estudo. A pesquisa não foi feita apenas nos países que produzem energia com base hidráulica. Segundo a OECD, as tarifas residenciais praticadas nos países dessa organização, em US\$/kWh, impostos excluídos, ordenados da mais alta até a mais baixa é a seguinte:

Posição	Países	Indicadores		
1	Dinamarca	0,222	16 Suécia	0,103
2	Japão	0,214	17 Turquia	0,091
3	Holanda	0,167	18 Finlândia	0,091
4	Alemanha	0,167	19 México	0,091
5	Áustria	0,136	20 Polônia	0,090
6	Portugal	0,134	21 Noruega	0,086
7	Itália	0,134	22 Hungria	0,086
8	Bélgica	0,132	23 Coréia	0,085
9	Suíça	0,124	24 Grécia	0,083
10	Islândia	0,120	25 Brasil	0,083
11	Luxemburgo	0,112	26 US	0,083
12	Irlanda	0,111	27 Rep. Tcheca	0,081
13	Reino Unido	0,111	28 Rep. Eslovaca	0,073
14	Espanha	0,109	29 Nova Zelândia	0,071
15	França	0,105	30 Austrália	0,062
			31 Canadá	0,060

Tabela 02: Ranking.

Fonte: A Folha, 2004.

A conversão de moedas é bastante complicada e polêmica, mas apesar das possíveis críticas, aplicando uma correção das taxas de câmbio pela Paridade do Poder de Compra (Purchase Power Parity) das moedas, a situação modifica-se acentuadamente. A

tabela com as tarifas corrigidas pelo PPG, incluindo a carga tributária correspondente a cada país está a seguir.

Posição	Países	Indicadores		
1	Brasil	0,183	16	Bélgica 0,113
2	Polônia	0,167	17	Espanha 0,110
3	Portugal	0,153	18	Luxemburgo 0,094
4	Dinamarca	0,148	19	Reino Unido 0,091
5	Eslováquia	0,141	20	França 0,086
6	Japão	0,141	21	Grécia 0,084
7	Holanda	0,140	22	US 0,083
8	Alemanha	0,138	23	Islândia 0,081
9	Turquia	0,136	24	Irlanda 0,080
10	Rep. Tcheca	0,135	25	Suíça 0,079
11	Hungria	0,134	26	Suécia 0,078
12	México	0,131	27	Nova Zelândia 0,069
13	Itália	0,121	28	Finlândia 0,066
14	Coréia	0,118	29	Canadá 0,063
15	Áustria	0,116	30	Noruega 0,060
			31	Austrália 0,055

Tabela 03: Ranking 2.

Fonte: A Folha, 2004.

O Brasil passa do vigésimo quinto lugar para ocupar a primeira posição. Independente da polêmica sobre a correção PPG da taxa cambial, a carga tributária excessiva é a responsável pelo encarecimento de uma energia que é produzida de forma barata, o que explica o motivo do país não estar entre outras potências hidroelétricas, tais como o Canadá, Estados Unidos.

O custo da energia no Brasil é tão acentuado que a maior fabricante de alumínio no mundo, a Alcoa, segundo noticiado no jornal A Folha, 08 de janeiro de 2004, decidiu cancelar os planos de investir cerca de um bilhão de dólares em uma nova unidade de produção devido ao elevado custo. A conta de energia elétrica corresponde a trinta e cinco por cento dos custos de produção de alumínio.

Temos abaixo uma tabela em que são apontadas as cargas tributárias respectivas do Canadá, Estados Unidos, Inglaterra, Chile, França e Brasil.

País	% de Tributos
Canadá	8,9 %
Chile	13,8 %
EUA	8,2 %
França	5,2 %
UK	4,8 %
Brasil	78,5%

Tabela 04- Impostos internacionais.

Fonte: École Nacional d'Administration, (França), (2004); Governo do Canadá, (2004); EIA (2004); Comision Nacional de Energia (Chile), (2004); cálculos próprios.

Portanto, a pesquisa indica que o se deve faz é reduzir a carga tributária brasileira, a ponto de facilitar seu pagamento, incentivando o investidor a produzir uma quantidade maior de energia a fim de satisfazer o incremento da demanda.

Tomando por base os dados apurados pela tabela 14, e aplicando a carga tributária de cada uma das nações estudadas, teríamos, no caso de uma conta equivalente a R\$ 100,00 (cem reais), já descrita, uma mudança brutal no custo da energia elétrica produzida no Brasil, já que o impacto dos impostos e taxas incidentes seriam drasticamente reduzidos.

As figuras 01 e 04 são exemplos verdadeiros de contas quitadas pelos consumidores de Ontário e Quebec, províncias do Canadá. Aplicando a carga tributária determinada pelo sistema fiscal local, que foi apontada pela citada tabela, haveria uma elevada redução dos impostos. Um simples cálculo matemático, ou seja, retirando os 78,5% dos tributos brasileiros e aplicando nas contas os 8,9%, o valor da fatura cairia de R\$ 100,00 (cem reais) para R\$ 23,41 (vinte e três reais, quarenta e um centavos).

Usando o sistema tributário chileno, local em que os impostos são equivalentes a 13,8%, e usando o mesmo procedimento acima citado, a fatura seria de R\$ 24,46 (vinte e quatro reais, quarenta e seis centavos). Já para o exemplo dos Estados Unidos, o valor seria de R\$ 23,26 (vinte e três reais, vinte e seis centavos).

Os exemplos em que o custo da energia para os consumidores é o mais baixo vem da Europa. A legislação fiscal da França inserida no caso brasileiro faria com que a fatura fosse reduzida de R\$ 100,00 para R\$ 22,61 (vinte e dois reais, sessenta e um centavos). Nos mesmos parâmetros, a legislação britânica produziria uma conta equivalente a R\$ 22,53 (vinte e dois reais, cinqüenta e três centavos).

Com mais esses exemplos fica evidenciado que o baixo custo de produção da energia brasileira, um dos menores do mundo, produzida com base hidráulica, é perdido

pela excessiva carga de impostos e taxas, fazendo com que tenhamos uma energia muito cara no final.

O setor elétrico de qualquer país é estratégico. Uma nação sem energia não pode produzir, não educa seus cidadãos, não vende, não é inserido no cenário mundial, fica à margem. Assim, uma energia a baixo custo tem o poder de incentivar os investidores, pois há sensível diminuição dos insumos, o que gera empregos, lucros, e tributos.

Contudo, sem abordar a questão do ponto de vista da administração pública, que não é o foco desta dissertação, porque para isso teríamos inclusive de entrar no mérito da qualidade da arrecadação e da alocação de recursos, o fato é que quanto maior a carga tributária maior é o estímulo à sonegação, ao contrabando, à falsificação e adulteração.

Que não sejamos interpretados de forma equivocada, somos a favor do combate à sonegação e da disciplina fiscal.

A carga tributária vitima de forma igualmente perversa consumidores e empresas, eu pagam impostos sobre tudo, compras, vendas, faturamento, folha de pagamento, até o lucro. O peso dos tributos é praticamente o dobro da média mundial, com efeitos negativos de toda ordem.

O mais evidente é a perda da competitividade externa, pecado mortal para uma economia cada vez mais globalizada. A taxaço torna tudo mais caro no Brasil, mão de obra, matéria-prima, infra-estrutura.

Desta forma, fica inviável exportar e, como a tendência atual é reduzir as barreiras às importações, torna-se cada vez mais difícil vender até para o mercado interno, tendo em vista a competição dos produtos estrangeiros.

Junta-se a isso a burocracia, a ineficiência e a falta de transparência do sistema tributário nacional, que atua como um desestimulante aos investidores em por seu dinheiro aqui.

A sugestão é pertinente visto que no presente momento o setor elétrico sobra com a falta de investimentos, como em meados da década de oitenta. O país vive uma paralisia das obras relativas às construções de novas hidrelétricas, desta feita motivada pelas incertezas regulatórias, já que a participação do Ministério das Minas e Energia no processo de revisão tarifária não esta agradando às companhias.

Segundo especialistas o governo desrespeitou dois pontos da legislação vigente. O primeiro foi estipular um teto para as revisões, muitas vezes houve a divisão do reajuste em mais de uma etapa.

Outra questão esta relacionada ao repasse dos custos em dólar que as distribuidoras têm com a compra da energia de Itaipu. Neste caso os gastos apenas serão repassados às tarifas a partir do ano que vem, o que onera ainda mais o difícil quadro financeiro das empresas do setor elétrico nacional.

Enquanto isso o governo propõe liberar dinheiro, por intermédio de uma nova linha de crédito do BNDES, a fim de se evitar, no que for possível, desequilíbrio econômico-financeiro.

Essa manipulação das tarifas tem dois efeitos nefastos para a população ao longo prazo. Além da queda do nível necessário dos investimentos que pode prejudicar a qualidade dos serviços e até sua ausência, no caso a falta de energia, e, no mais tardar alguém terá de suportar a conta dessa política, pois o tempo perdido poderá resultar em prejuízo no futuro.

Desta forma, o quadro das empresas é péssimo. A margem de lucro é pequena, as revisões tarifárias previstas nos contratos de concessão não estão sendo realizados nos montantes apurados pelos índices de correção oficiais, a carga tributária é elevada, e está em processo de majoração das alíquotas. Como as empresas não têm dinheiro em caixa para incrementar a produção e, pela conduta oficial, são punidas por produzir, o negócio deixa de ser atraente, já que não gera lucro aos investidores.

A diminuição dos tributos pode promover a melhora financeira de ambas das companhias estudadas, a CPFL e a Light. A empresa paulista mantém um nível estável de inadimplência e perda de energia em sua área de concessão, conforme já demonstrado, está próximo de 13%, mas a situação da empresa fluminense é exasperadora. O índice de inadimplência conjugado com o de furto de energia, provocado por ligações clandestinas do sistema, esta próxima a 30% do total produzido.

Assim a mudança do sistema tributário brasileiro é medida que se propõe. Somente a diminuição dos impostos e taxas pagas pelas empresas e pelos consumidores pode incentivar as companhias, e seus investidores nacionais e exógenos, a reinvestir no setor elétrico.

A redução dos tributos proporciona uma energia a custo barato, Isso eleva as vendas, combate à inadimplência e é um duro golpe nos furtos elétricos. Evidentemente que, em tendo dinheiro em caixa haverá um incremento no desenvolvimento de toda a economia, pois incentiva os empresários a buscar lucro, ampliar seus negócios, aumentar a quantidade de empregos, gerando divisas e evita novos períodos conhecidos como “apagão”.

9. CONCLUSÃO.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em meados da década de 1990, deve ser vista dentro de uma perspectiva histórico-estrutural, envolvendo em uma mesma análise a privatização, e crise do setor elétrico e a garantia à cidadania. Para entender as reformas ocorridas no setor, é necessário evidenciar um pouco da trajetória histórica do setor, vocação hidrelétrica, as opções político-econômicas para a reestruturação e as respostas dadas pelo governo à crise elétrica brasileira.

Assim devem ser analisadas as questões relativas as privatizações ocorridas no setor elétrico em diversos países, comparando os vários modelos adotados em todo o mundo com o nacional, o que permite uma análise científica em relação ao ocorrido no setor elétrico brasileiro.

O que se nota, *a priori*, é que a crise do setor elétrico foi deflagrada tanto por fatores estruturais, de ausência ou de baixos investimentos no setor durante a década de 1990, como pelo processo de privatização engendrado na mesma década.

A privatização também foi acompanhada de baixa capacidade técnica das agências reguladoras em realmente regular e fiscalizar as novas concessionárias de energia elétrica, geração e distribuição. Tal deficiência é evidenciada pelos constantes aumentos tarifários, em valores acima da inflação.

O setor elétrico no Brasil, assim como em diversos países, atravessou por um período de intensas transformações nas suas condições de funcionamento, com destaque para o redesenho do papel do Estado, cuja intervenção passou a ter um caráter regulatório em detrimento da provisão direta dos serviços.

Em termos gerais, as reformas do setor elétrico visavam estimular a competição na geração e na comercialização e a introdução de mecanismos de incentivo para a regulação dos segmentos que permanecem com a característica de monopólio natural, ou seja, a transmissão e a distribuição.

Concomitantemente, às reformas buscavam criar mecanismos para manter a coordenação necessária à garantia do funcionamento eficiente do setor elétrico. Outra característica importante é a instituição de agências reguladoras independentes para arbitrar os conflitos e executar o conjunto das políticas elencados anteriormente.

No Brasil, as motivações diferiram, em grande parte, das existentes nos países desenvolvidos em que também ocorreram reestruturações de seus respectivos setores elétricas, existindo o desafio adicional de por meio da privatização e da constituição de um novo modelo, garantir a expansão da capacidade instalada do sistema, inviabilizada pelo estrangulamento fiscal do Estado.

A garantia do suprimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade de seu fornecimento é, sem dúvida, uma questão básica para a sobrevivência do homem e para o desenvolvimento e a competitividade do país. A demanda futura deve ser planejada com anos de antecipação, pois as instalações demoram a ser projetadas e construídas, caracterizando-se o setor como dos mais intensivos em capital.

Qualquer defasagem no programa de expansão expõe o país a cortes e racionamentos pelo fato de que, na ausência de interconexões, a energia elétrica não pode ser importada, prolongando-se então o problema por vários anos, tempo necessário para a implantação de instalações adicionais.

Sua importância estratégica é fundamental no que tange a assegurar-se acesso a fontes de energia primária no mercado, sempre que as necessidades energéticas não possam ser supridas a partir de recursos naturais próprios como hidroeletricidade e reservas nacionais de combustíveis fósseis.

A partir dos anos 80, mudanças no sistema internacional, tais como aumento das taxas de juros, maior rigidez dos bancos privados e redução dos prazos de carência, dificultaram o processo de financiamento para o setor, restringindo a principal fonte de financiamento o capital externo, e demonstrando os sinais de fraqueza econômica e financeira do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, a situação brasileira apresenta peculiaridades no que se refere à sua base eminentemente hidráulica, com elevado grau de coordenação.

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro foi influenciado pelo tamanho do território e suas características geográficas, como as enormes redes fluviais, razão pela qual houve a necessidade de se criar um sistema interligado de transmissão de energia (modelo centralizado), o que gerou economia de escala das usinas elétricas. Essas especificidades não apenas dificultaram a entrada de concorrentes no mercado elétrico, como também geraram riscos que podem encarecer o financiamento dos projetos elétricos.

No Brasil, o setor elétrico brasileiro operava numa estrutura industrial verticalizada. Após a privatização, o setor foi reformado para operar com uma estrutura desverticalizada em regime concorrencial. Observam-se fenômenos semelhantes em diversos países, apesar de possuírem características e ritmos diferentes.

O objetivo da economia brasileira passou a ser de aumentar a produtividade e reduzir os custos, através do aumento de eficiência dos serviços públicos. Sendo assim, com a privatização do setor elétrico conseguiu-se reduzir a dívida do setor público, contribuindo também para o ajuste fiscal necessário para o crescimento de nosso país.

A privatização do setor de energia elétrica visou garantir novas fontes de financiamento para a expansão do sistema, face ao esgotamento da capacidade de financiamento do setor público, e ao mesmo tempo, buscou inserir a competição na prestação de serviços públicos de infra-estrutura como forma de incrementar a eficiência econômica em sua produção.

Entretanto, até o presente momento a reestruturação do setor elétrico e a privatização de suas empresas, não trouxeram benefícios para a população e nem cumpriram o papel que se propuseram inicialmente, que era diminuir as tarifas para os consumidores finais; administrar as empresas com maior eficiência, com a finalidade de beneficiar os consumidores; promover o bem estar dos pobres e proteger o meio ambiente.

Como o processo de reformas não seguiu a seqüência ideal de primeiro, definir o novo marco regulatório e, em seguida, privatizar e abrir o mercado, não houve uma resposta adequada, por parte da iniciativa privada, no que diz respeito aos novos investimentos necessários para a expansão do setor.

Por outro lado, como as empresas estatais, por restrições financeiras, não investiram no período prévio à privatização, criou-se, então, uma situação crítica, em termos de riscos de déficit.

Em maio de 2001, houve a necessidade de redução imediata do consumo de energia elétrica no país como única forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo grave período de estiagem. O governo impôs um cronograma de racionamento de energia aos consumidores, ou seja, atribuiu a eles a tarefa de reduzir seu consumo segundo critérios próprios.

O que se nota é que dos últimos catorze presidentes da República, até Fernando Henrique Cardoso, apenas dois deram impulso à energia em nosso país: Getúlio Vargas, em seu segundo governo, 1950 a 1954, e, Juscelino Kubistschek, 1955 a 1960.

Getúlio teve a perspicácia de construir a usina de Paulo Afonso, no rio São Francisco, a primeira grande obra estatal do setor energético. Juscelino, por sua vez, iniciou a construção de Furnas, o maior complexo de energia elétrica do Brasil, e foi o primeiro a planejar uma usina atômica, que seria próxima ao local em que hoje estão Angra I e II.

Jânio Quadros, 1961, sucessor de Kubistschek, ficou tão pouco na função que não teve tempo, em seu atrapalhado governo de sete meses, para pensar em energia. João Goulart, 1961 a 1964, que propunha reformas de base na sociedade brasileira, ficou pelo caminho, o golpe militar o impediu de prosseguir. Desses, o General Humberto Castelo Branco, 1964 a 1967, alertado pelo então ministro das Minas e Energia da urgência em produzir energia elétrica para incrementar a produção industrial nacional, apressou a criação de fato da Eletrobrás, em 1966, já que havia sido regulamentada em 1963.

Arthur da Costa e Silva, 1967 a 1967, iniciou o programa nuclear brasileiro. Emílio Garrastazu Médici, 1967 a 1974, deu seqüência, Ernerto Geisel, 1974 a 1979, assinou o protocolo do acordo atômico Brasil - Alemanha. João Baptista de Oliveira Figueiredo, 1979 a 1985, e José Sarney, 1985 a 1990 inauguraram turbinas em Itaipu, em palanques. Fernando Affonso Collor de Melo, 1990 a 1992, tentou vender a usina de Angra III ao Irã. Itamar Franco, 1992 a 1994 até o final de seu mandato, não se decidiu em parar ou concluir as obras de Angra II. Já Fernando Henrique Cardoso, 1995 a 2002, disse que a crise de energia vivenciada pela nação em 2001, o “pegara de surpresa”.

Durante décadas, faltou aos governantes brasileiros a visão de que a energia é um fator de desenvolvimento. É com energia que se produz mais e melhor, é com energia que se exporta, e dessa exportação vem dinheiro com o qual se criam empregos e se alimenta o povo.

Por outro lado, em linhas gerais, a política regulatória implementada no Brasil para o setor de energia elétrica utiliza, em essência, os mesmos instrumentos regulatórios que vêm sendo

utilizados na experiência internacional, com destaque para determinados pré-requisitos básicos para o sucesso dessas medidas, tal como a constituição de agência com autonomia para o exercício da missão regulatória, promovendo um conjunto de políticas que envolvem tanto a proteção dos interesses do consumidor cativo em regime de monopólio quanto à adoção complementar de instrumentos regulatórios mais reativos, que enfatizem a regulação da concorrência e a coação de condutas anticompetitivas.

Outro aspecto relevante é a questão envolvendo a quantidade de impostos e taxas pagas, pelos consumidores na conta de energia, que é enviada pelas companhias. Esse dado é importante, visto que, quanto maior a carga tributária, menor o lucro, menor é a poupança gerada pelo negócio e, conseqüentemente, menor é a possibilidade da mesma investir no incremento da produção de energia elétrica.

A apuração do montante quitado por cada companhia envolvida no setor elétrico nacional, é difícil, visto que a legislação tributária brasileira é das mais complexas. Temos leis federais, estaduais e municipais. Cada ente federativo estipula seus tributos e fixa suas alíquotas livremente.

Por exemplo, o imposto de circulação de mercadorias e serviços, o ICMS é cobrado por todos os Estados, contudo, cada um determina o montante que deve ser suportado pelos contribuintes a sua maneira de cobrá-los. O Estado de São Paulo a alíquota é de 33% sobre o consumo, e a média nacional é de 18%.

Segundo dados da empresa de consultoria Econômica, a dívida total do setor elétrico em 2003 ultrapassava R\$ 96 bilhões, o que inclui o principal, juros, correção monetária e multa contratual. Os consecutivos prejuízos registrados nos últimos anos corroeram o capital investido pelas companhias, enquanto suas dívidas, boa parte em moeda estrangeira, avançaram com velocidade.

O endividamento médio das companhias está em torno de 81% do patrimônio líquido. Contudo, algumas empresas já apresentam patrimônio inferior às suas dívidas. Caso específico da Elpa, que tem uma dívida de 6,6 bilhões, e um patrimônio de 354 milhões de reais.

A distribuidora do Rio de Janeiro, Light, deve algo em torno de 500%, segundo informações oriundas do Ministério das Minas e Energia, mas somente no último semestre, acumulou uma dívida de R\$ 33,4 milhões.

A importância da relação entre esses dois fatores, patrimônio e dívida, é que, quanto maior o índice, maior a dificuldade das empresas em levantar empréstimos com terceiros. Assim, sem condições de acessar o mercado de crédito e com prejuízo em caixa, as companhias acabam não conseguindo quitar seus compromissos, ficam inadimplentes e correm os riscos de quebrar.

A situação das elétricas não é nada confortável, isso inclui ambas as companhias estudadas, a CPFL, e principalmente, a Light, que se encontra em condições econômico-financeiras delicadas, levando-se em conta a queda de faturamento por causa do recuo do consumo, grande carga tributária e o alto endividamento. A soma dessas variáveis acaba fortalecendo questionamentos sobre a capacidade das companhias em honrar seus débitos, principalmente, porque algumas controladoras externas não pretendem mais injetar dinheiro no Brasil para socorrer suas subsidiárias.

Assim, chega-se a conclusão de que no fundo, o cidadão pagou a conta duas vezes: uma como contribuinte, quando o BNDES fez empréstimos para companhias nacionais e estrangeiras adquirirem empresas do setor elétrico brasileiro, dinheiro público; e a segunda como consumidor, pagando contas em que os reajustes são superiores aos índices inflacionários.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

ABREU, Y. (2000). **The behavior of the Brazilian rates policies after the “Real Plan” and the buying over of electricity generating companies by private sectors and access to electricity.** Tese de mestrado. Campinas Unicamp.

AFONSO, J.R.R.; VARSANO, R.; RAMUNDO, J.C.M.; ARAÚJO, E.A.; PESSOA, E.P.; SILVA, N.L.C. (1999). **Tributação no Brasil.** Características marcantes e diretrizes para a reforma. IPEA.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (1999). **Eficiência energética, integrando usos e reduzindo desperdícios.** p 22-39.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2004). Disponível em <http>://:www.aneel.gov.br Acesso em set/2004.

ALVES, M.M. (2001). O setor elétrico. **O Globo**, Rio de Janeiro, 24 ago.

ARAUJO. R.P. (2003). **Falta de mercado ou falta de planejamento.** IPEA. Nov.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. (1994). **Regulatory reform: economic analysis and British experience.** Cambridge: MIT Press.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em <http>://:www.abradee.com.br Acesso em 15 de maio de 2004.

BANCO MUNDIAL (1993). **La función del Banco Mundial en el sector de la electricidad:** políticas para efectuar una reforma institucional, regulatoria y financiera eficaz. Washington.

_____. (1994). **Relatório sobre o desenvolvimento mundial – 1994 – o estado.** Rio Janeiro: Fundação Getúlio Vargas.

_____. (1997). **Relatório sobre o desenvolvimento mundial - 1997 – o estado.** Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONOMICO E SOCIAL, disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>, Acesso em mai e jun/2003 e jan, jul, dez/2004.

BANDAROVSKY, R.; PEIXOTO, J.P. (2000). **Água, bem econômico e de domínio público.** São Paulo: FUNDAP.

BARROS, C. (2000). **História do setor elétrico.** Saraiva.

BARTH, F.T. (1996). **A recente experiência brasileira de gerenciamento de recursos hídricos.** São Paulo: FUNDAP.

BASTOS, C.A. (1998). **Curso de direito constitucional.** São Paulo: Saraiva.

BELUZZO, L.G.M.; COUTINHO, L.G. (1983). Política econômica, inflações e crise. In: BELUZZO, L.G.M. (Org.). **Desenvolvimento capitalista do Brasil.** 3.ed. São Paulo: Brasiliense.

BERNSTEIN, S. (1988). Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector. **Energy Policy**, Guildford, v.16, n.4, p.369-377, Aug.

BIELSCHOWSKY, R. (1999). **Energia Elétrica no Brasil, 1993-1997: investimentos deprimidos numa transição problemática.** Mimeografado.

BIONDI, A. (1999). **O Brasil privatizado – um balanço do desmonte do estado.** São Paulo. Editora Fundação Perseu Abramo. P.37.

BORENSTEIN, C.R. (1997). **O setor elétrico no Brasil.** Porto Alegre: Sagra-Luzzatto.

BOUTES, P.; TROCHET, J. (1999). Le pragmatisme des réformes américai-nes. In: PIRES, J.C.L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia.** Rio de Janeiro: BNDES. p.10. (Textos para discussão, 73).

BRASIL, Presidência da República, disponível em <<http://www.planalto.gov.br/legislação>>, acesso várias datas.

BRASIL. (2000). Instrução normativa do Ministério do Meio Ambiente 04/2000, artigo 2º, inciso XXIX, define como uso de recursos hídricos como toda a atividade que altere as condições qualitativas e quantitativas. **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência, São Paulo.

_____. (1997). Decreto 73.102 de 07 de novembro de 1973, que dispõe sobre a criação do Grupo de Coordenação para Operação Interligado (GCOI). **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência, São Paulo.

_____. (1997a). Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934, dispõe sobre código de águas. **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência, São Paulo.

_____. (1996). Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia

elétrica, e dá outras providências. **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência – legislação federal e marginalia, São Paulo, ano 60, n.2, p.3779-3787, dez.

_____. (1993). Lei nº 8.631 de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, e dá outras providências. **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência – legislação federal e marginalia, São Paulo, ano 57, p.173-177, jan./mar.

_____. (1995). Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispões sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Lex:** coletânea de legislação e jurisprudência – legislação federal e marginalia, São Paulo, ano 59, p.270-280, jan./mar.

_____. (2002). **Código tributário nacional.** São Paulo: Revista dos Tribunais. (RT Códigos).

_____. (2002a). **Consolidação das leis trabalhistas.** São Paulo: Revista dos Tribunais.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF: Senado.

BRUNA, S.V. (2003). **Agência reguladora.** São Paulo: Ed. RT.

CALASANS Jr., J. (1998). Aspectos inovadores da nova disciplina legal do setor elétrico. Fl. 2. Palestra proferida no simpósio organizado por diversas concessionárias de energia elétrica do estado de São Paulo, São Paulo.

CANADÁ, governo, disponível em <<http://www.canadá.ca>> Acesso em 13 de outubro de 2004.

CARVALHO, J.F. (1998). **Desmembramento e privatização do sistema elétrico**. Resumo de exposição ao Conselho Diretor do Clube de Engenharia. Reunião Ordinária de 14 setembro, 1998.

COMISION NACIONAL DE ENERGIA. Disponible em <http>//: www.cne.cl Acesso em out/2004.

COMISSAO DE SERVIÇOS PUBLICOS DE ENERGIA. Disponível em <htp>//:www.cspe.sp.gov.br Acesso em 22 abril de 2004.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Disponível em <http>//:www.cpfl.com.br Acesso em out, nov, dez/2004 e mar/2005.

COOPERS & LYBRAND (1997). **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Inglaterra**. (Relatório consolidado etapa IV-1 –Junho 1997- MME/SEM/ELETROBRÁS).

COSTA, R.N.P. (1994). **Previsão do mercado de energia elétrica de curto prazo** – uma abordagem de série de tempo. 193p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo.

COWLING, K.; SUGDEN, R. (1993). **Industrial strategy: a missing link in British economic policy**. Warwick; Birmingham: University of Warwick; University of Birmingham.

DE PAOLI, V. FINON, D.(1993). Implicações da política elétrica, Tese de doutorado, COPPE/UFRJ.

ECOLE NATIONALE D'ADMINISTRATION. (2004). Disponível em <http://www.ena.fr>. Acesso em: 30.dec. 2004.

ELETROBRAS. Disponível em: <http>// www.eletróbrás.gov.br Acessado em mar/2004.

ELGUETA, C.F. (1999). **A reforma do setor elétrico do Chile e as ações de eficiência energética.** Tese de mestrado. IEC/EPIF/FEA-USP. Sao Paulo.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2004). **The changing structure of the electric power industry:** selected issues. Washington. July.

ESTADO DE SÃO PAULO, O, (2004). 13 de novembro de 2004.

FELIZOLA, A D.M. (2000). **Privatização do setor de energia elétrica: um estudo de caso do estado de são Paulo.** Monografia. Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Atuaria. PUC-SP. Out.

FERREIRA, C.K.L. (2000). **Privatização do setor elétrico no Brasil.** In: PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Privatization in Brazil: the case of public utilities. BNDES-OCDE. Mimeografado.

FIORI, J.L. (1997). Globalização, hegemonia e império. In: TAVARES, M.C.; FIORI, J.L. (Org.). **Poder e dinheiro: uma economia política da globalização.** 2.ed. Petrópolis: Vozes.

FLEURY, J.-L. (1999). **Les coureurs de lignes - l'histoire du transport de l'électricité au Québec.** Montréal: Stanké.

_____. (2004). **Les porteurs de lumières - l'histoire de la distribution d'électricité au Québec.** Montréal: MultiMondes.

FOLHA, A, (2004). 08 de Janeiro de 2004.

FRANÇA. Governo. Disponível em <<http://www.france.fr>> acesso em fev/2004.

- FREEMAN, N.B. (1996). **The politics of power: Ontario hydro and its Government, 1906-1995.** Toronto: University of Toronto Press.
- GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M.M. (2001). **As reformas estruturais.** Rio de Janeiro: BNDES. Cap.3.
- GOMES, A. A.C.(1998). **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro.** Dissertação de Mestrado. Florianópolis: UFSC.
- GONÇALVES JR., D. (2002). **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: estratégia de retomada da taxa de acumulação do capital.** 246p. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia IEE/EP/FEA/IF, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2002.
- GREINER, G.J. (1994). **Cenários de demanda e investimentos em energia para o ano 2000 no estado de São Paulo.** São Paulo: CESP.
- GRAF, F. (2000). **Água, bem mais precioso do milênio.** São Paulo: FUNDAP.
- GRANZEIRA, M.H. (2000). **Direito das águas e meio ambiente.** São Paulo: Atlas.
- HACHETTE, D.; LÜDERS, R. (1993). **Privatization in Chile: an economic appraisal.** San Francisco: International Center for Economic.
- www.hydroquebec.com Acesso em 07 de julho HYDROQUEBEC, disponível em <http>//:de 2004.
- HYDROONTARIO, disponível em <http>//:www. hydroontario.com Acesso 07 de julho de 2004.
- HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. (1996). **Competition and choice in electricity.** New York: John Wiley.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. (2004). Disponível em <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: mar, mai, jul, out, nov e dez. 2004.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO. Disponível em <<http://www.ibpt.org.br>>. Acesso em: jan./2005.

INOSTROZA, G. (1994). **Estúdio sobre la incorporación del progreso técnico en el sector energético**. Chile: CEPAL/OLADE/GTZ.

KLIMANM, M. (1999). Competitive bidding for independent power: developments in the United States. In: PIRES, J.C.L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia**. Rio de Janeiro: BNDES. p.12. (Textos para discussão, 73).

KLUM, A. (1997). **Can negotiated third party access and the single buyer model coexist? Europe Commission**, Energy Policy, DG XVII, mimeografado.

LEAL, C.F.C. (2001). **Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica**. Rio de Janeiro: BNDES.

LEITE, A.D. (1998) **A reforma na energia**. Rio de Janeiro: UFRJ/IE, ago.

LIGHT, SERVIÇOS DE ELETRICIDADE Ltda. Disponível em <<http://www.light.com.br>>. Acesso em nov e dez/2004.

MALDONADO, P.; MARQUES, M. (1995). **Reestructuración energética y desarrollo sustentable: el caso del sector eléctrico chileno**. Santiago. CEPAL.

MATSUDO, E. (2001). **A reestruturação e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica.** 309p. Dissertação (Mestrado) – Interunidades em Energia (IEE, EP, FEA, IF), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MAUAD, F.F.; PREFEITO, L.F.B. (2003). **A privatização do setor elétrico brasileiro: legislação e matizes atuais.** In: SIMPÓSIO DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS DA ENGENHARIA AMBIENTAL, 9., 2003, Itirapina. Anais... São Carlos: CRHEAS/EESC/USP. p.1.

_____. (2003). **Aspectos legais da privatização do setor elétrico brasileiro.** In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 15., 2003, Curitiba. Anais... Curitiba: ABRH. 1 CD-ROM.

MENDONÇA, A F.; DAHL, C. (1999). **The brazilian electrical system reform.** Elsevier.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA. Disponível em <<http://www.mae.gov.br>> Acesso em out e nov/2004.

MICHAELS, R. J. (1996). Stranded investments, stranded intellectuals. **Regulation**, Washington, v.19, n.1, p.47-51.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, disponível em <<http://www.mme.gov.br>> Acesso em: jun/2004 e mar/2005.

MODIANO, M.L.T., (2001). **Juros internacionais.** Revista Jurídica. Notadez. Mai. p. 9-12.

MOREIRA, J.C.P. (2003). **Vale a pena investir em auto-produção com as novas regras no setor elétrico ?** Eletricidade Moderna: Aranda Editora, Jul. p. 64-71.

MUNHOZ, D.G. (1987). Os déficits e o reordenamento das finanças públicas. In: LOZARDO, E. (Org.). **Déficit público: políticas econômicas e ajustes estruturais.** São Paulo: Paz e Terra.

NESTOR, S.; MAHBOODI, L. (1999). **Privatization of public utilities: the OECD experience.** In: PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Privatization in Brazil: the case of public utilities. BNDES-OCDE. Mimeografado.

NEWBERRY, D.; GREEN, R. (1996). Regulation, public ownership and privatization of the english electricity industry. In: GILBERT, R.; KAHN, E. (Ed.). **International comparisons of electricity regulation.** Cambridge: Cambridge University Press.

OFFER (OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION).(1999). **Pool prices must come down.** Rev. 5/99.

OLENIKE, J.O.; AMARAL, G.L. (2005). **A carga tributária brasileira - 1º semestre 2004.** disponível em:<<http://www.ibpt.org.br>>. Acesso em: jan 2004.

OLIVEIRA, A.; PIRES, J.C.L. (1994). **Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas.** Rio de Janeiro: IE/UFRJ. Mimeografado.

OLIVEIRA, A.; PINTO JR., H. Q. (1995). **La restructuration des industries électriques em Amérique Latine: vers um nouveau mode d'organization ?** Revue de l'Energie. No 465. Jan./Fev. p. 23 a 31.

OLIVEIRA, A. (1997). **Setor Elétrico.** In: IPEA – Infra-estrutura: perspectivas de reorganização. Brasília.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Disponível em <<http://www.ons.gov.br>> Acesso em 31 de março 2004.

PINHEIRO, A. C. (1999). Privatização no Brasil: por quê? até onde? até quando?. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M.M. (Org.). **A economia brasileira nos anos 90**. Rio de Janeiro: BNDES. Cap.3,

PIRES, J.C.L. (1999). **Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e de telecomunicações**. (Tese de Doutorado). Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, jul.

PIRES, J.C.L. (2000). **Desafios da reconstrução do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES. Mar.

PIRES, J.C.L.; PICCININI, M. S. (2001). **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. BNDES. Jul.

PREFEITO, L.F.B.; MAUAD, F.F. (2003). O setor elétrico brasileiro. **Revista Olam – ciência e tecnologia**, Rio Claro, v.3, set. 1 CD-ROM.

_____. (2004). **Aspectos jurídicos do setor elétrico brasileiro**. In: CONGRESSO DA ÁGUA DA ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE RECURSOS HÍDRICOS, 7., 2004, Lisboa. Anais... Lisboa: APRH. 1 CD-ROM.

_____. (2004a). **O atual modelo do setor elétrico brasileiro**. In: SEMINÁRIO DE RECURSOS HÍDRICOS DO CENTRO OESTE, 3., 2004, Goiânia. Anais... Curitiba: ABRH. 1 CD-ROM.

PREFEITO, L.F.B.; MAUAD, F.F. (2004). Matizes da privatização do setor elétrico brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA EM RESÍDUOS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL/ CICLO DE CONFERÊNCIAS SOBRE POLÍTICA E GETÃO AMBIENTAL, 2004, Florianópolis. Livro de resumos... São Paulo: [s.n.]. p.125.

PRITCHARD, R. et al. (2000). Principles of electricity reform. Disponível em: <<http://www.dundee.ac.uk>>. Acesso em: 15 July 2003.

REALI, M. (1999). Fórum Roberto Simonsen. In: ABREU, Y.V. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões perspectivas**. 168p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

REDDY, A.K.N.; GOLDEMBERG, J. (1990). Energía para el mundo subdesarrollado. **Investigacion Y Ciencia**, Barcelona, n.170, p.62-71.

REIS, L.B. (2000). **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: EDUSP.

REVISTA DOS TRIBUNAIS. (2000). **Jurisprudências**. Mar.

RIEZNIK, P. (1994). Negociações perigosas. In: MATSUDO, E. **A reestruturação e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica**. 309p. Dissertação (Mestrado) – Interunidades em Energia (IEE, EP, FEA, IF), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

RIPERT, T.C. (1996). **L'expérience de la planification énergétique**. Paris: Elsevier.

ROSA, L.P.; SENRA, P.M.A. (1995). **Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda de empresas públicas?**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.

ROSA, L.P.; TOLMASQUIM, M.T.; PIRES, J.C.L. (1998). **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará.

SÁ, E.K. (1995). A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro. **Revista BNDES**, Rio de Janeiro, jun.

SAFATLE, A. (1999) Mercados de ações: penhoradas e lascadas. **Revista Carta Capital**, n.1 v. 4. fev.

SALLES, A.F.; GIAMBIAGI, F.; PIRES, J.C.L. (2002). **Perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. BNDES, OUT.

SANTOS, M. F. M. (1997). **Atendimento ao mercado de energia elétrica** – uma avaliação do ONS. FIESP – São Paulo.

SAUER, I.L.; VIEIRA, J.P.; KIRCHNER, C.A.R. (2001). **O racionamento de energia elétrica decretado em 2001: um estudo sobre as causas e as responsabilidades**. São Paulo: IEE/USP.

SAUER, I.L. (2002). **Energia Elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas**. IEE-USP.

SMITH, V.L. (1996). Regulatory reform in the electric power industry. **Regulation**, Washington, v.19, n.1, p.33-46.

SCHNEIDER, B.R. (1990). **Privatization in the Collor government: triumph of liberalism or collapse of the development state?** Mimeografado.

SOLNIK, A. (2001). **A crise de energia elétrica no Brasil**. São Paulo: SENAC.

THOMAS, S. (1999). Decentralization and regulation: british experience. In: PIRES, J.C.L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia**. Rio de Janeiro: BNDES. p.43. (Textos para discussão, 73).

THOMAS, S. (1999). The British market reform: a centralistic capitalist approach. In: PIRES, J.C.L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia**. Rio de Janeiro: BNDES. p.45. (Textos para discussão, 73).

TOHÁ, J. (1994). **Estudio sobre la reforma del sector energetico**. Santiago: CEPAL.

TOLMASQUIM, M. (1990). Impasse das estratégias de desenvolvimento intensivas em energia. **São Paulo Energia**, São Paulo, ano 7, n.65, p.3-6, jul./ago.

TOLMASQUIM, M.; PIRES, J.C.L. (1998). Tarifas no Brasil e no mundo. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n.213, p.49, ago.

VARGAS, M.C. (1996). **O gerenciamento integrado dos recursos hídricos como problema socioambiental**. São Paulo: FUNDAP.

VEIGA DA CUNHA, L. et al. (1980). **A gestão da água**. Porto: Fundação Calouste Gulbenkian.

VELASCO, L. (1997). A economia política das políticas públicas: as privatizações e a reforma do estado. **Revista BNDES**, Rio de Janeiro, jun.