

Riolando Longo

***Análise comparativa das crises energéticas
na Califórnia e no Brasil***

São Paulo - Brasil

Maio – 2003

Universidade de São Paulo

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

Análise comparativa das crises energéticas na Califórnia e no Brasil

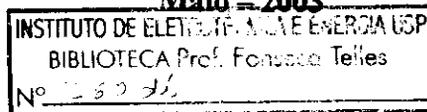
Riolando Longo

Dissertação submetida ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia; Escola Politécnica; Faculdade de Economia, Administração e Ciências Contábeis e Instituto de Física da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Professor Dr. Ildo Luís Sauer.

São Paulo - Brasil

Maio - 2003



“Quem é mestre na arte de viver distingue pouco entre o trabalho e o seu tempo livre, entre a sua mente e o seu corpo, a sua educação e a sua recreação, o seu amor e a sua religião. Dificilmente sabe o que cada coisa vem a ser. Persegue simplesmente a sua visão de excelência em qualquer coisa que faça, deixando aos outros decidir se está trabalhando ou se divertindo. Ele pensa sempre em fazer ambas as coisas juntas”.

Pensamento Zen

Resumo

Os anos 1990 foram marcados pela teoria econômica que preconizava a atuação das forças de mercado, com a capacidade de atender, com qualidade e quantidade, a oferta dos serviços do setor elétrico. Entretanto, ao término dessa década e início do novo século os acontecimentos demonstraram que a teoria tem se revelado inconsistente naquilo que prometia, isto é, a crescente expansão do sistema; a inovação da tecnologia, e não promovendo a redução de custos das tarifas de energia elétrica. Os resultados alcançados no recente processo de reestruturação do setor elétrico, inspirados no livre mercado, comprovaram a inconsistência da teoria liberal, conforme constatado no desenvolvimento do presente trabalho.

Abstract

The 1990s were marked by the economical theory that commended the performance of market forces with the capacity to assist, with quality and quantity, the offer of electrical energy services. However, at the end of the 1990s and beginning of the new century the data of reality demonstrated that the theory has revealed itself inconsistent in what it had promised, i.e., the system expansion; the innovation of technology, and it didn't promote the cost reduction of electric power tariffs. The results reached in the recent process of restructuring of the electrical energy industry, inspired in the free market, prove the inconsistency of the liberal theory, as verified in the development of this thesis.

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Apresentação	1
1.1 - Motivação	1
1.2 - Objetivos	4
1.3 - Metodologia	4
1.4 - Relevância	6
Capítulo 2 - Referencial teórico	7
2.1 - Introdução	7
2.2 - Evolução do pensamento econômico	11
2.3 - Regulação Econômica	20
2.3.1 - Introdução	20
2.3.2 - Regulação tarifária	22
Capítulo 3 - O setor elétrico da Califórnia e a crise no abastecimento	24
3.1 - Introdução	24
3.2 - O setor elétrico californiano, o processo que levou à crise e consequências ..	31
3.2.1 - Contexto econômico preexistente na Califórnia	31
3.2.2 - Estrutura do setor elétrico na década de 1980	32
3.2.2.1 - Características do sistema elétrico	36
3.2.2.2 - Principais tipos de energéticos utilizados na geração	39
3.2.2.3 - Expansão do sistema gerador de eletricidade	45
3.2.3 - Propostas de mudanças para o setor elétrico	54
3.2.3.1 - Desregulamentação do setor elétrico	61
3.2.3.2 - Sistema de regulação do setor elétrico	64
3.2.4 - A crise californiana	67
3.2.4.1 - Antecedentes da crise californiana	71
3.2.4.2 - Situação atual do setor elétrico	76

Capítulo 4 - Panorama geral da reestruturação do setor elétrico brasileiro e a crise no abastecimento de energia elétrica.....	81
4.1 - A crise e seus antecedentes	81
4.2 - Principais características do setor elétrico desde 1980 até o presente	92
4.2.1 - Políticas públicas na expansão do setor de 1990 até o presente	96
4.3 - Revisão e desregulamentação do setor elétrico	101
4.3.1 - Problemas de transição	106
4.3.2 - Riscos regulatórios do novo modelo	108
4.3.3 - Falta de articulação do setor elétrico	111
4.3.4 - Propostas de mudanças no setor elétrico	115
4.4 - Financiamento do setor elétrico	125
4.5 - Situação atual do setor elétrico brasileiro	137
Capítulo 5 - Considerações finais e conclusões	145
5.1 - Monopólio e desverticalização do setor elétrico	153
5.2 - O processo de privatização do setor elétrico	156
5.3 - A reforma norte-americana	157
5.4 - A reforma brasileira	161
5.5 - Conclusões	174
Referências bibliográficas	179
Apêndice I - Desenvolvimento econômico e energia elétrica	1
Apêndice II - Histórico recente da reestruturação do setor elétrico.....	1
A.II.1 - Contexto internacional	1
A.II.2 - Contexto brasileiro	6
Apêndice III - Análise das reformas e das crises em âmbito internacional	1
A.III.1 - A reforma inglesa	1
A.III.2 - A reforma norueguesa	6
A.III.3 - A reforma chilena	10
A.III.4 - A reforma argentina	17

CAPÍTULO 1 - APRESENTAÇÃO

O presente trabalho procura ressaltar os impactos econômicos, políticos, sociais e ambientais que vêm afetando o setor elétrico brasileiro e californiano, em função das mudanças estruturais ocorridas a partir da década de 1970, e no caso brasileiro, mais fortemente no final da década de 1990. Essas alterações foram introduzidas no setor elétrico mundial, através das experiências pioneiras efetivadas na Grã-Bretanha e no Chile, e que deveriam ser seguidas pelos países em desenvolvimento, de acordo com recomendações do Banco Mundial e Fundo Monetário Internacional (FMI). Dentre as linhas de pesquisa oferecidas pelo Mestrado do Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, o trabalho se insere na linha de Análise Econômica e Institucional de Sistemas Energéticos.

Com a adoção de novas políticas de gestão no setor, repercussões ocorreram na economia, afetando o desenvolvimento e crescimento econômico dos países, originando profundas mudanças no comportamento e hábitos dos consumidores de eletricidade. A energia elétrica é um componente importante para o desenvolvimento dos países, não só para o parque industrial produtivo, mas também para a manutenção da qualidade de vida do ser humano.

A opção pela análise comparativa busca elucidar e/ou comprovar os motivos pelo quais duas economias distintas, passíveis de apresentar tanto diferenças quanto similaridades, em termos de oferta de energia, com grandes diferenças em termos populacionais, de renda “per capita”, hábitos de consumo por eletricidade chegaram ao mesmo resultado: redundante fracasso.

1.1 - MOTIVAÇÃO

Fruto de um conjunto de fatores teóricos, tecnológicos e econômicos que passaram por profunda reformulação desde meados da década de 1970, a liberalização econômica dos setores de infra-estrutura, dentre os quais o setor de energia, atingiu, nos anos 1990, uma espécie de ponto culminante, a partir do qual os problemas e limitações dos modelos liberais de reestruturação desse setor, passaram a evidenciar-se. Episódios marcantes desse estágio, com repercussões tais que levaram a comunidade científica internacional a mobilizar-se em torno da necessidade de refletir novamente sobre o

tema, foram as crises de escassez de oferta de energia elétrica ocorridas na Califórnia e no Brasil, entre 2000 e 2001. Da observação dos registros dos fatos à época, pode-se constatar pontos de convergência que suscitam a comparação dos dois casos.

Nesse sentido, a escolha do tema Análise Comparativa entre as Crises Energéticas na Califórnia e no Brasil foi motivada por semelhanças setoriais, tais como: potência elétrica instalada de 60 GW, com produção de 300 TWh de energia elétrica; e das diferenças de mercado, demanda e recursos financeiros.

Os problemas causados pelo desabastecimento de eletricidade nos casos supramencionados ressaltaram a fragilidade do modelo estrutural do setor elétrico, expondo suas falhas. Como consequência, tornaram-se patentes a inadequação de suprimento, com desligamentos da rede elétrica não programados; bem como os impactos sociais, econômicos e ambientais decorrentes da má gestão dos recursos disponíveis no setor.

Embora a população e os problemas nos dois países sejam diferentes, as consequências das crises para os consumidores foram as mesmas. Entre as características comuns das crises, podem ser destacadas as seguintes:

- gerenciamento inadequado dos órgãos reguladores do setor elétrico;
- indecisão das autoridades que postergaram a tomada de decisão, quando os problemas ainda eram controláveis;
- tomada de decisão em descompasso com a realidade, acarretando falência de empresas norte-americanas de distribuição de energia elétrica;
- desabastecimento do mercado varejista de energia elétrica e cortes não programados no fornecimento na Costa Oeste dos EUA, principalmente na Califórnia e em mais dezoito estados;
- retração do processo industrial produtivo, tanto na Califórnia, na região do Vale do Silício, como em todos os estados brasileiros; e
- racionamento de energia elétrica, de no mínimo 20% do consumo, em todos os estados brasileiros.

Os cidadãos californianos sofreram sérias dificuldades com a crise de desabastecimento, durante os meses mais quentes no verão de 2000, quando a energia elétrica foi insuficiente para atender a demanda do sistema de refrigeração domiciliar e

das necessidades básicas do comércio e indústria. No Brasil, o problema de desabastecimento de eletricidade atingiu praticamente todas as regiões do país, a partir de maio 2001, impondo aos consumidores residenciais, comerciais e industriais uma punição, com a obrigação de economizar até 20% do consumo mensal, independentemente do nível de consumo ou necessidade mínima, para manutenção da qualidade de vida.

Como medidas de enfrentamento, na Califórnia, em janeiro de 2001, após dificuldades do ano anterior, ocorreu um desligamento não programado da rede elétrica que culminou com a demissão do Presidente da Comissão Reguladora Energética. No Brasil, foi criada a Câmara para Gestão da Crise Energética com a incumbência de administrar o problema de desabastecimento de energia e punir os “infratores”, ou seja, os consumidores, que receberam ameaças de cortes no seu insuficiente fornecimento de energia elétrica. Em seguida, deflagrou-se um processo de “Revitalização do Modelo do Setor Elétrico”, à guisa de reconhecimento, perante a sociedade, que a condução do setor, até ali falhara.

Tanto a Califórnia como o Brasil conviveram com uma situação de incerteza e desconforto, aguardando que as autoridades responsáveis pelo setor elétrico tomassem as decisões corretas, para evitar novo surto de desabastecimento de energia elétrica, com suas indesejáveis conseqüências para a população. Tornou-se evidente que os aparatos regulatórios e de gestão implementados, apesar de toda a argumentação teórica, não foram suficientes para tratar questões fundamentais, como o acesso universal aos serviços de eletricidade, preços compatíveis com a renda, necessidade de transparência no processo de transição, e participação efetiva da sociedade no planejamento e fiscalização do modelo.

Com base nessas considerações, o presente trabalho busca refletir sobre a fragilidade do modelo liberalizante das reformas implementadas no setor elétrico brasileiro, tendo como pano de fundo a comparação das crises californiana e brasileira, partindo da hipótese central que as causas dessas crises, e suas conseqüências, não decorrem de “acidentes de percurso”, mas estão embutidas no modelo, em si.

Adicionalmente, o trabalho apresenta os desafios, impostos pela reestruturação setorial, num contexto amplo, que leva em consideração a necessidade de expansão, em

face da diversidade política, econômica, social, e institucional dos países, bem como as peculiaridades dos sistemas elétricos de ambos.

1.2 - OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho consiste em apresentar uma visão do processo de reformas implementadas no setor elétrico, e das conseqüentes crises que sobrevieram, tanto para o Estado da Califórnia como para o Brasil, a partir da década de 1990. Essas transformações foram marcadas pelas inúmeras tentativas de constituição e implantação de um novo modelo institucional, de um ambiente mais competitivo, tendo como pano de fundo a liberalização de mercado e a privatização do setor elétrico.

Em função da análise das condições existentes antes e depois das crises de desabastecimento de energia elétrica, das experiências de liberalização de mercados e dos sucessos alcançados, foram estruturadas informações com avaliações dos resultados obtidos na Califórnia e no setor elétrico brasileiro.

Como objetivos específicos, o trabalho visa analisar as crises energéticas vividas pelo Brasil e Estado da Califórnia, descrevendo suas principais características, cronologia, evolução do processo, particularidades dos modelos, e como foram assimilados ao longo dos últimos dez anos.

1.3 - METODOLOGIA

Além deste primeiro capítulo, de *Apresentação*, o presente trabalho constitui-se dos capítulos intitutados: Capítulo 2 - *Referencial teórico*; Capítulo 3 - *O setor elétrico da Califórnia e a crise no abastecimento*; Capítulo 4 - *Panorama geral da reestruturação do setor elétrico brasileiro e a crise no abastecimento*; Capítulo 5 - *Considerações finais e conclusões*; além dos apêndices: Apêndice I - *Desenvolvimento econômico e energia elétrica*; Apêndice II - *Histórico recente da reestruturação do setor elétrico* e o Apêndice III - *Análise das reformas e das crises em âmbito internacional*.

O Capítulo 2 faz uma breve descrição da evolução da teoria do pensamento econômico e a predominância das principais escolas, ao longo do tempo.

O Capítulo 3 enfoca as questões relacionadas ao comportamento do mercado californiano e os fatores que conduziram o estado a uma situação de crise em 2000.

O Capítulo 4 analisa as características do Brasil, com a adoção do modelo de liberalização importado e as consequências do processo de desregulamentação implantado a partir de meados da década de 1990.

No Capítulo 5 são apresentadas as principais transformações econômicas proporcionadas pela globalização e aceitação do modelo liberalizante, enfatizando o caso da América do Norte e do Brasil.

São ainda discutidas as conclusões obtidas a partir das análises, revisão bibliográfica, levantamento de dados efetuados em nível internacional e nacional, e no extenso material consultado.

No final do trabalho comparecem três apêndices; sendo que o Apêndice I contém uma visão geral acerca da relação existente entre a problemática do desenvolvimento econômico e a utilização da energia elétrica (como mencionado, a ênfase recai sobre os casos do Estado da Califórnia e do Brasil). O Apêndice II fornece uma visão geral dos processos de reestruturação do setor elétrico de vários países, com descrição das reformas implementadas em função dos modelos utilizados. O Apêndice III estabelece uma comparação entre os modelos de privatização do setor elétrico mundial, estágios de liberalização e desregulamentação de mercado de energia elétrica.

O marco teórico deste trabalho repousa, a princípio, num estudo da evolução do pensamento econômico, sobretudo no pós segunda guerra, buscando delimitar as principais contradições entre a visão estruturalista, keynesiana, e a visão liberal, que se seguiu ao seu enfraquecimento, a partir dos anos 1970. No mesmo sentido, buscou-se identificar os principais modelos de regulação econômica (ou, tarifária) aplicados ao setor elétrico, tendo em vista sua conexão às escolas de pensamento econômico avaliadas, em especial, a regulação por incentivos, atualmente em predomínio.

A abordagem do trabalho consiste na análise, em termos comparativos, do contexto econômico, social, político, institucional, tendo por base seu desenrolar, numa perspectiva histórica, no período compreendido, sobretudo, entre 1990 e o presente. A partir da avaliação histórica dos acontecimentos mais importantes, nos dois países, foi traçado um quadro comparativo para os setores elétricos, comentando o alcance de suas

práticas e suas limitações nas políticas adotadas, pelos modelos de privatização escolhidos pelos dois países.

Os procedimentos metodológicos foram voltados para a revisão bibliográfica de livros, publicações internacionais e nacionais sobre o “estado da arte”, principalmente aqueles que se manifestaram a respeito da crise energética, no Estado da Califórnia e no Brasil. Adicionalmente foi efetuada revisão documental sobre o tema, bem como, levantamento, sistematização e análise de dados primários e secundários.

Buscou-se privilegiar parâmetros que enfocassem a situação de mercado, em termos de oferta e demanda; condições socioeconômicas do público atendido, da eficiência energética; da matriz de recursos e do arcabouço legal e institucional.

1.4 - RELEVÂNCIA

A relevância do trabalho consiste em resgatar e sistematizar os registros de dois eventos marcantes e reconhecidamente fundamentais para a análise das limitações e conseqüências da exposição do setor elétrico, por si só complexo - indústria de rede; segmentos monopolistas; serviço essencial; social e economicamente estratégico - a modelos de reestruturação baseados em liberalização econômica e privatização, sobretudo na situação brasileira, pelo contexto social e econômico do país, bem como pelas características da própria organização do setor.

A importância do tema é reforçada pela constatação do volume de debate gerado mundialmente com o advento da crise californiana de energia elétrica, encarada por muitos autores como uma crise do próprio modelo setorial vigente, demandando urgente reflexão. Analogamente, também a crise brasileira tomou essa dimensão, para vários pensadores nacionais.

Embora a crise californiana tenha sido evocada, inclusive em documentos oficiais do governo brasileiro a época, de várias formas, na tentativa de atenuar o impacto da crise nacional sobre a opinião pública, uma comparação mais profunda desses eventos representa uma oportunidade importante para a pesquisa na linha em que se desenvolve este trabalho, já mencionada. Esta afirmação é corroborada pela apuração de publicações de respeitados institutos de pesquisa (MIT, Harvard, Cambridge) que entabularam, também, essa comparação, porém, sob sua ótica particular, no que diferem desta dissertação, que parte da realidade brasileira.

CAPÍTULO 2 - REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 - INTRODUÇÃO

Os enfoques sobre o desenvolvimento econômico e social, bem como os processos pelos quais as diferentes sociedades os atingem, variam em função do sistema econômico vigente e do modelo econômico hegemônico em cada época. A evolução do pensamento econômico, com suas diferentes escolas, tem fornecido a base teórica que fundamenta os arcabouços político institucional que mantém a coesão desses modelos, ao longo do tempo de evolução dessas sociedades [Goldemberg, 1998].

O crescimento econômico é entendido como o aumento contínuo do PIB de uma nação, em termos globais e “per capita”, ao longo do tempo; sendo que esta capacidade de crescimento, baseada em avanços tecnológicos, exige constantes ajustes institucionais e ideológicos [Kuznets, 1971]. Uma sociedade cresce economicamente quando ocorre o fenômeno de:

- **acumulação de capital:** com aumento de equipamentos e máquinas, novas indústrias, realização de obras de infra-estrutura, como estradas, energia elétrica; investimento em recursos humanos para melhor formação de mão-de-obra e adequada capacitação técnico-científica;
- **crescimento populacional:** que implica em aumento da força de trabalho e crescimento da demanda interna; com ocorrência de elevada taxa de crescimento demográfico, como aquela verificada em países subdesenvolvidos, com urgente necessidade de aumentar a capacidade de geração de empregos e capacidade produtiva de bens e serviços;
- **progresso tecnológico:** que nos países ainda em desenvolvimento, como têm o fator trabalho em abundância, procuram por um processo produtivo que possa poupar capital, considerado como fator escasso. O contrário ocorre nos países mais desenvolvidos.

O desenvolvimento econômico do país é associado à existência de bem-estar, expresso em termos de indicadores de natureza econômica, como: produto nacional total, produto nacional “per capita”; produto interno bruto “per capita”. Esses indicadores, no entanto, a despeito de se prestar como uma medida do crescimento

industrial, sobretudo, ou da formação de abundância não são capazes de ressaltar os matizes sociais característicos de cada país. O presente capítulo passa a tratar desse assunto.

O desenvolvimento não pode ser analisado somente por meio de indicadores que medem o crescimento do produto ou do produto “per capita”. Ele deve ser complementado por índices que representem a qualidade de vida dos seres humanos. Deve-se adotar um conjunto de medidas que reflitam alterações econômicas, sociais, políticas e institucionais, tais como: renda “per capita”, expectativa de vida, mortalidade infantil, fertilidade, educação, analfabetismo, distribuição de renda entre diferentes classes e setores, centralização da atividade econômica, poder político.

Nos anos 1960, todos países aceitaram por unanimidade, a Resolução N° 1710 da XVI Assembléia Geral das Nações Unidas, que anunciava a chamada “Década do Desenvolvimento”, um objetivo quantitativo claramente definido: o ideal seria alcançar uma taxa mínima de crescimento da renda nacional agregada da ordem de 5% ao ano para todos ou a maioria dos países em desenvolvimento, valor este que representou um nível significativamente acima dos verificados anteriormente nestes países”.

A medida do consumo de energia pode auxiliar no conhecimento do acesso de populações carentes às condições básicas de vida, em complementação a outros indicadores sociais, como: taxa de alfabetização, mortalidade infantil, expectativa de vida e fertilidade, considerados em função do consumo “per capita”. Nos países em desenvolvimento, onde o consumo de energia é baixo, menor do que uma tonelada equivalente de petróleo (tep) por ano, os índices de analfabetismo e mortalidade infantil são muito elevados, e a expectativa de vida baixa.

Desde o final da década de 1970, vários pesquisadores vêm sugerindo que aspectos qualitativos do desenvolvimento econômico sejam considerados nas análises e avaliações de desempenho das economias [Sachs, 1994]. O conhecido Indicador de Desenvolvimento Humano (IDH), utilizado pela ONU, é uma tentativa de incorporar aspectos sociais na avaliação do nível de desenvolvimento dos países. Esse indicador leva em conta apenas os aspectos relativos à renda, saúde e educação do ser humano. A Comissão para o Desenvolvimento Sustentável, órgão das Nações Unidas, criada em dezembro de 1992, vem trabalhando no aperfeiçoamento da definição e metodologia de indicadores de sustentabilidade para o setor elétrico.

As Nações Unidas realizaram entre 26 de agosto e 4 de setembro de 2002, na África do Sul, a “Cúpula da Terra” de Johannesburgo¹, a maior conferência da história mundial sobre desenvolvimento sustentável, na qual 191 países em desenvolvimento apresentaram sugestões de como reduzir os efeitos negativos de agentes poluentes lançados na atmosfera. Os países ricos, que ainda se utilizam de tecnologias geradoras de energia poluentes, não demonstraram interesse em discutir o problema da poluição ambiental mundial. Entretanto, a América Latina apresentou uma iniciativa de desenvolvimento sustentável, que incluía desde objetivos concretos para a geração de uma energia limpa, maior proteção à biodiversidade e necessidade de expansão de financiamento, para o desenvolvimento econômico e social de todos os países.

O crescimento acelerado da economia mundial nesse período foi proporcional à degradação causada ao meio ambiente. Sem acesso às novas tecnologias limpas, os países mais pobres só têm conseguido alguma competitividade com a crescente destruição do seu patrimônio ambiental². Entre os principais pontos do Plano de Ação, aprovados na “Cúpula da Terra”, estão os poucos resultados concretos, ligados aos direitos dos povos indígenas, à proteção da biodiversidade, à ética para um novo modelo de desenvolvimento, e ao princípio de responsabilidade comum, com destaques:

Costa & La Rovere, em 2001, sugeriram a criação de oito novos indicadores de sustentabilidade, para analisar o comportamento do setor elétrico brasileiro, agrupados em quatro categorias. A primeira categoria analisa os aspectos ambientais, com um indicador relativo ao meio ambiente global e outro local; a segunda categoria composta por indicadores econômicos; a terceira com dois indicadores sociais e a quarta englobando aspectos tecnológicos do setor elétrico [Costa & La Rovere,2002].

O par de indicadores representa uma componente do desenvolvimento sustentável do desempenho: econômico, social, ambiental e tecnológico informando se o setor energético está caminhando rumo a uma condição de maior ou menor sustentabilidade energética. A fórmula de cálculo é muito semelhante à utilizada para a determinação do IDH, utilizada pela ONU.

¹ Na questão ambiental envolvendo os EUA, como o boicote ao Protocolo de Kioto, o governo americano sofreu um revés. Seus antigos aliados, Rússia e Canadá, anunciaram a ratificação do acordo, pelo qual os países mais industrializados se comprometem a cortar as emissões de dióxido de carbono até atingir os níveis de 1990, ainda no período entre 2008 e 2012.

² A Conferência “Rio+10” procurou avançar nas discussões iniciadas na ECO 92, realizada no Rio de Janeiro, quando pela primeira vez, vários países reconheceram a necessidade de estabelecer metas para combater os males causados pelo uso predatório dos recursos naturais. Os participantes da “Rio+10” concordaram em reduzir pela metade, até 2015, o número de pessoas sem acesso a saneamento básico, atualmente equivalente a 40% da população mundial [Cúpula da Terra - Johannesburgo, 2001].

Tabela 2.1 - Plano de ação aprovado na Conferência “Cúpula da Terra”

Tópico	Meta
Água e Saneamento	Reduzir à metade, até 2015, a proporção de seres humanos que não podem ter acesso à água potável ou comprá-la, conforme o objetivo enunciado na declaração do milênio de desenvolvimento e a proporção dos que não têm acesso aos meios de saneamento básico.
Biodiversidade	Imediata aplicação da convenção sobre a proteção de recursos naturais e redução significativa ao ritmo atual de empobrecimento da biodiversidade, até 2010, com o fornecimento de novos recursos financeiros e técnicos aos países em desenvolvimento.
Produtos químicos	Assegurar uma administração racional dos produtos químicos, ao longo de todo seu ciclo de vida, de maneira que antes de 2020 os modos de utilização e processos de fabricação não tenham efeitos nocivos e permanentes sobre a saúde humana.
Energia	Incentivar e promover a elaboração de programas decenais, que sirvam de apoio às iniciativas nacionais de consumo e de produção sustentáveis. Diversificar o tipo de abastecimento energético, desenvolvendo tecnologias inovadoras menos poluentes e de melhor rendimento, recorrendo a combustíveis fósseis, assim como a tecnologias baseadas em energias renováveis, incluindo a energia hidrelétrica, e garantindo sua transferência aos países em desenvolvimento. Aumentar de maneira urgente a parcela global de fontes de energia renováveis, com vistas a aumentar sua contribuição à oferta primária de energia, reconhecendo o papel de objetivos nacionais, ou regionais, fixados sobre uma base voluntária de cada país.
Governo	Entendem que o bom governo do país é essencial para o desenvolvimento sustentável da nação. Rígidas políticas econômicas, sólidas instituições democráticas e aperfeiçoamento das infra-estruturas são a base de um crescimento econômico contínuo, para a erradicação da pobreza e criação de novos empregos.
Globalização	A globalização deve oferecer novas oportunidades para o crescimento da economia mundial, possibilitando o desenvolvimento econômico e a melhoria do nível de vida no mundo. Entretanto, persistem ainda enormes desafios a serem vencidos, graves crises financeiras, insegurança, pobreza, miséria, exclusão e desigualdades inaceitáveis.
Pesca	Manter ou restabelecer as reservas a um nível que permitam obter o máximo rendimento sustentável. O objetivo é atingir, com urgência, esse nível para as reservas que estão se esgotando, se possível, antes de 2015.
Protocolo de Kyoto	Todos países que já assinaram o Protocolo de Kyoto apelaram para os que ainda não o fizeram que o aceitem e o ratifiquem urgentemente.
Ajuda ao desenvolvimento	A comunidade internacional se compromete a concretizar os compromissos de aumentar substancialmente a ajuda pública ao desenvolvimento, anunciados em Monterrey. Pede, com insistência, aos países que ainda não o fizeram que se dediquem a alcançar o objetivo de uma ajuda pública ao desenvolvimento que represente 0,7% de seu PNB.
Subvenções agrícolas	Respeitar os compromissos assumidos, com vistas a negociações globais, sobre a agricultura, iniciados pela Declaração Ministerial de Doha, tendentes a melhorias substanciais do acesso aos mercados; reduções de todas as formas de subvenções à exportação, com vistas à sua eliminação progressiva; reduções substanciais do apoio interno que tenham efeitos de distorção dos intercâmbios.

Fonte: Nações Unidas: Conferência “Cúpula da Terra” de Johannesburgo, 2002.

Os dois primeiros indicadores representativos da componente ambiental do desenvolvimento sustentável são: emissões de dióxido de carbono (CO₂) do setor energético por habitante e dados sobre a poluição local, tanto os ocasionados por poluentes atmosféricos, como líquidos ou sólidos.

Os dois indicadores da componente social são: acesso à eletricidade no meio rural e o consumo de eletricidade “per capita”. Os indicadores da componente econômica são: vulnerabilidade energética e importância do setor público nos investimentos energéticos não-renováveis.

Os indicadores de sustentabilidade ligados à tecnologia são representados por: intensidade energética e difusão de fontes de energias renováveis. Existem, pelo menos duas formas de se calcular a intensidade energética: a primeira, pela divisão do consumo de energia comercial pelo Produto Interno Bruto (PIB) ou Produto Nacional Bruto (PNB), convertido pela taxa de câmbio real; a segunda pela divisão do consumo de energia comercial e não-comercial pelo PNB à paridade de poder de compra (PNB_{PPP}). No caso de uma comparação internacional, a segunda metodologia é a mais utilizada.

2.2 - EVOLUÇÃO DO PENSAMENTO ECONÔMICO

Os pensadores da Antigüidade preocupavam-se com as questões éticas, religiosas e políticas. É dentro desse contexto que se situam os processos de análise dos fenômenos econômicos levados a efeito por filósofos gregos e medievais.

O pensamento econômico medieval era mais moralista e distante das posições modernas, mas semelhanças com o pensamento grego refletem as influências sobre os filósofos escolásticos das idéias aristotélicas, transmitidas através de populações judaicas e árabes nos últimos anos do século XII.

Uma fase muito bem caracterizada dentro da evolução da teoria do pensamento econômico é o período de exacerbado nacionalismo econômico, conhecido pelo nome de mercantilismo, cujo objetivo era criar um Estado política e economicamente forte. Consideravam que poder político e riqueza sempre caminhavam juntos.

Como a riqueza era identificada com a posse de metais preciosos, os teóricos mercantilistas queriam que seu Estado promovesse medidas que pudessem contribuir para manter uma balança comercial favorável, de modo a aumentar a entrada de ouro no país. A atividade econômica tornou-se cada vez mais dirigida pelo governo e orientada para o mercado externo e não para a economia interna e privada. O mercantilismo floresceu do século XVI até o XIX tornado-se conhecido pelos escritos de Thomas Mun, Sir Josiah Child e outros, bem como pelas políticas de Jean-Baptiste Colbert, Oliver Cromwell, Frederico “O Grande”.

Os fisiocratas defendiam que apenas o trabalho agrícola era produtivo, pois ele gerava excedente e reproduzia a riqueza; a manufatura apenas transformava o insumo numa quantidade equivalente de produto, descontados os custos, não havendo nenhum excedente; e o comércio apenas distribuía os bens. Eles acreditavam que o excedente gerado representaria a riqueza de uma nação e não o acúmulo de metais, como preconizavam os mercantilistas. Eles ainda pregavam a existência de uma ordem positiva, regida por convenções sociais e de uma ordem natural, da qual não participavam as atividades econômicas; decorrendo daí seu repúdio à intervenção do Estado na economia e sua defesa do “laissez-faire”.

As principais questões econômicas tratadas pelos economistas clássicos (século XVIII) são aquelas que se incluem dentro da teoria do valor e da distribuição. Entretanto, a distribuição do produto nacional continuou sendo analisada, através de sua subdivisão em três parcelas destinadas para remunerar o trabalho: na forma de salários; o capital, representado pelos lucros e a terra, como forma de renda.

Em 1776, Adam Smith publicou “Uma pesquisa quanto à natureza e as causas das riquezas das nações”, elaborando teoria acerca do crescimento econômico. Ele desenvolveu importante análise sobre a divisão do trabalho, que se tornou em elemento chave na explicação do crescimento econômico.

Adam Smith lançou também a idéia da “mão invisível” e equilibradora do mercado; reconhecendo a existência de duas formas de organização desse mercado: a concorrência perfeita e o monopólio. Ele acreditava que todos os agentes, na busca da maximização do lucro, acabariam promovendo o bem-estar de toda a comunidade; como se essa “mão invisível” estivesse orientando todas as decisões da economia.

No período posterior à Revolução Francesa e às Guerras Napoleônicas a Europa passou por sucessivas mudanças em suas condições econômicas, caracterizadas pelo crescimento populacional, propagação de novas cidades industriais, expansão do comércio internacional com exportação de produtos europeus e importação de bens e produtos agrícolas.

Em 1817, o marcante trabalho “Sobre os princípios de economia política e de tributação”, de David Ricardo, retomou e aprimorou a essência do pensamento de Adam Smith. O modelo de Ricardo explicava que as forças de mercado, oferta e procura,

garantiriam o equilíbrio econômico entre as classes sociais e mesmo entre algumas nações. Em função da sofisticação, formalização objetiva e consistente de seus pensamentos, eles passaram a constituir o Sistema Clássico ou Ricardiano na Economia.

Em 1848, John Stuart Mill lançou seus “Princípios de política econômica”, modificando algumas premissas defendidas por Smith e por isso foi chamado de “revisionista”. Introduziu na economia preocupações de justiça social. A reinterpretação das leis que governam a atividade econômica, em geral, e a distribuição de renda, em particular, representam a modificação mais importante efetuada por Mill à tradição clássica. Seu trabalho foi o principal texto utilizado para o ensino de economia no fim do período clássico e no início do período neoclássico; consolida o exposto por seus antecessores, e avança ao incorporar mais elementos institucionais ao definir melhor as restrições, vantagens e funcionamento de uma economia de mercado.

O trabalho de Say e seguidores, consideravam os rendimentos do capital, denominados juros, separadamente das funções empresariais de administração, remuneradas pela parcela da renda nacional conhecida atualmente por lucro.

A teoria clássica do valor chamava atenção para o fato de que os preços dos bens produtivos eram proporcionais aos respectivos custos de produção quando prevaleciam as leis de livre concorrência no mercado.

John Stuart Mill e Karl Marx preocuparam-se com as conseqüências sociais da industrialização em sua época, especialmente o baixo padrão de vida da crescente classe trabalhadora, que vivia amontoadas em favelas urbanas, sem as mais elementares condições sanitárias, a longa jornada de trabalho, os reduzidos salários, a ausência de legislação trabalhista e previdenciária e o emprego de crianças em condições desumanas.

Em 1870, Karl Marx opôs-se aos processos analíticos clássicos e às suas conclusões, com base no que Vladimir Ilitch Ulianov, de pseudônimo Lenin, considerou a melhor criação da humanidade no século XIX: a filosofia alemã, a economia política inglesa e o socialismo francês.

Ao lado de tantas disputas metodológicas com o classicismo, Marx modificou a análise do valor, apesar de haver utilizado vários componentes da versão clássica da teoria do valor-trabalho, de Ricardo; desenvolveu alguns conceitos que se tornaram

muito conhecidos, como por exemplo: o de mais-valia, capital variável, capital constante, exército de reserva industrial e analisou a acumulação do capital, a distribuição da renda e as crises econômicas.

O período neoclássico inicia-se em 1870 e predomina até a publicação de “A teoria geral do emprego, do juro e da moeda” de John Maynard Keynes, em 1936. Neste período, foram favorecidos e privilegiados os aspectos microeconômicos da teoria, pois a arraigada crença na economia de mercado fez com que não se preocupassem tanto com a política e o planejamento macroeconômicos.

Importantes estudos realizados nesse período procuraram preencher uma lacuna na análise dos escritores clássicos, estudos esses que objetivaram caracterizar o comportamento no curto prazo, das forças de mercado, especialmente da demanda, na determinação do valor e do preço dos bens. Outros economistas de destaque como William Stanley Jevons, na Inglaterra; Karl Menger, na Áustria e Léon Walras, na França, dedicaram-se a essas pesquisas, independentemente e quase ao mesmo tempo.

Houve uma reformulação dos conceitos econômicos ao se observar que o valor das coisas varia com a intensidade de seu consumo. A partir de um determinado ponto, cada dose adicional de consumo de um bem diminui seu valor. Os pensadores chegaram à conclusão que o valor de uma mercadoria dependeria de sua “utilidade marginal”.

O neoclassicismo iniciou-se sob a forma de importantes escolas, dentre as quais se destacaram: a Escola de Viena ou Escola Psicológica Austríaca e a teoria da utilidade marginal; a Escola de Lausanne ou Escola Matemática e a teoria do equilíbrio geral; a Escola de Cambridge e a teoria do equilíbrio parcial e a Escola Neoclássica Sueca.

Com a evolução da produção capitalista, a partir do final do século XIX, passando da forma concorrencial para as formas monopolista e oligopolista, caracterizada pela substituição da energia a vapor pela energia elétrica e da troca do carvão pelo petróleo, já na metade do século XIX, o pensamento econômico evoluiu para a Escola Neoclássica ou Marginalista.

Entre 1934 e 1947 esta escola ganhou grande destaque em função das idéias de Wilfredo Pareto, com o enunciado da economia do bem-estar; uma vez que os neoclássicos consideravam o preço como a variável determinante na alocação dos recursos econômicos.

No período compreendido entre as duas guerras surgiu John Maynard Keynes, cujas obras romperam com a tradição neoclássica e apresentaram um programa de ação governamental para a promoção do pleno emprego. A atuação de Keynes e de seus seguidores passou a ser conhecida como “Revolução Keynesiana”.

Enquanto Keynes reabilitava o capitalismo, o socialismo implantado a nível nacional, pela primeira vez em 1917 na URSS, passava a servir de modelo, depois da Segunda Grande Guerra, às Democracias Populares da China, do Vietnã e de Cuba. O pensamento de Keynes forneceu uma base teórica para os formuladores de políticas, num momento em que a Grande Depressão desestabilizou o mundo industrializado e os preceitos neoclássicos não ofereceram alternativas para os problemas econômicos criados pela situação de conflito internacional.

Os marcos deste novo modelo disciplinaram a economia de mercado, a estabilidade financeira e monetária, bem como demonstraram a importância da intervenção do Estado, com objetivos macroeconômicos de aumentar a demanda agregada, adequando a produção ao consumo em massa.

O fenômeno de formação dos oligopólios, levou à valorização do conceito de firma como uma organização de atributos dinâmicos em função das principais características da estrutura do mercado, como sendo função: grau de concentração, substituíbilidade de produtos, dimensão das empresas, entrada potencial de novos competidores limitada por barreiras à sua entrada, bem como as estruturas de custo, a integração vertical e o grau de conglomeramento. O modelo teórico desenvolvido na década de 1950, de Joe Bain, ficou conhecido como Estrutura - Conduta - Desempenho, inspirado e derivado da Organização Industrial.

O modelo sugerido por Keynes foi adotado em diversos países. Nos EUA possibilitou o crescimento de empresas, promovendo o desenvolvimento de infraestrutura básica, com financiamento e subsídios para seu crescimento econômico. No Japão e Europa, juntamente com as medidas de auxílio fornecidas através do Plano Marshall, puderam reconstruir o sistema produtivo destruído pela guerra e recuperar a economia desses países, ao favorecer uma política de juros baixos e a possibilidade de maior endividamento, utilizados no para alavancar a demanda, empregos, salários e investimentos internos.

Na América Latina, com a entrada de recursos do capital privado, fornecidos por empresas transnacionais em operação nos países, e do aporte de escassos recursos públicos, houve uma retomada gradual do crescimento econômico, com lenta recuperação da economia nacional. O comportamento dos grandes conglomerados, criados a partir da década de 1950, contrariavam os fundamentos do modelo keynesiano, surgindo a necessidade de adoção de outras estratégias, para obtenção de maior rentabilidade, controle de preços, desenvolvimento de modernos processos de fabricação, colocação de novos produtos, bem como a abertura e conquista de novos mercados consumidores.

Em 1947, foi criado o General Agreement on Tariffs and Trade - GATT, um tratado multilateral de tarifa aduaneira e de comércio internacional, para regulamentar as relações comerciais internacionais, considerando a situação mundial do período pós-guerra; e somente bem mais tarde, em 1995, ocorreria a transformação do GATT em Organização Mundial do Comércio - OMC.

Nas situações em que a política monetária é ineficaz, os governos podem depender de políticas fiscais, seja aumentando despesas ou reduzindo impostos. Embora os modelos subjacentes à análise de Keynes tenham sido criticados e aprimorados, o fato de ele ter propiciado uma compreensão do motivo pelo qual as forças de mercado não funcionavam rapidamente para adequar a economia a um nível de pleno emprego ainda continuam válido.

O modelo keynesiano procurou estudar a economia de mercado, a estabilidade financeira e monetária, tentando justificar a necessidade de intervenção do Estado, nos objetivos macroeconômicos de incrementar a demanda agregada, adequando a produção ao consumo em massa.

No pós-guerra, o comportamento dos grandes conglomerados criados a partir dos anos 1950 contrariavam os fundamentos do modelo keynesiano, havendo necessidade de adoção de novas estratégias para a obtenção de rentabilidade, controle de preços, desenvolvimento de processos de fabricação, colocação de produtos e principalmente a conquista de novos mercados. Consolidaram-se os grandes monopólios e oligopólios, em nome do ganho de eficiência alocativa, sendo criadas agências regulatórias estatais para garantir a estabilidade de mercado.

De 1950 a 1970, o modelo keynesiano foi responsável pela fase de expansão e domínio mundial norte-americano, mantendo-se até meados dos anos 1970, quando foram criadas novas entidades de controle econômico.

O Fundo Monetário foi criado levando-se em conta a urgente necessidade de uma “ação coletiva global”, para garantir a estabilidade econômica, da mesma maneira que a Organização das Nações Unidas - ONU havia sido fundamentada na crença de que era preciso uma ação coletiva global para alcançar a estabilidade política mundial.

O FMI é uma instituição pública, mantida com o dinheiro fornecido pelos contribuintes do mundo todo. É interessante lembrar disso, porque o Fundo não se reporta diretamente nem aos cidadãos que o financiam nem àqueles cuja vida ele afeta e deveria ajudar. Em vez disso, reporta-se somente aos ministros da fazenda e aos bancos centrais dos governos do mundo, que asseveram seu controle por meio de votação complicada, baseada no poder econômico dos países ao final da Segunda Guerra.

Desde então, têm ocorrido algumas alterações de menor importância, mas as principais nações desenvolvidas ainda comandam as decisões, sendo que somente um país, tem poder de veto, os EUA. Nesse sentido, é semelhante ao caso da ONU, na qual um anacronismo histórico determina quem tem poder de veto: as potências vitoriosas da Segunda Guerra Mundial; onde pelo menos cinco países compartilham o poder de veto.

Grandes mudanças ocorreram nessas instituições na década de 1980, época em que Ronald Reagan e Margaret Thatcher pregavam uma ideologia de livre mercado nos Estados Unidos e no Reino Unido. O Banco Mundial e o FMI tornaram-se as instituições missionárias, por meio das quais essas idéias eram impostas aos relutantes países pobres que precisavam desesperadamente de seus empréstimos e concessões. O Banco Mundial fez mais do que emprestar dinheiro para a realização de projetos de infra-estrutura, para estradas de rodagem e construção de usinas hidrelétricas, forneceu também amplo apoio, na forma do que era chamado de “empréstimos de reajuste estrutural”, mas só fazia isso quando conseguia aprovação do FMI, e a partir desse fato vinham as condições restritivas, impostas pelo Fundo, sobre o país necessitado.

O FMI tinha a obrigação de apontar as crises, entretanto, como vários países em desenvolvimento estavam sempre precisando de ajuda, o Fundo acabou se tornando parte permanente da vida da grande maioria das nações do mundo.

Em 1989, com a queda do muro de Berlim inaugura-se um novo cenário para o FMI: administrar a transição para uma economia de mercado na antiga União Soviética e nos países comunistas da Europa.

As duas instituições poderiam ter oferecido às nações mais pobres do mundo novas perspectivas alternativas para os desafios ao desenvolvimento econômico e transição política e, com isso, reforçado seus frágeis processos democráticos. Contudo, ambas são conduzidas pela vontade do chamado grupo G 7, formado pelos EUA, Japão, Alemanha, Canadá, Itália, França e Reino Unido; que periodicamente estabelece a coordenação de suas políticas macroeconômicas e assim potencializam a estabilidade econômica e política, segundo sua visão de mundo harmônico.

O que os cidadãos dos países em desenvolvimento mais reclamam, é que o FMI e Banco Mundial apreciam e levam em conta somente o ponto de vista dos ministros da fazenda e secretários do tesouro dos seus países, quando a atitude mais desejada seria a de um debate democrático, e até acalorado, sobre novas estratégias alternativas a serem seguidas para o desenvolvimento e crescimento econômico do país em crise.

Meio século após sua fundação, constata-se que o FMI fracassou em sua missão: conceder recursos aos países que enfrentam declínio econômico, de modo a garantir sua reestruturação, a ponto de reduzir o desemprego ao mínimo possível e garantir melhor qualidade de vida ao ser humano.

O pior é que foram muitas das políticas impostas pelo próprio FMI, em especial quanto à liberalização prematura de seus mercados de capitais, que contribuíram para a instabilidade econômica global dessas nações, ainda em fase de desenvolvimento. As idéias e intenções iniciais, com a criação das instituições econômicas internacionais eram boas, mas como passar dos anos, tornaram-se algo muito diferente e acabaram prejudicando os países em dificuldade econômica que recorreram ao FMI e Banco Mundial [Stiglitz, 2002].

Quando um país passava por uma crise, os recursos e os programas do FMI não conseguiam estabilizar e equilibrar a situação, mas em muitos casos, chegavam até mesmo a piorar, principalmente para as populações carentes.

A orientação de Keynes sobre o FMI, que enfatizava os fracassos do mercado e do complexo papel do governo na criação de empregos, foi substituída pelo paradigma

do livre mercado da década de 1980, parte de um novo Consenso de Washington, um “consenso particular” entre o FMI, o Banco Mundial e o Departamento do Tesouro dos Estados Unidos em relação às políticas “adequadas e corretas” para os países em desenvolvimento, que apresentava uma abordagem radicalmente diferente para o desenvolvimento econômico e a estabilização dos países em dificuldades econômicas.

Muitas das idéias incorporadas ao real Consenso de Washington foram desenvolvidas em resposta aos problemas da América Latina, região onde os governos haviam perdido o controle de seus orçamentos, enquanto políticas monetárias flexíveis haviam conduzido a uma inflação galopante. Uma explosão de crescimento, em países latino-americanos nas décadas que se seguiram o pós-guerra, não tinha sido mantida, supostamente em virtude de excessivas intervenções na economia por parte do Estado.

A liberalização dos mercados de capitais tem sido imposta aos países em desenvolvimento, apesar de não haver nenhuma prova que demonstre que ela estimula o crescimento econômico. Em alguns casos, as políticas econômicas que foram levadas e introduzidas nos países em desenvolvimento, não eram as mais apropriadas para nações nos estágios iniciais de desenvolvimento ou ainda em fase de transição. A maior parte dos países industrializados, como por exemplo os EUA e o Japão, haviam construído suas fortes economias protegendo alguns de seus setores mais frágeis, até que eles pudessem concorrer, em igualdade de condições, com as empresas estrangeiras.

Muito embora a utilização do protecionismo generalizado não tenha funcionado para alguns dos países que o experimentaram, em nenhum dos casos, a liberalização do comércio foi suficientemente rápida para atender às necessidades prementes de crescimento econômico dos países.

Obrigar uma nação ainda em desenvolvimento a se abrir a produtos importados, que concorreriam com as mercadorias produzidas internamente no país, por determinados setores da economia, setores bastante vulneráveis à concorrência de produtos semelhantes porém muito mais fortes, provenientes de outros países, pode ter conseqüências desastrosas, tanto do ponto de vista social quanto do ponto de vista econômico.

Em função da crescente insistência, por parte do FMI, para que alguns países em desenvolvimento sustentem políticas monetárias arrochadas, tem gerado taxas de juros

que impossibilitam a criação de empregos, mesmo na melhor das circunstâncias, como é o caso do Brasil, que atualmente convive com uma taxa de juros internos elevada.

A liberalização do comércio mundial ocorreu antes da implementação de qualquer sistema de proteção para os trabalhadores, os que perderam seus empregos foram forçados a viver na miséria, como aconteceu recentemente na vizinha Argentina.

Em geral, a liberalização não é acompanhada do crescimento prometido aos países em desenvolvimento, mas sim fonte de maior pobreza geral. Desse modo, mesmo os trabalhadores que não perderam seus empregos são atingidos por uma sensação de insegurança e medo das mudanças econômicas, a serem implementadas no futuro.

Como exemplo, é citado o caso do proprietário de uma empresa geradora de energia, que também tem o monopólio da rede de transmissão, é possível acreditar que ele venha a fornecer seus serviços de transmissão, aos seus concorrentes na geração, em condições discriminatórias, seja por preços de acesso muito elevados, qualidade inferior de conexão à rede elétrica ou mesmo recusa de negociação de preços. Assim sendo, a esperada concorrência no segmento de geração estaria de antemão comprometida e fadada ao fracasso.

2.3 - REGULAÇÃO ECONÔMICA

2.3.1 - INTRODUÇÃO

Embora a regulação no âmbito industrial não fosse a finalidade da teoria de Keynes, seu modelo acabou fornecendo a condição para participação do Estado na Economia e maior intervenção governamental na atividade econômica. A regulação industrial surgiu na vigência desse momento histórico.

A regulação econômica constitui-se de dispositivos usados pelos governos para interferir no funcionamento de uma indústria, afetando sua estrutura funcional e a conduta das empresas incumbentes, visando alcançar um determinado desempenho. Com a finalidade de definir o escopo da regulação, quais as atividades de uma indústria que devem ser submetidas à regulação econômica e o estilo, se baseado em regras pré-estabelecidas ou mais discricionárias, devem ser considerados cinco princípios básicos: eficiência, equidade, praticabilidade, transparência e redução de risco regulatório [Gomes & Monnerat, 1998].

Como foi comentado, o modelo de Keynes foi adotado em diversas economias, de forma diferenciada, nos EUA, Japão e Europa. Nos EUA, por exemplo, a intervenção do Estado possibilitou a criação e expansão de grandes empresas, patrocinando o desenvolvimento de infra-estrutura, financiamento e subsídios, a partir do final dos anos de 1940. Políticas monetárias e fiscais, atreladas a políticas salariais e de emprego garantiram a manutenção do nível de consumo necessário à estabilização de mercado.

Além do Japão, também em outros países europeus, com destaque para a Alemanha, devastados pela Segunda Guerra Mundial, as recomendações keynesianas e a necessidade de reconstrução do parque industrial alavancaram a economia, nessa difícil fase de retomada de crescimento e desenvolvimento econômico.

Naquela oportunidade, esses países foram beneficiados por uma política de juros baixos e a possibilidade de endividamento foi admitida, para a elevação do nível de investimento, de empregos, salários e demanda. Na América Latina, o desenvolvimento foi implementado através de recursos provenientes de empresas instaladas nos países, promovido pelos setores público e privado.

Este período assistiu ao nascimento de grandes empresas e corporações, contrariando os fundamentos das teorias clássicas e neoclássicas; novas estratégias para manutenção do nível de rentabilidade foram estabelecidas; os preços foram controlados, novos produtos e processos produtivos foram criados, modernas estruturas organizacionais adotadas e novos mercados conquistados.

Em função dessas atitudes gerenciais grandes monopólios e oligopólios foram estabelecidos, em nome do ganho de eficiência, maior produtividade e lucratividade comercial. Nos EUA, foram criadas Agências Regulatórias estatais para garantir a estabilidade de mercado.

Sinais de esgotamento do modelo surgiram com a primeira crise do petróleo, em 1973, quando as maiores economias capitalistas vinham experimentando forte expansão econômica, caracterizada por investimentos elevados. Em função da instalação da crise mundial, as taxas de investimento foram reduzidas e as pressões inflacionárias dispararam. Os países desenvolvidos se recuperaram no final da década de 1970, enquanto os países em desenvolvimento, fortemente endividados e dependentes do petróleo importado, foram penalizados pela redução drástica de suas exportações.

A segunda crise do petróleo, em 1979, criou desequilíbrios fiscais para os países e a elevação das taxas de juros, no início dos anos 1980, aprofundou a crise fiscal. As idéias de Keynes perderam força e possibilitaram o crescimento dos pensamentos liberais e monetaristas. As políticas de preservação de pleno emprego deram lugar ao combate à inflação, sob forte recessão econômica, criando condições para o estabelecimento do “ultraliberalismo”.

Em meados de 1990, aceleraram-se as inovações tecnológicas, de informação baseada na microeletrônica, desenvolvimento de novos materiais e novas técnicas de organização industrial, aliadas à desregulamentação financeira e ao desenvolvimento de redes de comunicação integradoras dos mercados em escala mundial [Sauer, 2002].

Os formuladores de políticas encontraram nessas teorias econômicas e da regulação, os motivos para desmembrar os monopólios públicos: competição onde possível, principalmente nos mercados contestáveis e regulação onde necessário, essencialmente nos segmentos onde o monopólio natural foi mantido.

2.3.2 - REGULAÇÃO TARIFÁRIA

De acordo com o enfoque neoclássico da Economia do Bem-Estar, a ocorrência de monopólios naturais consiste numa falha de mercado e dificuldade de atender à alocação ótima dos recursos disponíveis numa determinada economia. A regulação se faz necessária para permitir a sobrevivência da atividade monopolista, minimizando, ao mesmo tempo, as possibilidades de extração de renda; no caso dos serviços públicos, a regulação tarifária é o mecanismo regulatório através do qual se busca eficiência:

- alocativa, com a realização do maior número de transações, gerando a maior renda agregada;
- distributiva, com redução da apropriação do excedente econômico;
- produtiva, com obtenção, numa planta, do maior rendimento, com o menor custo; e
- dinâmica, com a seleção de processos que resultem em redução de custos e melhoria da qualidade [Pires & Piccinini, 1998].

Características marcantes dos modelos de regulação tarifária permitem identificar três grandes correntes de pensamento, com regulação: do lucro, do preço e por incentivos. Dois grandes modelos de regulação do lucro são a regulação pelo custo

do serviço, como a mais tradicional e a regulação pelo custo marginal, pelas quais o concessionário estaria habilitado a recuperar os custos necessários para a realização de sua atividade. A modalidade de regulação do preço compreende, por exemplo, a regulação pelo preço-teto, ou a regulação pela receita-teto, que permitem ao incumbente auferir todo o lucro possível, desde que seja mantido um nível aceitável de preço do serviço.

A regulação por incentivos, além de incluir as formas de regulação pelo preço, compreende variantes cujo critério prioritário seja, por exemplo, todo um conjunto de fatores que permita avaliar qualidade. Todas as formas de regulação envolvem, variados grau de dificuldade na implementação e custos.

- a) a regulação pelo custo do serviço é conhecida como regulação pelo custo contábil, pelo custo histórico, ou pela taxa de retorno fixa. Neste tipo de tarifação, o preço do serviço é definido pelo custo médio de atendimento da demanda, embutindo a remuneração dos investimentos [Araujo, 1999];
- b) a regulação ou tarifação pelo custo marginal, foi inaugurada pela empresa estatal francesa Eletricité de France (EDF) na década de 1950, para superar as limitações do modelo anterior, do custo do serviço, sendo originada pela escola neoclássica da Economia do Bem-Estar. Essa linha de pensamento explica que se não há distorções na economia, em situação de concorrência perfeita, o máximo excedente social é alcançado quando os preços igualam os custos marginais de produção. Sob regulação, a fixação dos preços do monopólio nesse patamar reproduziria condições de mercado concorrencial, atingindo maior eficiência econômica [Araujo, 1999; Pires & Piccinini, 1998 e Seger, 2002]; e
- c) a regulação pelo preço-teto é uma das formas mais recentes de regulação tarifária. Este modelo surgiu na Inglaterra, na década de 1980, onde foi implementado pela primeira vez, na empresa British Telecom, tendo-se propagado para outros serviços e países europeus, com grande repercussão no setor de telecomunicações norte-americano.

CAPÍTULO 3 - O SETOR ELÉTRICO DA CALIFÓRNIA E A CRISE NO ABASTECIMENTO

3.1 - INTRODUÇÃO

As atividades econômicas na sociedade contemporânea são extremamente dependentes da disponibilidade energética, em qualquer parte da cadeia: extração de matéria-prima, industrialização, distribuição, sem mencionar as vias de informação, através das quais fluem os negócios e o dinheiro, em âmbito mundial. Portanto, com a escassez de eletricidade, petróleo e óleo combustível, a cadeia produtiva fica seriamente comprometida, gerando prejuízos para a indústria, agricultura, agropecuária e para os serviços de modo geral.

De toda a energia consumida no mundo, cerca de 64% é gerada por fontes não-renováveis, como o carvão, gás natural e petróleo. Segundo a ONU, esses energéticos são recursos finitos na natureza, há previsões de que as reservas mundiais de petróleo se esgotem dentro de um período de 75 anos; as de gás natural em 100 e as de carvão em 200 anos. A parcela restante, cerca de 36% consumida, vem de fontes renováveis, como a água dos rios, do vento, do Sol e até mesmo da vegetação.

Segundo a Agência Internacional de Energia - IEA, o consumo mundial, em 1998, atingiu o valor de 9,3 mil megatoneladas equivalentes de petróleo (Mtoe), unidade internacional usada para medir o consumo de energia. A IEA estima ainda que o valor dessa demanda pode dobrar até 2030.

A partir da década de 1970, os países capitalistas iniciaram acelerada expansão econômica, financiada sobretudo pela fartura e pelo baixo preço da energia. Esse processo se manteve até a metade da década de 1980.

Poucos países dispõem de sobras ou reservas estratégicas para enfrentar adversidades, como secas prolongadas e alterações climáticas abruptas. A capacidade de produção está quase atingindo seu limite máximo. Segundo a IEA, em 1998 foram gerados 9,6 Mtoe, apenas 1% a mais que no ano anterior.

Nos últimos 30 anos houve modificação na participação das fontes energéticas. Em 1998, o gás natural passou de 16% do total da energia produzida em 1973, para

20%; as usinas nucleares, que na década de 1970 geravam menos de 1% do total, produziram 7% e as usinas hidrelétricas de 2% passaram a 3% nesse mesmo período. Ao contrário, as reservas de petróleo e carvão registraram queda de 45% para 36% e de 25% para 23%, no período.

Atualmente, as fontes energéticas consideradas alternativas, como a eólica, geotérmica, solar e a biomassa, representam cerca de 2% do total gerado, praticamente o dobro do índice registrado na década de 1970. Apesar de seu aproveitamento estar em franca expansão, ainda não conseguem gerar energia em quantidade suficiente para atender todas as necessidades de mercado.

Ainda que uma parcela da energia elétrica gerada no mundo provenha de usinas hidrelétricas, estima-se que ela deverá representar somente 4% da produção total mundial em 2020, registrando um dos crescimentos mais baixos, dentre as diversas fontes geradoras, com cerca de 2% ao ano. O Brasil atualmente tem cerca de 70 GW de potência instalada, com um fator de capacidade de 60% e com praticamente 90% da energia elétrica gerada de origem hidráulica [Chiganer et al., 2002].

Nos países mais ricos, esse índice deve ser apenas de 1%. A falta de grandes volumes de água, terrenos em desnível e as vultosas quantias envolvidas na construção de usinas e extensas redes de transmissão são os principais motivos dessa retração. Uma usina hidrelétrica, com reservatório de acumulação, necessita de grandes áreas, para controle de inundação e volume de espera, para o controle de cheias, além de problemas ambientais e sociais, provocados pelo deslocamento e reassentamento de populações ribeirinhas.

Na construção de Itaipu, com uma capacidade instalada de 14 GW, foram gastos cerca de 30 bilhões de dólares; na China está em andamento a construção da maior usina hidrelétrica do planeta, no Rio Yang Tsé, que deverá ter uma potência de 20 GW, a um custo estimado de 40 bilhões de dólares, devendo entrar em operação comercial no ano de 2009. Ela deverá causar enormes impactos sócio-econômicos, além dos ambientais, pois deverá deslocar e reassentar mais de 1,5 milhões de pessoas que hoje vivem ao longo das margens do rio e dentro da área do futuro reservatório de acumulação.

Uma das razões para a queda no consumo de carvão, como combustível é a produção de gás carbônico, liberada no processo de queima, gerando cerca de 38% da emissão de poluentes. A indústria, um dos principais consumidores, gradativamente está passando a utilizar formas de energia consideradas mais limpas e bem menos poluentes do meio ambiente.

O gás natural é um dos combustíveis mais flexíveis em termos de uso, é utilizado basicamente na produção de energia em termelétricas. Embora a queima do gás também produza o dióxido de carbono, ele é menos poluente que o carvão e o petróleo. O principal problema encontrado para sua utilização é a dificuldade na distribuição do combustível, uma vez que as principais reservas encontram-se na região do Mar Cáspio, norte da África, Federação Russa e na costa oeste da América Latina, locais muito distantes dos grandes centros consumidores, havendo necessidade de elevados investimentos na construção de gasodutos, o que encarece o preço final do combustível.

Atualmente, cerca de 42% de toda a energia consumida no planeta provém da queima de petróleo. A tendência é que ele continue como a principal fonte geradora de energia do planeta. Esse ainda é o principal motivo que o torna um dos fatores mais importantes na sustentação da economia mundial.

O petróleo, componente básico na formação de preços, quando sobe exerce grande influência sobre a inflação, sendo utilizado também como arma política, pelos grandes produtores mundiais. Em 1960, a Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait, Venezuela, Catar, Indonésia, Líbia, Emirados Árabes Unidos, Argélia e Nigéria, donos de 77% das reservas mundiais, uniram-se para formar a Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP.

Em março de 1999, a Opep estabeleceu um sistema limitador de cotas de extração que fixou a produção em 2 milhões de barris diários; em agosto de 2001, a produção diária chegou a 76 milhões de barris e no mês seguinte ficou restrita somente a 1 milhão de barris. Os preços e a produção de petróleo no mundo são decididas pela ação desse cartel petrolífero. A tabela 3.1 indica os dez maiores países produtores mundiais de petróleo, respondendo por 63% do petróleo total extraído em todo o planeta.

Tabela 3.1 - Dez maiores produtores de petróleo e Produção - 1999

País produtor	Produção mundial de petróleo	
	(milhões de toneladas)	participação (%)
Arábia Saudita	426	12,4
Estados Unidos	355	10,3
Federação Russa	303	8,8
Irã	176	5,1
México	163	4,7
Venezuela	162	4,7
China	161	4,7
Noruega	149	4,3
Reino Unido	139	4,0
Irãque	125	3,6
Total	2.159	62,6

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA); com informações e dados do ano 2000

Entre os países mais desenvolvidos, a segunda principal fonte geradora de eletricidade é obtida pela fissão de átomos de urânio. Apesar de confiável do ponto de vista de geração e fornecimento de energia, existe forte resistência à construção de novas usinas, principalmente pela falta de uma tecnologia adequada para tratar o lixo radioativo resultante do processo de geração nuclear.

Na França, por exemplo, cerca de 77% do abastecimento energético é garantido pela ação de reatores atômicos. Na Suécia esse índice é de 47%; na Ucrânia 44%; na Coreia do Sul 38%; no Japão 32%; na Alemanha 29% e chegando no Reino Unido aos 28%. Os EUA utilizam 19% e o Canadá e a Federação Russa cerca de 13% desse energético, em seus respectivos sistemas geradores de eletricidade.

Em função dos altos custos envolvidos e pressão de moradores locais, vários países acabaram vetando a construção de novas centrais nucleares. Na Itália, elas foram proibidas por lei e na Suíça foi estabelecido um rígido cronograma para desativação imediata. O governo alemão vem sendo pressionado no sentido de desativar 19 de seus reatores até 2021; entretanto, na Ásia há sinais de crescimento do uso de energia nuclear para geração de eletricidade.

Os maiores produtores mundiais de energia são os países desenvolvidos; juntos geram 54% da energia do planeta; com os EUA produzindo 25% do total disponível, que apesar disso, vêm perdendo espaço para as nações em desenvolvimento.

O bloco dos chamados Tigres Asiáticos, formado pela associação da Coreia do Sul, Taiwan, Cingapura, Tailândia, Indonésia, Malásia e Hong Kong que na década de 70 produziam apenas 6%, participam atualmente com 11% do total mundial; e somando-se com a produção chinesa esse índice sobe para 22% do total gerado. A África, a América Latina e o Oriente Médio também registram fraca expansão.

Segundo a ONU isso acontece porque o ritmo de crescimento do consumo nos países ricos é menos acelerado que nas economias emergentes, onde ocorre processo de industrialização acentuado, liderado por fábricas eletrointensivas, que consomem muita energia, como as de papel e celulose, alumínio, as metalúrgicas e as siderúrgicas.

Enquanto isso, as nações desenvolvidas especializam-se cada vez mais em áreas de serviços, transferindo suas unidades produtivas obsoletas, muitas vezes poluentes, para países em desenvolvimento, onde a mão-de-obra é geralmente mais barata.

Apesar do aumento no consumo mundial de energia, sua distribuição ocorre de forma irregular, sendo geralmente concentrada em grandes centros urbanos. Segundo o IEA, de cada três habitantes do planeta, um não tem acesso à energia elétrica, sendo obrigado a utilizar formas alternativas, como baterias ácidas de chumbo, células fotovoltaicas ou geradores elétricos, à base de óleo combustível. A maior parte desses consumidores vive em zonas rurais de países muito pobres, em particular da África e da Ásia.

A perspectiva de crescimento contínuo da demanda obriga os países a ampliar sua capacidade instalada para a geração de eletricidade, no sentido de evitar o problema de desabastecimento de energia. As grandes quantias de recursos envolvidas na construção de novas usinas geradoras forçaram a maior parte dos países a abrir o setor elétrico à iniciativa privada.

Segundo o BIRD, somente as privatizações atraíram investimentos da ordem de 140 bilhões de dólares entre 1995 e 1999, quase metade sendo destinada à melhoria dos serviços de telecomunicações.

Os investidores internacionais acreditavam que as empresas geradoras de energia elétrica estatais ofereciam menos atrativos que as de comunicação, porque necessitavam grandes somas para manutenção do sistema elétrico existente.

Outro argumento utilizado, é que o setor elétrico, sendo uma área em que o controle estatal é predominante, há pouca flexibilidade na cobrança de tarifas compensadoras. Essa situação cria sério impasse, pois as empresas compradoras alegam a necessidade de aumentar as tarifas vigentes, para amortizar os investimentos, gerar mais capital e reinvestir seus lucros no setor elétrico.

Nos EUA, entre 2000 e 2001, as duas maiores distribuidoras de eletricidade da Califórnia, a Pacific Gas and Electric Company - PG&E e a Southern California Edison Company - SCE, que também eram empresas geradoras de energia elétrica estavam muito endividadas, em situação financeira crítica e quase falindo. Sem a entrada de novos recursos de capital, elas deixaram de investir no sistema seu elétrico, e o fornecimento de eletricidade entrou em profunda estagnação, gerando a pior crise energética desde a década de 1970.

O racionamento de energia e falta de eletricidade passou a fazer parte da vida da população californiana. Como medida paliativa, foi adotado o “horário de verão”, e para os meses críticos, em termos de consumo, a energia elétrica deixou de ser fornecida em quantidade e qualidade adequadas, sendo desligada diariamente, durante longos períodos.

Para reverter esse quadro, foi adotado um plano para a construção de novas usinas geradoras de eletricidade, implantação de milhares de quilômetros de linhas de transmissão e extensos gasodutos interestaduais. Nessa ocasião, o governo norte-americano, solicitou ao Congresso, autorização para explorar petróleo em áreas protegidas por lei e a construção de novas usinas nucleares.

A crise energética também atingiu outros países da Europa. Por exemplo, na Espanha, ainda hoje existe grande possibilidade de racionamento nos meses de verão. Nesses casos, os principais motivos foram falta de investimentos na transmissão e crescente aumento de demanda.

Em nações com estrutura precária, como Índia, Paquistão, Nigéria, entre outras, a falta de eletricidade, os conhecidos “apagões” são mais freqüentes, mas nesses casos, o grande problema é a inexistência de manutenção nas linhas e redes de transmissão de eletricidade existentes.

A situação também é crítica no Brasil. A partir de julho de 2001 teve início o primeiro grande racionamento de energia elétrica, em escala nacional. Com uma produção concentrada em hidrelétricas, responsáveis por mais de 90% do fornecimento, o país sucumbiu à escassez de água e falta de planejamento no setor elétrico, privatizado a partir de 1995.

Outra razão para o colapso brasileiro foi a falta de novos investimentos no setor elétrico. Até o início da década de 1990 eram aplicados cerca de 20 bilhões de reais anualmente no setor. Nos últimos anos, esses recursos caíram para menos da metade.

O problema de desabastecimento de energia elétrica também é ocasionado pelo estrangulamento e saturação em alguns pontos de interligação do sistema elétrico integrado, que impossibilita a transferência de energia; e a transferência da que sobra em uma região, para outra que sofre com sua falta.

Em 2001, havia excesso de energia no Sul do país e falta nas regiões Sudeste, Norte e Nordeste, em função das diferenças de hidraulicidade nos rios dessas regiões. Nesse período, duas turbinas de Itaipu deixaram de gerar energia, não por falta d'água, mas por impossibilidade de utilizar linhas de transmissão, que haviam atingido sua capacidade máxima de transporte e estavam saturadas, piorando ainda mais crise de abastecimento de eletricidade no país.

O desenvolvimento crescente das economias de todos países, tanto dos mais ricos como dos mais pobres, vem sendo baseado no crescimento da demanda por energia, em especial por energia elétrica.

As atividades necessárias para a geração e obtenção de eletricidade estão associadas a desastrosos efeitos de degradação ambiental local, regional e até global, dependendo da localização da fonte energética geradora utilizada.

Os combustíveis fósseis são reconhecidos como altamente poluentes e têm reservas limitadas, somente para algumas dezenas de anos; as novas fontes renováveis de energia, exceto a hidráulica, passam por longa fase de desenvolvimento; a energia obtida através da fissão de elementos radioativos sofre pressões de grupos que questionam sua segurança, deposição final dos rejeitos das células geradoras e do alto custo de desativação final da usina nuclear, da ordem de até 500 dólares por kW instalado.

Mesmo a construção de usinas hidrelétricas, consideradas “limpas”, impõem impactos ambientais e problemas sócio-econômicos, algumas vezes bastante sérios para as comunidades que devem ser reassentadas, em função da criação de reservatórios para acumulação de água à montante da barragem.

Como forma de solucionar o problema da crise energética, que tem assolado muitos países, foi aventada a possibilidade de utilizar-se de modo mais racional a energia produzida pelas centrais geradoras, independentemente do tipo de fonte utilizada; outra possibilidade seria empregar mais intensamente energias renováveis, que ainda conta com fraca tecnologia e não permite a obtenção de grandes blocos de energia.

Em 2001, tanto nos EUA, particularmente na Califórnia, como no Brasil, ocorreram crises de desabastecimento de energia elétrica. Apesar de todos processos clássicos de geração de eletricidade serem utilizados, colaboraram ainda características locais de legislação, que inibiram a criatividade do setor elétrico e impossibilitaram que as tomadas de decisões, mais adequadas, fossem implementadas em tempo hábil, para atenuar a crise energética.

3.2 - O SETOR ELÉTRICO CALIFORNIANO, O PROCESSO QUE O LEVOU À CRISE E CONSEQUÊNCIAS

3.2.1 - CONTEXTO ECONÔMICO PREEXISTENTE NA CALIFÓRNIA

No início dos anos 1990, o Estado da Califórnia encontrava-se em franca recessão econômica, com elevada taxa de desemprego e acelerada transferência de indústrias importantes para outros estados norte-americanos. Na América do Norte, entre 1997 e 2001, a crise energética foi se tornando cada vez mais séria, tendo se manifestado primeiramente na Costa Oeste dos EUA, principalmente na Califórnia, e mais tarde em outros 18 estados do país.

O estado da Califórnia apresentava importante crescimento populacional, associado a um grande desenvolvimento comercial e industrial, necessitando assim de constante e progressivo suprimento de energia elétrica.

Uma notável redução dos impactos negativos sobre a qualidade do ar, foi obtida através da adoção de programas governamentais, que estimularam o desenvolvimento

sustentável, com as indústrias utilizando fontes renováveis de energia, de origem não-fóssil, como: o vento, a geotermia, a biomassa e solar.

Em quase 14 anos a população da Califórnia passou de 23,5 para 32,1 milhões de habitantes, crescendo 36,6%; com uma taxa anual de 2,6% contra os 0,8% da média nacional do EUA. Em 1997, muitas pesquisas realizadas na Califórnia, indicavam que em 2011, a população deverá chegar a 43 milhões de habitantes, crescendo 34% no período, e com isso o sistema elétrico deverá crescer 30%, acima da capacidade instalada atual, devendo acrescentar mais 2.000 MW ao seu parque gerador de eletricidade.

Em 1996, após dois anos de discussão, entre os grupos interessados no processo de implementação de reformas do setor elétrico, foi que a Assembléia Legislativa Estadual da Califórnia aprovou a lei de reestruturação do setor elétrico estadual, formalizando o novo modelo de mercado competitivo a ser adotado a partir de 1998. Entretanto, essa reestruturação só seria completada parcialmente, em meados de 2001 [Moore & Kiesling, 2001].

Em 1996, os setores produtivos reclamavam da persistente alta de preços da energia elétrica que, estavam 50% acima da média nacional. Entretanto, em junho de 2000, os preços da eletricidade na Califórnia, chegaram a valores de 500% acima dos praticados no mesmo período de 1999 [Joskow, 2002].

No início do ano 2000, a sensação geral, inclusive a de técnicos ligados ao governo estadual, era que a Califórnia apresentava problemas no mercado de eletricidade, mas entendiam que não havia pressa em qualquer intervenção, uma vez que eles acreditavam que os preços cairiam por si só. Entretanto, isto não ocorreu, e a indesejável crise energética se instalou, dando início ao desabastecimento de eletricidade, que se mostrou totalmente fora de controle [Krugman, 1995].

3.2.2 - ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO NA DÉCADA DE 1980

O setor elétrico norte-americano somente começou a ser estruturado a partir do final do século XIX, quando a indústria da eletricidade iniciou suas atividades, no sentido de atender a nova demanda por energia elétrica nos segmentos de transporte urbano, uso industrial, residencial e comercial.

O setor elétrico foi organizado num sistema de monopólio privado, verticalmente integrado, que cuidava da geração, transmissão e distribuição da eletricidade, para suprir as necessidades dos consumidores, em determinada área de concessão, explorada sob contrato de exclusividade. As três empresas privadas que detinham esse poder de concessão eram: Pacific Gas & Electric Company - PG&E; Southern California Edison Company (SCE) e San Diego Gas & Electric Company - SDG&E.

As empresas PG&E e SDG&E eram também companhias distribuidoras de gás; sendo que juntas respondiam por 75% da venda de eletricidade no Estado da Califórnia. A parcela restante, era suprida pela geração de empresas municipais e entidades públicas, que também exploravam o abastecimento urbano de água potável e irrigação distrital.

As empresas municipais estatais, as empresas distritais de irrigação, e as de abastecimento urbano de água não participaram do programa de reestruturação do setor elétrico californiano. Os custos operativos, a fixação das tarifas de eletricidade e as obrigações contratuais dessas concessões eram regulamentadas e fiscalizadas pela California Public Utilities Commission - CPUC, agência reguladora estatal independente.

As empresas públicas na Califórnia, utilizavam suas próprias usinas geradoras de eletricidade para atender a demanda de seu mercado varejista; entretanto, elas também dependiam da compra de mais energia, para atendimento do grande mercado atacadista do estado. Essa parcela de energia era comprada de outros estados vizinhos e países limítrofes, como Canadá e México.

Os estados da Costa Oeste dos EUA, Columbia Britânica, Alberta e uma parte do México eram atendidos por um sistema elétrico interligado, que operava em corrente alternada, sob a supervisão da Western Systems Coordinating Council - WSCC, que também controlava outras 35 áreas do país.

Durante 20 anos, entre 1960 e 1970, as empresa estatais californianas construíram extensas linhas de transmissão de energia elétrica, para receber eletricidade do noroeste e sudoeste do estado. A Califórnia comprava energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas da região noroeste, durante as estações de primavera e verão, e a revendia para a mesma região, durante o horário de pico de consumo, nos meses de

inverno. No Estado da Califórnia o pico de consumo ocorre durante o verão, e na Região Noroeste ele só acontece nos meses de inverno mais rigorosos.

Durante toda década de 1980, a regulamentação de exploração dos serviços de eletricidade no estado, por empresas privadas de geração, eram fiscalizadas pela ação conjunta, de uma comissão de serviço público estadual e da Federal Energy Regulatory Commission - FERC [Joskow, 2001].

A CPUC regulamentava o mercado varejista e acompanhava as variações de custos, do monopólio integrado verticalmente na prestação de serviços no estado da Califórnia. Ela era responsável pela verificação de erros ou falhas no planejamento, bem como de analisar as reivindicações de atualização de custos dos serviços.

No Estado da Califórnia, a CPUC regulamentava tarifas e demais condições de prestação de serviços do mercado varejista de energia elétrica. O FERC, era responsável pela regulação de preços e condições de venda da energia elétrica, de uma empresa para outra, fiscalizando também as transações do mercado atacadista, a transmissão e comercialização do mercado atacadista.

Um setor elétrico verticalmente integrado, possibilitou aos proprietários da geração, transmissão e distribuição de eletricidade o atendimento do mercado varejista em suas áreas de concessão; mas o aumento de demanda e crescimento de custos operativos, mostrou a necessidade de intervenção de uma comissão estadual, na regulamentação da prestação de serviços no setor.

O FERC regulamentou a venda de energia elétrica no mercado atacadista, e os preços de transmissão de eletricidade, baseada no princípio da prestação de serviços pelo custo de produção. No começo dos anos 1980, o FERC começou a encorajar e desenvolver algum tipo de competitividade no mercado atacadista de energia, bem como favorecer novas concessões e fomentar a entrada de autoprodutores no mercado.

Em meados da década de 1990, a CPUC iniciou uma revisão na estrutura e análise de desempenho do setor elétrico californiano. Essas mudanças foram motivadas pela pressão dos consumidores industriais, que exigiam a redução dos preços da eletricidade, mais altos que a média dos EUA e muito maiores que os praticados nos estados vizinhos da Região Oeste.

Em 1993, a comissão estadual publicou o “Livro Amarelo” contendo as sugestões para reestruturação, propostas de alterações e mudanças para o setor elétrico.

Os californianos acreditavam que havia necessidade de implementar mudanças urgentes na estrutura e no sistema regulatório energético; entretanto, a natureza do que deveria ser feito ainda gerava muita controvérsia entre os administradores do setor elétrico e causava preocupação aos consumidores, tanto os do mercado atacadista como do varejista de energia elétrica.

No Estado da Califórnia, o setor elétrico já havia sido parcialmente privatizado quando do início da reforma de 1996 e a política setorial caminhou no sentido de desverticalizar totalmente o setor, com a separação da atividade de geração, das atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em 1996, as distribuidoras de eletricidade que também participavam do segmento de geração, com a parcela de 55% da geração de eletricidade no estado, viram ao longo desse tempo esse percentual ser gradualmente reduzido, chegando em 2001 a somente 15 % do total produzido.

Na Califórnia, não havia um adequado sistema de sinalização de preços. As empresas distribuidoras eram obrigadas a comprar a eletricidade gerada no mercado “spot”, a preços que refletiam o desequilíbrio entre oferta e demanda.

A rígida regulação de controle de preços praticada no Estado da Califórnia impedia o repasse de qualquer aumento de custos para as tarifas, impedindo desse modo que os consumidores percebessem a existência de crise e com isso gerando forte desequilíbrio financeiro para as distribuidoras de energia, levando a PG&E à falência em 2001.

As dificuldades financeiras enfrentadas pelas distribuidoras aumentaram ainda mais os seus riscos de inadimplência para com as empresas geradoras que, se tornaram menos propensas a financiar novos investimentos. Entretanto, a atuação do governo californiano foi hesitante, bastante demorada, postergando o aumento de tarifas no varejo por um tempo muito longo.

3.2.2.1 – CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO

Nos últimos dez anos, cerca de 16 a 27% da eletricidade utilizada no Estado da Califórnia foi suprida através de importação de energia elétrica gerada em outros estados e países vizinhos, variando sua geração própria de acordo com as flutuações hidrológicas locais e das condições econômicas internas do mercado estadual.

Enquanto na Califórnia a demanda por eletricidade cresceu quase 3.000 MW, entre 1996 e 2000, a capacidade de geração aumentou somente 500 MW. Existem dificuldades técnicas para a transferência de energia elétrica entre o Estado da Califórnia e a Região Oeste do país, ocorrendo congestionamento nas linhas de transmissão e impossibilidade no transporte da eletricidade.

Entre 1999 e 2000, essa condição restritiva acarretou um prejuízo de mais de 220 milhões de dólares aos consumidores californianos. A figura 3.1 mostra a capacidade de transmissão de eletricidade normalizada para a demanda de pico de verão, observando-se que ela cai a partir de 1989, devendo alcançar o ponto mais baixo em 2009.

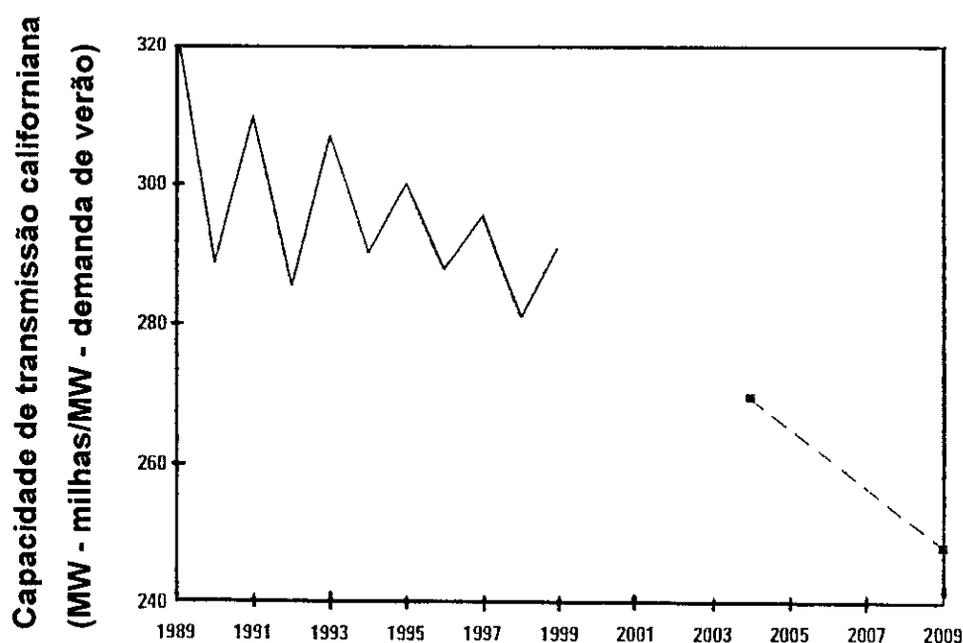


Figura 3.1 - Capacidade normalizada de transmissão - 1989 a 2009

Fonte: Pires, 2000

O movimento ascendente e descendente na capacidade de transmissão californiana é causado pelas mudanças, através dos anos, das variações de temperaturas

no verão. Desde o início da crise energética, instalada no verão de 2000, a situação na Califórnia tem piorado constantemente.

Enquanto se aprofundava a crise no fornecimento de eletricidade, ocorriam irremediáveis desastres financeiros nas empresas distribuidoras de energia elétrica. Em junho de 2001, foi adotado o sistema de “mitigação de preços” para todas as horas do dia, extensivo a outros 10 estados da Região Oeste.

O sistema Western Interconnected Grid é coordenado pelo Western Systems Coordinating Council - WSCC, um dos membros da North American Electric Reliability Council - NERC. A WSCC é dividida em quatro áreas de atividades:

- Northwest Power Pool Area - NWPP;
- Rocky Mountain Power Area - RMPA;
- Arizona - New Mexico Power Area - AZ/NM; e
- California/Southern Nevada Power Area - CA/SNV.

A comparação, pode ser observada na tabela 3.2, onde comparecem as empresas que compõem a WSCC.

A NWPP participava da geração, com 318.333 GWh dos 689.885 GWh gerados, com uma capacidade instalada de 70.901 MW, representando 45,3% do total. Da mesma forma, em segunda posição se encontrava a empresa CA/SNV que produzia 254.384 GWh, com potência instalada de 54.842 MW e ficando com 35,1% do total gerado. Em 2001, essas duas entidades eram responsáveis pela geração de 83,0% da energia utilizada no Estado da Califórnia.

Essas mesmas empresas contavam respectivamente, com 60.604 milhas e 27.939 milhas de redes elétricas distribuídas pelo Estado da Califórnia, com uma participação no sistema interligado, da ordem de 78,5% do total instalado. Essas 88.543 milhas de linhas de transmissão em Alta Tensão, representavam 85,3% do total, nas tensões de alimentação de 115 a 360 kV. Em tensões superiores aos 360 kV, até chegar aos 500 kV, estavam os 14,7% do total instalado [CPUC, 1997].

Tabela 3.2 - Empresas que participavam da WSCC em 1995

Empresa	NWPP	RMPA	AZ/NM	CA/SNV	WSCC
Carga do sistema (GWh)	318.333	43.422	73.746	254.384	689 885
<i>Geração (MW)</i>					
Hidráulica	46.181	2.912	2.863	13.151	65.107
Carvão	17.128	6.205	9.075	3.775	36.183
Petróleo	0	0	128	691	819
Gás natural	2.586	234	1.999	18.770	23.589
Nuclear	1.170	0	3.730	4.310	9.210
Turbinas ciclo simples	1.424	339	1.471	2.570	5.804
Turbinas ciclo combinado	495	0	981	1.904	3.380
Geotérmica	121	0	0	3.068	3.189
Combustão interna	167	100	4	28	299
Cogeração	1.328	560	0	5.083	6.971
Outras fontes	301	6	0	1.492	1.799
Sub total (MW)	70.901	10.350	20.251	54.842	156.350
Participação (%)	45,35	6,62	12,95	35,08	100,00
<i>Energia gerada (MWh)</i>					
Hidráulica	187.691	9.040	3.238	54.066	254.035
Carvão	119.166	34.677	48.600	34.138	236.581
Petróleo	15	4	0	3.053	3.072
Gás natural	8.920	264	2.333	38.074	49.591
Nuclear	6.932	0	19.672	36.853	63.457
Turbinas ciclo simples	2.479	16	99	150	2.744
Turbinas ciclo combinado	2.083	0	2.126	3.552	7.761
Geotérmica	1.026	0	0	18.372	19.398
Combustão interna	0	0	0	0	0
Cogeração	5.980	2.047	0	37.121	45.148
Outras fontes	1.865	32	0	8.792	10.689
Sub total (GWh)	336.157	46.080	76.068	234.171	692.476
Participação (%)	48,54	6,65	10,98	33,82	100,00
<i>Linhas da WSCC (milhas)</i>					
115 e 161 kV	27.183	6.012	4.679	9.627	47.501
230 kV	19.373	4.164	2.630	12.626	38.793
287 e 360 kV	4.257	934	4.160	564	9.915
500 kV	9.480	0	1.676	4.053	15.209
260 e 280 kV (CC)	47	0	0	0	47
500 kV (CC)	264	0	0	1.069	1.333
Total (milhas)	60.604	11.110	13.145	27.939	112.798
Área (%)	53,73	9,85	11,65	24,77	100,00

Fonte: WSCC - 1996

3.2.2.2 - PRINCIPAIS TIPOS DE ENERGÉTICOS UTILIZADOS NA GERAÇÃO

Em 1994, a capacidade instalada no estado era 53.863 MW, sendo importados 5.136 MW através da Pacific Northwest e Southwest, totalizando 58.999 MW. A geração privada, era de 45.566 MW representando 77% do total; a geração pública, com 8.297 MW mais 14% e a parcela importada correspondia a 9% do total. A PG&E contribuía com 16.161 MW, cerca de 36% do gerado pelas empresas privadas e 27% do total produzido dentro do estado, que utilizavam principalmente gás natural e petróleo. A SCE com 15.640 MW ficava com 34% do gerado e 26% do total consumido no estado.

Estas duas empresas juntas, com 31.801 MW de um total de 45.566 MW produzidos dentro do próprio estado da Califórnia, respondiam por 70% do total. Dos 58.999 MW a PG&E e a SCE respondiam por 54% do total estadual. Naquela oportunidade, o Estado da Califórnia importava da Pacific Northwest e da Southwest cerca de 5.136 MW, sendo 3.202 MW da primeira empresa e 1.934 MW da segunda, correspondendo a 9% do total utilizado para o atendimento do mercado californiano. Em terceiro lugar estava a Los Angeles Department of Water and Power - LADWP com 6.743 MW, representando 15% da capacidade gerada e 11% do total consumido.

A figura 3.2, identifica a energia elétrica, produzida internamente no estado da Califórnia e a parcela de energia importada, de acordo com o tipo de combustível utilizado na geração de eletricidade. Ela indica as percentagens de energia, em milhões de MWh, geradas durante os anos de 1989 a 1995 e os combustíveis utilizados nessa geração. A energia gerada no período variou de 238 milhões de MWh, em 1989, para 256 milhões de MWh em 1995.

A figura 3.2 indica que, entre 1996 e 2000 a demanda anual por eletricidade cresceu aproximadamente 1.400%, ou seja, de pouco mais de 260 milhões de MWh registrados em 1995, passou para 3.600 milhões de MWh em 2000 [Hirst, 2001].

De acordo com o Western Systems Coordinating Council - WSCC, em uma comparação entre o crescimento californiano e a região Oeste dos EUA, pode-se acompanhar essa variação na Figura 3.2.

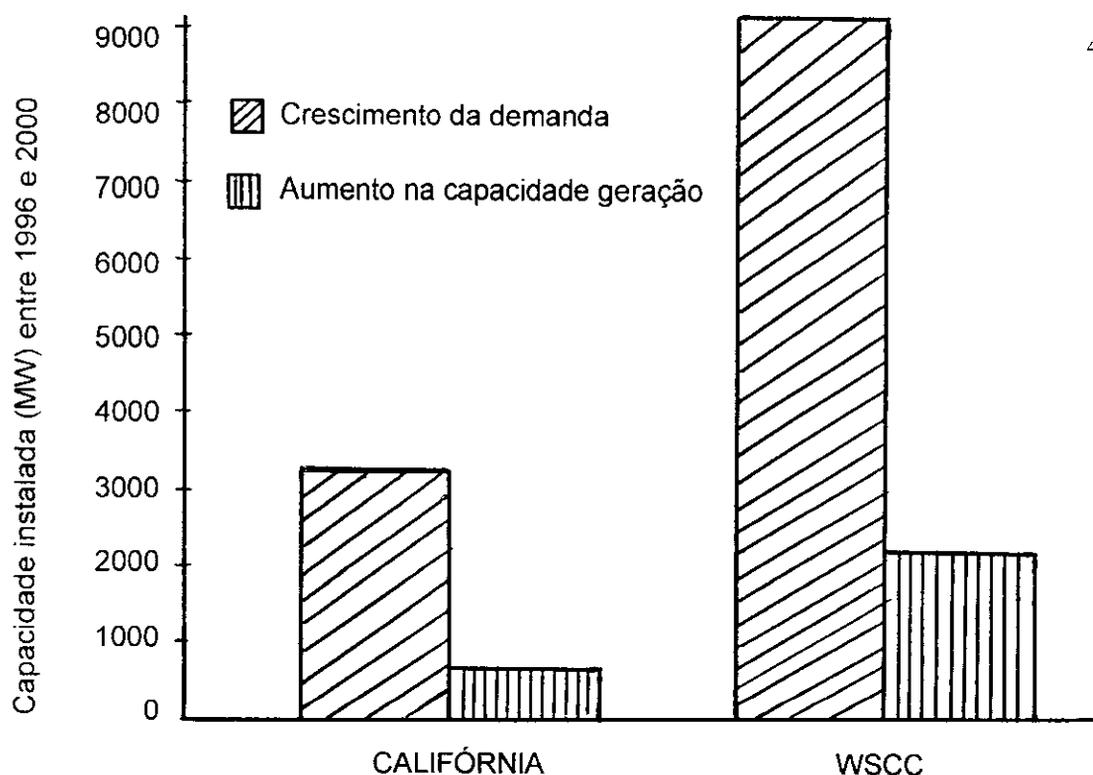


Figura 3.2 - Demanda e capacidade de geração entre 1996 e 2000

Fonte: Hirst - 2001

Durante a década de 90 não foram construídas novas usinas geradoras de eletricidade no estado, em função das restrições impostas às entidades privadas e estatais do setor elétrico; uma vez que não havia interesse em efetuar qualquer investimento no segmento de geração, que estava fortemente regulado e apresentava incertezas financeiras que os investidores não desejavam assumir.

Em 1995, a energia elétrica requerida pelo Estado da Califórnia era formada pela seguinte estrutura (%):

Tabela 3.3 – Fontes geradoras de energia elétrica (%)

Fonte	(%)	Fonte	(%)
Gás natural	30,57	Hidrelétrica	20,15
Nuclear	14,11	Carvão	6,99
Geotérmica	5,57	Biomassa	2,33
Eólica	1,24	Solar	0,31
Petróleo	0,19	Importação	18,54

Fonte: WSCC - 1996

A figura 3.3 indica a geração de eletricidade, em milhões de MWh, produzida internamente no Estado da Califórnia e a parcela de energia importada, de acordo com o tipo de combustível empregado na geração. Ela mostra a evolução e comportamento das percentagens de energia elétrica geradas entre 1989 e 1995, em função da fonte energética utilizada na geração.

Fontes alternativas de energia, contribuíram substancialmente para aumentar a capacidade de geração no estado da Califórnia. Processos de cogeração entraram na geração de eletricidade e no aquecimento elétrico, sob a forma de vapor. A geração de energia elétrica, em grande escala utilizou: gás natural e petróleo; hidrelétricas; nucleares; carvão; fontes alternativas e cogeração.

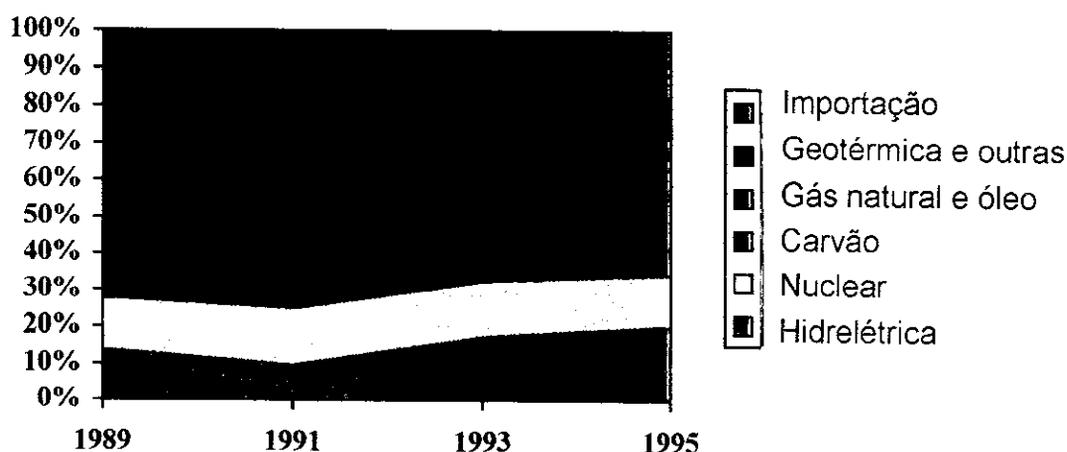


Figura 3.3 - Participação (%) de cada fonte de geradora entre 1989 e 1995

Fonte: CPUC - 1996

Em 1994, aproximadamente 57% da energia requerida pelo Estado da Califórnia, foi produzida na região Sudoeste, outra parcela de 19% veio do Canadá, e 8% da região das Montanhas Rochosas.

Em 1995, cerca de 82% da energia utilizada na Califórnia foi gerada no próprio estado e 18% importada; sendo consumidos 256,37 milhões de MWh. O gás natural era o combustível mais utilizado na geração de eletricidade e o que provocava menores danos ambientais, quando comparado aos outros combustíveis fósseis. A participação do gás natural, como uma das três mais importantes fontes de geração, passou de 33,1% em 1989, para 30,6% do total em 1995; uma parcela foi importado de outros estados dos EUA.

Para atender a demanda de gás natural, tubulações interestaduais foram construídas, com a finalidade de atender as necessidades de suprimento da Califórnia. A figura 3.4 representa o traçado da maior tubulação de gás natural, que interligava as cidades de Los Angeles a São Francisco.

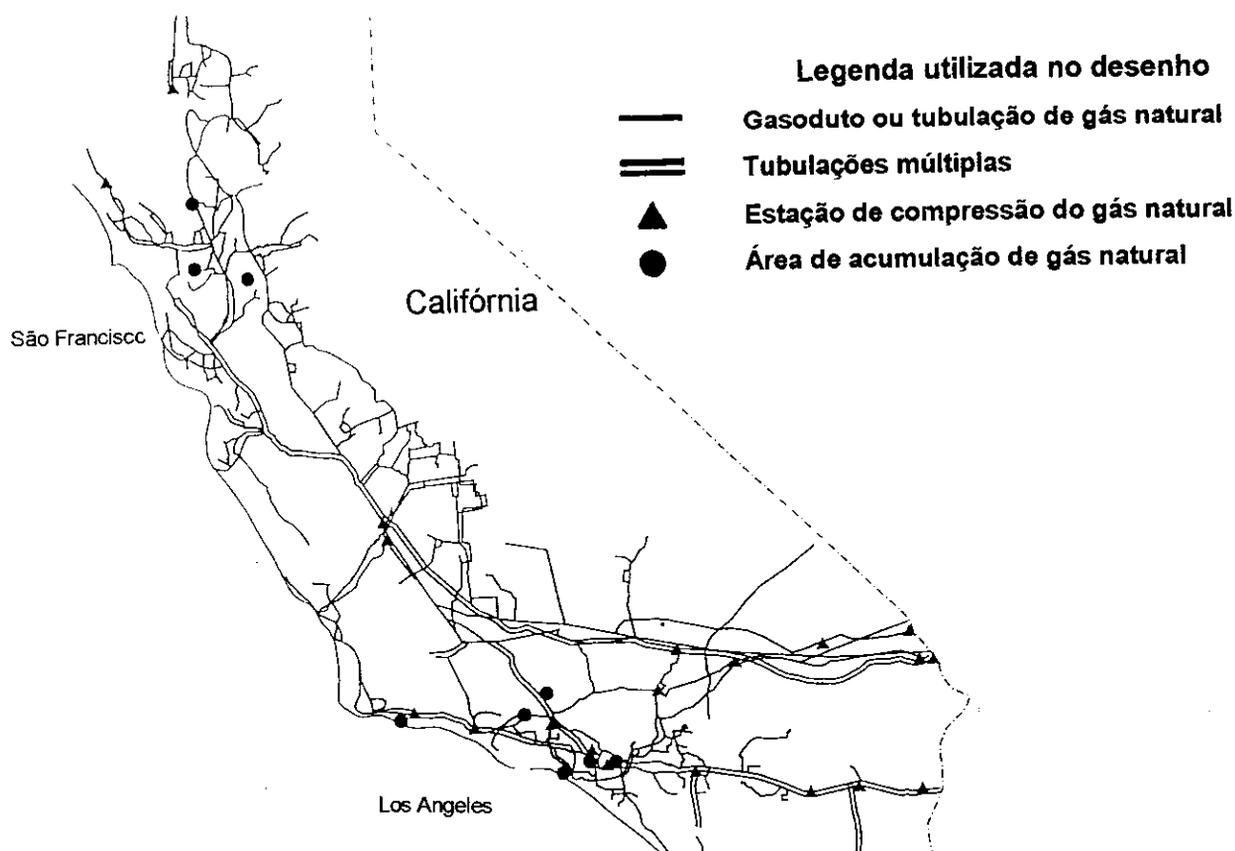


Figura 3.4 - Principais gasodutos na Califórnia – 1996

Fonte: CPUC - 1996

O petróleo utilizado para geração de energia elétrica, que representava uma parcela de menos de 1% de toda eletricidade produzida no estado, teve sua participação ainda mais reduzida a partir de 1989. Sua percentagem que era de aproximadamente 4%, caiu quase a zero em 1991; subiu levemente para 1% em 1993 e voltou a zero em 1995.

Em função do baixo custo do gás natural e das crescentes pressões ambientais, no sentido de melhorar a qualidade do ar, a expectativa era que ocorresse um declínio, ainda maior, do uso do petróleo como fonte geradora de eletricidade no futuro.

Vários rios da Califórnia foram sendo regularizados ao longo do tempo, pela construção de barragens, para produzir energia elétrica. Em 1991, cerca de 10% da eletricidade necessária foi conseguida dentro do próprio estado, através de geração hidráulica. Entretanto, em 1995, a geração com usinas hidrelétricas, no próprio estado, respondeu por quase 20% do total gerado.

A energia nuclear ainda hoje é obtida pela transformação de átomos pesados, através do processo de cisão, em átomos mais leves. O urânio enriquecido é usualmente a fonte de energia mais utilizada para alimentar reatores nucleares comerciais.

A produção de energia elétrica, obtida com o uso desse tipo de combustível, permaneceu estável entre 1989 e 1995, oscilando entre 14 e 15% no período. Entre 1989 e 1991; subiu de 14 para 15% e permaneceu nesse nível entre 1991 e 1993; caindo depois para 14% no início de 1995.

A Califórnia possuía duas usinas nucleares: uma no município de San Diego, chamada San Onofre Nuclear Generating Station - SONGS, com as unidades 2 e 3; e ainda uma outra no município de San Luis Obispo, a Diablo Canyon Nuclear Power Plant. As usinas nucleares geravam até 15% da demanda de eletricidade utilizada no Estado da Califórnia entre 1989 e 1995. A energia elétrica produzida na usina nuclear Palo Verde Nuclear Generating Station, no Estado do Arizona, era compartilhada pelas empresas: SCE, LADWP e Southern California Public Power Authority - SCW.

Em 1999, o carvão era uma fonte abundante de energia nos EUA. Era queimado em caldeiras para produzir vapor e usado em turbinas, para gerar eletricidade. No período compreendido entre 1983 e 1995, o montante de energia gerada pela queima de carvão em usinas variou de 7 a 13%; como indicado na figura 3.5.

Legenda

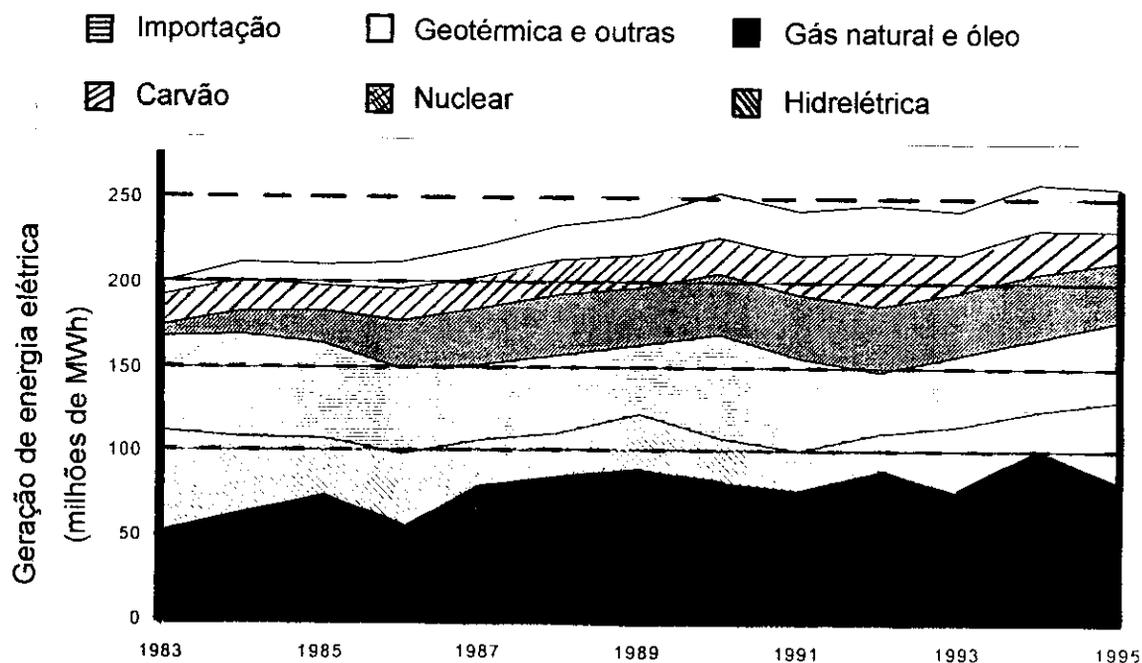


Figura 3.5 - Principais fontes energéticas na Califórnia - 1996

Fonte: CPUC - 1997

Menos de 20 usinas térmicas a carvão, localizavam-se dentro do próprio estado da Califórnia. Outras usinas localizavam-se na região Sudeste, fora do estado, e respondiam por 18% do total de energia elétrica gerada; ou seja, cerca 4.000 MW gerada pela queima de carvão.

A redução dos impactos negativos sobre a qualidade do ar, foi favorecida pela adoção de programas governamentais, que procuraram estimular o desenvolvimento sustentável, com as indústrias locais passando a utilizar-se de fontes renováveis de energia. Muitas usinas geradoras de eletricidade utilizavam fontes renováveis, de origem não-fóssil, como: o vento, a geotermia, a biomassa e a energia solar.

Até meados dos anos 1990, o sistema elétrico da Califórnia não corria risco de interrupção de geração, por falta de combustível ou pela rápida variação de preços; e produzia baixo nível de emissão de poluentes.

Energia elétrica e calor também foram produzidos simultaneamente, utilizando o mesmo tipo de fluido, em um mesmo sistema de geração, através do processo conhecido como cogeração. A maior parte da energia elétrica produzida pela cogeração californiana era obtida pela queima de petróleo e gás natural em usinas térmicas geradoras de eletricidade.

Em 1992, eram contabilizadas mais de 500 destas usinas térmicas, com uma capacidade total de geração de aproximadamente 4.760 MW. A cogeração também era obtida pelo uso de biomassa, carvão, biodigestores e outras fontes. A grande maioria dessas usinas tinha uma capacidade instalada de menos de 5 MW cada uma.

Embora as empresas públicas e privadas do Estado da Califórnia utilizassem suas próprias usinas geradoras para atender a demanda do mercado varejista elas dependiam da compra de energia elétrica de estados vizinhos.

No período de 1985 a 1995, uma parcela de até 27% da eletricidade utilizada no estado, foi suprida através de compras externas, variando segundo a flutuação de capacidade de produção das usinas hidrelétricas estaduais, que dependiam do regime hidrológico dos rios da região. A partir de 1996, somente 9% do total requerido pelo sistema elétrico passou a ser atendido com energia elétrica importada de outros estados vizinhos.

3.2.2.3 – EXPANSÃO DO SISTEMA GERADOS DE ELETRICIDADE

Desde 1978, a Califórnia vinha reduzindo seu consumo de energia “per capita” em aproximadamente 15%; entretanto, sua demanda por energia elétrica e população continuavam a crescer constantemente. Em 1996, somente 9% do total requerido pelo sistema elétrico, era atendido com energia importada, sendo os 91% restantes gerados no próprio estado. A Califórnia importava mais energia elétrica do que exportava. O sistema elétrico era atendido por geradores públicos, privados, municipais, sistema de irrigação distrital, outros órgãos públicos do governo estadual e federal, cogeneradores e pequenos produtores.

Existiam três grandes empresas geradoras privadas e duas municipais, que atendiam 91% do suprimento de eletricidade da Califórnia, utilizando tanto energia produzida no próprio estado como energia importada de outros estados vizinhos. Estas empresas também atuavam na operação do sistema interligado. Elas controlavam os processos de produção e distribuição de eletricidade, incluindo usinas geradoras, linhas de transmissão e linhas de distribuição.

As empresas geradoras procuravam fazer os investimentos necessários no sentido de atender e servir adequadamente o consumidor, atendendo todas determinações governamentais, fixadas por leis. As tarifas de energia elétrica eram fixadas e cobradas com base no sistema regulatório da CPUC.

Os governos federal e estadual controlavam tanto as necessidades do sistema elétrico, como a operação e tarifas cobradas dos consumidores, bem como os preços adotados nas tarifas praticadas pelas empresas distribuidoras públicas e privadas de energia elétrica.

A geração de energia elétrica utilizava fontes, como: gás, petróleo, carvão, nuclear, hidráulica, geotérmica, eólica, solar e biomassa, produzida pelo resultado de despejos da agricultura e de lixo municipal.

O sistema elétrico podia ser interligado, entre diferentes proprietários e operadores do sistema, que contavam com a possibilidade de compartilhar da mesma rede elétrica de transmissão e distribuição. Havia uma crescente interligação elétrica com estados vizinhos, da Costa Oeste dos EUA.

Cerca de 84% da capacidade de geração elétrica era transmitida e distribuída através de sistemas públicos e redes privadas dentro do próprio estado. As linhas de distribuição possibilitavam a interligação das subestações aos consumidores. As tensões elétricas eram reduzidas no próprio local de consumo, para alimentar adequadamente o setor comercial e residencial.

Os sistemas de transmissão de energia elétrica, considerados como sistemas pesados, volumosos, em termos de capacidade e transferência de energia; eles normalmente servem de interligação entre as usinas geradoras distantes e a subestação local de distribuição. A operação das unidades geradoras e confiabilidade dos sistemas de transmissão requerem atenção especial para interligar o sistema gerador, com a colocação das máquinas em operação e o despacho de carga para as linhas de transmissão. Isso tudo no sentido de atender os usuários do sistema elétrico, de forma simultânea.

A energia elétrica é gerada com a utilização de uma turbina hidráulica e um gerador elétrico, formando os dois a conhecida unidade geradora. Um sistema gerador é composto de inúmeras unidades geradoras, em função da capacidade total instalada na usina. No estado da Califórnia, o sistema elétrico, público e privado, era constituído por 550 usinas geradoras; sendo 250 térmicas e 300 hidroelétricas; além da colaboração de pequenos produtores, que contavam com aproximadamente 900 pequenas centrais hidrelétricas.

A eletricidade era transmitida através dos EUA por intermédio de várias linhas de transmissão interligadas a subestações locais. A North American Electric Reliability Council - NERC, coordenava e promovia as práticas que deveriam ser obedecidas, para interligação e suprimento do sistema elétrico. A NERC era constituída por um conjunto de nove Conselhos Regionais e uma rede que abrangia todo os EUA, as províncias do Sul do Canadá, e boa parte do Noroeste do México.

A figura 3.6 mostra a posição dos estados norte-americanos, distribuídos pelo seu território, com indicação dos 50 estados; observando-se o Estado da Califórnia, na Costa Oeste, junto ao Oceano Pacífico, de número 5.

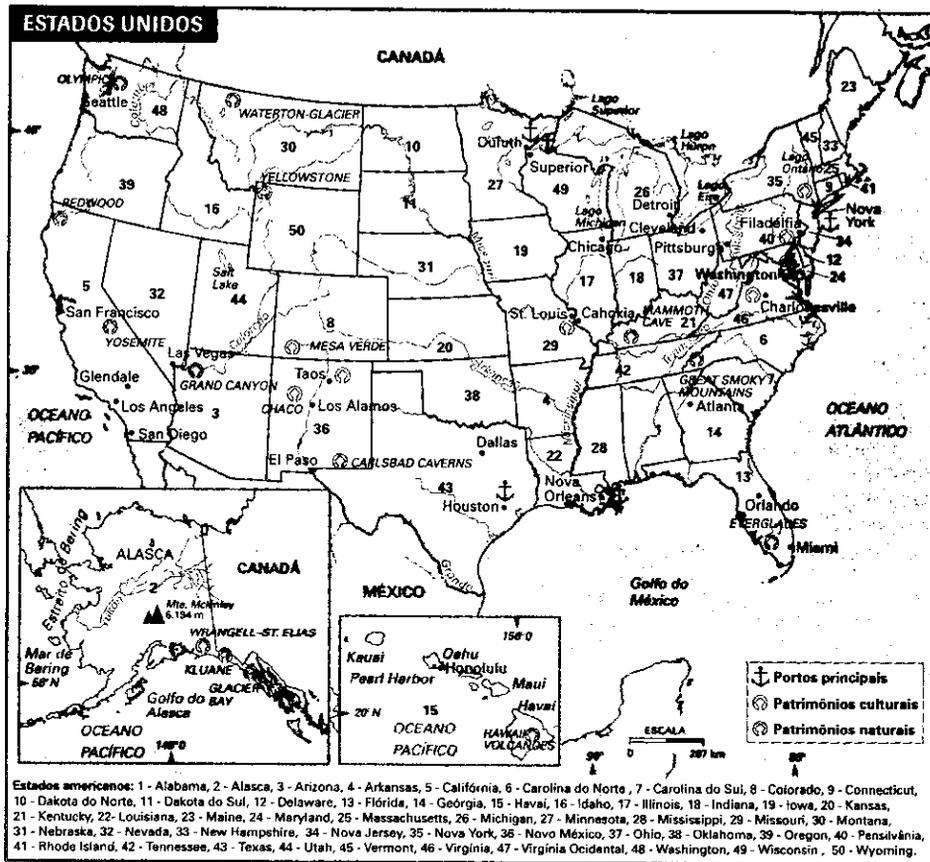


Figura 3.6 - Distribuição territorial dos estados norte-americanos

Fonte: Editora Abril, 2002

A figura 3.7 apresenta as nove regiões eletricamente interligadas, nos EUA. A região indicada no mapa, com o número 9, é a Western Systems Coordinating Council - WSCC, sendo geograficamente uma das mais extensas, é uma das regiões eletricamente interligadas à Região Leste, através de seis linhas de corrente contínua.

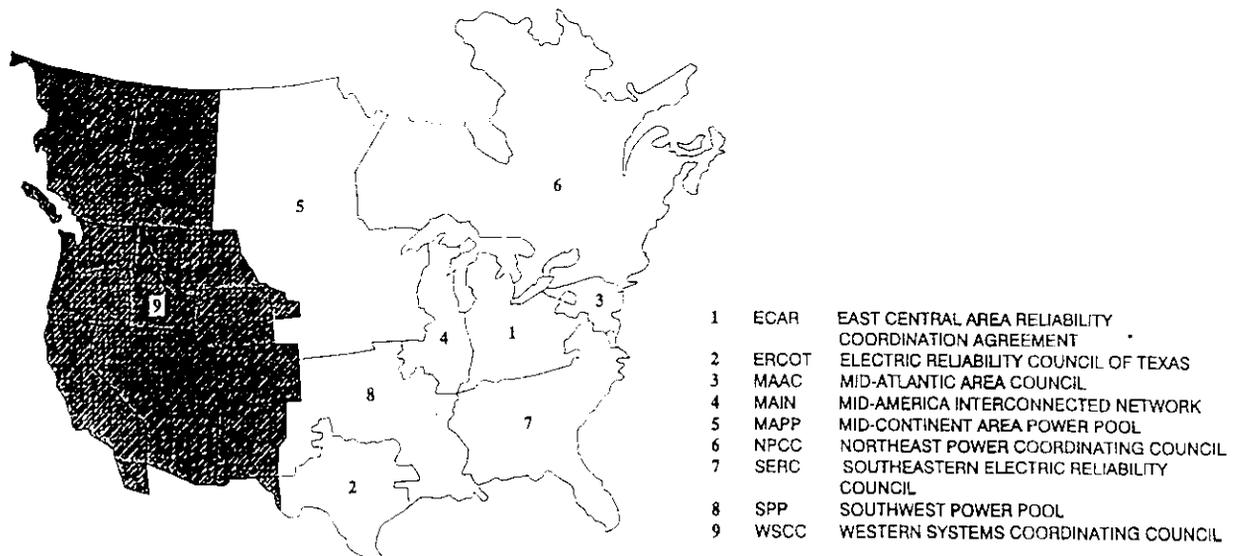


Figura 3.7 - Membros do North American Electric Reliability Council

Fonte: WSCC - 1997

Essa interligação com a Região Leste cobria mais de 5 milhões de quilômetros quadrados. Essas linhas de transmissão cruzavam os estados de: Washington, Oregon, Idaho, Wyoming, Utah, Nevada, Califórnia, Arizona, Colorado, parte de Montana e Novo México, parte do Noroeste do México e o Canadá, atendendo a região de British Columbia e Alberta; como indicado na figura 3.8 representada a seguir.

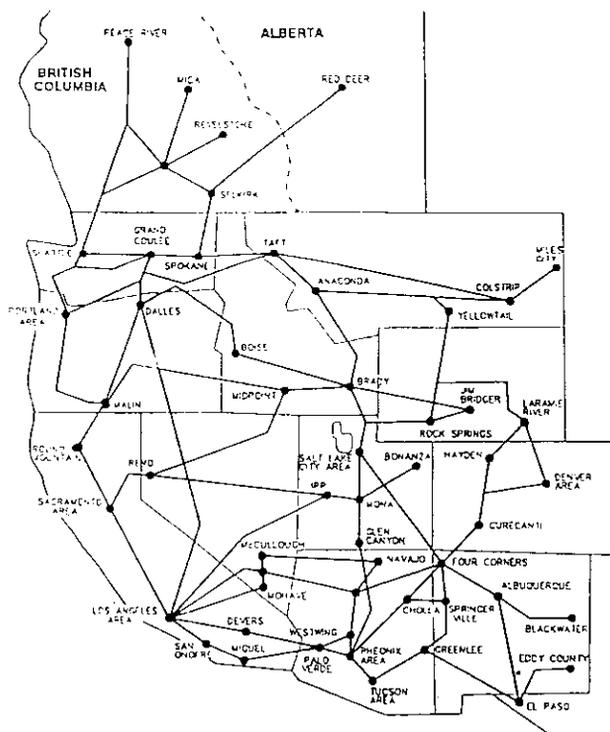


Figura 3.8 - Sistema elétrico interligado da WSCC

Fonte: WSCC - 1997

Estas linhas de transmissão também interligavam várias usinas geradoras de eletricidade, tais como: as de Hoover e Grand Coulee, e as nucleares Diablo Canyon e Palo Verde e a Navajo Generating Station, bem como outras PCH's distribuídas por todo o país. O transporte de energia elétrica na Califórnia era efetuada por linhas de transmissão em corrente alternada, nas tensões de 220 kV, 230 kV; 287 kV e 500 kV, sendo algumas de corrente contínua e 500 kV.

As linhas de 220 kV, 230 kV e 287 kV são chamadas linhas de transmissão. Sistemas abaixo das tensões de 220 kV, como as de 161 kV, 115 kV, 92 kV e 69 kV são chamadas de linhas de sub-transmissão. Estas linhas também interligavam várias usinas geradoras, como: as de Hoover e Grand Coulee, e as nucleares Diablo Canyon e Palo Verde e a Navajo Generating Station, bem como outras PCH's distribuídas pelo país.

O sistema de transmissão, em Extra Alta Tensão, interligava-se as UHE's da Pacific Northwest e importava a energia gerada por UTE's a carvão e nucleares da Southwest.

A figura 3.9 indica o sistema de transmissão existente no Estado da Califórnia, em janeiro de 1996. A figura 3.10 mostra detalhes das linhas de transmissão que interligam São Francisco a Sacramento e a figura 3.11 detalhes das linhas de transmissão da área de Los Angeles. O sistema de transmissão, em Extra Alta Tensão - EAV interliga-se as UHE's da Pacific Northwest e importa a energia gerada por UTE's a carvão e nuclear da Southwest.

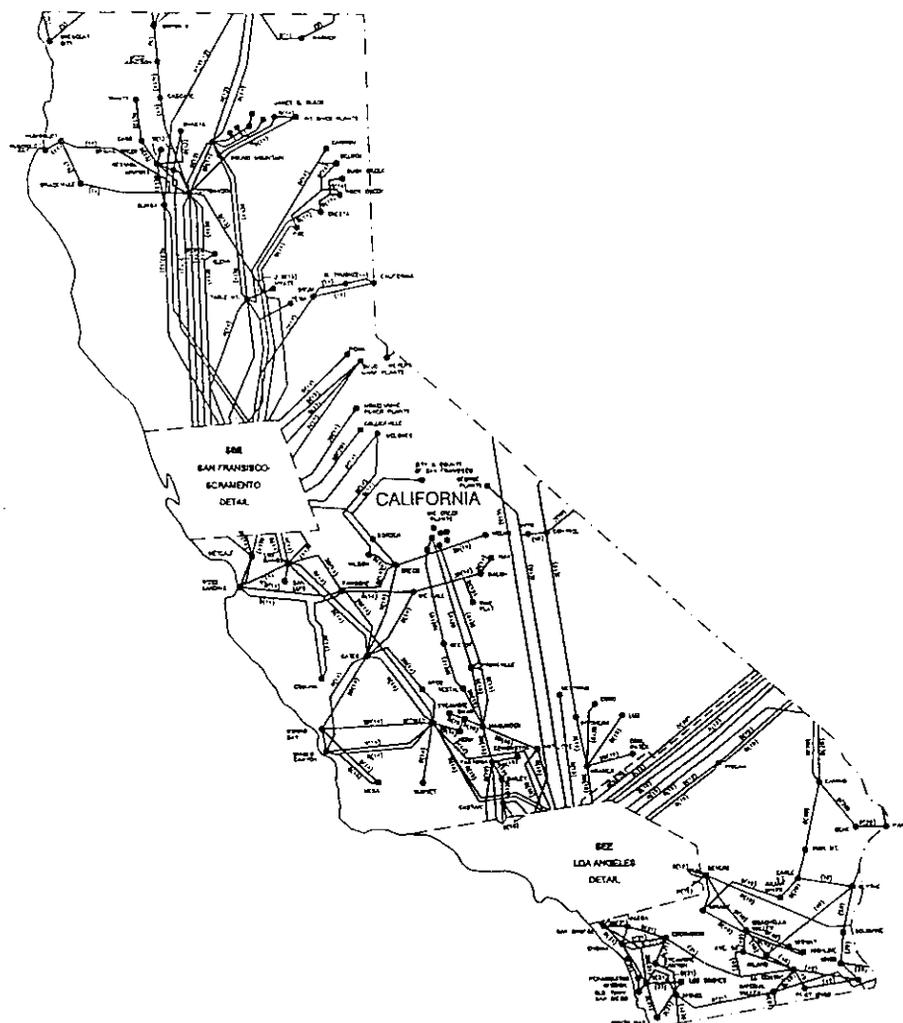


Figura 3.9 - Linhas de transmissão existentes na Califórnia

Fonte: WSCC - 1997

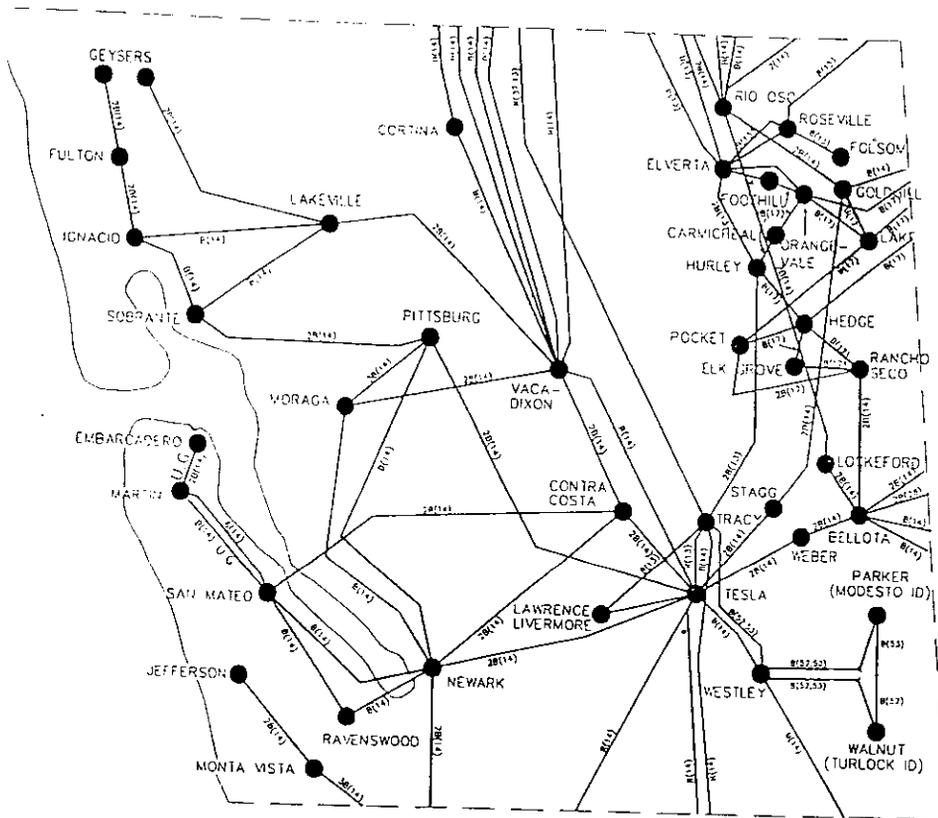


Figura 3.10 - Linhas de transmissão entre São Francisco a Sacramento
 Fonte: WSCC - 1997

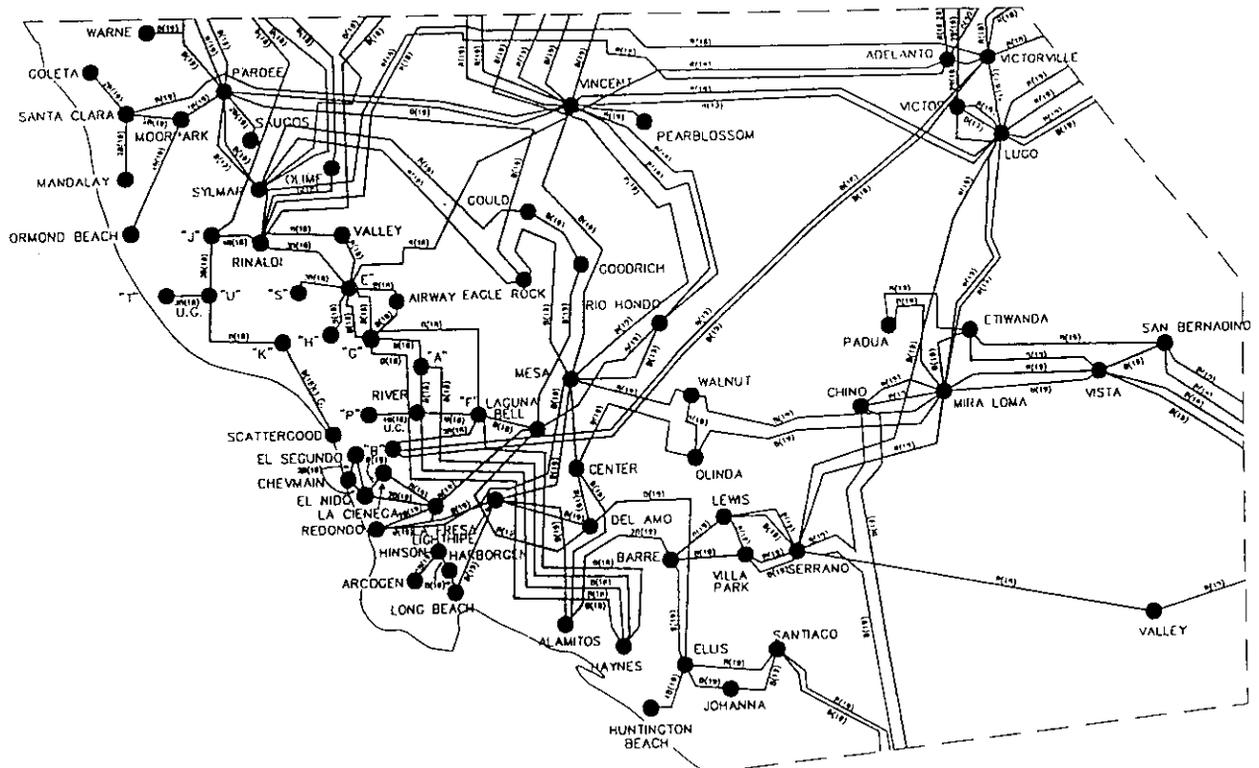


Figura 3.11 - Linhas de transmissão existentes em Los Angeles
 Fonte: WSCC - 1997

Até 1994, existiam cerca de 305 mil quilômetros de linhas de transmissão e distribuição na Califórnia, compartilhadas entre as seguintes empresas:

• Pacific Gas and Electric Company - PG&E	46%
• Southern California Edison Company - SCE	24%
• Los Angeles Department of Water and Power - LADWP	13%
• Western Area Power Administration - Western	4%
• San Diego Gas and Electric - SDG&E e outras menores	13%

Os distribuidores de energia elétrica eram responsáveis por sua entrega ao consumidor, sem discriminar o tipo de serviço e usuário; ela era distribuída através de linhas alimentadas em tensões abaixo de 69 kV e 13,8 kV; nas tensões normais de utilização domiciliar nas tensões de 240 e 120 V.

As linhas de transmissão conduziam a energia elétrica às subestações de distribuição, localizadas próximas às áreas de consumo, dentro das cidades. Nestes locais as tensões eram transformadas, de altas para baixas, e a partir daí encaminhadas aos usuários. Alguns tipos de usos industriais necessitam de alimentação em tensões mais elevadas, por exemplo 138 kV.

A figura 3.12 mostra as áreas atendidas em função da empresa geradora de eletricidade, e das empresas consumidoras. Nela podem ser observadas a distribuição espacial dos vários produtores públicos e privados, segundo a California Energy Commission - CEC, para o ano de 1992.

A figura 3.13 representa a distribuição espacial regional das usinas de geração de energia elétrica, com capacidades geradora acima de 25 MW, distribuídas pelos 11 estados norte-americanos; sendo especificado os tipos de combustíveis utilizados.

Lista de abreviações utilizadas no mapa

IID	Imperial Irrigation District
LADWP	Los Angeles Department of Water & Power
LMUD	Lassen Municipal Utility District
MID	Modesto Irrigation District
PG&E	Pacific Gas & Electric
PCORP	Pacificorp
PSREC	Plumas Sierra Rural Electric Cooperative
SCE	Southern California Edison
SDG&E	San Diego Gas & Electric
SMUD	Sacramento Municipal Utility District
SPP	Sierra Pacific Power
SCW	Southern California Water
TID	Turlock Irrigation District

Empresa geradora de eletricidade

Privado		or	
Público municipal		or	
Cooperativa rural		or	
Irrigação distrital de água		or	

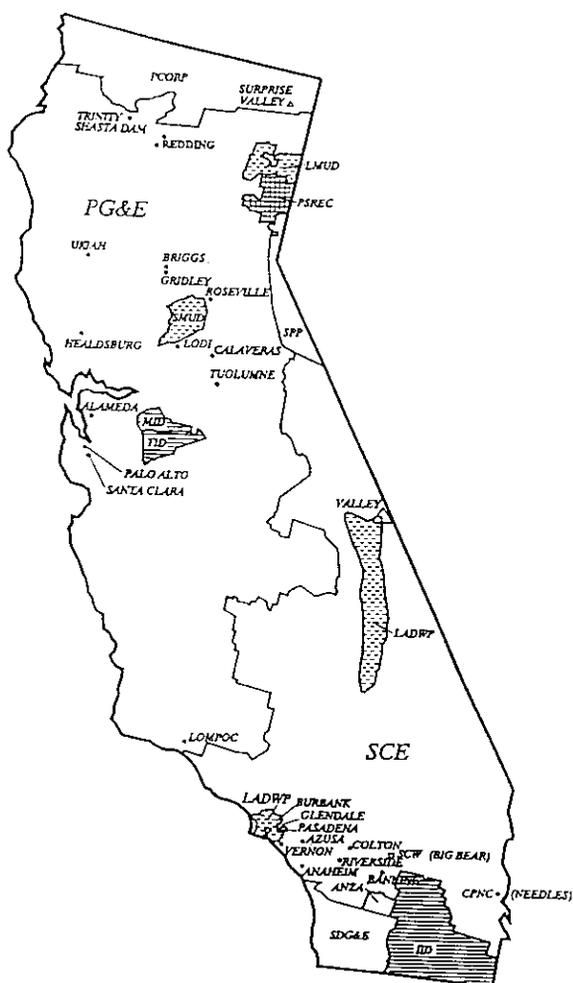


Figura 3.12 - Produtores públicos e privados na Califórnia

Fonte: WSCC - 1997

Legenda utilizada no desenho

□	Gás natural	○	Hidrelétrica
▣	Petróleo	◇	Turbina a gás natural
▤	Geotérmica	◈	Turbina queimando petróleo
▥	Carvão	◊	Turbina queimando outros gases
▦	Nuclear	△	Turbina ciclo combinado a gás natural
◻	Madeira		

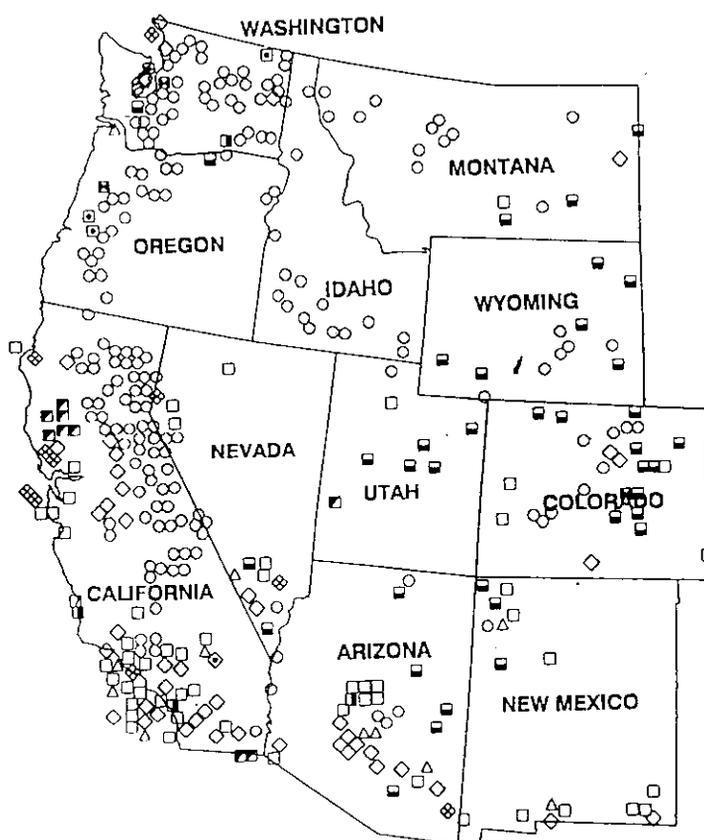


Figura 3.13 - Distribuição de usinas geradoras por estados

Fonte: WSCC - 1997

3.2.3 - PROPOSTAS DE MUDANÇAS PARA O SETOR ELÉTRICO

A decisão de reestruturar o setor elétrico nos EUA, a nível nacional e estadual, foi parte de um arrojado processo, que demorou quase duas décadas. Este processo envolveu um amplo movimento nacional que resultou em nova regulamentação governamental, no sentido de permitir a introdução da livre competição entre os vários setores produtivos, incluindo o sistema bancário, as telecomunicações, as companhias de aviação, o transporte de carga rodoviário e transporte de gás natural.

As autoridades governamentais norte-americanas acreditavam que uma vez introduzida a livre competição nestes setores, seriam alcançados custos operacionais mais baixos, melhor alinhamento de preços e de custos, e maior eficiência na prestação de serviços aos consumidores em geral. Entendiam que entre os ingredientes necessários para tornar o setor elétrico mais eficiente e competitivo se encontravam os seguintes:

- regulatório que possibilitasse a entrada de novas empresas de geração de efetuar investimentos necessários no setor elétrico e oferecer um clima de eletricidade no mercado atacadista, com capacidade geradora de atendimento de crescimento do consumo de energia elétrica;
- garantir a infra-estrutura necessária para manter a capacidade de transmissão elétrica e transporte de gás natural, de acordo com a demanda de mercado e com integral confiabilidade nos sistemas;
- possibilitar a entrada de empresas geradoras no mercado, assegurando atendimento ao extenso mercado consumidor regional e suprimento de combustíveis para as usinas geradoras de energia elétrica;
- encorajar os consumidores a participar, voluntariamente, de programas governamentais para redução gradual no consumo de energia elétrica e aceitar tranquilamente, a dinâmica de alteração de preços das tarifas de energia elétrica, tanto no mercado varejista como no atacadista;
- criar condições competitivas honestas no mercado varejista, evitando o oferecimento de tarifas subsidiadas ou com descontos artificiais para os consumidores;
- criar condições propícias para encorajar empresas a oferecer serviços no varejo, sem impedir ou favorecer a entrada de novos competidores no mercado;

- encorajar os fornecedores de energia elétrica a manter, diversificar seu suprimento e preços de risco de fornecimento de eletricidade;
- criar um mercado atacadista bem mais eficiente e integrado, prestando serviços modernos e atualizados, sem congestionamento ou restrições na transmissão de energia elétrica;
- possibilitar a criação de um mercado de energia elétrica horizontalizado, com liderança no segmento de geração e verticalização da operação compartilhada entre geração e transmissão de eletricidade.

Para coordenar e efetuar o gerenciamento desse complexo sistema de transmissão de energia elétrica norte-americano foi criado o Independent System Operator - ISO, entidade independente, sem fins lucrativos, com a finalidade de:

- controlar toda operação do sistema de transmissão interligado de energia elétrica norte-americano;
- garantir a possibilidade de acesso não-discriminatório, de novos agentes, ao sistema de transmissão de eletricidade;
- disponibilizar, no menor e mais curto intervalo de tempo, todos os dados operativos do sistema elétrico, para todos interessados; em sistemas “on-line” e em tempo real;
- contratar no mercado varejista a prestação de serviços auxiliares; e
- efetuar o gerenciamento e acompanhar a gestão do mercado atacadista e varejista de energia elétrica nacional.

Para combater o poder de mercado horizontal foi criado o Power Exchange - PX, que não poderia ter interesses financeiros na geração ou no ISO, com permissão apenas para recuperar seus custos de funcionamento.

As atribuições do ISO seriam as de supervisionar o escalonamento e a ordem do despacho de carga, de acordo com protocolos anteriormente estabelecidos entre as empresas, garantir procedimentos transparentes nos processos de compra e venda de energia elétrica, entre os vários interessados.

No antigo sistema de monopólio existente, antes da reforma do setor elétrico, a CPUC utilizava métodos tarifários que permitiam aos operadores do sistema a

recuperação dos custos incorridos e a garantia de uma razoável margem de lucros, pelo capital empregado, sendo a maior parte referente à amortização dos investimentos realizados na formação da infra-estrutura do setor, durante um período de pelo menos 30 anos. Com a utilização de um sistema mais competitivo, a receita das empresas não mais seria fixada pelo órgão regulador e as empresas passariam a competir em um mercado livre, recebendo o que os consumidores estivessem dispostos a pagar pelo fornecimento de eletricidade e em alguns casos somente aquilo que o ISO pagava pelos serviços auxiliares contratados.

No começo da década de 1990, a economia californiana estava em profunda depressão e os preços da eletricidade eram os mais altos do país. Várias usinas nucleares em construção no estado, desde a década de 1980, se encontravam fora de serviço e impossibilitadas de operar, em função do custo elevado de operação e dificuldades de antecipação para conclusão das obras.

Com a finalidade de atender o crescimento do mercado varejista e evitar uma crise de desabastecimento do setor elétrico californiano, a CPUC elaborou uma nova estratégia para assinatura de contratos de longo prazo de fornecimento de energia elétrica com algumas pequenas empresas geradoras locais, o que resultou em preços e tarifas ainda mais elevados para os consumidores de eletricidade californianos.

Como reação a estes preços elevados, a CPUC e a FERC elaboraram um plano conjunto, para assegurar a futura ampliação da capacidade geradora no estado e garantir que a demanda fosse atendida pelo menor custo, sem novos prejuízos aos consumidores. Este processo regulatório consumiu muito tempo, foi complicado e ineficiente para solucionar o problema energético estadual.

Para facilitar a competição no mercado atacadista de energia, foram criados na Califórnia dois órgãos, o PX e o ISO. O órgão PX estabelecia, diária e antecipadamente, os novos valores de referência para o mercado de energia elétrica, criando condições para compra e venda de energia a curto prazo.

O ISO controlava o sistema de transmissão de energia elétrica, gerenciando o despacho de carga, pelos geradores e acompanhando a operação hora-a-hora diária do sistema, fornecendo antecipadamente as condições de mercado e suas variações em

tempo real. A figura 3.14 mostra a compra e venda de energia elétrica a curto prazo, as entidades que fazem parte do processo, circuito da eletricidade e fluxo de dinheiro envolvido.

Em abril de 1998, as duas novas entidades, PX e ISO começaram a funcionar, possibilitando aos usuários californianos a livre escolha da empresa privada que deveria atendê-los. Sob esta nova lei, todos os consumidores receberam uma redução 10% no valor da tarifa de energia elétrica e congelamento desses valores por um período mínimo de quatro anos.

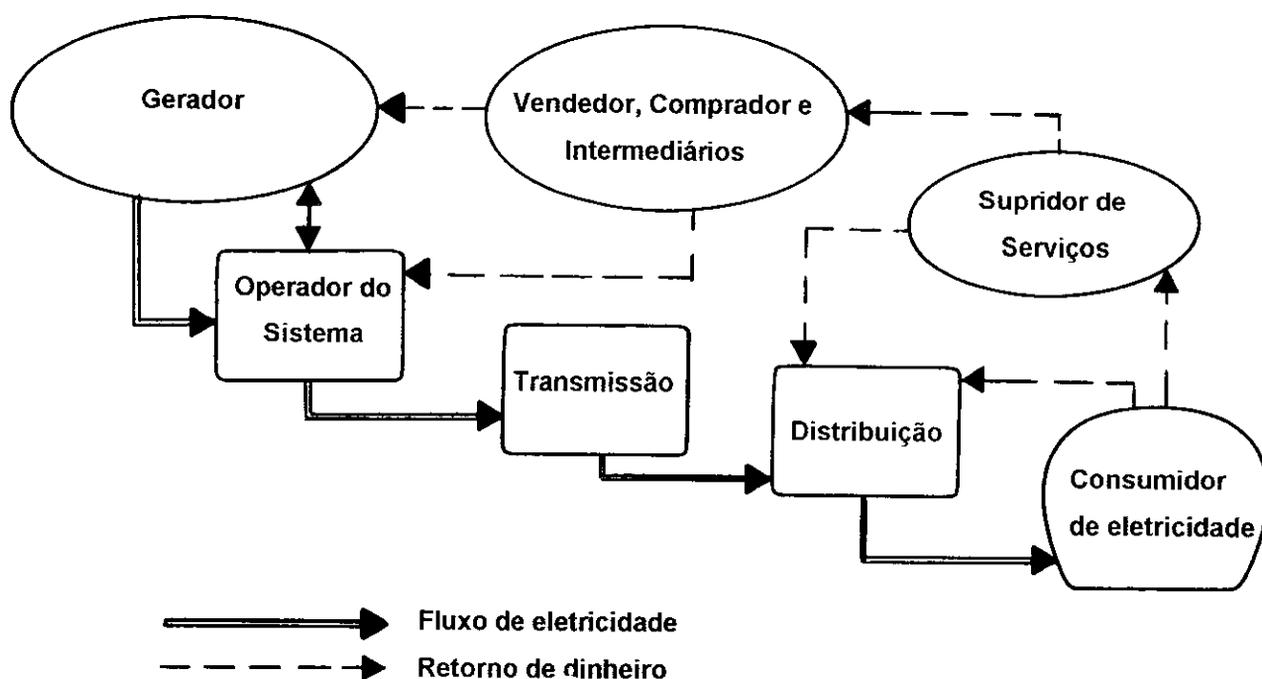


Figura 3.14 - Diagrama esquemático com a estrutura do setor elétrico

Fonte: FERC - 1997

Em resposta a essa lei estadual e recomendações às regras da CPUC, os três geradores privados venderam muito de seu combustível fóssil, à base de petróleo, que estava de há muito estocado, para a geração em termelétricas de pequenos produtores independentes.

Com o tempo houve acentuado desinteresse em investir em geração, não só na Califórnia como em outros estados norte-americanos, uma vez que não era permitido aos investidores assinar contratos de longo prazo ou colocar suas usinas geradoras à venda.

As empresas californianas, em função das proibições da CPUC, foram obrigadas a comprar toda a energia produzida, para atender a demanda do mercado varejista, segundo as determinações do PX e do mercado em tempo real, definido pelo ISO. A dificuldade de gerenciamento e falta de alternativas aumentou enormemente os problemas que ocorreram, quando os preços no mercado atacadista dispararam no verão do ano 2000. No início desse mesmo ano, a Califórnia enfrentava sérios problemas nos mercados atacadista e varejista; entretanto as autoridades não sentiam urgência ou necessidade de resolvê-los, mesmo porque os preços praticados no mercado “spot” eram menores que os regulados pelo custo dos serviços [Coyle, 2000].

Em maio de 2000, o preço da eletricidade no mercado atacadista começou a subir, chegando a US\$ 120,00/MWh; enquanto os preços no mercado varejista eram de US\$ 65,00/MWh. As duas maiores empresas distribuidoras de eletricidade da Califórnia começaram a perder receita e impossibilitadas de efetuar manutenção no sistema elétrico.

Em 1998 e praticamente durante todo ano de 1999, o sistema de preços do mercado atacadista conseguiu se manter em condições de operação de modo razoável. Os preços nesse mercado foram moderados e variaram de acordo com as condições normais de oscilação de preços de mercado. Entretanto, a partir de junho de 2000, os preços nesse mercado cresceram rapidamente e assim permaneceram desde então. Como pode ser observado na figura 3.15, a linha cheia contínua representa os preços ao longo de 1999, a linha tracejada mais espaçada e larga representa a variação durante o ano de 2000 a linha tracejada curta indica a oscilação observada no primeiro semestre de 2001.

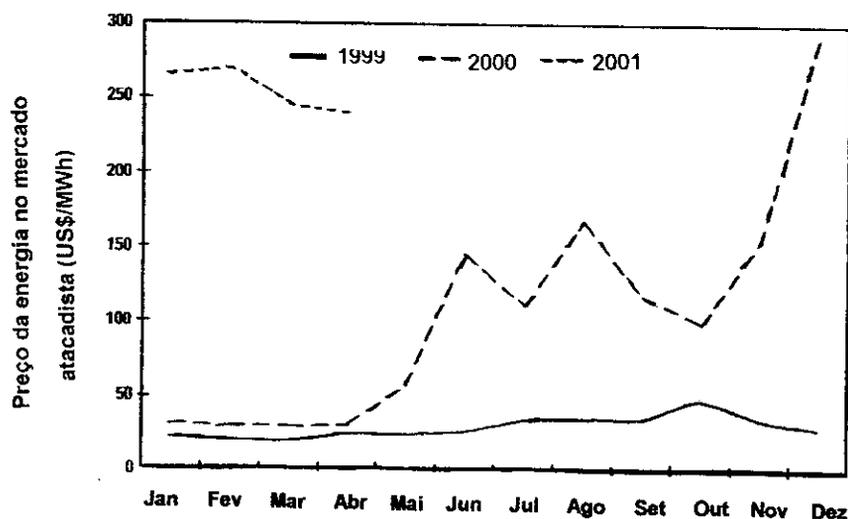


Figura 3.15 - Variação mensal dos preços de eletricidade de 1999 a 2001

Fonte: ISO - 1997

A forte elevação nos preços de energia elétrica verificada na Califórnia, foi uma consequência de cinco fatores, que se manifestaram no período, desde o início de 1999 e fins de 2000, representados por: aumento de preços do gás natural; aumento de demanda de eletricidade; redução na taxa de importação de eletricidade; aumento no preço das permissões para emitir NOx; melhor competitividade no mercado de eletricidade [Joskow, 2001]:

- **aumento de preços do gás natural:** nesse período, o preço “spot” do gás natural era cinco vezes mais alto na Califórnia que no resto do país. Havia efeito direto sobre o preço “spot” da eletricidade no Estado da Califórnia, uma vez que grande parte da capacidade geradora, quase 30%, era obtida com o uso de gás natural e as usinas tinham o objetivo equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica, durante muitas horas do dia, nos meses quentes de verão;
- **aumento de demanda de eletricidade:** houve sensível crescimento no consumo de eletricidade, em função de temperaturas muito elevadas, registradas durante os meses de maio e junho, acrescido de acelerado crescimento econômico nesse período. Além disso, não havia sido implantado qualquer tipo de incentivo ou punição para estimular redução de consumo de eletricidade, uma vez que os preços no mercado varejista não refletiam os preços do mercado atacadista de energia;
- **redução na taxa de importação de eletricidade:** nesse período também não houve a possibilidade de aumentar a importação de energia elétrica através do Western Systems Coordinating Council - WSCC, que recebeu demanda muito elevada de outras regiões dos EUA, semelhante ao exigido no verão de 2000, em função das fortes ondas de calor e baixos níveis d’água nos reservatórios da Região Noroeste;
- **aumento no preço das permissões para emitir NOx:** desde o início da década de 80, a entidade South Coast Air Quality Management District - SCAQMD implementou o sistema, baseado nas condições do Regional Clear Air Incentives Market - RECLAIM, com a finalidade de controlar a qualidade do ar e incentivar empresas a preservar o meio ambiente.

No início de 2000, o número de permissões para poluir era maior que o de emissões poluentes; entretanto, de abril a setembro o preço dessas permissões foi multiplicado por 10, motivado pelas taxas decrescentes de permissões e no acelerado crescimento de demanda, por parte das empresas geradoras, que utilizavam o gás natural na geração de energia elétrica. O preço das permissões elevaram o custo marginal de geração de eletricidade, de US\$ 30,00/MWh horário normal de consumo; para cerca de US\$ 120,00/MWh no horário de pico;

- **melhor competitividade no mercado de eletricidade:** pesquisas realizadas naquela época indicaram que o mercado atacadista de energia não era perfeitamente competitivo. Quando a demanda era baixa os preços estavam próximos do custo marginal e quando a demanda era alta os preços ficavam muito acima desse valor. Com isso, as empresas geradoras de eletricidade perceberam que a retenção de qualquer quantidade de energia elétrica produziria aumento de preços, pois a combinação de demanda elevada com oferta escassa criava a oportunidade de domínio de mercado. No período de junho a agosto de 2000, aproximadamente 35,0% do preço do mercado era decorrente do exercício de poder exercido pelas empresas geradoras de eletricidade [Joskow & Kahn, 2000].

Em outubro de 2000, muitos órgãos do governo acreditavam que o preço da energia elétrica deveria cair, em função do fim do verão e da correspondente redução de demanda de eletricidade. Entretanto, os preços não caíram, nem mesmo com a queda de demanda e tanto o preço do gás natural como o das permissões para poluir continuaram elevados. No final de 2000, grande parte da capacidade geradora estadual estava fora de serviço; ou seja, cerca de 35% da capacidade total, representando o dobro do historicamente verificado na Califórnia. A justificativa utilizada pelas empresas geradoras, para explicar essa situação, foi a urgente necessidade de manutenção do sistema e as fortes restrições de permissões para emitir NOx.

Em novembro de 2000, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) concluiu que o mercado de eletricidade operava de forma anômala e os preços praticados no mercado atacadista eram injustos e não condizentes com as necessidades dos agentes envolvidos no processo. Desse modo, algumas propostas de mudanças a curto prazo foram implementadas: reduzir o mercado "spot", permitir às empresas distribuidoras de

energia auto estabelecer sua capacidade de geração remanescente, em função da demanda de energia elétrica requerida pelos consumidores de eletricidade californianos.

Em dezembro de 2000, o preço da eletricidade no mercado atacadista de energia chegou a US\$ 400,00/MWh. Essa condição gerava um prejuízo de quase 50 milhões de dólares por dia para as principais empresas distribuidoras de energia elétrica na Califórnia. Essas empresas solicitaram ao governo a urgente liberação de preços das tarifas, mas o aumento foi negado.

O preço da energia que estava no patamar de US\$ 250,00/MWh passou para o novo valor de US\$ 150,00/MWh. O FERC desejava aumentar os preços da energia no mercado varejista, com a prática do preço em tempo real para esse mercado, permitindo que as empresas distribuidoras utilizassem contratos no mercado futuro. Naquela oportunidade o Estado não se manifestou e essas alterações não aconteceram. As duas empresas distribuidoras PG&E e SCE estavam próximas da insolvência, com dívida de 12 bilhões de dólares no final de dezembro de 2000.

Os fornecedores na Califórnia começaram a reclamar de dificuldades de crédito, devido ao acelerado aumento de preços nas tarifas, e da defasagem entre o fornecimento de energia elétrica e o correspondente recebimento do que era faturado, que chegavam a intervalos de até 60 dias.

Em janeiro de 2001, as empresas geradoras se recusaram a vender energia elétrica; a PG&E e a SCE pararam de pagar suas dívidas, o Power Exchange (PX) dependente da entrada de crédito das empresas distribuidoras, deixou de operar no fim desse mesmo mês e a crise se estabeleceu, dando início aos cortes não programados de eletricidade e ao processo de desabastecimento de energia elétrica do mercado consumidor californiano.

3.2.3.1 - DESREGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A seguir, os marcos de referência utilizados no processo de desregulamentação, abrangendo o período compreendido entre 1980 e 2010 [CPUC, 1997].

1980 - Desde 1978 a Califórnia vinha reduzindo gradativamente o consumo de energia elétrica; entretanto, a demanda continuava a crescer, acompanhando o acelerado crescimento populacional, o maior dos EUA.

1989 - Durante a década de 1980 não só o setor elétrico mundial passou por mudanças radicais, em função da adoção do modelo de liberalização de mercado, com a desverticalização setorial. Alguns países como o Chile e a Inglaterra foram os pioneiros no processo de desmembramento de seus monopólios naturais, chegando ao final da década praticamente privatizados.

1990 - Desde o início dos anos 1990, a economia californiana apresentava sinais de forte recessão, elevada taxa de desemprego e acentuada transferência de importantes indústrias produtivas do estado para outras regiões dos EUA. O sistema elétrico não corria riscos de interrupção de geração por falta de combustível ou variação de preços, contava ainda com baixa produção de poluentes atmosféricos.

1991 - A partir do início da década de 1990, a oferta de energia elétrica começou a escassear e se tornou insuficiente para atender o constante crescimento da demanda por mais eletricidade.

1992 - Nessa oportunidade a capacidade de geração, utilizando usinas térmicas, era de aproximadamente 5 GW, contando com cerca de 500 usinas desse tipo.

1994 - No mês de abril foi publicado o “Livro Azul”, contendo recomendações, como parte de um rígido programa de reforma estrutural do setor elétrico.

1995 - Após mais de dois anos de discussão a Assembléia Legislativa Estadual da Califórnia aprovou a lei de reestruturação do setor elétrico estadual, com a formalização do novo modelo, de um mercado mais competitivo, a ser implementado a partir de 1998.

1996 - Quando a reforma foi iniciada uma grande parcela do setor elétrico já havia sido privatizada, e a política setorial caminhou no sentido de incentivar a clara separação do segmento de geração, das atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica. A CPUC adotou uma política diferenciada para o setor elétrico, em 20/12/95 e introduziu sérias modificações em 10/01/96. Em 23/09/96 é assinada a lei AB 1890.

1997 - A crise energética se tornou mais séria, com o desabastecimento de energia elétrica, na Costa Oeste dos EUA, principalmente na Califórnia, além de afetar o suprimento de mais 18 estados norte-americanos.

1998 - A reforma do setor elétrico, iniciada em meados do ano, que durante os dois primeiros anos parecia conduzir a situação para um estágio controlado, acabou se revelando uma catástrofe para o Estado da Califórnia. Em 01/01/98 os consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais receberam um desconto de 10% nas tarifas de energia elétrica, devendo ser mantido até o final de 2002.

1999 - O carvão era a fonte geradora de energia elétrica mais abundante nos EUA, sendo queimado para a produção de eletricidade ele gerava sérios problemas ambientais para a região. O montante de energia gerada pela queima de carvão chegou a 13,0% do total produzido no estado. Em 30/06/99 é implementada uma tentativa de livre concorrência de mercado entre as empresas participantes do mercado atacadista de energia elétrica.

2000 - Em 01/01/00 foi aprovada a fase do processo de reestruturação do setor elétrico, permitindo a livre escolha ao usuário, na determinação do fornecedor de energia elétrica que poderá abastecê-lo de eletricidade. Em 1999 e 2000 houve falta de energia elétrica no sistema californiano, em várias oportunidades, principalmente durante os meses quentes de verão.

2001 - Cortes de energia elétrica descontrolados começaram a ocorrer a partir do início do mês de janeiro, com o mais sério em 11/01/01.

2001 - Em janeiro, as empresas geradoras de energia elétrica se recusaram a fornecer energia para as distribuidoras, por falta de pagamento de fornecimento anterior e as distribuidoras PG&E e SCE ficaram em situação crítica. Em fins de março, a Assembléia Legislativa Estadual da Califórnia, que havia aprovado um projeto de lei que autorizava os pequenos produtores de eletricidade a utilizar fontes alternativas para suprir o mercado varejista, acabou revogando a referida lei e ampliou a crise de desabastecimento de eletricidade. O governo adotou a emissão de bônus para ajudar as empresas distribuidoras que, estavam quase falindo, chegando a emitir quase 10 bilhões de dólares.

Ainda em janeiro, o Power Exchange - PX, uma entidade sem fins lucrativos e dependente das receitas das empresas distribuidoras de eletricidade, deixou de funcionar no final do mês.

Em março de 2001, a CPUC aprovou um aumento de 36% nas tarifas de energia elétrica, que somados aos concedidos em janeiro, levaram a um aumento de tarifa de 46% para os consumidores da SCE e de 37% para os da PG&E.

Em junho, o California Department of Water Resources - CDWR chegou a desembolsar mais de 8 bilhões de dólares com a compra de eletricidade para atender as necessidades de mercado.

2002 - Segundo planejamento e projetos em andamento, espera-se que até meados de 2003 sejam incorporados mais 11 GW de potência instalada ao sistema elétrico californiano, o que representaria um acréscimo da ordem de 25% de energia garantida ao sistema elétrico atual.

2006 - Em 31/12/06 é esperado que ocorra a recuperação dos custos finais, no processo de transição, originados pelos elevados desembolsos efetuados ao longo dos últimos anos.

2010 - Aguarda-se para 31/12/10 que ocorra a completa liberação de acesso ao mercado, para as empresas geradoras de energia elétrica. Este processo foi iniciado em janeiro de 2000 e deve completar o ciclo somente após um período de quase 10 anos.

3.2.3.2 - SISTEMA DE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Em 1911, a Califórnia aprovou através de emenda constitucional, a criação de uma nova entidade a "Railroad Commission", que a partir de 1946 passaria a ser chamada de California Public Utilities Commission - CPUC.

A CPUC administrava os serviços não só de eletricidade, avaliados anualmente em mais de 50 bilhões de dólares, com mais de 655 proprietários privados explorando: gás natural, eletricidade, telefonia, água, esgoto, vapor; mas fiscalizava quase 58 mil caminhões, ônibus, estradas de ferro, transporte urbano, transporte de balsas e outros tipos e modalidades de companhias transportadoras, na Califórnia [CPUC, 1996].

A CPUC fixou dois itens, no programa de regulação econômica: proteger os concorrentes de aumentos excessivos de tarifa; e prover o serviço público de adequada remuneração, possibilitando uma conveniente taxa de retorno para suas ações.

Em 1977, a reconhecida Federal Energy Regulatory Commission (FERC), agência reguladora independente e ligada ao “Department of Energy”, foi criada pelo “Department of Energy Organization Act of 1977” em substituição à antiga “Federal Power Commission”. A FERC atualmente é constituída por somente cinco membros, legalmente designados pelo Presidente e confirmados pelo Senado dos EUA e recebeu autorização legal para funcionar através dos decretos:

- “Federal Power Act of - FPA” de 1935;
- “Natural Gas Act - NGA” de 1937;
- “Natural Gas Policy Act - NGPA” de 1978;
- “Public Utility Regulatory Policies Act - PURPA” de 1978; e
- “Energy Policy Act - EAct” de 1992

A FERC atuava na regulação do transporte por gasodutos e comercialização de gás natural, na transferência de petróleo através de oleodutos a nível interestadual; controlava a transmissão de eletricidade nas linhas de extra alta tensão e a venda de eletricidade no mercado atacadista de energia, também a nível interestadual; cuidava do licenciamento e inspeção dos projetos de usinas hidrelétricas estaduais e municipais, e de assuntos ligados ao meio ambiente, relacionados a questões transoceânicas.

Em 1974, é estruturada a California Energy Commission - CEC através do “*Warren Alquist State Energy Resources Conservation and Development Act*”. Desde sua entrada em funcionamento, mais de 100 diferentes leis foram decretadas, no sentido de permitir que a CEC possa tomar decisões, sobre a implementação de novas políticas de planejamento energético estadual.

A CEC efetuava os estudos de mercado e a estimativa das necessidades futuras de energia, acumulava dados histórico do consumo de eletricidade; licenciava as usinas térmicas com capacidade de geração acima de 50 MW; promovia a conservação e otimização do uso energético; planejava e orientava o Estado da Califórnia no uso da energia em situações de emergência.

O Estado da Califórnia contava com programas de bem estar público, incluindo desde a compra eficiente de energia e da administração pelo lado da demanda; pesquisa e desenvolvimento para que os veículos tivessem baixa emissão de poluentes; assistência aos consumidores de baixa renda; atendimento médico; seguro contra intempéries; desenvolvimento econômico subsidiado; financiamento para abertura de comércio para as classes menos privilegiadas, como mulheres, veteranos e mutilados de guerra.

O fundo necessário, para dar suporte a todos estes programas sociais, implementados pelo governo estadual, era arrecadado através de uma forma de taxaçoão branda, entre os consumidores de eletricidade e dos serviços de gás residencial. Esse programa fazia parte da proposta de reformulação do setor elétrico contido no documento *Proposed Policy Statement on Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulatory Policy*, de 20/04/94.

Em 1996, foi adotada a recomendação da *Decision* 95-12-063, de 20/12/95; mais tarde modificada pela *Decision* 96-01-009, de 10/01/96; sendo implementada uma política desregulatória estadual, sob o governo republicano de Pete Wilson, sendo a mesma mantida sob o governo democrata Gray Davis. A Assembléia Legislativa da Califórnia aprovou a “Assembly Bill” (AB 1890), que delineava não só a reestruturação da CPUC mas incluía refinamentos legais. Esta lei foi o resultado de mais de três anos de trabalho da CPUC e culminou com a reestruturação da entidade em fins de 1995.

A AB 1890 impunha a formação de um mercado de geração de eletricidade mais competitivo. Os sistemas de transmissão e distribuição, de propriedade privada, deveriam permanecer regulados. Estes sistemas deveriam atender consumidores e geradores de eletricidade livremente, sem qualquer tipo de restrição ou discriminação de acesso. Só mais recentemente, os consumidores californianos passaram a escolher seu gerador e provedor de eletricidade.

A AB 1890 foi codificada, pelo “*Statutes of 1996, Chapter 854*” por várias emendas e adaptadas ao “*Civil Code, Commercial Code, Government Code*”, e ao “*Public Utilities Code*”. As imposições da AB 1890 e regulamentações para a reestruturação do setor, incluíam políticas de comercialização de energia elétrica e reorganização dos segmentos de transmissão e distribuição de eletricidade. Ressaltavam a necessidade de conservar a eficiência do setor elétrico e o bem estar social.

3.2.4 - A CRISE CALIFORNIANA

Entidades governamentais, federais e estaduais, começaram a investigar o comportamento e desempenho do mercado atacadista, na comercialização de eletricidade nos últimos anos, com várias delas publicando suas conclusões em relatórios extensos: FERC, California Independent System Operator Department of Market Analysis e California Power Exchange Corporation Compliance Unit [Joskow & Kahn, 2000].

Essas entidades verificaram que os preços praticados pelo mercado atacadista de energia elétrica na Califórnia, não passaram simplesmente por um fenômeno transitório, de curta duração, mas sim por uma persistente série de acontecimentos, que se manifestaram entre junho de 2000 e julho de 2001.

Constatou-se que houve grande mudança nas condições de suprimento e demanda em 2000, com aumentos inesperados nas tarifas, diferente do verificado em anos anteriores, ocorrendo aumento de preço do gás natural, aumento de demanda e redução de importação de energia, em comparação ao período de 1998 e 1999. Nos primeiros quatro meses de 2001, o preço médio da energia no mercado atacadista era de US\$ 300,00/MWh, ou seja, 10 vezes maior que em fins de 1998 e em todo o ano de 1999. Consumidores passaram a reduzir seu consumo de eletricidade em função da elevação de preços.

A Califórnia possuía três grandes empresas privadas distribuidoras de energia elétrica: a PG&E, a SDG&E e a SCE. As duas empresas PG&E e SCE eram quase quatro vezes maiores que a SDG&E. A empresa SDG&E havia obtido um reajuste de preços no mercado varejista, enquanto os preços de venda no atacado permaneciam inalterados desde janeiro de 2000, mais tarde, uma lei estadual cortou esse benefício.

Enquanto os preços no mercado atacadista de energia cresciam rapidamente os preços no mercado varejista permaneceram fixos até o início de 2001. Com isso as duas maiores empresas distribuidoras, a PG&E e a SCE passaram a pagar mais pela compra da energia no mercado atacadista e a vender ainda mais barato no mercado varejista, ambas se tornaram insolventes em janeiro de 2001, pararam de pagar suas contas de compra de energia das empresas geradoras e a não honrar obrigações assumidas junto a instituições de crédito e financiamento [Borenstein, 2001].

A PG&E declarou sua falência em 06/04/01 e sua reorganização permanece em análise junto ao Governo Federal. A empresa entrou com uma proposta de reorganização funcional e de pagamento das dívidas, em setembro de 2001, mas uma decisão final ainda não foi dada pela corte federal que cuida do caso.

Por um curto período de tempo o Departamento de Energia dos EUA - DOE impôs que as empresas geradoras continuassem a abastecer o mercado consumidor, enquanto permanecesse o descontrole estabelecido no setor elétrico [DOE/EIA, 1999].

O Estado da Califórnia solicitou uma abertura de crédito, junto ao CDWR e usou fundos estaduais para a compra de energia no atacado, no sentido de restabelecer as condições de suprimento de mercado. Esse desembolso foi da ordem de 10 bilhões de dólares, entre janeiro e agosto de 2001. O Estado também negociou contratos de longo prazo com as empresas geradoras, para os próximos 20 anos, envolvendo quantias da ordem de mais de 60 bilhões de dólares.

Em maio de 2000, o preço da energia elétrica, no mercado atacadista começou a subir, chegando US\$ 120,00/MWh, enquanto que o preço no varejo estava entre 60,00 e US\$ 65,00/MWh [Joskow & Kahn, 2002].

Novamente, em junho de 2001, os preços médios no mercado varejista subiram cerca de 40%; tendendo a permanecer muito elevados no futuro, em função dos novos contratos negociados pelo Estado.

Em agosto de 2001, foi criado um novo órgão estatal, com a finalidade de efetuar o gerenciamento e acompanhamento na construção de usinas geradoras para o abastecimento de energia elétrica no Estado da Califórnia.

Quando os preços do mercado varejista começaram a subir em junho de 2001, os preços do mercado atacadista começaram a cair dramaticamente. No fim de agosto de 2001 o mercado atacadista havia caído tanto que os seus preços chegaram a valores de junho de 2000, antes do início da crise, com valores de 90% dos praticados em dezembro de 2000.

A rápida redução de preços do mercado atacadista, durante o verão de 2001 refletiu-se na:

- redução de preço do gás natural e desaparecimento da diferença existente entre o preço do gás produzido no próprio estado e o importado da Southern California;
- redução significativa de demanda e da conservação de eletricidade, sendo que após o mês de maio houve elevação de preços no mercado varejista;
- oferta e entrada em operação de centenas de megawatts de capacidade geradora que não estavam disponíveis para o suprimento durante o inverno de 2000 e 2001;
- retirada de operação de centrais geradoras obsoletas, com elevado poder poluidor, segundo o recomendado pelo programa da RECLAIM;
- mitigação de preços, estabelecida pelos planos diretores da FERC; e
- possibilidade de conclusão de algumas novas usinas geradoras, com entrada em operação durante o verão de 2001.

No início de 1990, o South Coast Air Quality Management District - SCAQMD implementou o sistema “cap and trade” como parte do projeto RECLAIM para proteção do meio ambiente. No início de 2000, o número de permissões para poluir era maior que o de emissões poluentes.

Entretanto, entre abril e setembro de 2000, o preço dessas permissões para poluir o meio ambiente foi multiplicado por dez, como consequência das taxas decrescente de permissões e o aumento na demanda de permissões, por parte dos geradores que utilizavam gás como fonte energética para geração de eletricidade. O preço dessas permissões aumentou o custo marginal da eletricidade, gerada pelas usinas a gás, em quase US\$ 40,00/MWh na base e em US\$ 120,00/MWh no pico de consumo.

Em outubro de 2000, o governo estadual e seus órgãos diretivos acreditavam que os preços da tarifa de eletricidade cairiam com o fim do verão; entretanto, não caíram nem mesmo com a acentuada queda de demanda. Em dezembro de 2000, o preço do gás continuou elevado e o preço da energia elétrica no mercado atacadista estava em torno de US\$ 400,00/MWh, o que gerava prejuízo de 50 milhões de dólares diários para as distribuidoras de energia. Elas pediram aumentos nas tarifas de energia, ao governo, mas não receberam autorização para qualquer repasse de custos aos consumidores.

Após agosto de 2001, ocorreram modificações no mercado atacadista de energia, quando as tarifas voltaram a níveis de maio de 2000. A reestruturação do setor elétrico californiano passou por reformulação do mercado atacadista. A entidade não lucrativa PX, dependente dos recursos arrecadados pelas distribuidoras, deixou de operar no final de janeiro de 2001 e entrou em falência, eliminando possibilidade de atendimento do mercado futuro de energia, com cerca de 80% dos consumidores californianos.

Em janeiro de 2001, as empresas geradoras de eletricidade começaram a não entregar energia elétrica às distribuidoras, uma vez que a PG&E e SCE ficaram inadimplentes e já deviam 12 bilhões de dólares desde dezembro de 2000. Enquanto o ISO operava o mercado de energia em tempo real, que crescia descontroladamente, criando problemas operativos para a ISO e de balanços energéticos para a CDWR, que começou a comprar energia, gastando 8 bilhões de dólares em junho de 2001. O CDWR, sob a orientação e direção do governo estadual, começou a negociar novos contratos de longo prazo, com objetivo de obter melhores preços que o esperado no mercado “spot”; procurando incentivar as empresas geradoras a ofertar eletricidade, reduzir incentivos ao exercício de poder de mercado e agilizar o término das novas usinas geradoras, ainda em fase de construção.

Em setembro de 2001, a CPUC completou o programa de reestruturação e desregulamentação do setor elétrico, iniciado em meados de 1990. O Estado da Califórnia assumiu efetivamente o controle da indústria geradora de energia elétrica e incentivou a competitividade entre os mercados atacadista e varejista de eletricidade, oferecendo os financiamentos estaduais necessários. Houve colisão com as normas fixadas pela FERC e as políticas estaduais divergentes, estabelecidas para o mercado atacadista de energia.

Ordens do DOE e juizes federais, obrigavam as empresas geradoras de energia a gerar e voltar a fornecer eletricidade; entretanto, quando o Presidente George W. Bush foi questionado judicialmente, alegou não ter autoridade para forçar as geradoras a produzir e entregar energia elétrica às empresas distribuidoras. Os bancos decidiram acionar judicialmente as empresas distribuidoras, exigindo delas o pagamento de todas as dívidas atrasadas; assim a crise energética se intensificou com a renúncia do Presidente da Comissão Reguladora Energética, James Hoecker, ocorrida em 18/01/01; este fato ocorreu como consequência do colapso que atingiu a Califórnia em 11/01/01.

3.2.4.1 – ANTECEDENTES DA CRISE CALIFORNIANA

O continente americano reúne países marcados por grandes diferenças econômicas e problemas sócio-culturais. Os EUA e o Canadá possuem PIB entre os mais altos do mundo, enquanto a maior parte dos outros 33 países, permanece mergulhada em dificuldades crônicas que agravam a pobreza no continente e exacerbam a instabilidade política nesses países.

Na América Latina, constituída por países que foram colonizados pelos europeus, muitas nações ainda apresentam sérios problemas sociais e instabilidade política ocasional, resultante de heranças do processo de colonização exploratório e predatório. Enquanto a renda “per capita” dos EUA, em 2002, era de 29.240 dólares anuais, a do Haiti não passava de miseros 410 dólares. A renda “per capita” do Brasil, em agosto de 2000 era da ordem de 3.400 dólares anuais; ou seja, quase 8,6 vezes menor que a dos EUA.

A América do Norte é formada por três países: EUA, Canadá e México sendo os dois primeiros colocados entre os mais desenvolvidos do mundo. Os EUA ocupam uma área territorial de 9.372.614 km² e sua população em fins de 2000, era 278.400.000 habitantes; com taxa de ocupação de 29,70 hab/km².

A Califórnia é o maior estado dos EUA em população e o terceiro em extensão territorial, com 30 milhões de habitantes. Se separado dos outros estados, seria classificado como a sexta potência econômica mundial. O Estado da Califórnia é limitado pelo Oceano Pacífico a Oeste; pelo Estado de Oregon ao Norte; Nevada e Arizona a Leste, e ao Sul pelo México e Golfo da Califórnia, junto à Baixa Califórnia. Localiza-se na Costa Oeste do país, com população de 29.740.000 habitantes e ocupando uma área de 404.815 km²; com taxa média de ocupação de 73,47 hab/km². Esse índice de ocupação representa 2,5 vezes a média dos EUA, com uma população equivalente a cerca de 10,7% do total do país.

Antes da crise se estabelecer no Estado da Califórnia, a capacidade instalada era de aproximadamente 57 GW, em 1994, passando de uma produção de 238 milhões de MWh, em 1989, para 256 milhões de MWh, em 1995.

Desde 1978, a Califórnia vinha reduzindo seu consumo de energia elétrica “per capita” em 15%; entretanto a demanda por energia e a população continuavam a crescer continuamente. Entre 1980 e 1994, a população passou de 23,5 para 32,1 milhões de habitantes e o consumo de energia em 1995 atingiu a marca dos 250 milhões de MWh.

A tabela 3.4 indica a energia elétrica total consumida, de 256 milhões de MWh, sendo a capacidade de geração própria de 77,2%; a de geradores privados 14,1% e a parcela importada de outros estados de 8,7%. Ela identifica a geração própria, de quase 82% e a energia importada, de cerca de 18% do total, proveniente de outros estados vizinhos, considerando os vários tipos de combustíveis utilizados, entre 1989 e 1995.

Tabela 3.4 Energia elétrica gerada (10^6 x MWh) e combustível - Nov./96

Fonte utilizada na geração de energia	1989	1991	1993	1995
Gás natural	33.09	31.29	29.22	30.57
Nuclear	14.17	15.34	15.11	14.11
Hidrelétrica	13.73	9.59	17.19	20.15
Carvão	8.26	9.67	9.47	6.99
Petróleo	3.89	0.22	0.86	0.19
Geotérmica	6.39	6.42	6.52	5.57
Biomassa	2.18	3.02	2.38	2.33
Eólica	0.89	1.10	1.18	1.24
Solar	0.19	0.30	0.35	0.31
Total anual estadual (%)	83.31	76.95	82.27	81.46
Pacific Northwest	7.43	11.89	6.39	7.76
Southwest	9.78	11.16	11.33	10.78
Total anual importado (%)	17.21	23.05	17.72	18.54
Total geral (%)	100.00	100.00	100.00	100.00
Energia gerada anual (10^6 x MWh)	238.57	242.34	242.03	256.37

Fonte: California Energy Commission - CEC - 1996

Em 1995, havia transferência de 15.500 MW, de fontes externas, principalmente das originadas na Pacific Northwest e da Southwest. O estado da Califórnia tinha a possibilidade de exportar sua energia elétrica para a Pacific Northwest, através do sistema interligado. As hidrelétricas californiana tiravam vantagens da diversidade hidrológica sazonal, em função de acordos com a Pacific Northwest. Em função de diferentes períodos hidrológicos, mais ou menos favoráveis, numa ou noutra região, como a estação chuvosa da primavera e verão, elas geravam mais ou menos energia. Na estação mais favorável esta energia era devolvida, observadas as leis de preservação ambiental e de pesca, praticadas no rio Columbia.

Entre 1999 e 2000 já havia faltado energia elétrica no sistema californiano, provocado pelas empresas geradoras, que se recusavam a fornecer energia, uma vez que as empresas distribuidoras não pagavam suas dívidas anteriores. Cortes de energia elétrica descontrolados começaram a ocorrer a partir de janeiro de 2001. Os bancos credores e as empresas geradoras de energia elétrica se negavam a aumentar os créditos destinados aos distribuidores, deixando de atender o mercado consumidor.

A oferta de energia elétrica era insuficiente, chegando ao final do ano 2000 a uma relação de reserva *versus* demanda, de somente 1,5% acima do necessário. Como era temido, a reserva de oferta não cobriria um possível crescimento de demanda inesperada.

Uma vez estabelecida a crise, foi exigida, a ajuda do Estado. Uma vez cometidos graves erros gerenciais, por desejo de alcançar altos lucros no curto prazo, o Estado foi convocado para resolver os problemas criados, pelos mesmos agentes que condenavam sua presença no cenário econômico anterior.

A solução da crise, por parte do governo estadual e das empresas envolvidas, consistiu na compra de energia elétrica pelo Estado da Califórnia, de várias fontes geradoras: empresas geradoras locais; estados vizinhos, como Texas; da empresa estatal mexicana Comissão Federal de Energia - CFE; da empresa privada mexicana a LFC e uma parcela adquirida de empresas geradoras do Canadá.

O Estado da Califórnia, desde o começo da crise, em 1996, até fins de março de 2001 havia desembolsado 4 bilhões de dólares, sendo determinado pelo governo que as geradoras deveriam vender energia elétrica às empresas distribuidoras, existindo ou não dívidas pendentes.

O problema da crise foi superado no curto prazo, evitando-se os desligamentos não programados, passando-se a uma nova fase, de cortes planejados, mais condizentes com uma economia em crise ou propriamente de guerra. A crise energética ocorrida na Califórnia, foi a maior verificada nos EUA desde a Segunda Guerra Mundial.

Foi elaborado um Projeto de Lei Estadual, pelo qual todas as empresas geradoras independentes, que se utilizassem de fontes alternativas, como a solar e eólica, poderiam abastecer de eletricidade o mercado consumidor californiano, com a garantia formal e o aval estatal, de garantia de recebimento pelo fornecimento dessa energia elétrica.

Em fins de março de 2001, este Projeto de Lei foi analisado e recusado pela Assembléia Legislativa Estadual da Califórnia. O governo adotou a emissão de bônus para ajudar financeiramente as empresas distribuidoras e recuperar os desembolsos efetuados pelo Estado na compra de eletricidade. A emissão desses bônus, foi aprovada pela Assembléia Legislativa da Califórnia, e alcançou o montante de 10 bilhões de dólares. Agentes setoriais envolvidos na crise energética solicitaram que fosse repetida a solução implementada no último trimestre de 2000, quando o governo permitiu um aumento provisório de tarifas, que foi integralmente repassado aos consumidores.

Em fins de março de 2001, a CPUC aprovou um aumento de 36% nas tarifas de eletricidade, que somados aos 10% de aumento estabelecidos provisoriamente a partir de janeiro do mesmo ano, levaram a um aumento total de 46% para os consumidores da SCE e de 37% para os da PG&E. O governo concordou com essa solicitação, desde que o excedente de dinheiro arrecadado fosse utilizado pelo Estado na recuperação dos desembolsos efetuados na compra de eletricidade, iniciados em janeiro de 2001.

O Estado comprou as principais linhas de transmissão e hidrelétricas das empresas distribuidoras privadas. Ofereceu pelas linhas de transmissão o montante de 7 bilhões de dólares e pelas UHE's, de propriedade das empresas SCE e PG&E, mais 5 bilhões de dólares. A compra das linhas e usinas hidrelétricas não despertou muita atenção sobre o fato ou levantou qualquer clamor público nos EUA, uma vez que cerca de 80% das usinas hidrelétricas são de propriedade dos estados [CPUC, 1997].

A crise energética, a partir de 2001, pode ser explicada pela conjunção dos seguintes fatos, que foram se acumulando ao longo dos últimos anos:

- as empresas distribuidoras de eletricidade estavam muito endividadas e quase falindo desde 1996;
- a distribuição estadual estava concentrada, em poder de duas grandes empresas, PG&E e SCE, que eram também parcialmente geradoras;
- a desregulamentação do setor na Califórnia consistiu fundamentalmente na liberação de preços para os geradores, enquanto a tarifa paga pelos consumidores permaneceu sem reajuste por muito tempo;
- as empresas distribuidoras de energia elétrica foram impedidas de repassar os aumentos de preços da eletricidade aos seus consumidores;

- os preços elevados não foram motivados pelos aumentos de preços de petróleo ou de gás natural; uma vez que a principal fonte geradora de eletricidade era proveniente das usinas hidrelétricas, com quase 70% do total gerado;
- o ISO, órgão executivo que administra o setor elétrico californiano, realizou uma auditoria e concluiu que mediante manipulação e artimanhas nos preços, foram cobrados quase 5,5 bilhões de dólares a mais das empresas distribuidoras; sendo determinado pelo governo que as empresas geradoras devolvessem essa quantia às distribuidoras;
- as empresas distribuidoras, ao longo dos últimos anos, foram ampliando seu endividamento, não conseguindo pagar a energia recebida das empresas geradoras, nem os financiamentos e empréstimos efetuados junto a bancos e instituições financeiras, deixando de cobrir suas despesas operacionais e honrar os compromissos com os acionistas;
- as empresas distribuidoras deixaram de investir na ampliação e modernização do seu sistema elétrico, desestimulando a inversão dos geradores, e acelerando o colapso que se avizinhava a passos largos;
- enquanto o governo aplicava o processo de desregulamentação ao setor elétrico, novos atrasos de cronogramas de obras se verificaram, cessando completamente as inversões de capital no setor.

Em janeiro de 2001, as empresas geradoras se recusavam a vender energia elétrica e as duas empresas distribuidoras privadas a PG&E e SCE, que ficaram insolventes. O órgão Power Exchange -PX, entidade sem fins lucrativos e dependente do crédito das distribuidoras de eletricidade, deixou de funcionar no final do mês de janeiro de 2001. Nessa oportunidade o CDWR começou a comprar eletricidade, chegando a desembolsar mais de 8 bilhões de dólares em junho de 2001.

Os interessados no processo de desregulamentação do setor elétrico norte-americanos entendiam que o mesmo deveria sofrer uma análise, profunda, sobre os resultados do fracasso. Deveria ser analisada a decisão de fragmentar o serviço público de eletricidade, com a desverticalização total do setor, deixando a geração de energia elétrica funcionar como uma atividade comercial, como a transmissão e distribuição de eletricidade.

3.2.4.2 – SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO

A Califórnia cometeu erros na implementação da desregulamentação do seu setor elétrico. Um deles foi a prática de uma apertada política de fixação e regulação de preços, impostos às empresas distribuidoras de energia elétrica, que não podiam aumentar os preços no mercado varejista; atrelado ao mercado de preços livres obtido pelas empresas geradoras de eletricidade, que gerou desequilíbrios financeiros para as distribuidoras, levando a PG&E e SCE à insolvência e posteriormente à falência.

Os neoliberais, acreditam que o mercado elétrico é o melhor sinalizador para aplicação dos recursos, não consideram que a culpa da crise californiana seja exclusivamente responsabilidade da desregulamentação do setor. Associam outros fatores coincidentes com o fracasso do processo de desregulamentação que, para funcionar eficientemente deveria ter sido aplicada integralmente ao setor elétrico, e não somente a uma parte do mesmo.

Apesar do crescente otimismo das autoridades e consumidores, a Califórnia deve continuar a enfrentar os indesejáveis cortes de energia elétrica programados e continuar a contar com a intervenção do Estado para solucionar o problema de desabastecimento de eletricidade, uma vez que só para 2003 deve ser ampliada a potência instalada em mais 11.000 MW. No passado recente, a resposta inicial do governo estadual da Califórnia foi demorada e hesitante. Em 1996, foi implementada uma política desregulatória sob o governo republicano de Pete Wilson que posteriormente continuou da mesma forma sob o governo democrata de Gray Davis.

A desregulamentação não necessariamente atua em uma só direção, uma vez que ela pode atuar em favor das empresas concessionárias, de grandes grupos empresariais e em prol dos pequenos consumidores, caso este mais raro de acontecer.

A desregulamentação pode beneficiar os segmentos envolvidos: empresas geradoras; transmissoras; exportadoras; distribuidoras; grandes consumidores industriais e grupos empresariais multinacionais.

Entre as principais causas apontadas, pelos defensores da aplicação do processo de desregulamentação, podem ser listadas as seguintes:

- a desregulamentação implementada não foi a mais adequada, uma vez que não permitiu o repasse dos aumentos de custos da geração para a cadeia de preços;
- a proposta neoliberal entendia que os consumidores deveriam assumir todos os aumentos de custos, e que uma boa desregulamentação seria aquela na qual os usuários viessem a aceitar esses aumentos, qualquer que tivesse sido sua origem;
- a renda extra calculada pelo administrador do sistema elétrico (ISO), e obtida pelas empresas geradoras, graças à liberdade de ação, que têm ao estabelecer os preços máximos, sem controle do órgão regulador, não seriam repassadas aos consumidores;
- na Califórnia, apesar da possibilidade de se pensar, que os aumentos de preços do petróleo e do gás natural, pudessem ser responsáveis pelos aumentos de tarifa, eles não têm um peso importante, ao contrário do que acontece em muitas outras regiões dos EUA;
- o aumento da demanda californiana por eletricidade também foi atribuído ao elevado consumo da região do Vale do Silício, que ainda representa um importante setor da economia norte-americana;
- este importante setor da indústria eletrônica, para a economia californiana, intensificou o consumo e aumentou a demanda de eletricidade; este fato porém não explicou a falta de novas aplicações de capital, a longo prazo, o que impossibilitou que o lento crescimento da oferta atendesse ao acelerado crescimento da demanda;
- uma estação bastante seca, um período hidrológico desfavoravelmente seco, de muito baixa hidráulidade, como o ocorrido no começo de 2001, em toda a região noroeste do estado, reduziu ainda mais as possibilidades de atendimento do mercado consumidor com o uso da geração hidráulica.

A argumentação neoliberal defendida por um grupo de empresários, que afirmou que a crise energética atual foi o resultado “de uma convergência tormentosa”, condições infelizes de contingência, e da qual se deveria sair, através de um processo de desregulamentação total e não parcial de aplicação do processo de desregulamentação, como o aplicado ao setor elétrico.

É difícil explicar uma desregulamentação que não induza o mercado a novas inversões de capital; bem como é difícil explicar uma regulamentação que permita a um só setor obter super faturamento não regulado.

Como comentário paralelo, um pouco antes da crise norte-americana, em fins de novembro de 2000, grupos empresariais argentinos propunham maior desregulamentação do setor elétrico, no caso em favor dos usuários, como ocorreu em uma mesa redonda do Congresso de Integração Elétrica Regional - CIER. Os representantes das empresas distribuidoras defendiam a desregulamentação total da distribuição de energia elétrica, enquanto os funcionários das empresas integradas verticalmente, e a entidade que congrega as empresas de energia elétrica do setor, onde as estatais são maioria, se opunham à desregulamentação do segmento distribuição.

Em 1996, a desregulamentação do setor recebeu apoio federal através das Resoluções FERC 888 e 889; e a nível estadual teve início no mesmo ano na Califórnia e em muitos outros estados do país [FERC, 2000].

A Resolução FERC 888, estabelece a “Promoção da competência no mercado majoritário para a oferta pública e não discriminatória”, trata da competência do mercado cuidando do: atendimento da oferta não discriminatória; e livre acesso ao transporte elétrico.

A Resolução FERC 889, estabelece o “Sistema e normas de informações simultâneas ao livre acesso”, pela qual as empresas de energia elétrica são obrigadas a fornecer: a posição de seus quadros tarifários, na Internet e informações da capacidade disponível nas linhas de transmissão.

A desregulamentação da Califórnia baseou-se na possibilidade de estabelecer: um preço livre e máximo de mercado; a condição mais adequada a uma atividade comercial e não de um serviço público; a prática de tarifa de preços reduzidos; rompimento da cadeia de preços; e uma clara separação entre as empresas geradoras e distribuidoras.

Os resultados das privatizações e desregulamentações estão desprestigiando as políticas que por muito tempo lhes deram sustentação: como os observados na interrupção da desregulamentação norte-americana e na europeia, com a “liberalização do mercado energético”.

No caso europeu foi dada ênfase, na reunião de Estocolmo, de 25/03/01, aos repetidos acidentes dos sistemas já privatizados; como o das estradas de ferro inglesas e a própria crise de eletricidade ocorrida na Califórnia.

A crise de desabastecimento californiana, por outro lado, vem possibilitando importante análise do princípio da desregulamentação, e indica que o princípio utilizado não deve implicar na ausência absoluta de intervenção estatal. A desregulamentação pode conduzir a um outro tipo de intervenção estatal e não necessariamente levar ao desaparecimento dessa intervenção.

Outro conceito utilizado é aquele que considera a desregulamentação como uma segunda etapa da privatização. Segundo especialistas, isto é considerado errado, porque pode haver regulação tanto em uma economia privatizada, como em uma economia mista, com a participação do Estado.

Aceita-se a existência de desregulamentação em uma economia, com empresas estatais ou sem elas. Este é o caso da oferta de energia hidrelétrica estatal nos EUA. Vários autores e analistas, ressaltam que nem toda desregulamentação é sinal de elevada competência; às vezes acontece exatamente o contrário, quando ela se impõe no sentido de favorecer a certos interesses, diferentes dos almejados pelos consumidores.

A desregulamentação não deve ser aceita como sinônimo de descontrolo do serviço, ou da atividade econômica ou social. Algumas poucas privatizações, bem como determinadas desregulamentações introduziram profundas crises no setor elétrico, favorecendo além de descontroles, inaceitáveis crises sociais e políticas.

Pesquisadores da Universidade de Barcelona, acreditam mais em um novo tipo de desregulamentação do que na simples e pura privatização. Eles afirmam que o aumento da competência gerencial pode se revelar como a questão fundamental para o funcionamento mais eficiente da economia. A privatização por si só tem se revelado como um instrumento ineficaz e às vezes incoerente com o seu objetivo final pretendido.

Como resultado da crise energética californiana, os especialistas constataram que os fundos estatais financiaram os recursos necessários para manter o sistema elétrico em funcionamento em 2001. O governo assinou contratos de longo prazo, da ordem de 10 bilhões de dólares, com preços da eletricidade bem acima dos preços de mercado.

A diferença de custo deverá ser paga pelo aumento de tarifas, a serem embutidos no preço futuro da energia elétrica, e pagos pelos consumidores; através do aumento de impostos, pagos por toda sociedade ou uma combinação de ambos.

No início de 2002, os preços vigentes no mercado varejista estavam muito mais altos do que os preços praticados em 1996, antes do processo de reestruturação começar, e deverão permanecer altos por muito tempo ainda.

Em fins de 2001, a CPUC concluiu o programa de livre competição no mercado varejista, motivo da reestruturação e desregulamentação do setor elétrico californiano. O mercado atacadista de energia elétrica está esfacelado, o PX, uma entidade transparente deixou de funcionar em janeiro de 2001 e as duas maiores distribuidoras de eletricidade, a SCE e a PG&E, acabaram falindo. Os consumidores estão descontentes com as reformas realizadas no setor elétrico e com os atuais preços da energia elétrica.

Na tabela 3.5 observa-se a variação dos valores de intensidade energética em 1994 e 1999, calculados com energias comerciais e não-comerciais, incluindo biomassa, e utilizando os valores do PNB_{PPP} .

Tabela 3.5 - Intensidade energética

Fonte	Unidades	1994	1999
PIB (1998)	Bilhões de dólares	700,3	781,6
PNB_{PPP}	Bilhões de dólares	896,0	1.148,0
Consumo de energia	Terajoules x 10^3	6.690,1	8.441,3
Intensidade energética	Megajoules/US\$	9,6	10,8
	Megajoules/\$ $_{PPP}$	7,5	7,4

Fonte: IX CBE [Costa e La Rovere, 2002]. Dados: www.ipeadata.gov.br, www.worldbank.org e www.mmc.gov.br.

Os pesquisadores utilizam, pelo menos duas formas de calcular a intensidade energética: pela divisão do consumo de energia comercial pelo PIB ou PNB convertido pela taxa de câmbio real, ou pela divisão do consumo de energia comercial e não comercial pelo PNB à paridade de poder de compra (PNB_{PPP}). Quando se faz uma comparação internacional utiliza-se a segunda alternativa. As informações sobre consumo de energia são obtidas no Balanço Energético Nacional e as informações de PIB e PNB_{PPP} em publicações do Banco Central e Banco Mundial.

CAPÍTULO 4 - PANORAMA GERAL DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A CRISE NO ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 - A CRISE E SEUS ANTECEDENTES

O setor elétrico brasileiro foi estruturado segundo monopólios verticalizados, definidos geograficamente e atuando sob concessões regionais e supervisão do Estado com seus mecanismos regulatórios, com base em sistema cooperativo entre companhias, a fim de melhor compartilhar as redes de transporte de eletricidade existentes.

A partir de 1960, com a efetiva entrada do Poder Público, a capacidade instalada expandiu-se rapidamente, atingindo o patamar dos 70 GW em 2000; a tabela 4.1 indica a evolução da capacidade instalada entre 1900 e 2000.

Essa evolução induziu o desenvolvimento da tecnologia nacional nos campos da engenharia civil, mecânica e elétrica; expansão das indústrias de material elétrico e componentes mecânicos; da pesquisa em eletrotécnica e eletrônica de instrumentação e controle, bem como modernização no sistema viário, em função da necessidade de transporte adequado para turbinas e geradores de grande porte, que começavam a ser instalados [Pinheiro, 1999].

Até meados da década de 1980, essa estrutura funcional garantiu a expansão do setor elétrico, bem como das fontes de financiamento, com base na eficiência econômica, advinda da economia de escala dos grandes empreendimentos hidrelétricos, como a UHE Itaipu e contínuo crescimento de consumo de energia elétrica, que assegurava o retorno do investimento realizado. Este período ficou conhecido como sendo o “ciclo virtuoso” do setor elétrico.

Na década de 1980, com os efeitos da crise mundial do petróleo de 1973 e elevação das taxas de juros no exterior, os custos operacionais das empresas do setor elétrico cresceram, aumentaram os custos de construção das usinas e os preços dos equipamentos eletromecânicos.

Tabela 4.1 Evolução da capacidade instalada (MW) entre 1900 e 2000

Ano	UHE's	Var. (%)	UTE's	Var. (%)	Total	Var. (%)
1900	5	-	7	-	12	-
1910	138	2.660	22	214	160	1.233
1920	279	102	78	255	357	123
1930	630	126	149	91	779	118
1940	1.009	60	235	58	1.244	60
1950	1.535	52	347	48	1.882	51
1960	3.642	137	1.158	234	4.800	155
1970	8.720	139	1.739	50	10.459	118
1980	27.107	211	3.580	106	30.687	193
1985	36.453	34	4.365	22	40.818	33
1990	44.934	23	4.827	11	49.761	22
1995	50.680	13	4.853	1	55.553	12
2000	59.000	16	10.000	106	69.000	24

Fonte: Centro da Memória da Eletricidade e MME/BEM, 2000.

Obs.: 1) UHE's constituído pelas usinas hidrelétricas;

2) UTE's formado pelas usinas térmicas, inclusive as nucleares (657 MW).

Os países desenvolvidos, como medida protecionista para suas economias, adotaram políticas monetárias austeras, causando aumentos exorbitantes nas taxas de juros praticadas, comprometendo sensivelmente os custos financeiros das empresas concessionárias brasileiras dificultando o respectivo acesso aos organismos internacionais de crédito e financiamento, até que em 1986 cessaram por completo [Ayerbe, 1998].

Neste novo contexto, o país foi obrigado a submeter-se à nova política externa de financiamento oferecida pelos organismos internacionais de crédito, o que alterou o panorama mundial a partir do início da década de 1990, uma vez que o Banco Mundial estava alinhado com a reforma do setor elétrico em vários países do mundo, como o Chile, a Grã-Bretanha e os Estados Unidos.

Os objetivos recomendados pela política mundial, a ser observado pelo setor elétrico, em todos os países que implementavam a reforma preconizada eram os seguintes [Velloso, 1999]:

- utilização de novas fontes de financiamento, com o emprego de capitais privados, em substituição aos recursos escassos dos Estados;
- desverticalização do setor elétrico, com a separação das atividades de Geração, da Transmissão e Distribuição, com a finalidade de introduzir a livre concorrência no mercado;

- adoção de um novo regime tarifário, orientado para a busca de maior eficiência econômica no setor elétrico; e
- criação de um órgão regulador forte e independente, para arbitrar e defender os interesses da sociedade, frente aos agentes de mercado.

Em 1993, a Lei N° 8.631 extinguiu o regime de remuneração garantida, desqualizou tarifas do setor elétrico, incorporou alterações nos mecanismos e instrumentos de controle das empresas, que recomendavam o estabelecimento de uma nova filosofia empresarial e forte orientação comercial [Sauer, 2002].

A Revisão do Setor Elétrico - Revise produziu um diagnóstico das dificuldades, problemas e propostas de ação, baseadas na orientação comercial das empresas, impondo relacionamentos baseados em contratos, desqualização tarifária e resultados operacionais obtidos na gestão eficaz do setor elétrico. O modelo tarifário anterior, que vigorou até o advento desta lei era o de remuneração de “serviço pelo custo”.

O critério de “serviço pelo custo” determinava que a receita tarifária atendesse os custos operacionais incorridos para a prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, acrescidos da garantia de recuperação da depreciação do capital investido e de sua remuneração em até 12% ao ano. A diferença entre a remuneração efetiva da concessionária e a garantida por lei constituiria em crédito das concessionárias contra o Estado.

A Lei N° 8.631 proporcionou o encontro de contas entre esses créditos e as dívidas das empresas concessionárias, o que resultou em um montante da ordem de 26 bilhões de dólares. O nível médio de liquidez do setor elétrico brasileiro atingiu padrões inéditos, para setores básicos de infra-estrutura: o endividamento passou a ser de 31% com cerca de 69% do patrimônio, compreendendo os ativos em serviço, de propriedade dos acionistas, dos estados e do governo federal.

Os especialistas do setor entendiam que para um nível tão baixo de endividamento, deveriam ser procurados novos financiamentos, para expandir a capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; entretanto, nada foi feito nesse sentido e nenhum programa governamental foi implementado no período [Bajay, 1996].

Com a promulgação dessa lei, as tarifas seriam propostas pelas concessionárias e homologadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, passando a sinalizar que os aumentos nas tarifas estariam condicionados a ganhos de produtividade por parte das empresas concessionárias, que passaram a assinar “Termos de Compromisso” com o governo federal, através da intermediação do DNAEE.

Em função da nova postura adotada, o setor elétrico conquistava bases sólidas operativas, pois seu gerenciamento exigia maiores compromissos com a eficiência e obtenção de melhores resultados no atendimento do crescente mercado consumidor.

Em 1997, o estudo realizado pelo Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas – IPEA, ao analisar o desempenho das concessionárias de eletricidade, em 1995, constatou uma situação de solidez econômica, caracterizada por larga margem de comercialização e pelo indicador de endividamento, representado pela relação entre a dívida e o ativo, de 14,4% para o total das empresas.

Antes que as inovações do Revisé fossem inteiramente implementadas e pudessem produzir resultados, o processo de modernização do setor elétrico foi irremediavelmente prejudicado, em função da ideologia política formulada nas recomendações do Consenso de Washington, impostas ao setor elétrico brasileiro, pelo Estado e através da Secretaria Nacional de Energia.

Entidades internacionais, como o Banco Mundial, colaboraram para a modificação da estrutura de investimentos no país, fornecendo subsídios técnicos e conceituais, promovendo programas de financiamento. Os governos que conseguissem adotar, promover as mudanças e os ajustes necessários estariam bem melhor posicionados, perante as agências de classificação de risco e poderiam ser beneficiados pela entrada de novos recursos de capital, oriundos do mercado financeiro internacional.

Completado o ciclo de estatização do setor elétrico brasileiro em 1979 e a crise econômica da década de 1980, as empresas mergulharam o setor elétrico em profunda crise. Com apoio do Banco Mundial, em meados de 1996 o governo brasileiro, através do MME e da Eletrobrás, selecionaram empresas estrangeiras e nacionais de consultoria, criando um Consórcio para realizar um estudo sobre a reforma do setor elétrico brasileiro, sendo conhecido como Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

O objetivo desta reforma, segundo o Termo de Referência do Contrato, era permitir ao Estado concentrar-se em suas funções políticas e de regulamentação do setor elétrico, propiciando urgentemente a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento, para o setor privado [Coopers & Lybrand, 1997].

O Consórcio escolhido pelo Governo Federal, foi estruturado com cinco empresas de consultoria e duas de subconsultoria, como segue:

- Latham & Watkins;
- Coopers & Lybrand Consultores Ltda;
- MAIN Engenharia S.A.;
- Engevix Engenharia S/C Ltda;
- Ulhôa Canto, Rezende e Guerra - Advogados;
- Rust Kennedy & Donkin Limited; e
- Power and Water Systems Consultants Limited

O Termo de Referência do Contrato, assinado em agosto de 1996 e publicado em junho de 1997, com o Consórcio escolhido englobava:

- o projeto dos novos arranjos mercantis para o setor elétrico, abarcando a compra e venda de energia em grosso, acesso às redes de transmissão e distribuição, mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor, no que se refere ao desenvolvimento ótimo de novos potenciais hidrelétricos;
- as medidas jurídicas e regulamentares necessárias para permitir a reforma do setor elétrico, inclusive ajustes ao quadro jurídico e regulamentar existente referente a concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, regulamentação para facilitar a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente;
- mudanças institucionais necessárias no governo e no setor elétrico para complementar os arranjos mercantis e o quadro regulamentar propostos. Estas mudanças incluiriam mudança do foco de responsabilidade ao nível do Ministério de Minas e Energia, estabelecimento de um Órgão Regulador Independente (a ANEEL), revisões do papel da Eletrobrás e mudanças estruturais das empresas do setor elétrico; e
- trabalho sobre financiamento do setor elétrico, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

A reforma do setor elétrico brasileiro começou em 1995, sem um modelo de mercado perfeitamente definido, o que só veio a ser proposto no Relatório da Coopers & Lybrand em 1997, que envolveu a participação de mais de 200 técnicos do setor. Foi criada uma agência regulatória, a ANEEL, um Operador Nacional do Sistema - ONS e um Mercado Atacadista de Energia - MAE. Nesse período foi construído o gasoduto interligando o Brasil e a Bolívia. Dificuldades econômicas estimularam disputas políticas no Governo e impossibilitaram as reformas no setor.

A partir de 1999 foi lançado o Programa Prioritário de Termelétricas - PPT, postergando a reforma do setor elétrico, a privatização e fortalecimento de mercado mais competitivo; a privatização e desregulamentação não foram completadas, uma vez que:

- o MAE não foi implementado, estando pendente a liquidação de 13 bilhões de reais;
- confusão e incertezas quanto às regras para a entrada de nova geração, em particular das usinas térmicas, obrigadas a competir com as usinas hidrelétricas depreciadas e dependentes no gás de contratos de “take-or-pay” e custos vinculados ao valor do dólar;
- atualmente, 80% da capacidade de geração ainda continua sendo estatal, com 30% devida a Itaipu e usinas nucleares, e 50% de usinas amortizadas, quase todas a baixíssimo custo de produção;
- a competição com os baixos custos das instalações estatais aliada a redução do consumo, pelo racionamento e fraca expansão econômica, afugentaram os investimentos privados nos projetos previstos;
- domínio da Petrobras no mercado de gás, inibindo os investimentos privados, ainda que permitindo viabilizar projetos no curto prazo; e
- incertezas e descontinuidade política levaram ao esvaziamento dos quadros profissionais do MME, com demasiada concentração de funções na ANEEL, carente de técnicos qualificados.

Entre 1991 e 2001, o consumo de eletricidade no país cresceu 4,1% e a capacidade instalada, para produção de energia elétrica, somente 3,3%, em média, ao ano. A defasagem entre o crescimento da oferta e do consumo é superior a 10,0% nesse período, como indicado na figura 4.1.

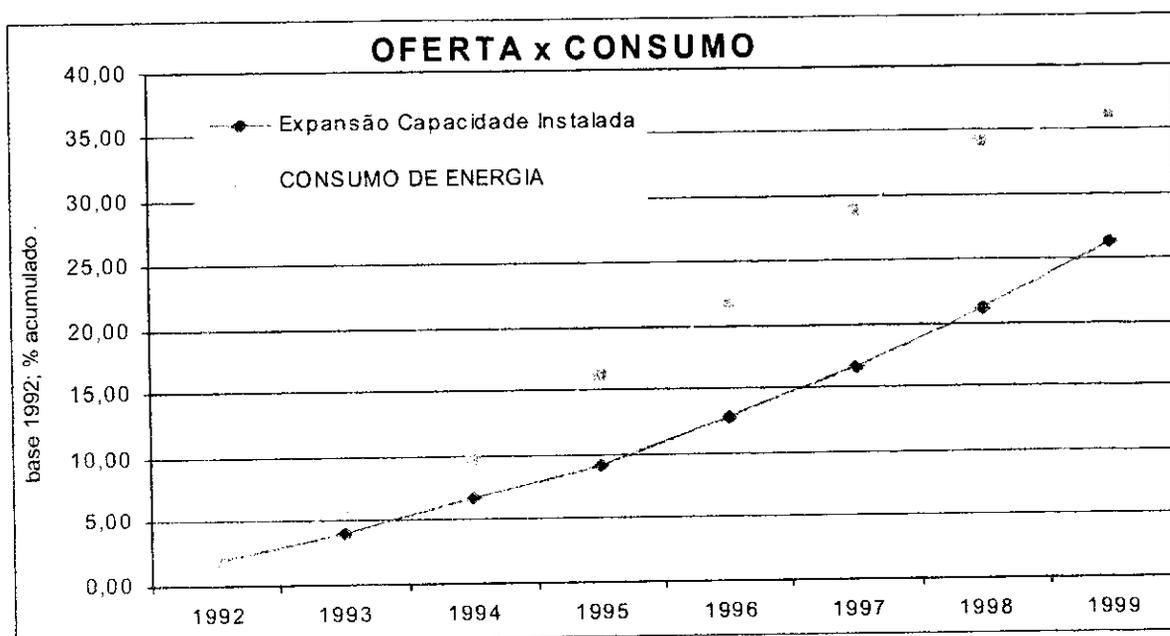


Figura 4.1 - Oferta e consumo de energia elétrica - 1992 a 1999
 Fonte: Eletrobrás – SIESE, 2000

O sistema elétrico brasileiro foi planejado a partir de uma das piores secas, com período hidrológico crítico desfavorável, manifestado entre 1951 e 1956. Para atender a probabilidade de ocorrência de uma estiagem como essa, o sistema gerador hidrelétrico foi dimensionado de modo a funcionar a plena carga, mesmo na ausência continuada de chuvas, o que somente é possível com a acumulação dos excedentes de água, em grandes reservatórios de acumulação plurianual, para um período de até cinco anos.

Desde 1994, as usinas hidrelétricas brasileiras utilizaram mais água para gerar energia elétrica, do que aquelas que receberam das chuvas, nos períodos de maior hidraulicidade.

As usinas hidrelétricas foram utilizadas no limite, para atender a demanda e com isso gastaram a água dos reservatórios, não respeitando os níveis de segurança estabelecidos pelas regras operativas, para compensar períodos de estiagem.

A figura 4.2 indica a quantidade de chuva afluyente, ou seja aquela que chega, aos reservatórios para um período de 17 anos de observações.

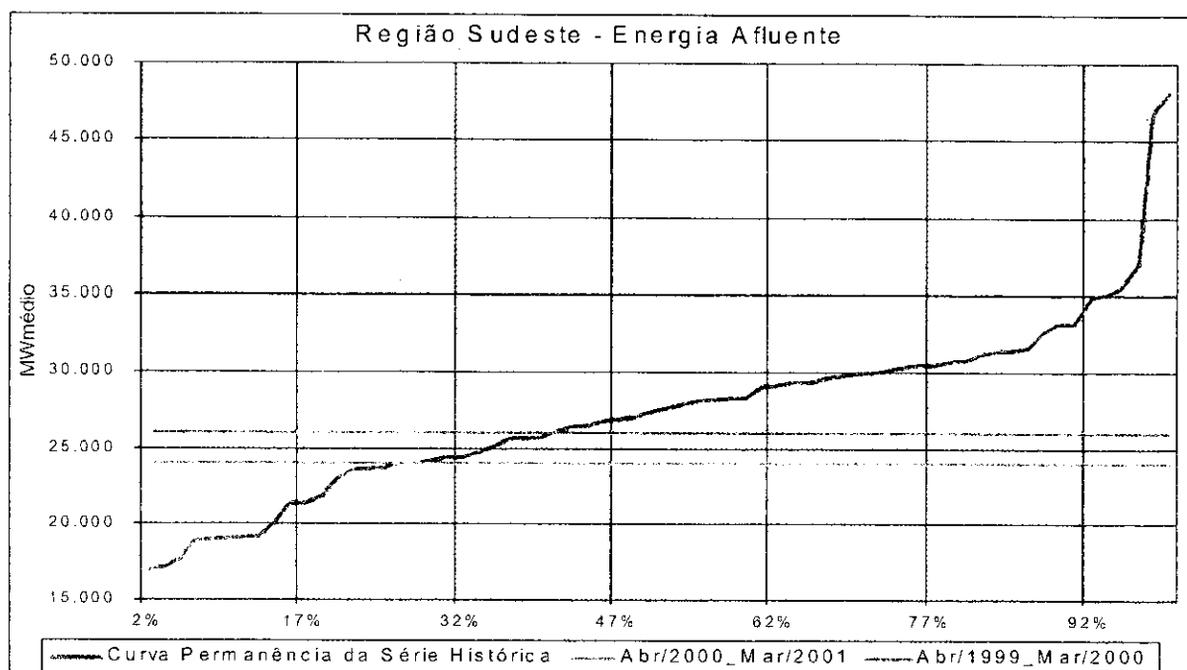


Figura 4.2 - Energia afluente aos reservatórios da Região Sudeste
 Fonte: Sauer - 2002.

No período de abril a novembro, é comum chover na Região Sul do país e pouco nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Para compensar essa variação climática, típica de um país com as dimensões geográficas do Brasil, o setor elétrico foi projetado para tirar vantagem dessa situação, através da criação de um Sistema Interligado. Esse sistema planejava a interligação física, através de linhas de transmissão entre as diversas regiões do país, garantindo o abastecimento de eletricidade, mesmo para aquelas regiões que enfrentavam período de estiagem prolongada. Desse modo, a energia elétrica é conduzida para todas as regiões do país, por meio de linhas de transmissão, alimentadas em tensões elevadas, tanto em corrente contínua como alternada.

A cada início de estiagem, os reservatórios de acumulação devem estar com seus níveis d'água, em torno de 60% da capacidade máxima, para não colocar em risco o sistema gerador hidrelétrico, uma vez que o consumo anual de água é da ordem de até 40% da capacidade de reserva total, devendo ser reabastecido novamente no período de chuvas do ano seguinte. A figura 4.3 mostra o comportamento hidrológico da Região Sudeste entre 1991 e 2001.

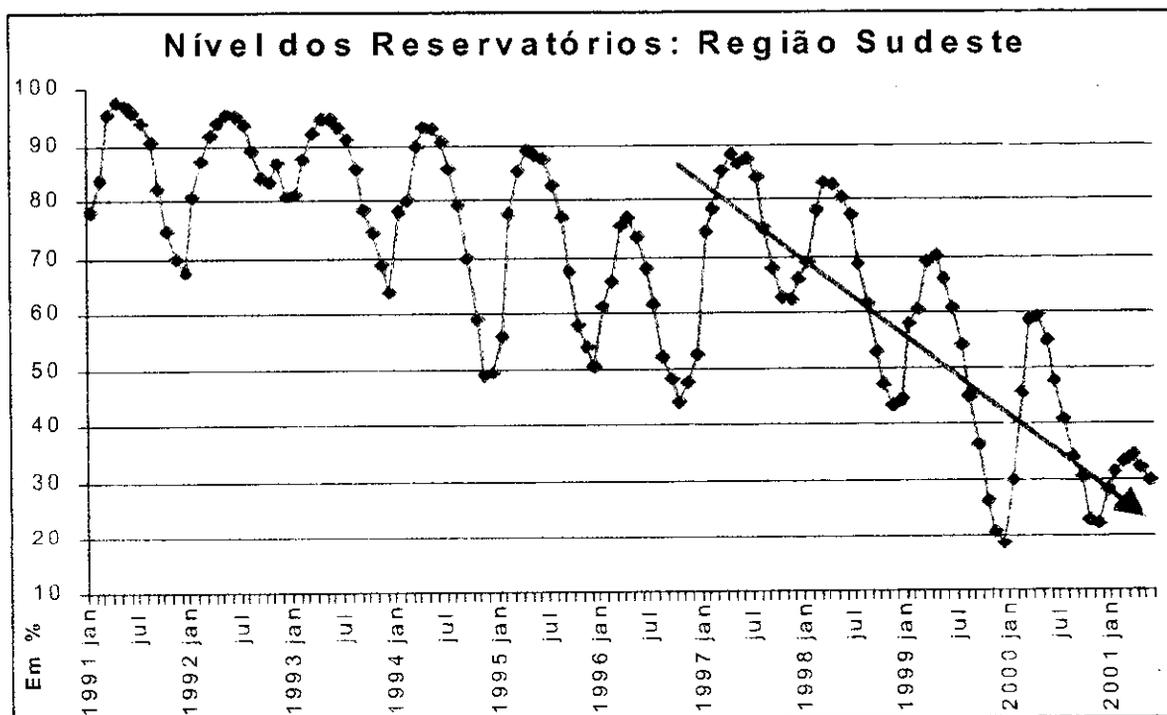


Figura 4.3 - Volume d'água nos reservatórios da Região Sudeste
 Fonte: Associação Brasileira das Geradoras de Energia - ABRAGE e ONS - 2002

Em 1999, quando o sistema elétrico brasileiro era planejado para um horizonte de até 20 anos e coordenado pela Eletrobrás, o Governo Federal visando a privatização do setor elétrico, promoveu demissões escalonadas, incentivou aposentadorias antecipadas, desmembrou e iniciou a privatização de várias empresas estatais.

Nesse período reajustou as tarifas acima da inflação visando tornar as empresas energéticas atrativas para a venda e correspondente privatização, desviou recursos do setor elétrico para saldar compromissos em outros setores da economia, fornecendo auxílio a entidades financeiras deficitárias e a alguns bancos comerciais com dificuldades em honrar seus compromissos com clientes e acionistas. Um outro tipo de problema, foi motivado pela urgente necessidade de atender às recomendações do Fundo Monetária Internacional (FMI), em detrimento da indústria e do setor elétrico nacional.

O Governo Federal extinguiu o planejamento energético nacional, desativando importantes grupos de trabalho, o GCOI e o GCPS; acelerou o processo de privatização e passou a coordenação da operação do sistema, ao ONS, criou o MAE, uma espécie de bolsa de valores, onde a energia poderia ser vendida pela melhor oferta ou melhor preço de mercado.

Não houve investimento em novas usinas geradoras e das 23 UHE's que estavam em construção e paralisadas desde 1995, só 15 foram concluídas em 2000, com acréscimo de 16.000 MW ao total instalado. Nesse mesmo período foram construídos mais de 7.000 quilômetros de linhas de transmissão de energia elétrica.

Entre 1996 e 2000, houve um aumento anual médio de oferta de energia elétrica no país de 2.900 MW ao ano, em contrapartida, menos da metade desse valor foi oferecido entre 1986 e 1995.

O BNDES financiou grupos estrangeiros, interessados em comprar usinas existentes, sem nenhuma exigência ou compromisso de que os mesmos deveriam planejar a expansão do setor elétrico no curto prazo e ampliar a oferta de energia elétrica no país, voltando a situação a ficar parecida com a existente no final da década de 60, quando o Brasil estava estagnado economicamente por falta de eletricidade.

O programa emergencial para a construção de novas usinas térmicas não foi implementado. Os eventuais investidores estão aguardando subsídio do governo para o gás importado da Bolívia.

As linhas de transmissão atuais são insuficientes para transportar toda a energia elétrica que normalmente sobra nas Regiões Sul e Norte do país, para utilização nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

A crise energética é consequência do modelo de mercado competitivo adotado pelo Estado, que deve aceitar as regras sugeridas pelo Banco Mundial e FMI. Com argumentos de que o fim do monopólio traria maior competitividade, eficiência, produtividade e descentralização o Governo Federal adotou o processo de privatização das empresas estatais sem definir regras claras para o setor elétrico.

Em 2001, a participação obrigatória, dos consumidores de eletricidade brasileiros deixando de consumir 20% da energia elétrica, ajudaram a evitar, os “apagões” não programados, como os ocorridos na Califórnia, nos EUA, no mesmo período.

O Comitê de Revitalização criado em função da crise, formou grupos de especialistas que trabalharam, entre 2001 e 2002, produzindo 43 recomendações para aperfeiçoar o modelo adotado pelo setor elétrico [Pires, 2001].

Dessas 43 recomendações propostas, o Ministério de Minas e Energia acabou reduzindo-as a somente 6 alternativas, na esperança de ver alguma delas implementada, até o final do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, o que realmente não ocorreu.

As principais questões e problemas que o próximo governo, do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva deverá enfrentar, incluem:

- o prosseguimento ou não do programa de privatização, iniciado em 1995;
- a conversão do novo mercado de venda de energia elétrica por atacado dentro de uma realidade comercial;
- acabar com a integração vertical da nova indústria do gás natural, ora sob controle da Petrobrás, com a abertura do mercado à concorrência;
- compensação para as flutuações de preço e de câmbio;
- definição dos papéis da geração hidráulica, térmica e nuclear, e das fontes alternativas de energia elétrica.

A verdadeira crise energética é de natureza estrutural, agravada pela paralisação do processo de reforma setorial. Inúmeras medidas pendentes aguardam implementação por parte do Presidente e do Congresso Nacional, empossados a partir de janeiro de 2003.

O novo governo necessitará alocar tempo e espaço político para a estabilização reguladora e institucional, criando condições para maiores investimentos privados e públicos não só no setor elétrico.

Investidores privados têm sido desmotivados por quebras arbitrárias de contrato por parte dos governos estaduais de Minas Gerais, Bahia e Pernambuco depois destes receberem os pagamentos pelas vendas efetuadas.

Segundo especialistas, nos próximos anos, as empresas estatais ainda existentes deverão cumprir um papel importante na expansão da capacidade, com geração de baixo custo, para ajudar a financiar novos empreendimentos no setor elétrico.

4.2 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO DESDE 1980 ATÉ O PRESENTE

Nos anos 1970, quando as reformas de 1964 a 1967 criaram, em um contexto externo favorável, as bases para a expansão ocorrida no período do “milagre brasileiro”, houve a expansão em ritmo acelerado, com a economia apresentando crescimento médio anual de 8,8% e o PIB “per capita” evoluindo a uma taxa média de 6,6% ao ano.

Nos anos 1980, apesar da estagnação da atividade econômica no país, o consumo de energia elétrica seguiu expandindo-se a taxas significativamente altas, impulsionado não só pela maturação dos projetos industriais previstos no II PND, mas também implementado pela queda constante do nível tarifário. Entre 1981 e 1990, o consumo total de eletricidade cresceu a uma taxa anual de 5,9%, enquanto o PIB nesse mesmo período cresceu somente 1,6% ao ano.

Na década seguinte, entre 1991 e 2000, o consumo total de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 4,1%, comparada a uma expansão média anual do PIB de 2,6%. A figura 4.4 indica a evolução da capacidade instalada e o consumo de energia elétrica entre 1980 e 2000.

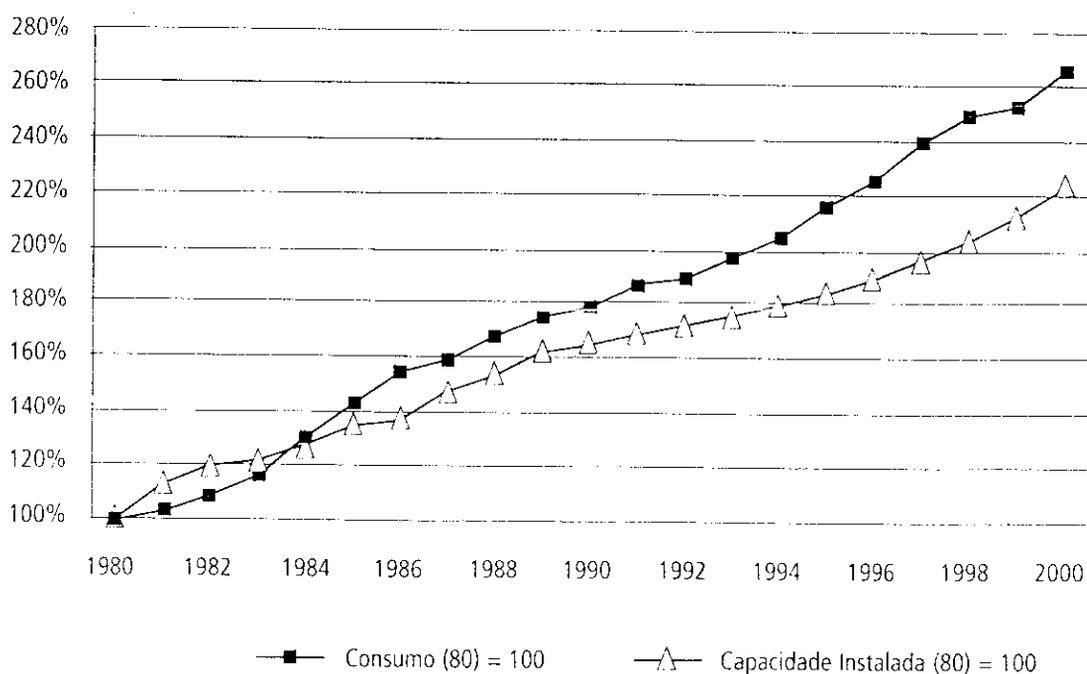


Figura 4.4 - Capacidade instalada e consumo de energia - 1980 a 2000
 Fonte: Sauer, 2002

A expansão do mercado consumidor de eletricidade vem sendo constatada pelo expressivo aumento no consumo de energia das classes residencial e comercial, que crescem a taxas superiores à do consumo total de energia elétrica do país, conforme indicado nas tabelas 4.2 e 4.3.

Tabela 4.2 Variação dos Indicadores econômicos de 1981 a 2000

Capacidade instalada ao ano	PIB	Consumo de energia elétrica (%) ao ano				
		Residencial	Comercial	Industrial	Total	
1981 a 1990	4,8	1,6	7,4	5,5	5,4	5,9
1991 a 2000	3,3	2,6	5,8	7,1	2,4	2,6

Fonte: Eletrobrás e IBGE.

Entre 1980 e 1990, as correspondentes participações no consumo total de energia elétrica das classes residencial e comercial, evoluíram 20,4% e 12,0% para 23,4% e 11,6%, respectivamente. Entre 1990 e 2000, essas mesmas participações aumentaram para 27,6% e 15,4%, respectivamente. Nesse meio tempo, a participação no consumo da classe industrial decresceu sempre, passando de: 53,6% em 1980, para 50,9% em 1990 e 43,2% em 2000, sugerindo a ocorrência de mudanças estruturais no crescimento da indústria nacional, derivadas de sua modernização e do uso mais eficiente de eletricidade, de acordo com o representado na tabela 4.3.

Essa alteração no consumo de eletricidade pode ser observada através da comparação, entre a evolução do índice de produção da indústria em geral, com a do segmento de material elétrico e de comunicação da indústria de transformação, a partir da tendência de recuperação de mercado ocorrida em 1993, conforme mostra a figura 4.5. Foi adotado como referência uma base fixa, em 1992, para avaliação da expansão da produção industrial, e a partir daí o seu crescimento relativo até 1999.

O aumento de consumo da classe residencial nos anos 1990, foi motivado principalmente pelo crescimento da economia durante a implantação da primeira fase do Plano Real, uma vez que representou um aumento do poder aquisitivo das classes de menor renda e do restabelecimento de mecanismos de crédito, fenômenos esses que tiveram nítido reflexo nas vendas industriais de produtos eletro-eletrônicos e manufaturados em geral.

Tabela 4.3 Consumo de energia elétrica (GWh) entre 1980 e 2000

Ano	PIB	Residencial			Comercial			Industrial			Outros	Total Geral	
		Consumo (GWh)	Participação (%)	Variação (%)	Consumo (GWh)	Participação (%)	Variação (%)	Consumo (GWh)	Participação (%)	Variação (%)	Participação (%)	Consumo (GWh)	Var. (%)
1980	9,1	23.489	20,4	-	13.903	12,0	-	61.899	53,6	-	14,0	115.425	-
1981	4,3	25.090	21,2	6,8	14.469	12,2	4,1	61.431	51,8	0,8	14,8	118.482	2,6
1982	0,8	27.110	21,6	8,1	15.458	12,3	6,8	64.140	51,1	4,4	14,9	125.439	5,9
1983	2,9	29.783	22,2	9,9	16.692	12,4	8,0	67.686	50,4	5,5	14,9	134.180	7,0
1984	5,4	30.987	20,8	4,0	17.624	11,8	5,6	79.023	53,0	16,7	14,4	149.092	11,1
1985	7,9	32.716	19,9	5,6	18.501	11,3	5,0	89.691	54,7	13,5	14,1	164.088	10,1
1986	7,5	35.832	20,2	9,5	19.633	11,1	6,1	97.193	54,8	8,4	13,9	177.357	8,1
1987	3,5	38.474	21,1	7,4	20.505	11,2	4,4	97.444	53,4	0,3	14,3	182.565	2,9
1988	(0,1)	40.564	21,0	5,4	21.354	11,1	4,1	103.636	53,8	6,4	14,1	192.738	5,6
1989	3,2	43.721	21,7	7,8	22.380	11,1	4,8	107.192	53,2	3,4	14,0	201.474	4,5
1990	4,4	48.051	23,4	9,9	23.812	11,6	6,4	104.421	50,9	(2,6)	14,1	205.310	1,9
1991	1,0	51.109	23,8	6,4	24.961	11,6	4,8	107.622	50,2	3,1	14,3	214.429	4,4
1992	0,5	51.864	23,7	1,5	25.938	11,9	3,9	108.882	49,8	1,2	14,5	218.425	1,9
1993	4,9	53.629	23,6	3,4	27.403	12,1	5,6	113.422	49,9	4,2	14,4	227.121	4,0
1994	5,9	55.957	23,7	4,3	28.885	12,3	5,4	116.759	49,6	2,9	14,4	235.627	3,7
1995	4,2	63.580	25,5	13,6	32.292	13,0	11,8	117.693	47,2	0,8	14,3	249.120	5,7
1996	2,7	69.047	26,5	8,6	34.781	13,4	7,7	118.994	45,7	1,1	14,3	260.111	4,4
1997	3,3	74.071	26,8	7,3	38.180	13,8	9,8	124.645	45,1	4,7	14,2	276.186	6,2
1998	0,2	79.378	27,6	7,2	41.586	14,5	8,9	124.699	43,4	0,0	14,5	287.392	4,1
1999	0,8	81.330	27,9	2,5	43.579	14,9	4,8	124.190	42,6	(0,4)	14,7	291.858	1,6
2000	4,2	84.502	27,6	3,9	47.108	15,4	8,1	132.387	43,2	6,6	13,8	306.300	4,9

Fonte: Eletrobras, SIESE e IBGE - 2001

Obs.: Os números entre parênteses representam valores negativos

A evolução do consumo de energia elétrica no setor residencial cresceu de 23.489 GWh em 1980, para 84.502 GWh em 2000, representando um crescimento de 260% no período.

O consumo do segmento comercial passou dos 13.903 GWh em 1980, para 47.108 GWh em 2000 com um crescimento de 239% em 20 anos.

O consumo industrial cresceu de 61.899 GWh para 132.387 GWh, no mesmo período, com uma taxa de 114% o que representou um crescimento de consumo de energia elétrica de 165%, entre 1980 e 2000.

Um fator relevante, para a aceleração do consumo no segmento residencial, foi o crescimento do setor informal da economia, que transferiu algumas atividades para as residências dos trabalhadores, que antes eram realizadas internamente e em equipe, nos segmentos industrial ou comercial, ou ainda em pequenos escritórios e oficinas de prestação de serviços.

No setor comercial, o aumento de consumo de energia elétrica vem sendo vinculado à expansão do número de “shopping centers”, à modernização dos serviços em geral e à ampliação do horário de funcionamento do comércio.

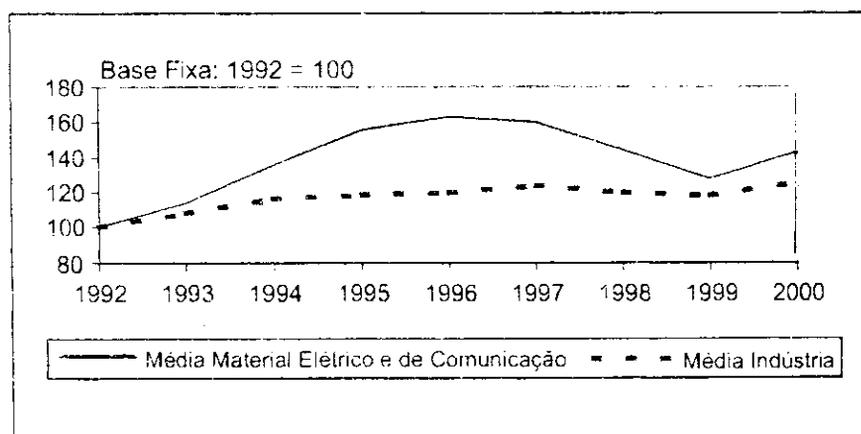


Figura 4.5 - Variação do índice de produção industrial entre 1992 e 2000
 Fonte: Pires - 1998

4.2.1 - POLÍTICAS PÚBLICAS NA EXPANSÃO DO SETOR DE 1990 ATÉ O PRESENTE

A partir de 1999 o Brasil sofreu alterações na condução de sua política econômica, com adoção de mudança cambial e ajuste fiscal, em andamento até os dias de hoje. Caso essas mudanças tenham sucesso, o país terá criado as condições propícias para resolver os desequilíbrios que se manifestaram no período 1995 a 1998 e poderá redirecionar sua trajetória de desenvolvimento econômico e crescimento sustentável. Um dos fatores que pode limitar essa retomada de crescimento econômico é o de ampliação na expansão da oferta de energia elétrica, como ocorreu com o Estado da Califórnia, nos EUA.

O comportamento histórico do mercado brasileiro de energia elétrica, caracterizou-se pelo fato de apresentar taxas de expansão superiores às do PIB, atrelado ao descompasso entre o crescimento de oferta e o do consumo de eletricidade, podendo significar uma séria dificuldade para o desenvolvimento econômico tão esperado pelos brasileiros.

A economia brasileira, ao longo da década de 1990, apresentou um desempenho aquém do esperado, durante o processo de transformações estruturais, como o provocado pela ampla abertura de mercados, privatizações de empresas e procura de maior estabilidade de preços.

O consumo total anual de energia, no período de 1991 a 1994, registrou uma taxa média de crescimento de 3,5%, enquanto nesse mesmo período o PIB cresceu a uma taxa média de 2,8%. Entre 1991 e 2000, o consumo de eletricidade cresceu a uma taxa média de 4,5% ao ano, e o crescimento do PIB chegou a 2,6% ao ano [Pires, Gostkorzewicz e Giambiagi, 2001].

Os anos 1980, chamados de a “década perdida”, foram marcados pela estagnação da atividade econômica, desequilíbrios macroeconômicos e pela hiperinflação, contida pelos sucessivos e fracassados planos de estabilização econômica, baseados no congelamento de preços.

A década de 1990, embora não tenha exibido evolução do PIB, deixou como herança uma inflação sob controle e uma perspectiva de crescimento sustentado a longo

prazo. A primeira condição para o sucesso de uma política econômica é estabelecer um diagnóstico realista da situação.

Em setembro de 2002, o país com enormes dificuldades de liquidez externa necessitou, pela terceira vez, recorrer ao FMI, para obter um novo empréstimo de 30 bilhões de dólares.

Um fator que une os casos de dificuldade empresarial é o súbito e agudo encarecimento das operações denominadas em moeda estrangeira, que se seguiu a um período em que o endividamento externo e a importação de insumos foram estimulados pela política econômica adotada pelo Brasil.

Outro elemento em comum é a existência de um vínculo direto com o governo, a nível creditício, caso dos empréstimos do BNDES, ou no processo regulatório, caso das antigas estatais das áreas de telecomunicações e de energia elétrica.

O governo federal não pode e não deve virar as costas para esses problemas, porque o Estado tem interesse direto em recuperar os créditos emprestados e também que os serviços básicos continuem a funcionar.

A inflação esperada pelo mercado para 2003 subiu novamente e agora supera os 10%. É necessário alterar as condições que deram ao mercado financeiro a percepção de mudança pela estabilização da relação entre a dívida líquida e o PIB, bem como pela redução das taxas entre dívida externa e as exportações, dispêndio com amortização mais juros e exportação.

Para que o país possa redirecionar seu desenvolvimento é necessário adotar uma política econômica que apresente resultados a curto prazo e prepare o país para o crescimento econômico a longo prazo, enfrentando os problemas estruturais.

A relação dívida líquida e PIB se estabiliza pela geração do “superávit” econômico primário adequado, e as outras duas, pela elevação do valor das exportações.

A primeira está nas mãos do governo e as outras correm por conta do efeito do câmbio real, que já aumentou a quantidade exportada, e de algum aumento dos preços internacionais, que virão quando a conjuntura mundial melhorar [Delfim Netto, 2002].

Para melhor entendimento das mudanças ocorridas na década de 1990, é interessante analisar separadamente três períodos: o primeiro, até o início do Plano Real que se estende de 1991 a meados de 1994, o segundo, associado aos primeiros anos do Plano Real, de 1995 a 1998 e o terceiro, compreendendo o final da década de 1990, com o ano de 1999 caracterizando um ponto de inflexão na condução da política econômica do país.

No período compreendido entre 1991 e 1994, o país conviveu com uma inflação crescente e elevada, apesar das várias transformações introduzidas, no sentido de modernizar a economia, com a formulação de novos planos de privatização e abertura comercial do mercado nacional, aos primeiros sinais de desregulamentação em gestação nos países desenvolvidos.

Em 1994, a inflação acumulada em 12 meses, medida pelo Índice Geral de Preços da Fundação Getúlio Vargas atingiu o patamar de 5.154%. Na segunda metade dos anos 1990, como resultado do processo de estabilização econômica, houve uma drástica redução da inflação, como indicado na figura 4.6.

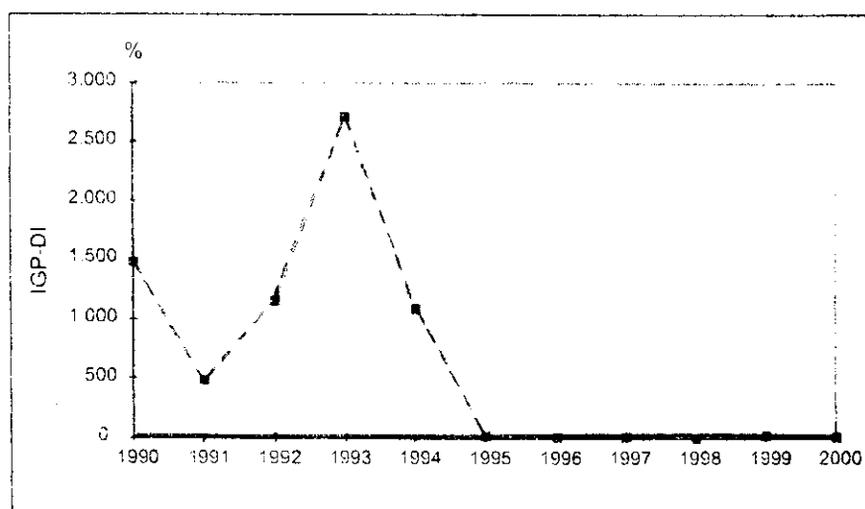


Figura 4.6 - Variação da inflação entre 1990 e 2000
 Fonte: FGV, 2000

Foi somente no final da década de 1990, que o Brasil definiu sua trajetória de crescimento sustentado de longo prazo, ao complementar as transformações anteriores com uma combinação de políticas que permitiu ao país ajustar os desequilíbrios, que haviam surgido entre 1995 e 1998.

Em 1999, a economia brasileira experimentou mudanças importantes na política econômica com adoção: do sistema de câmbio flutuante na política cambial; de metas fiscais na política fiscal e adoção de “inflation target” na política monetária.

A adoção do regime de câmbio flutuante deveria permitir o aumento da capacidade de manobra do país diante da ocorrência de crises externas, levando a uma redução gradual das taxas de juros domésticos; entretanto, infelizmente isso não ocorreu, sendo adotadas pelo Governo Federal taxas de juros crescentes alcançando em outubro de 2002 patamares de 22% ao ano.

O Brasil adotou, em consonância com o FMI, um rígido regime de metas fiscais a serem seguidas para o período de 1999 a 2002, que vem sendo rigorosamente cumprido. O anúncio da necessidade de atingir um “superávit” primário de 2,7% do PIB, para 2002, demonstrou o compromisso do governo com o programa de austeridade fiscal recomendado. A adoção do regime de “inflation target” representou a cristalização do compromisso com a estabilidade econômica do país. As metas adotadas, tendo como referência o IPCA, foram de 8,0% em 1999, de 6,0% em 2000, de 4,0% em 2001 e de 3,5% em 2002, com margem de tolerância de dois pontos percentuais abaixo ou acima da meta. Em 1999, o IPCA registrou uma inflação de 8,9% e, em 2000, de 6,0%; ou seja o valor recomendado pela meta fiscal.

Nesse contexto a economia brasileira procurou retomar sua trajetória de crescimento a partir do ano 2000. De acordo com a série, com ajuste sazonal do IBGE, o índice de produção industrial no segundo semestre desse ano superou em 6,9% a média do segundo semestre de 1999; e em 5,6% a do primeiro semestre de 1997, antes da propagação dos efeitos da crise asiática. Em comparação com o primeiro semestre de 1994, o crescimento acumulado chegou a 13,4%, conforme o indicado na figura 4.7, onde o ano base de 1991 foi tomado como referência igual a 100, observando-se a variação da produção industrial semestral com ajustes de sazonalidade.

No tocante à oferta de energia elétrica, a análise da evolução da capacidade instalada, em função da evolução de geração de energia elétrica, sugere a possibilidade de aumento de risco de “déficit”, conforme o indicado na figura 4.8, onde o ano de 1990 foi tomado como valor de referência.

Como entre 1981 e 2000 não houve nenhum tipo de racionamento de energia, pode-se concluir que o setor elétrico conviveu com uma situação de esgotamento total da capacidade ociosa existente, representada pelos projetos hidrelétricos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por quase duas décadas.

Embora seja próprio de um modelo baseado na hidreletricidade certo grau de antecipação nos investimentos, uma vez que a oferta de nova capacidade geradora é relativamente inelástica, boa parte da expansão da oferta, pode ser explicada pelos estímulos do modelo regulatório anteriormente adotado para o setor elétrico.

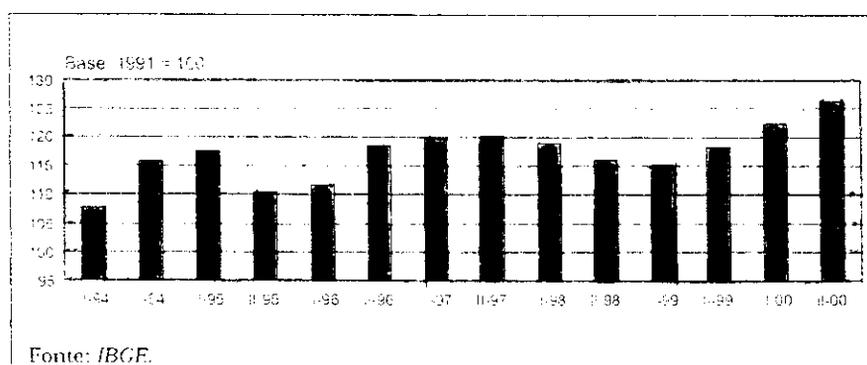


Figura 4.7 - Variação da produção industrial entre 1990 e 2000
Fonte: IBGE, 2001

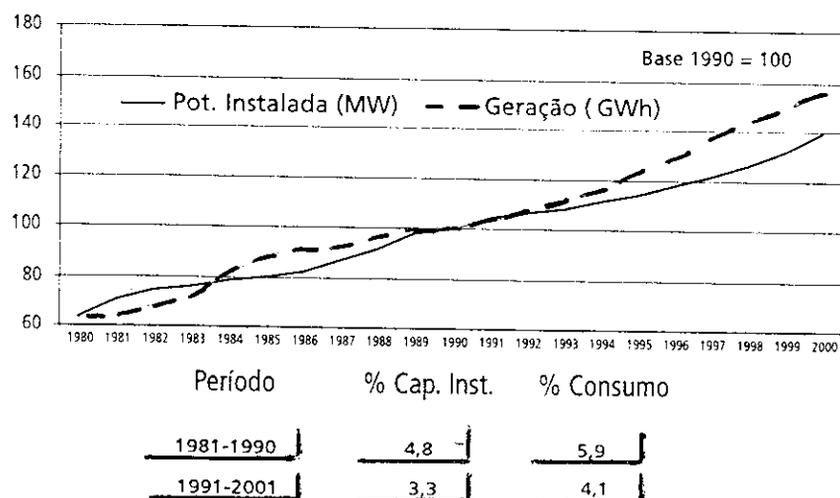


Figura 4.8 - Potência (MW) e energia elétrica (GWh) de 1980 a 2000
Fonte: Eletrobrás - SIESE, 2001

4.3 - REVISÃO E DESREGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico apresenta características operacionais que o diferenciam de qualquer outro, tanto em nível nacional como internacional. A base geradora de energia elétrica nacional é eminentemente hidráulica, constituída por usinas hidrelétricas que se encontram longe do ponto de consumo e respondem por quase 95% do total, ficando o restante a cargo da geração térmica, que exerce a função de complementaridade nos momentos de pico de consumo do sistema elétrico [Gonçalves & Sauer, 2001].

Em função das dimensões do país, da diversidade geográfica e do diferenciado desenvolvimento econômico regional, foram montados sistemas elétricos de transmissão de eletricidade adequados ao atendimento desses mercados regionalizados. Em 1999 foi concluída a interligação elétrica dos dois subsistemas de transmissão, possibilitando o intercâmbio de até 600 MW médios anuais, com a interligação elétrica das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por 75% da capacidade instalada no país.

As regiões Norte e Nordeste do país, respondem pelos 25% restante. Em 2001 essa interligação elétrica foi importante, no sentido de oferecer confiabilidade ao sistema elétrico, amenizar a crise de desabastecimento de eletricidade e reduzir os riscos de falta de energia elétrica em algumas regiões do Brasil. Os sistemas isolados existentes na Região Norte do país são responsáveis por uma parcela de 3,5% do total disponível.

Historicamente, a estrutura de tomada de decisões utilizada no setor elétrico sempre foi bastante centralizada. Essa característica tornou-se mais acentuada após a criação da Eletrobrás, em 1964, que assumiu as funções de coordenadora do planejamento e da operação, de agente financeiro nacional e transformou-se em “holding” das quatro maiores empresas geradoras federais, que eram as responsáveis por 50% de toda energia elétrica gerada no país, até o final da década de 1990.

As funções gerenciais da Eletrobrás foram alteradas pelas mudanças efetuadas no setor elétrico a partir de 1999. A iniciativa privada, cuja participação não era importante no início dos anos 1960, até meados dos anos 1990, passou a responder por 62% da distribuição de energia elétrica e 18% da geração de eletricidade no país. Mesmo assim, em 1999, o Grupo Eletrobrás era responsável por cerca de 41% da energia elétrica gerada no país.

Antes da estatização, o setor elétrico era fragmentado, com diversas empresas privadas atuando em várias regiões dos estados brasileiros, com baixa ou quase nenhuma interligação entre elas. No início da década de 1960, a nova estratégia do Governo Federal foi a de federalizar o setor elétrico. O sucesso dessa política foi parcial: federalizou-se metade da geração e da transmissão, com a maior parte da distribuição permanecendo em poder dos estados [Pinheiro, 1999].

O modelo institucional, com base estatal, vigente desde a metade dos anos 1960, permaneceu inalterado até meados da década de 1990. Ao longo desse período, o setor elétrico apresentou elevadas taxas de expansão da oferta, baseado na disponibilidade de autofinanciamento, recursos próprios do Governo Federal e facilidade na obtenção de financiamento externo. Entretanto, a partir da metade dos anos 1980, surgiram fatores que exauriram o modelo, estimulando a busca de novas alternativas de financiamento.

A reforma do setor elétrico, cujo início de implantação data do início dos anos 1990, consiste num processo que só adquiriu caráter mais abrangente a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias.

Muitas delas, foram extraídas daquelas propostas no Relatório Consolidado, realizado pela empresa Coopers & Lybrand, e suas associadas nacionais e internacionais, sendo implementadas por meio de inúmeras Medidas Provisórias como a de N° 1531 que chegou a ser reeditada 18 vezes, até transformar-se na lei 9648/98 de 27/05/98.

As reformas setoriais basearam-se nas seguintes justificativas:

- crise financeira da União e de muitos estados brasileiros, que inviabilizou a ampliação da oferta de energia elétrica e a garantia de confiabilidade das linhas de transmissão;
- o consumo de eletricidade, embora em desaceleração, manteve um crescimento elevado e pouco superior ao crescimento da produção de energia elétrica, mostrando-se insensível às flutuações da atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
- administração inadequada de muitas empresas de energia elétrica, provocadas em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;

- inadequação do regime regulatório vigente, com inexistência de um órgão regulador forte e independente;
- conflito de interesses entre os participantes do mercado, sem qualquer tipo de arbitramento; e
- regime tarifário baseado essencialmente no custo de serviço e de remuneração garantida pelo fornecimento de eletricidade.

As principais políticas regulatórias que antecederam a adoção do novo modelo institucional e que nem sempre tiveram efeito prático são as seguintes:

- a Lei N°8631/93, que eliminou o chamado “regime de equalização tarifária e remuneração garantida”, com eliminação do regime tarifário pelo custo do serviço, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimentos entre empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, promoveu o encontro de contas entre os devedores e credores do setor elétrico, envolvendo o montante de 20 bilhões de dólares, assumidos pelo Tesouro Nacional do Estado;
- a Lei N° 8987/95, das concessões, foi regulamentada, no setor elétrico, pela Lei N° 9074/95, que tratou do regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica. As novas concessões limitavam os prazos, para as concessões de geração, transmissão e distribuição; fixando um horizonte de 35 anos para a geração e de 30 anos para distribuição e transmissão de energia elétrica;
- a Lei N° 9074/95 criou o Produtor Independente de eletricidade. Esta lei foi modificada por duas outras leis: a N° 9427/96 e a N° 9648/98, que estabeleceram as novas condições para a outorga de concessão e autorização para operação do Produtor Independente;
- essa nova legislação estabeleceu a possibilidade de os consumidores livres terem direito à contratação de compra de energia elétrica, inicialmente, dos produtores independentes e, após decorridos o prazo de cinco anos, de qualquer outra empresa concessionária ou produtor de energia elétrica;

- a Lei Nº 9427/96 criou a ANEEL e a consolidação da nova postura desregulamentadora do Estado;
- a Lei Nº 9478/97 estabeleceu a nova política energética nacional, possibilitou a liberalização de mercados; houve a criação do Conselho Nacional de Política Econômica - CNPE e da Agência Nacional do Petróleo - ANP;
- a Lei Nº 9478/97 estabeleceu a nova política energética nacional, possibilitou a liberalização de mercados; flexibilizou o monopólio do petróleo e do gás natural, e extinguiu o Departamento Nacional de Combustíveis ao criar a ANP, criou também o CNPE;
- a Lei Nº 9648/98 permitiu a reestruturação administrativa e funcional do Grupo Eletrobrás; criando o MAE e o ONS;
- a Lei Nº 9991/00 estabeleceu os critérios básicos para a realização de novos investimentos em pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico e os conceitos a serem seguidos na busca da maior eficiência energética.

Os Contratos de Concessão, estabelecidos pela ANEEL a partir de 1997 com as empresas responsáveis pelo segmento de geração, deveriam representar um poderoso instrumento para garantir a expansão do sistema elétrico sem maiores problemas ou percalços. Embora estes contratos fixassem as metas de atendimento, quer fossem elas quantitativas ou qualitativas, eles não foram suficientes rigorosos para assegurar o ritmo de expansão desejado pelo mercado consumidor de energia elétrica.

Por exemplo, na CEMAT, os contratos estabeleciam prazos máximos para que a concessionária realizasse a expansão de atendimento de novos municípios, quando não atendidos ou servidos de forma precária. Na área de concessão da ENERGIPE, os contratos impunham uma previsão de prazo máximo para atendimento de pedidos de ligação (PL), garantindo que a cada novo aumento de demanda de energia elétrica ocorresse o pronto atendimento por parte da concessionária aos consumidores.

As bases do modelo institucional do setor, fortemente caracterizado por um perfil estatizado, composto na sua totalidade por empresas controladas pelos Governos Federal e Estadual, foram modificadas pelo Artigo Nº 175 da Constituição Federal,

estruturada no final de 1988. Com a obrigatoriedade da realização de licitação, para concessão de prestação serviços públicos, as Leis N° 8789/95 e N° 9074/95 delinearão as características do modelo.

A Lei N° 9074/95 constituiu a base de sustentação do novo modelo do setor elétrico e do começo do processo de privatização, iniciado pelas distribuidoras federais e posteriormente seguido pela venda de 20 empresas estatais. O objetivo do modelo era ampliar o parque gerador e modernizar as redes de transporte de energia elétrica a partir da privatização e da constituição de um modelo competitivo de energia elétrica no país.

O Estado gradativamente, deixaria de ser o agente executor, praticamente exclusivo da prestação dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, passando a ser o facilitador e controlador dos agentes participantes do mercado.

A criação da ANEEL, pela Lei N° 9427/96 de 26/12/96, em substituição ao DNAEE, definiu as atribuições do novo agente regulador. Somente a partir de então, o processo de transferência das empresas públicas para a iniciativa privada passou a ser acompanhado de algumas regras claras e orientadoras do novo modelo.

As novas regras estabeleceram a necessidade de separação das atividades de comercialização e distribuição de eletricidade, a introdução do livre acesso às redes físicas de transporte de energia elétrica, a constituição do MAE e a criação do consumidor livre e do produtor independente de energia elétrica.

A partir da adoção desses critérios, para funcionamento do novo modelo, ainda mais competitivo, cresceu o risco de racionamento ou falta de energia elétrica em função de três razões distintas e embora relacionadas entre si:

- a primeira, ligada à longa e demorada transição do modelo estatal para o modelo privatizado adotado pelo governo brasileiro;
- a segunda, se refere aos riscos regulatórios do novo modelo, que geraram paralisação na decisão de investir da iniciativa privada; e
- a terceira, pode ser explicada pela ausência de articulação, tanto durante a concepção do modelo quanto na implementação, das reformas propostas para o setor elétrico, de petróleo e de gás natural.

4.3.1 - PROBLEMAS DE TRANSIÇÃO

A longa e difícil transição do setor elétrico reflete as dificuldades no diagnóstico sobre o comportamento de variáveis macroeconômicas, tais como: crescimento acentuado da demanda por energia após a implantação do Plano Real e consequências da má avaliação das dificuldades a serem enfrentadas para a implementação do novo modelo setorial [Biondi, 2000].

No caso das telecomunicações, o processo de privatização foi precedido da definição de uma lei setorial que estabeleceu o marco regulatório de todo o setor de telefonia. Entretanto, no setor elétrico o processo de reformas vem sendo caracterizado por envolver um período de transição bastante longo, sem sincronismo na tomada de decisões, bastante problemático no que se refere à garantia de manutenção do nível de investimento, naqueles patamares previstos no Plano Decenal da Eletrobrás, para o período de 2000 a 2009.

O novo modelo que começou a ser implementado em 1993, até o ano 2000, indicava que apenas 20% do setor de geração estava sendo operado pela iniciativa privada, muito embora 70% do segmento da cadeia produtiva de eletricidade já esteja operando sob controle privado.

No antigo modelo utilizado, com a Eletrobrás atuando como compradora de energia elétrica, com a inexistência de contratos entre as empresas supridoras e distribuidoras de eletricidade e garantia de remuneração dos investimentos realizados, criava estímulos para a expansão da oferta, mesmo com base em grave ineficiência devido a um regime regulatório que não estimulava a busca de eficiência produtiva por parte das empresas participantes do setor elétrico.

A crise fiscal que assolou o Estado, impossibilitou a viabilização de inúmeros projetos de geração, previstos nos planos de expansão da Eletrobrás. Este fato, associado à necessidade de criar condições para o estabelecimento de um regime privado do setor, fez com que fossem dificultadas as condições para dar continuidade aos investimentos estatais, que puderam sustentar o crescimento da oferta nas décadas de 1970 a 1980.

Com a extinção da remuneração garantida e a obrigatoriedade de estabelecimento de contratos de fornecimento, com prazo mínimo de quatro anos, a Lei Nº 8631/93, da Desequalização Tarifária, obrigaram os agentes setoriais a serem cautelosos, visando minimizar riscos contratuais em um momento em que a demanda mostrava um comportamento de crescimento, em virtude da estabilidade momentânea alcançada pelo Plano Real. Naquela oportunidade, medidas foram tomadas no sentido de permitir que os recursos estatais, quando existentes, fossem utilizados prioritariamente para o saneamento financeiro e preparação das empresas para imediata privatização.

O Governo Federal acreditava que esse período de transição deveria ser curto e, portanto caberia ao Estado fortalecer sua capacidade regulatória e de implementação do Programa Nacional de Desestatização - PND, em vez de realizar os investimentos que, esperava seriam feitos pela iniciativa privada, desde que os primeiros sinais de estímulo de abertura do mercado fossem dados pelo governo.

Ao mesmo tempo, em que o Estado não conseguia obter novas linhas de crédito ou novos investimentos para atender as necessidades de expansão da geração, o acelerado crescimento da demanda acabava consumindo as reservas de capacidade instalada do sistema elétrico nacional.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás para o período compreendido entre 2000 e 2009, os riscos de déficit de energia eram superiores a 5% do mercado, tido como limite aceitável, eram passíveis de acontecer, em 2002, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

A tabela 4.4, abaixo representada, indica os possíveis riscos de “déficit”, maiores que 5% de não atendimento de mercado de energia elétrica, para o período de 2002 a 2009.

Tabela 4.4 - Riscos de déficit de energia maiores que 5% entre 2002 e 2009

Região	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sul	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Sudeste e Centro-Oeste	9,3	2,6	0,9	0,9	1,7	1,5	1,5	1,4
Norte	2,7	1,2	0,4	0,7	0,9	0,9	0,6	0,5
Nordeste	11,7	3,2	1,4	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7

Fonte: Eletrobrás - Plano Decenal de Expansão - 2000 a 2009

Foi nesse contexto que o governo adotou a estratégia de iniciar o processo de privatização pelo segmento de distribuição de energia elétrica, com a pretensão de eliminar os riscos de inadimplência nas transações de compra e venda de eletricidade. Essa atividade no período estatal foi marcada pela inobservância do cumprimento financeiro desses compromissos e, só em 1993, ficou estabelecida a obrigatoriedade contratual para a realização dessas transações. A história do setor foi marcada pela existência de dívidas setoriais expressivas para a época, tais como as que originaram um encontro de contas, entre as concessionárias e o Estado, com os contribuintes assumindo uma dívida de mais de 20 bilhões de dólares, em 1993.

Uma vez desperdiçada a oportunidade de implantar o programa de privatização, com a venda imediata da distribuição e, sem que tivesse condições de investir, o Estado precisou manter em suas mãos o segmento que deveria proporcionar os recursos necessários para ampliar a expansão do sistema. Esse fato criou uma série de incertezas sobre os rumos e o ritmo de abertura do setor elétrico, desencorajando novos aportes de capital do setor privado. Se o governo tivesse percebido a complexidade do modelo a ser adotado, poderia ter elaborado um programa emergencial, entrando com investimentos estatais, até que a transição fosse completada com relativo sucesso e sem riscos de desabastecimento para os consumidores.

O fato de algumas regras definitivas do modelo, tais como as de funcionamento do MAE e tarifação do uso das linhas de transmissão, só terem sido definidas cinco anos após o início da privatização, não criou sinais para estimular, em tempo hábil, a realização de novos investimentos privados no setor elétrico.

4.3.2 - RISCOS REGULATÓRIOS DO NOVO MODELO

A razão para o atual nível de risco de “déficit” de energia elétrica, se deve ao fato de os investimentos privados não terem se realizado no montante e velocidade necessários, em face da existência de riscos regulatórios para os geradores privados, especialmente os de origem térmica.

Existem dificuldades, em razão das características do modelo brasileiro em relação a outros países, de se viabilizarem investimentos térmicos, num sistema de

geração eminentemente hidráulico, responsável por 95% do total da geração bruta anual, com capacidade de regularização plurianual.

As regras de funcionamento do novo modelo, construídas com o objetivo de conciliar aspectos de coordenação com os de livre competição, para preservar a forma de funcionamento do sistema hidrelétrico, impõem riscos para os investidores privados em geração térmica. Como as bacias hidrográficas brasileiras apresentam uma característica de grande diversidade pluviométrica e usinas construídas em cascata, com grande capacidade de acumulação ou a fio d'água, no mesmo rio, configura-se uma situação na qual a coordenação centralizada de despacho de carga do sistema, é a forma adequada para otimizar a operação do sistema elétrico.

A utilização da água nas diversas usinas hidráulicas do sistema gerador, com base em seu custo de oportunidade, definido em função da probabilidade de vertimento futuro, faz com que o país tenha um ganho energético significativo no médio e longo prazos. Essa foi a filosofia que norteou o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Caso os investimentos em usinas hidrelétricas tivessem acompanhado o crescimento planejado da demanda e as reservas de cada usina individual fossem utilizadas com base em um modelo probabilístico para garantir níveis ótimos de utilização, o risco teórico de “déficit” de energia tenderia a se manter em níveis muito baixos.

Com a finalidade de preservar essas características, a nova modelagem do setor elétrico criou a figura do ONS, com a missão de efetuar, de forma centralizada, o despacho coordenado do sistema elétrico, concomitantemente com a inauguração do mercado competitivo de energia, no âmbito do MAE. Dessa forma foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que remunera as usinas hidrelétricas de acordo com a energia firme que cada uma colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente se são ou não despachadas, justamente com o objetivo de preservar a operação coordenada do sistema gerador de eletricidade.

Poderão existir algumas situações em que um determinado gerador declare uma disponibilidade de energia, e apenas parte dela seja despachada pelo ONS em nome da otimização da operação do sistema. Para que nenhum dos geradores venha a ser prejudicado, na tentativa de ajudar a preservar o nível adequado das reservas de água, o MRE, compartilha os riscos entre as usinas hidrelétricas [Pires, 2000].

Para preservar o despacho coordenado do sistema foi determinado que os novos empreendimentos de geração térmica ocorram sob duas modalidades operacionais, por meio de usinas flexíveis ou inflexíveis. As usinas flexíveis deverão atuar em complementaridade ao sistema hídrico centralizado, geralmente em períodos de ponta do sistema, sendo previsível que apenas os proprietários de UHE's as construam, tendo em vista o seu caráter complementar ao sistema elétrico. Esta característica não oferece estímulo para o produtor independente privado, uma vez que ele não terá autonomia decisória sobre sua própria unidade produtiva. As usinas inflexíveis são despachadas independentemente da disponibilidade de energia no sistema hidráulico, mas operarão com regras de grande incerteza no MAE, que poderá receber contratos de longo prazo ou "spot" e terá um acréscimo, anual a partir de 2003, de 25% dos atuais volumes de energia fornecidos pelos recentes contratos de suprimento celebrados entre as empresas geradoras e as distribuidoras, baseados nos Contratos Iniciais introduzidos no mercado pelo governo.

O futuro gerador térmico estará concorrendo em desvantagem competitiva, por possuir um diferencial de custo superior ao sistema hidráulico já instalado. Ele deverá atuar num contexto de aumento significativo dos riscos associado ao negócio da venda de energia elétrica. No que se refere à comercialização, o risco pelo não atendimento, salvo em situações de racionamento, recai sobre o gerador pois, segundo as regras do MAE, o gerador térmico deverá honrar seus compromissos recorrendo ao mercado "spot" no caso de uma saída forçada para manutenção, expondo-se aos riscos provenientes de uma elevada variabilidade do custo marginal de operação do sistema elétrico. Os geradores privados de usinas hidrelétricas poderão se defrontar futuramente com dois tipos de riscos, o primeiro de natureza ambiental e o segundo relacionado ao uso múltiplo da água.

O risco de natureza ambiental prende-se à imprevisibilidade do licenciamento da usina, o que amplia os prazos entre a tomada de decisão e a realização desses investimentos, prejudicando a concretização de seu financiamento.

O uso múltiplo da água, que deverá gerar menor disponibilidade das reservas existentes para a geração hidrelétrica, tendo em vista seu uso consuntivo, concorrente para fins de irrigação e saneamento básico, a serem definidos pelos comitês de bacias hídricas, sob a coordenação da recém criada Agência Nacional de Águas - ANA.

4.3.3 - FALTA DE ARTICULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O risco de “déficit” está relacionado à ausência de uma articulação entre as reformas praticadas nos diferentes segmentos do setor energético nacional, como: energia elétrica, gás natural e petróleo. Embora procurassem a liberalização dos mercados, as reformas foram implementadas de forma fragmentada e conduzidas por diferentes instituições, com pouca articulação entre si, seja no âmbito federal, como a ANEEL e ANA, ou a nível estadual, pelas agências reguladoras da atividade de distribuição do gás natural.

Diversas dificuldades poderiam ter sido contornadas ou mitigadas, caso tivesse havido um planejamento integrado na condução das reformas desses segmentos, evitando-se os atuais e os possíveis problemas futuros, que aparecem inter-relacionados entre si, tais como:

- falta de transparência de custos do gás natural e a presença de poder de mercado em diversos segmentos, em especial no setor de transporte de gás natural;
- ausência de um programa de expansão do mercado de exploração e distribuição de gás natural; e
- incompatibilidade dos critérios de reajuste dos preços do gás natural com aqueles praticados no setor de energia elétrica.

As reservas de gás natural existentes em território nacional são controladas pela Petrobras que as explora associada ao petróleo e detém, o controle do transporte do gás natural importado. Enquanto isso, o mercado “downstream” é bastante incipiente e controlado por monopólios regionais, cuja jurisdição regulatória é dos estados da Federação.

Com a participação da iniciativa privada no setor do gás natural, embora bastante recente, pode-se perceber a tendência de integração vertical e de concentração de mercado. As empresas British Gas e Shell também são co-proprietárias do gasoduto Bolívia - Brasil, são acionistas da Comgás, maior distribuidora de gás natural do país, assim com outros acionistas do gasoduto, a Enron e a Petrobras, que dispõem de participação acionária em diversas distribuidoras de gás natural nos estados do Nordeste.

Quanto à concentração de mercado, esses acionistas possuíam, em conjunto, cerca de 67% do “market-share” de distribuição de gás natural: a British Gas, a Enron e a BR Distribuidora com 20% cada uma e a Shell com 7% do total nacional [Pires, 2000].

Desse modo, não existem condições adequadas para o desenvolvimento de um mercado atacadista de combustível, que deveria servir de base para a alimentação das usinas termelétricas privadas, ausência essa decorrente do controle de diversos segmentos da cadeia produtiva por um mesmo agente. O fornecimento desse gás natural em bases mais competitivas e a necessária transparência sobre seus custos dependem da adoção de regras que possam disciplinar a propriedade cruzada e o livre acesso ao segmento de transporte de gás natural.

A presença de um mesmo grupo acionário nos segmentos de exploração, transporte e distribuição do gás natural pode resultar em concentração desse mercado, com o conseqüente risco de abuso de posição dominante, resultando na imposição de práticas discriminatórias contra os demais agentes do setor.

Muito embora o gás natural desempenhe um importante papel, para o sucesso do novo modelo do setor elétrico, as expectativas eram de que a iniciativa privada efetuasse a expansão do parque gerador por meio de sua utilização, em virtude de os aproveitamentos hídricos envolverem riscos ambientais e longos prazos de maturação.

O Brasil ainda é dependente da importação desse insumo, mesmo considerando as descobertas de reservas associadas ao petróleo, estando sujeito aos impactos da elevação de preços do gás natural importado, tal como ocorreu em razão da desvalorização cambial do início de 1999. A desvalorização cambial afetou os custos de importação de equipamentos para a geração térmica e o mercado de turbinas a gás ainda está muito acima dos preços praticados antes de 1999, o que poderá representar uma dificuldade a mais para a geração térmica a curto prazo.

Muito embora o gasoduto Bolívia-Brasil tenha viabilizado o transporte do gás natural para o mercado brasileiro, a inexistência de redes de distribuição, de responsabilidade das empresas estatais, com extensão suficiente para permitir maior capacidade na exploração dessa atividade, fez com que o gargalo do setor fosse transferido do segmento de transporte para o de distribuição final do gás natural.

As baixas margens de remuneração do segmento de distribuição, aliadas ao longo tempo de maturação dos investimentos para a conquista do consumidor industrial, têm gerado tentativas de negociação, junto à Gaspetro, para a revisão das quantidades de gás natural previstas nos contratos de fornecimento de combustível. Outro importante fator de desestímulo ao gerador privado e a defasagem de periodicidade entre o preço do combustível e da energia gerada, que constitui um fator de incerteza e tem ocasionado a paralisação das decisões de investir da iniciativa privada.

Embora a Gaspetro tenha garantido a compra do gás natural explorado na Bolívia por meio de contratos de longo prazo, as condições de negociação das necessidades de suprimento de energia por parte dos geradores são bastante desvantajosas, aumentando o risco de seu negócio, que se depara com um mercado de gás bastante concentrado, pois o segmento de transporte está em poder da Gaspetro e o de distribuição em poder de monopólios estaduais. Os prazos contratuais exigidos pela Gaspetro para a venda de gás natural, chegam até a 20 anos e trazem sérias implicações para o modelo competitivo, principalmente nos segmentos de energia elétrica e de gás natural, mostrando um descompasso entre a liberalização desses dois mercados.

A existência de contratos, com prazos de validade muito longos, além de inibir a competição no mercado atacadista de energia elétrica, garante uma condição especial de “market-share” para a Petrobras, no segmento de transporte de gás natural, de difícil reversão. Sensibilizada por essa questão, a Petrobras passou a permitir uma revisão contratual a cada três anos, de forma a manter a competitividade das usinas termelétricas que utilizam o gás natural como combustível.

Para que se tenha uma idéia do poder da Petrobras, em 2000 ela alcançou uma receita operacional líquida de 49,8 bilhões de reais e em 2001 atingiu 57,5 bilhões de reais, com uma variação de 15,5%, no período. As tabelas 4.5 e 4.6 apresentam as empresas nacionais que conseguiram as maiores receitas e maiores lucros entre 2000 e 2001. Embora as instituições financeiras e bancos não tenham obtido as maiores receitas operacionais conseguiram as maiores variações percentuais de suas receitas no período, com valores da ordem de até: 51,5% do Unibanco; 36,4% do Bradesco; 35,8% do grupo Santander/Banespa e 34,1% do Itaú. A Embraer se destacou com uma variação de 35,1% seguida pelo BNDES com 31,9; a Telefônica com 29,0% e Telemar com 24,3% no mesmo período.

Tabela 4.5 - Empresas que obtiveram as maiores receitas em 2000 e 2001

Classificação em		Nome da empresa	Receita Operacional (milhões de Reais)		Variação (%)
2001	2000		2001	2000	
2	2	Petrobras	57.511	49.782	15,5
7	10	Bradesco	35.241	25.844	36,4
9	9	Itaú	24.083	17.954	34,1
10	12	Banco do Brasil	19.417	16.373	18,6
3	3	Telefônica	17.196	13.328	29,0
1	1	Elctrobrás	16.494	13.934	18,4
4	5	BNDES	14.667	11.116	31,9
54	47	Ipiranga	12.585	10.518	19,7
17	21	Santander/Banespa	11.347	8.356	35,8
6	7	Vale do Rio Doce	10.574	8.782	20,4
28	20	Fiat	10.202	9.740	4,7
12	14	Unibanco	10.175	6.718	51,5
5	4	Telemar	10.103	8.127	24,3
84	67	Royal Dutch Shell	8.906	7.649	16,4
31	29	Pão de Açúcar	8.055	7.630	5,6
8	11	Votorantim	7.691	6.248	23,1
16	15	Embratel	7.461	6.714	11,1
39	42	Odebrecht	7.177	7.106	1,0
40	45	Embraer	6.891	5.099	35,1
30	-	Ambev	6.525	5.250	24,3
Total acumulado (milhões de Reais)			302.303	246.270	22,8

Fonte: Gazeta Mercantil - Balanço anual 2002

Tabela 4.6 - Empresas que obtiveram os maiores lucros em 2000 e 2001

Classificação em		Nome da empresa	Lucro líquido (milhões de Reais)		Variação (%)
2001	2000		2001	2000	
2	2	Petrobras	9.867	9.942	(0,8)
1	1	Elctrobrás	3.251	2.456	32,4
6	7	Vale do Rio Doce	3.051	2.133	43,0
9	9	Itaú	2.484	1.884	31,8
7	10	Bradesco	2.170	1.740	24,7
8	11	Votorantim	2.035	1.361	49,5
3	3	Telefônica	1.408	1.373	2,5
17	21	Santander/Banespa	1.297	(1.979)	165,5
40	45	Embraer	1.101	645	70,7
10	12	Banco do Brasil	1.082	974	11,1
12	14	Unibanco	1.068	809	32,0
15	18	C. R. Almeida	1.019	851	19,7
4	5	BNDES	802	867	(7,5)
30	-	Ambev	784	470	66,8
26	17	ABN AMRO	784	649	20,8
45	55	BankBoston	737	246	199,6
23	24	Camargo Corrêa	728	541	34,6
56	54	Souza Cruz (BAT)	634	494	28,3
35	39	Citicorp	603	452	33,4
Total acumulado (milhões de Reais)			34.908	25.909	32,0

Fonte: Gazeta Mercantil - Balanço anual 2002

Pode-se notar o desempenho da Eletrobrás com lucro líquido de 32,4%, da Vale do Rio Doce com 43,0% e da Embraer com 70,6%. Mais uma vez pode ser destacado o desempenho dos bancos, com destaque para o BankBoston com lucro líquido de 199,4%, seguido pelo Santander/Banespa com 165,5%; pelo Citicorp com 33,5%, Unibanco com 32,0% e do Itaú com 31,8%. Considerando-se os bancos, o Banco do Brasil comparece com lucro líquido de 11,1%, o mais baixo entre as instituições listadas.

4.3.4 - PROPOSTAS DE MUDANÇAS NO SETOR ELÉTRICO

A privatização do setor elétrico adotou uma linha de conduta no sentido de reduzir a dívida pública, melhorar a eficiência produtiva e ampliar a capacidade de investimento das empresas. O governo deu início ao processo de privatização com a venda das empresas do segmento de distribuição, por entender que dificilmente conseguiria atrair novos interessados para os mercados ativos de geração, caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia e também no sentido de levantar recursos para aprofundar a desestatização do setor elétrico.

A privatização foi iniciada com a venda das distribuidoras federais ESCELSA, em julho de 1995; seguida da venda da LIGHT, em maio de 1996; da CERJ, em novembro de 1996; e da COELBA, em julho de 1997. O Governo Federal procurou estimular a venda de distribuidoras estaduais de energia elétrica através do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais - Pepe, com o BNDES antecipando recursos financeiros aos Estados, por conta do que seria obtido nos leilões, após aprovação do plano de privatização, pelas Assembléias Legislativas Estaduais.

Essas privatizações foram realizadas antes mesmo da aprovação de um novo marco regulatório setorial. A urgência e o descontrole das primeiras vendas das empresas públicas de distribuição foi marcante para que se criasse no Brasil, um clima de indefinição e de incertezas, cuja dimensão será difícil de quantificar e superar.

Com a adoção do programa Pepe, até fevereiro de 2000, cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já havia sido transferido para a iniciativa privada, ocorrendo a privatização de 17 empresas estaduais de distribuição e 4 de geração de energia elétrica, havendo na compra desses ativos a participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus, conforme o observado na tabela 4.7 a seguir representada.

Tabela 4.7 - Privatização do setor elétrico brasileiro até 31/12/99

Empresa	Data	Principais acionistas	(%) *
<i>I - Distribuição Sul, Sudeste e Centro - Oeste</i>			
1 - Escelsa (ES)	12/07/95	Iven (Brasil) ** e GTD (Brasil)	2,2
2 - Light (RJ)	21/05/96	EDF (França), AES (EUA) e Houston (EUA)	9,0
3 - Cerj (RJ)	20/11/96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha) e EDP (Portugal)	2,4
4 - RGE (RS)	21/10/97	VBC (Brasil) e CEA (EUA)	1,9
5 - AES Sul (RS)	21/10/97	AES (EUA)	2,4
6 - CPFL (SP)	01/11/97	VBC (Brasil) e Bonaire (Brasil)	7,1
7 - Enersul (MS)	19/11/97	Iven (Brasil) ** e GTD (Brasil)	1,0
8 - Cemat (MT)	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,0
9 - Metropolitana (SP)	15/04/98	EDF (França), AES (EUA) e Houston (EUA)	13,7
10 - Elektro (SP)	16/07/98	Enron (EUA)	4,1
11 - Bandeirante (SP)	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil) e EDP (Portugal)	9,2
<i>II - Distribuição Norte e Nordeste</i>			
12 - Coelba (BA)	01/07/96	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	3,3
13 - Energipe (SE)	01/12/97	Cataguases (Brasil) e CMS (EUA)	0,6
14 - Cosern (RN)	01/12/97	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	0,9
15 - Coelce (CE)	02/04/98	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha) e EDP (Portugal)	1,9
16 - Celpa (PA)	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2
17 - Celpe (PE)	17/02/00	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	2,4
<i>III - Geração</i>			
18 - C. Dourada (GO)	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03
19 - Gerasul (SC)	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6,8
20 - Paranapanema (SP)	28/07/99	Duke - Energy (EUA)	4,9
21 - Tietê (SP)	27/10/99	AES (EUA)	5,6

Fonte: BNDES.

Obs. (*) participação (%) no Mercado Nacional das Distribuidoras, por energia vendida e geradoras, por geração bruta total.

(**) a EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25/08/99.

Em 1995, o governo implementou o chamado Programa Nacional de Desestatização - PND, com a venda de empresas estatais do setor elétrico, iniciando o chamado processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, e o início da liberalização do mercado de energia elétrica nacional.

Em 1999 o mercado de energia contava com 64,0% de participação privada em concessionárias de distribuição contra 32,9% de empresas estatais, sendo 2,7% de empresas federais e 0,4% de empresas municipais.

A tabela 4.8 indica a importância total levantada entre 1995 e 1999, com aproximadamente 24 bilhões de reais arrecadados pelo governo.

Tabela 4.8 - Vendas realizadas até 31/12/99

Empresas	Venda realizada em		
	Ano	Data	(R\$x10 ⁶)
ESCELSA	1995	11/07/95	357,92
LIGHT	1996	21/05/96	2.697,94
CERJ		20/11/96	605,33
COELBA		31/07/97	1.730,89
CACHOEIRA DOURADA		05/09/97	779,76
AES SUL		21/10/97	1.635,00
RGE		21/10/97	1.510,00
CPFL	1997	05/11/97	3.014,91
ENERSUL		19/11/97	625,56
CEMAT		27/11/97	391,50
ENERGIPE		03/12/97	557,10
COSERN		12/12/97	676,40
COELCE		02/04/98	987,00
ELETROPAULO - METROPOLITANA		15/04/98	2.026,73
CELPA	1998	09/07/98	450,26
ELEKTRO		16/07/98	1.479,00
GERASUL		15/09/98	945,70
EBE - BANDEIRANTE		17/09/98	1.014,52
CESP - PARANAPANEMA		28/07/99	1.239,16
CESP - TIETÊ	1999	27/10/99	938,07
CELB		30/11/99	87,39
Valor total de venda (R\$x10⁶)	-	-	23.750,14

Fonte: BNDES. Obs.: Empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização.

No processo de privatização foram desembolsados recursos da ordem de mais de 30 bilhões de reais, incluído neste montante uma transferência de dívidas da ordem de 6 bilhões de reais. Em função das dificuldades políticas e legais de conclusão do processo de desverticalização e do processo descontínuo de privatização, a separação dos ativos de transmissão só ocorreu com a empresa ELETROSUL e outras empresas paulistas.

O governo federal transferiu a coordenação do processo de privatização, que estava no Ministério de Desenvolvimento para o MME, visando dar maior agilidade à transferência das empresas para o setor privado [Banco Central do Brasil, 2000].

O governo federal acreditava que a partir da criação da Agência Nacional de Águas -ANA, em 2000, vindo acompanhada da definição de novo marco regulatório, referente ao uso e gestão das águas, os ativos representados pelas usinas hidrelétricas das empresas federais seriam facilmente transferidos para a iniciativa privada; possibilitando maior cooperação entre a ANEEL e o novo órgão criado [Arbix,2002].

No antigo modelo, a expansão de oferta era centralizada e planejada pela Eletrobrás, com base no crescimento de demanda, que as empresas distribuidoras asseguravam, sem qualquer compromisso de compra do excedente, uma vez que eram estimuladas pela remuneração garantida, com base no custo de serviço, mesmo que essa garantia fosse somente contábil, em razão do controle das tarifas exercido pelo Estado. O setor elétrico operava, em 2000 com uma capacidade nominal instalada de aproximadamente 69 GW e considerando a projeção da Eletrobrás de um crescimento médio do consumo de energia de 5,5% ao ano, no período de 2000 a 2004, seriam necessários o equivalente a 85 GW instalados para manter a situação de atendimento do mercado até o final de 2003, já considerada a eventual importação de energia elétrica da Argentina, apesar da complexa conjuntura econômica e social do país vizinho.

Na tabela 4.9 são indicadas as principais empresas do setor elétrico nacional, empresas estas incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND). Na tabela 4.10 estão listadas as principais empresas Distribuidoras do setor elétrico, em função do nível de atuação: federal, estadual, municipal e privada.

Tabela 4.9 - Principais empresas do setor elétrico brasileiro em 31/12/99

Empresa	Atividade no setor elétrico	Empresa	Estado
Binacional	Geração	Itaipu	PR
	Holding e Planejamento	Eletrobrás	RJ
	Geração	Cgtec	RS
	Geração e Transmissão	Furnas	RJ
Federal	Geração, Transmissão e Distribuição	Eletronorte	PA
		Chesf	BA
		Manaus Energia	AM
		Boa Vista Energia	RR
	Geração e Engenharia Nuclear	Eletronuclear	RJ
	Transmissão	Eletrosul	SC
	Pesquisa	Cepel	RJ
	Geração	Paraná	SP
Pública Estadual	Geração, Transmissão e Distribuição	Cecec	RS
		Copel	PR
		Cemig	MG
	Transmissão	Epte	SP
		Gerasul	SC
Privada	Geração	Parapanema	SP
		Tietê	SP
		Serra da Mesa	GO
		Cachocira Dourada	GO

Fonte: BNDES.

Obs.: (a) Empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização:

(1) Furnas (RJ); (2) Eletronorte (PA); (3) Chesf (BA); (4) Manaus Energia (AM); (5) Boa Vista Energia (RR).

(b) Parte do controle acionário (33%) são de propriedade privada

Tabela 4.10 - Empresas de Distribuição do setor elétrico em 1999

Empresa	Nome da empresa	Estado
Federal	Ceal	AL
	Cepisa	PI
	Ceron	RO
	Eletroacre	AC
Pública Estadual	CEA	AP
	Ceam	AM
	CEB	DF
	Celesc	SC
	Celg	GO
	Cemar	MA
	Saelpa	PB
Municipal	Cataguases	MG
	Cenf	RJ
Privada	Celpa	PA
	Celpe	PE
	Celtins	TO
	Cemat	MT
	Cerj e Light	RJ
	Coelba	BA
	Coelce	CE
	Cosern	RN
	CPFL, Elektro, Metropolitana e Bandeirante	SP
	Energipe	SE
	Enersul	MS
	Escelsa	ES
	RGE e AES	RS

Fonte: BNDES. Obs.: Empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização:

1) Eletroacre (AC); 2) Ceal (AL); 3) Ceron (RO); 4) Cepisa (PI).

A tabela 4.11 indica a evolução da capacidade instalada (MW) e consumo de energia elétrica (MWh) entre 1980 e 2000. Considerando-se os valores de capacidade instalada (GW) e consumo de energia elétrica (GWh), no período de 1980 e 2000, pode-se compreender a necessidade de maiores investimentos no setor elétrico. A expansão da capacidade instalada atingiu o patamar de 128,5% enquanto o crescimento de eletricidade aumentou somente em 165,5% nesse mesmo período, com uma diferença de 37,0% entre necessidades e disponibilidades de energia elétrica.

A tabela 4.12 representa a previsão de evolução da capacidade elétrica instalada por fonte de geração, sistema produtor interligado e fonte energética utilizada na geração de energia elétrica para o período de 2002 a 2008. A tabela 4.13 mostra as projeções de oferta de energia elétrica para os sistemas interligados das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, bem como das Regiões Norte e Nordeste do Brasil.

Tabela 4.11 - Capacidade instalada(GW) e consumo (GWh) - 1980 a 2000

Ano	Capacidade	Variação	Consumo	Variação
	(GW)	(%)	(GWh)	(%)
1980	30,2	-	115.424,9	-
1981	34,1	12,9	118.482,2	2,6
1982	36,0	5,6	125.438,9	5,9
1983	36,4	1,1	134.179,8	7,0
1984	38,0	4,4	149.092,3	11,1
1985	40,6	6,8	164.088,4	10,1
1986	41,3	1,7	177.357,5	8,1
1987	44,3	7,3	182.564,7	2,9
1988	46,4	4,7	192.738,0	5,7
1989	48,9	5,4	201.474,0	4,5
1990	49,7	1,6	205.310,0	1,9
1991	50,8	2,2	214.429,0	4,4
1992	51,7	1,8	218.425,0	1,9
1993	52,7	1,9	227.121,0	4,0
1994	54,1	2,7	235.627,0	3,7
1995	55,4	2,4	249.120,0	5,7
1996	57,2	3,2	260.111,0	4,4
1997	59,1	3,3	276.186,0	6,2
1998	61,3	3,7	287.392,0	4,1
1999	64,0	4,4	291.858,0	1,5
2000	69,0	7,8	306.451,0	5,0

Fonte: Ilumina, 2001 e [Rosa, 2002]

Tabela 4.12 - Capacidade instalada (MW) por fonte de geração até 2008

Sistema	Fonte	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Norte e Nordeste	Hidráulica	14.453	16.089	17.600	18.725	19.807	20.975	22.696
	Térmica	999	999	1.031	1.031	1.431	1.431	2.231
	Total	15.452	17.088	18.631	19.765	21.238	22.406	24.927
Sudeste, Sul e Centro Oeste	Hidráulica	50.314	51.793	54.130	56.748	58.337	60.149	61.388
	Térmica	9.649	10.449	10.899	13.099	14.652	14.652	14.652
	Total	59.963	62.242	65.029	69.847	72.989	74.801	76.040
Sistemas Isolados	Hidráulica	625	625	625	625	625	625	625
	Térmica	2.211	2.282	2.372	2.568	2.686	2.870	3.053
	Total	2.836	2.907	2.997	3.193	3.311	3.495	3.678
Capitais	Hidráulica	536	536	536	536	536	536	536
	Térmica	1.830	1.890	1.970	2.140	2.250	2.430	2.610
	Total	2.366	2.426	2.506	2.676	2.786	2.966	3.146
Interior	Hidráulica	89	89	89	89	89	89	89
	Térmica	381	392	402	428	436	440	443
	Total	470	481	491	517	525	529	532
Total	Hidráulica	65.392	68.507	72.355	76.098	78.769	81.749	84.709
Brasil	Térmica	12.859	13.730	14.302	16.698	18.769	18.953	19.936
(MW)	Total	78.251	82.237	86.657	92.796	97.538	100.702	104.645

Fonte: Eletrobrás - Plano Decenal de Expansão 1999/2008. A evolução na expansão de capacidade considera 50% da geração de Itaipu.

Tabela 4.13 - Acréscimo de potência elétrica (MW) entre 2002 e 2009

Origem	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Importada	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Termelétrica	8.722	17.725	22.573	22.605	23.914	23.914	23.914	23.914
Hidrelétrica	63.590	68.034	69.878	72.327	73.962	75.281	77.286	79.471
Total	74.312	87.759	94.451	96.932	99.876	101.195	103.200	105.385
Variação (%)	-	18,1	7,6	2,6	3,0	1,3	2,0	2,1

Fonte: Eletrobrás - Plano Decenal de Expansão - 2000 a 2009

No período de 2003 a 2009, caso essas perspectivas se concretizem, a oferta total de energia do país sofrerá um aumento de 41,8%, liderado pela expansão da oferta de: energia térmica em 174,2% e hidráulica em 25,0%. Caso a importação da Argentina não seja viabilizada haverá um crescimento de somente 36,4% de oferta de energia elétrica no mercado.

Entretanto, há atrasos no programa de expansão do sistema gerador de energia elétrica, tanto em usinas hidráulicas quanto nas térmicas. Em relação às usinas hidrelétricas, das 31 do programa indicativo de licitação, para 2000 e 2001, com previsão de 9.587 GW de capacidade instalada, somente 13 foram licitadas em 2000, representando 2.183 GW; com 10 delas, em novembro de 2000. Em 1999, apenas a UHE, de Ourinhos, com 44 MW, em São Paulo, havia sido licitada [CSPE,2001].

Em fins de 1999, o governo federal criou um plano emergencial de estímulo à construção de usinas termelétricas, classificadas como obras prioritárias pelo MME. Essa iniciativa procurava reduzir as incertezas e evitar o eventuais prejuízo para a tomada de decisões de investimentos do setor privado.

Inicialmente, pretendia-se que a Eletrobrás assumisse o papel de compradora da energia elétrica gerada por essas novas usinas térmicas. Entretanto, para sua completa viabilização, era necessário autorização legal, conforme previsto no Projeto de Lei Nº 2905/99, e a superação de algumas resistências, dentre elas a de acionistas minoritários da Eletrobrás, bastante receosos de eventuais impactos negativos nos lucros da empresa.

Em 1999, o governo federal por meio de uma ação articulada do MME, da ANEEL, da Petrobras e do BNDES, adotou um conjunto de ações com o objetivo de viabilizar a construção emergencial de 49 usinas termelétricas, que acresceriam cerca de 17.000 MW, ampliando em 25% a capacidade instalada nacional de energia elétrica.

Naquela oportunidade, as medidas de mitigação adotadas pelo governo federal, através do programa emergencial foram as seguintes:

- redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica, em níveis de preços inferiores aos cobrados dos demais consumidores de gás natural no país. A Portaria do MME Nº 215/00 estabeleceu duas alternativas de preços para o gás natural:
 - a) US\$ 2,26/MMBtu, convertido para real e reajustado trimestralmente de acordo com a variação de uma “cesta de óleos”, definida pelo governo, vindo a representar um “mix” de preços entre o gás natural nacional (33,4%) e o importado (66,6%) da Bolívia, diferenciado regionalmente; e
 - b) US\$ 2,48/MMBtu, acompanhando a variação cambial e reajustado anualmente pela inflação norte-americana.
- definição de contratos de mais longos, com duração de 20 anos, entre a Gaspetro e os operadores das UTE’s. Esses contratos seriam assinados nas modalidades “take or pay” e “ship or pay”, pelas quais o proprietário da UTE contrata um volume de gás natural suficiente para seu funcionamento, durante 70% do tempo útil e paga o transporte do gás natural durante 95% do tempo útil teórico de funcionamento da usina, mesmo se a mesma não estiver operando. No caso do gasoduto Bolívia-Brasil, o custo da matéria-prima é de 40% e o do transporte 60% do custo total do gás natural.
- financiamento do BNDES, para as UTE’s consideradas prioritárias pelo governo federal, em até 80% do valor do empreendimento, com juros de 2,5% ao ano, mais um “spread” variando de 1,0 a 2,5% ao ano para a aquisição dos equipamentos, além da correção pela taxa de juros de longo prazo. O percentual de participação do BNDES nos projetos seria de 30 a 40%, em virtude das limitações para financiamento de importação de máquinas e equipamentos necessários ao funcionamento dessas UTE’s.
- definição de um valor normativo para a energia elétrica gerada, com base numa equação financeira que pudesse viabilizar os investimentos em geração térmica. O reajuste do valor normativo seria anual e refletiria a variação de fatores, cuja ponderação seria estabelecida entre geradores e distribuidores de energia e comunicado à ANEEL. Os três fatores adotados eram: a inflação medida pelo IGPM fator (k1); o custo do combustível fator (k2) e o cambial

fator (k3). O valor normativo, ao mesmo tempo, representava um limite máximo para repasse de preços ao consumidor final, visando estimular a compra eficiente de energia por parte das distribuidoras no mercado atacadista. Os preços de venda dessa energia seriam liberados, mas as distribuidoras de eletricidade só poderiam repassar às tarifas cobradas ao consumidor até 105% do valor normativo;

- compensação financeira, a ser definida pelas UTE's que antecipassem a operação para o ano de 2001, em ciclo simples de operação. Apesar do conjunto de incentivos, oferecidos pelo governo, a iniciativa privada não se manifestou ao longo de quase três anos após a criação do programa, uma vez que a grande maioria desses projetos ainda não foi iniciada. Mesmo com a definição do preço do gás natural e das alternativas de financiamento criadas pelo BNDES, o governo não está conseguindo motivar os empresários a realizarem os projetos. Os interessados reivindicam três garantias adicionais em relação ao fornecimento do combustível, de forma a atenuar as incertezas que paralisam sua decisão de investir, quais sejam:
 - a) indexação do valor normativo à variação do dólar;
 - b) garantia de venda de energia térmica gerada, na proporção definida nos contratos com a distribuidora de gás natural e a Gaspetro, nos sistemas "take or pay" ou "ship or pay"; e
 - c) redução dos prazos dos contratos de fornecimento com a distribuidora de gás natural e a Gaspetro.

A indexação do valor normativo à variação do dólar seria necessária para compatibilizar os prazos de reajuste das tarifas da energia elétrica gerada, com periodicidade anual, com os preços do insumo do gás natural, cuja variação, mensal ou trimestral, acompanha a variação do dólar e da "cesta de óleos".

A defasagem existente impede a realização de contratos entre as distribuidoras e os investidores na construção de UTE's que utilizam o gás natural como combustível, visto que as distribuidoras não iriam querer adquirir a energia dos geradores com cláusulas de reajuste de preços incompatíveis com os que pudessem praticar no mercado.

Para viabilizar o programa de termelétricas os empresários estão reivindicando a garantia de repasse automático de seus custos para a tarifa. O atendimento dessa

exigência significa, na prática, a adoção da dolarização de parte do “mix” de custos das distribuidoras, referente à energia elétrica gerada com base nessas usinas térmicas, trazendo impactos indesejáveis para os consumidores e implicações para o programa de estabilização econômica.

A garantia de venda de energia térmica gerada, na proporção definida nos contratos com a distribuidora de gás natural e a Gaspetro, nos sistemas “take or pay” ou “ship or pay” seria, uma medida necessária para evitar perdas para os proprietários de usinas inflexíveis. Os volumes de gás natural a serem contratados com a Gaspetro fariam com que os empresários tivessem que pagar pelo insumo, matéria-prima e transporte, o equivalente ao funcionamento ininterrupto de 85% do tempo útil da usina.

As UTE's só podem funcionar, em regime inflexível, cerca de 70% do tempo útil, devido à necessidade de interrupções programadas para manutenção, tendo que recorrer ao mercado “spot” para fornecer a energia nos momentos em que precisa interromper a produção para manutenção. A redução dos prazos dos contratos de fornecimento com a distribuidora de gás natural e a Gaspetro começa a ser revertida pela Petrobras; possibilitando a revisão de prazos entre as distribuidoras e os geradores térmicos.

Existe um outro problema, desta feita relacionado à outra ponta do mercado dos produtores independentes interessados em construir novas usinas térmicas. Embora a assinatura de contratos prévios de fornecimento de energia elétrica com distribuidoras, ou grandes consumidores, seja importante para a montagem dos “project finance” para a construção das novas usinas termelétricas, os compradores de eletricidade se mostram cautelosos no fechamento de contratos com esses novos geradores térmicos.

A razão para esses temores dos compradores, é que eles acreditam que o valor da energia elétrica nova estará em patamar mais alto do que eventuais aquisições de energia no mercado “spot”, apostando que poderão obter um “mix” de preços inferior com as usinas geradoras já instaladas, de base hidráulica tradicional, no mercado brasileiro [Abdo, 2000].

Esse comportamento se verifica mesmo com o esperado aumento do valor da “energia velha” quando da liberação progressiva dos volumes definidos nos Contratos Iniciais, negociados no mercado livre. Em particular, no caso das distribuidoras, a

incerteza quanto ao tamanho de seu mercado consumidor, tendo em vista a liberalização do mercado, também explicaria a resistência em fechar contratos em até 85% de suas necessidades de fornecimento, conforme exigência da ANEEL [ANEEL, 2001].

O Governo Federal, como parte da estratégia, autorizou através do MME a Eletrobrás a atuar como comercializadora de energia, celebrando contratos de compra antecipada de energia com investidores em geração térmica, denominados “Power Purchase Agreement” (PPA), para reduzir as incertezas quanto ao retorno dos novos projetos privados em termelétricas a óleo ou gás natural, o que espera-se terá o efeito inclusive, de facilitar a obtenção de financiamentos para a construção desses projetos. Além disso, promoveu uma redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica, para US\$ 2,26/MMBtu, para compatibilizar o preço deste insumo com os valores normativos estabelecidos pela ANEEL.

4.4 - FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

O governo esperava que as medidas tomadas fossem suficientes para superar o período crítico de oferta do setor elétrico, até meados de 2003. Os contratos PPA seriam importantes para os investidores levantarem recursos para a construção das novas usinas e reduzir o risco de “déficit” de energia. Além disso, as medidas adicionais referentes ao preço do gás natural e os mecanismos de financiamento fornecidos pelo BNDES deveriam funcionar como indutores de investimento. Apesar da natural desaceleração no fluxo de investimentos, o Brasil continua como um dos mais atraentes destinos para as novas aplicações financeiras. O setor de serviços públicos lidera os investimentos programados até 2005 [Datainvest - Gazeta Mercantil, 2002].

Segundo o acompanhamento nacional de investimentos, desta fonte, que abrange o período de 1998 a 2005, existem 547 bilhões de dólares, a serem investidos nos setores de: transporte e armazenagem, química e petroquímica, energia elétrica, autopeças e material de construção. As pesquisas efetuadas registraram que cerca de 20% dos investimentos programados, quase 100 bilhões de dólares, serão aplicados em São Paulo.

A tabela 4.14 representa a projeção de investimentos programados para o período de 1998 a 2005, distribuídos por regiões do país.

Tabela 4.14 - Investimentos programados para o Brasil entre 1998 e 2005

Região	Investimento (milhões de dólares)			
	Valor	(%)	Acumulado	(%)
Nordeste	54.919,12	10,72	54.919,12	10,72
Norte	29.217,49	5,70	84.136,61	16,42
Centro-Oeste	22.978,50	4,49	107.115,11	20,91
Sudeste	183.168,16	35,76	290.283,27	56,67
Sul	55.890,90	10,91	346.174,17	67,58
Pluriestadual	166.037,50	32,42	512.211,67	100,00
Total	512.211,67	100,00	-	-

Fonte: Gazeta Mercantil - Datainvest 2002

Depois dos volumosos investimentos estrangeiros realizados na esteira das privatizações e das inversões de capital que aproveitaram as vantagens competitivas da desvalorização da moeda nacional para estabelecer empresas e associações voltadas para os mercados externos, existem oportunidades nos setores industriais, de petróleo e gás, energia e infra-estrutura.

Segundo análise divulgada no início do segundo semestre de 2002, pela Associação Brasileira da Infra-estrutura e Industrias de Base (Abdib) há possibilidade de investimentos no Brasil da ordem de 22 bilhões de dólares, para 2002, no setor que a entidade representa. Este valor é 10% maior do que o do ano passado e integra um cenário de mais longo prazo que estima aplicações de 200 bilhões de dólares no período de 2002 a 2005. A tabela 4.15 apresenta os investimentos por origem de capital e a sua distribuição percentual ao longo do período.

Tabela 4.15 - Investimentos por origem de capital entre 1998 e 2005

Capital	Privado		Estatal	Misto	Não identificado
	Nacional	Estrangeiro			
Distribuição (%)	29,91	25,13	22,92	14,54	7,50
Acumulada (%)	29,91	55,04	77,96	92,50	100,00

Fonte: Gazeta Mercantil - Datainvest 2002

De acordo com a Abdib a construção da UHE Belo Monte, na Amazônia, ainda em fase de estudos, exigirá investimentos acima dos 7 bilhões de dólares. Há previsões de investimentos na Companhia Vale do Rio Doce, da ordem de 150 milhões de dólares, em Minas Gerais, como parte dos aportes de 950 milhões de dólares aprovados pela empresa para aplicar em seus negócios no país, ainda em 2002. Somente a construção de novas usinas hidrelétricas deve consumir 108 bilhões de dólares.

A tabela 4.16 apresenta desembolsos efetuados pelo BNDES ao longo dos anos 2000, 2001 e 2002 e sua aplicação em setores produtivos.

Tabela 4.16 - Desembolsos do BNDES por setor (milhões de reais)

Setor	2000	2001	2002 (*)
Indústria e transformação	10.282	12.760	3.230
Comércio e serviços	10.735	9.298	3.349
Agropecuária	1.908	2.762	1.076
Operações no Mercado Secundário	347	462	352
Indústria Extrativa	121	396	63
Total desembolsado (milhões de reais)	23.393	25.678	8.070

Fonte: Gazeta Mercantil - Datainvest 2002.

Obs.: (*) dados do BNDES - janeiro/abril de 2002

A tabela 4.17 indica o montante de investimentos efetuados no Brasil até 1995 e posteriormente entre 1996 e 2002, mostrando a origem dos investimentos.

Tabela 4.17 - Investimento externo direto no Brasil

País investidor	Período 31/12/95	Partic. (%)	Fluxo (2) 96/2002	Partic. (%)	Total	
					(US\$ x 10 ⁶)	(%)
Estados Unidos	10.852	25,5	29.678	22,9	40.581	23,6
Espanha	251	0,6	24.431	18,9	24.702	14,4
Paraísos fiscais (1)	4.667	11,0	17.024	13,1	21.712	12,6
Holanda	1.534	3,6	12.755	9,9	14.305	8,3
França	2.031	4,8	9.935	7,7	11.978	7,0
Portugal	107	0,3	9.292	7,2	9.406	5,5
Alemanha	5.828	13,7	2.807	2,2	8.649	5,0
Japão	2.658	6,2	2.401	1,9	5.071	2,9
Reino Unido	1.793	4,2	2.557	2,0	4.356	2,5
Canadá	1.819	4,3	2.430	1,9	4.254	2,5
Suíça	2.815	6,6	1.329	1,0	4.152	2,4
Itália	1.259	3,0	2.000	1,5	3.264	1,9
Bélgica	558	1,3	1.765	1,4	2.326	1,4
Suécia	567	1,3	1.685	1,3	2.255	1,3
Argentina	394	0,9	424	0,3	818	0,5
Outros países	5.396	12,7	8.725	6,8	14.140	8,2
Total (US\$ x 10⁶)	42.529	100,0	129.238	100,0	171.969	100,0

Fonte: Firce/Bacen - Depec - Dibap/Bacen. Elaboração Sobect.

Obs.: (1) Ilhas Cayman, Ilhas Virgens, Bahamas e Bermudas;

(2) até março de 2002

A tabela 4.18 fornece os saldos dos investimentos por setor e sua classificação (em milhões de dólares) para o período de 1998 a 2005.

Tabela 4.18 - Investimento por setor no período 1998 a 2005

Setor	2002 (1)		2001		2000		1999		1998	
	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo
Serviços Públicos	1	147.291	1	146.067	1	178.943	1	124.467	1	106.842
Transporte e Armazenagem	2	74.851	2	69.368	2	66.949	3	53.209	3	48.642
Química e Petroquímica	3	63.805	3	63.825	3	61.907	2	53.429	2	54.736
Energia Elétrica	4	46.154	4	44.685	-	-	-	-	-	-
Autopeças e Mat. Transporte	5	29.512	5	29.134	4	26.143	4	19.668	5	23.076
Construção	6	25.218	6	25.314	5	23.469	7	12.864	12	8.431
Serviços Gerais	7	19.718	7	19.408	6	18.709	5	17.656	4	24.526
Alimentos	8	18.443	9	17.896	7	16.678	6	12.976	7	13.758
Informática telecomunicação	9	18.109	8	18.054	9	14.317	13	5.634	13	7.420
Metalurgia	10	17.747	10	17.435	8	15.554	8	12.330	6	14.226
Madeira, Móveis e Papel	11	13.993	11	13.914	10	13.163	9	10.378	9	12.131
Comunicação	12	9.983	12	9.983	11	9.381	10	8.851	8	12.449
Bebidas e Fumo	13	8.549	13	8.519	16	3.980	11	6.587	14	6.870
Mineração	14	8.653	14	8.497	12	7.472	12	6.297	10	9.898
Financeiro	15	7.944	15	7.694	13	6.590	14	4.800	11	8.619
Petróleo e Gás natural	16	5.546	16	5.103	-	-	-	-	-	-
Têxtil e Couro	17	5.103	17	4.975	14	4.327	15	3.174	16	3.329
Comércio varejista	18	4.598	19	4.412	18	3.863	19	1.811	18	2.310
Farmacêuticos e Higiene	19	4.550	18	4.504	15	4.275	17	2.937	19	1.669
Não metálicos	20	4.431	20	4.380	19	3.748	18	2.397	17	2.472
Eletroeletrônicos	21	4.328	21	4.277	17	3.945	16	2.961	15	3.831
Distribuição veículos e peças	22	2.987	24	1.212	23	772	23	627	23	653
Plásticos e Borracha	23	2.054	22	2.022	20	1.884	21	1.250	20	1.509
Mecânica	24	1.991	23	1.989	21	1.792	20	1.297	22	730
Comércio atacadista	25	947	25	947	22	946	22	790	21	799
Cana. Açúcar e Álcool	26	289	26	252	24	256	25	110	24	180
Comércio exterior	27	173	27	173	25	173	15	150	26	146
Total (10⁶ x US\$)		546.967		534.039		489.236		366.650		369.252

Fonte: Datainvest - 2002.

Obs.: (1) Dados computados até abril de 2002.

A tabela 4.19 fornece os saldos dos investimentos (em milhões de dólares) por estados nos finais de ano e classificação para o período de 1998 a 2005.

Tabela 4.19 - Saldo de investimentos por estado brasileiro - 1998 a 2005

Setor	2002 (1)		2001		2000		1999		1998	
	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo	Nº	Saldo
São Paulo	1	99.744	1	96.285	1	90.453	1	75.436	1	69.429
Rio de Janeiro	2	49.656	2	49.930	2	45.885	2	36.192	2	27.622
Rio G. do Sul	3	27.405	3	26.341	3	25.177	5	18.014	5	21.295
Minas Gerais	4	25.288	4	24.091	4	21.715	6	17.740	6	20.516
Bahia	5	21.479	5	21.400	6	19.202	3	20.509	3	23.483
Pará	6	20.580	6	20.478	6	15.513	7	14.795	7	13.137
Paraná	7	19.722	7	19.290	5	20.449	4	18.424	4	21.742
Ceará	8	11.369	8	11.261	8	10.627	8	9.232	8	8.625
Santa Catarina	9	8.763	10	8.711	10	8.752	10	4.690	15	3.706
Pernambuco	10	8.763	9	8.838	9	8.011	9	5.354	11	7.210
Espírito Santo	11	8.479	11	8.199	11	7.393	13	4.293	13	4.493
Goiás	12	7.427	12	7.045	12	6.322	12	4.395	10	7.338
Amazonas	13	6.485	13	6.318	13	5.873	15	3.824	9	8.528
M. Grosso Sul	14	5.671	14	5.353	14	5.616	11	4.654	12	4.665
Maranhão	15	5.160	15	5.024	16	4.625	16	3.641	14	4.171
Mato Grosso	16	4.574	16	4.397	15	4.915	14	4.195	18	2.356
Rio G. do Norte	17	3.252	17	3.067	17	2.883	19	1.866	16	2.617
Distrito Federal	18	2.951	18	2.699	18	2.655	18	2.154	20	1.681
Tocantins	19	2.355	19	2.331	19	2.401	17	2.530	17	2.490
Paraíba	20	1.989	20	1.985	20	1.569	22	329	23	171
Sergipe	21	1.639	21	1.610	21	1.200	20	1.009	21	991
Alagoas	22	789	22	746	22	623	21	490	22	187
Roraima	23	775	23	725	24	454	24	154	24	121
Amapá	24	718	24	652	23	571	23	168	26	34
Rondônia	25	532	25	478	25	341	26	55	19	1.685
Piauí	26	479	26	296	26	285	27	2	25	38
Acre	26	126	26	132	26	129	27	126	25	14
Sub-total		346.170		337.682		313.639		254.271		258.345
Pluriestadual		166.037		162.890		140.904		100.633		92.700
Total (10⁶ US\$)		512.207		500.572		454.543		354.904		351.045

Fonte: Datainvest 2002.

Obs.: (1) Dados computados até abril de 2002

Como pode ser observado nas tabelas 4.18 e 4.19 existe uma diferença entre os totais anuais por setores e por estados, devendo-se à exclusão, nessa última, dos investimentos cujo destino não foi plenamente justificado.

O desempenho das empresas pelo critério de localização geográfica continua a mostrar forte hegemonia da Região Sudeste, apesar da recente tendência de transferência dos negócios para áreas mais atraentes do que os grandes centros urbanos.

A receita líquida das 100 maiores empresas não financeiras por região foi da ordem de 515 bilhões de reais em 2001 e aumentou 20% em relação ao ano anterior, quando alcançou o montante de 429 bilhões de reais. A maior expansão ocorreu na Região Centro-Oeste, com 31,2% e a menor na Nordeste com somente 8,8%.

A participação por região na avaliação do conjunto não apresenta variações expressivas, quando comparados seus desempenhos dos últimos anos.

A Região Sudeste apresenta uma receita de cerca de 353 bilhões de reais, correspondendo a 68,4% do total. Em seguida comparecem a Região Sul com 14,6%, depois a Nordeste com 7,3%, a Centro-Oeste com 5,8% e finalmente a Região Norte com 3,9% do total.

Distribuição geográfica semelhante é observada no universo das 7.989 empresas não financeiras analisadas pela equipe da Datainvest no início de 2002. A receita líquida acumulada por essas empresas aumentou 17,4% e chegou a 817 bilhões de reais.

O Sudeste continua com o maior número de empresas, atingindo o nível de 56%, com a mais alta participação, cerca de 73% do total cadastrado no país. Esses índices caem sucessivamente nas empresas do Sul, com 14,0%; Nordeste com 6,3%; Centro-Oeste com 4,0% e o Norte com somente 2,7% do total.

Na figura 4.5 estão representados os estados do Brasil, a indicação das empresas analisadas, a participação de receita líquida em milhares de reais e a correspondente distribuição geográfica das 500 maiores empresas do país.

Onde estão as 500 maiores

Receita líquida, em R\$ 1.000

Participação (%) no total das 500

Número de empresas analisadas

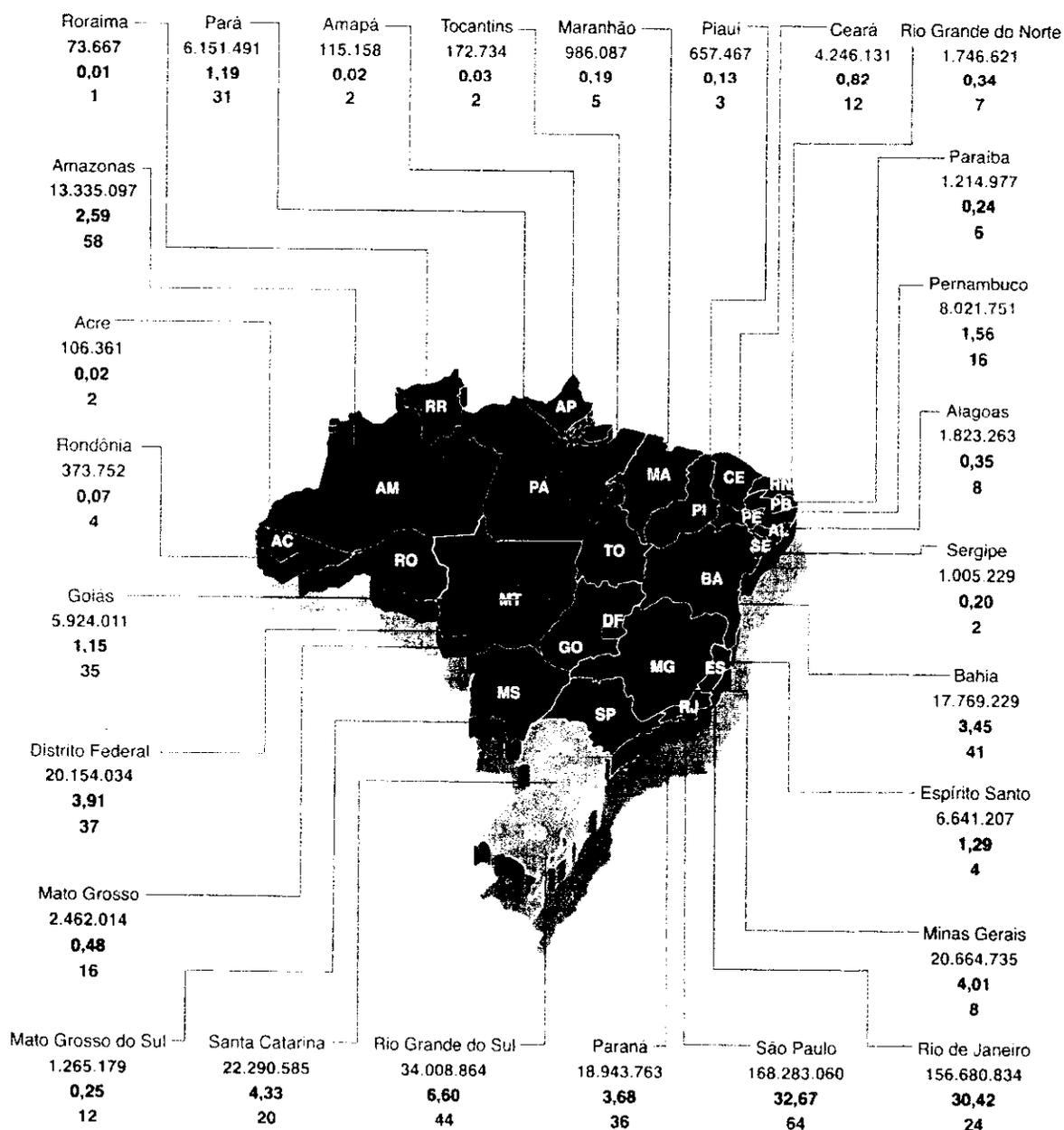


Figura 4.5 - Distribuição geográfica das 500 maiores empresas do país

Fonte: Datainvest - 2002

Na tabela 4.20 estão listadas as 100 maiores empresas nacionais, em função de sua receita líquida (R\$ $\times 10^3$), alcançada em 2001.

Tabela 4.20 - Relação das cem maiores empresas nacionais

Nº	Empresa	Sede	Receita líquida	Nº	Empresa	Sede	Receita líquida
1	Petróleo Ipiranga	RJ	8.939.267	51	CBA	SP	1.009.422
2	TMAR	RJ	8.480.582	52	Celpe	PE	1.002.675
3	Pão de Açúcar	SP	7.211.853	53	Suzano	SP	998.668
4	Embraer	SP	6.735.144	54	Trikem	BA	985.056
5	CVRD	RJ	6.385.000	55	Ale	MG	970.073
6	Brasil Telecom	DF	6.158.408	56	Weg	SC	955.183
7	Varig	RS	5.251.008	57	Caraíba Metal	BA	946.153
8	Antartica CIBB	SP	4.094.037	58	MBR	RJ	937.900
9	CSN	RJ	3.284.294	59	Marlim	RJ	921.528
10	Sadia	SC	3.277.623	60	Vasp	SP	918.365
11	Copene	BA	3.137.996	61	Andrade Gutierrez	MG	911.581
12	Gerdau	RJ	3.072.644	62	IPQ	RS	883.570
13	CPFL	SP	3.056.270	63	Telemig Celular	MG	869.010
14	Usiminas	MG	2.942.383	64	Escelsa	ES	867.796
15	Copersucar	SP	2.780.277	65	Cotia Trading	ES	866.419
16	Tam	SP	2.710.618	66	Itauleo Phileo	AM	864.210
17	Votorantim	SP	2.600.000	67	Natura	SP	861.322
18	Casas Bahia	SP	2.528.787	68	Casas Pernambucanas	SP	857.409
19	Perdigão	SP	2.424.864	69	Zaffari Porto Alegre	RS	838.620
20	Copesul	RS	2.359.645	70	Queiroz Galvão Const.	RJ	833.817
21	TV Globo RJ	RJ	2.324.603	71	Celpa	PA	813.369
22	Sendas	RJ	2.324.132	72	Rio Sul	RJ	805.779
23	Ponto Frio	RJ	2.093.365	73	RGE	RS	805.179
24	CST Tubarão	ES	1.977.038	74	Arcom	MG	801.340
25	Ipiranga Distribuidora	RS	1.926.346	75	Caramuru	GO	769.161
26	Norberto Odebrecht	RJ	1.888.344	76	ATL Algar	RJ	764.051
27	OPP Petroquímica	BA	1.759.578	77	Samarco	MG	763.519
28	Cosipa	SP	1.712.172	78	Avipal Avicultura	RS	742.404
29	Atacadão	SP	1.674.374	79	Bahia Sul	BA	732.288
30	VCP	SP	1.541.562	80	G. Barbosa	SE	730.671
31	Coelba	BA	1.516.697	81	Marcopolo	RS	729.806
32	Coamo	PR	1.490.299	82	MMC	SP	724.030
33	Petroquímica União	SP	1.446.589	83	Supergasbrás Distrib.	RJ	720.141
34	Rio Branco	SP	1.409.077	84	Coopercentral	SC	715.909
35	Cisa	ES	1.383.576	85	Itambé	MG	709.868
36	Lojas Americanas	RJ	1.358.628	86	Coimex Exportadora	ES	696.008
37	Bertin	SP	1.349.644	87	Polibrasil	SP	688.774
38	BCP	SP	1.324.321	88	Afunorte	Pa	686.684
39	Martins	MG	1.320.333	89	Tigre	SC	661.028
40	Accsita	MG	1.312.368	90	Lojas Riachuelo	SP	658.941
41	C.R. Almeida Engenharia	RJ	1.307.674	91	Cemat	MT	654.137
42	Camargo Corrêa	SP	1.205.187	92	Politeno	BA	649.599
43	Araeruz Celulose	ES	1.180.593	93	Petroflex	RJ	648.839
44	Editora Abril	SP	1.121.094	94	Ripasa	SP	631.291
45	Albrás	PA	1.094.637	95	Moinhos Cruzeiro Sul	RS	629.613
46	Ultragaz	SP	1.071.517	96	Jamyr Vasconcelos	RJ	616.930
47	Variglog	SP	1.064.876	97	Ita	RJ	613.512
48	Vicunha	CE	1.044.910	98	Meios de Pagamento	SP	605.205
49	Sé	SP	1.043.910	99	MRS Logística	RJ	605.205
50	Açominas	MG	1.027.258	100	Irmão Bretas	MG	601.374
Total geral das 100 maiores empresas nacionais (R\$ x 10³)						170.996.857,00	(42,7%)
Total geral acumulado pelas 6.746 empresas nacionais (R\$$\times 10^3$)						400.693.424,00	(100,0%)

Fonte: Datainvest - 2002

Na tabela 4.21 estão listadas as 100 maiores empresas estatais, em função de sua receita líquida (R\$ $\times 10^3$), alcançada em 2001.

Tabela 4.21 - Relação das cem maiores empresas estatais

Nº	Empresa	Sede	Receita líquida	Nº	Empresa	Sede	Receita líquida
1	Petrobrás	RJ	49.092.907	51	N Sra. da Conceição	RS	223.766
2	BR Distribuidora	RJ	16.120.090	52	HCPA	RS	221.890
3	Furnas	RJ	9.252.455	53	Cepisa	PI	219.533
4	Cemig	MG	4.712.884	54	Codevasf	DF	219.235
5	Correios	DF	4.546.890	55	Ceron	RO	210.351
6	Sabesp	SP	3.434.767	56	Prodesp	SP	195.995
7	Chesf	PE	2.960.343	57	CGEE	RS	195.943
8	Cesp	SP	2.113.349	58	Cagece	CE	193.362
9	Eletronorte	DF	1.620.935	59	Dersa	SP	186.789
10	Celesc	SC	1.442.001	60	Casa da Moeda	RJ	173.373
11	Eletrosul	SC	1.344.904	61	INB	DF	169.051
12	Infraero	DF	1.287.720	62	Cesan	ES	166.025
13	Cedae	RJ	1.272.006	63	Sanasa	SP	165.891
14	Copel Distribuição	PR	1.127.426	64	Cetesb	SP	154.096
15	Transpetro	RJ	1.077.605	65	Cagepa	PB	151.213
16	CEEE	RS	1.032.207	66	CPRM	DF	141.555
17	Copel	PR	1.023.476	67	SPTtrans	SP	138.206
18	Celg	GO	1.009.626	68	Ceam	AM	137.905
19	Copasa Minas Gerais	MG	817.339	69	Caema	MA	115.995
20	Ferteco	RJ	784.833	70	Imesp Diário Oficial	SP	113.931
21	Sanepar	PR	737.125	71	Gasmig	MG	111.173
22	Serpro	DF	731.364	72	Prodam São Paulo	SP	109.443
23	Eletronuclear	RJ	683.273	73	Metrô Distrito Federal	DF	109.148
24	Embrapa	DF	647.280	74	Sercomtel	PR	106.395
25	CEB	DF	646.258	75	Limpurb	BA	106.145
26	Manaus Energia	AM	627.498	76	Caem	RN	102.352
27	Metrô São Paulo	SP	548.810	77	Cohab São Paulo	SP	97.037
28	Corsan	RS	517.617	78	Cosampa	PA	95.894
29	CPTM	SP	514.871	79	Epagri	SC	95.144
30	EMAE	SP	479.093	80	Municipal de Vigilância	RJ	94.357
31	Conab	DF	456.431	81	Deso	SE	92.834
32	Copel Geração	PR	449.414	82	Segás	SC	90.494
33	CTEEP	SP	421.398	83	Procergs	RS	86.934
34	Embasa	BA	373.283	84	Agepisa	PI	86.325
35	Dataprev	DF	343.266	85	Flumitrens	RJ	85.256
36	TBG	RJ	343.064	86	IPT	SP	80.776
37	Valest	RJ	302.655	87	ONS	DF	76.192
38	Casan	SC	296.256	88	Comurg	GO	75.610
39	Caesb	DF	285.618	89	Emater Paraná	PR	75.207
40	CBTU	RJ	285.334	90	BVEnergia	RR	73.667
41	Comlurb	RJ	282.164	91	Eletroacre	AC	72.926
42	Cobra	RJ	266.815	92	Sanesul	MS	71.398
43	Bahíagás	BA	265.467	93	Emater Minas Gerais	MG	71.121
44	Sulgás	RS	257.828	94	Copergás	PE	69.275
45	Saneago	GO	253.569	95	Prodemge	MG	66.890
46	Compassa	PE	252.001	96	Cidasc	SC	65.736
47	Ceal	AL	249.873	97	Cristo Redentor	RS	63.607
48	Codesp	SP	240.205	98	Cea	AP	63.510
49	Cet	SP	236.442	99	MGS	MG	61.220
50	Ebal	BA	232.951	100	Terracap	DF	60.203
Total geral das 100 maiores empresas estatais (R\$ x 10³)			124.311.363,00			(31,0%)	
Total geral acumulado pelas 358 empresas estatais (R\$ x 10³)			400.693.424,00			(100,0%)	

Fonte: Datainvest - 2002

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, os consumidores passaram por momentos difíceis com a crise de desabastecimento de eletricidade. O Governo Federal impôs uma economia de 20% de energia elétrica, para as Regiões Centro-Oeste, Norte, Nordeste e Sudeste do país, isentando a Região Sul, que contava com alguma reserva hídrica favorável.

No final de 2002 muitos acreditavam que o país havia atravessado com sucesso o racionamento, mas a escassez nacional de energia elétrica revelou um setor debilitado e mostrou que havia muito a ser feito, no sentido de evitar uma repetição do mesmo fenômeno em futuro próximo.

Em 2001, quando as empresas e instituições do setor elétrico passavam por uma grave crise, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão da Crise, com dois grandes objetivos: coordenar o racionamento de energia elétrica e solucionar pendências existentes no setor, que se arrastava de um modelo quase totalmente estatizado para outro parcialmente privatizado.

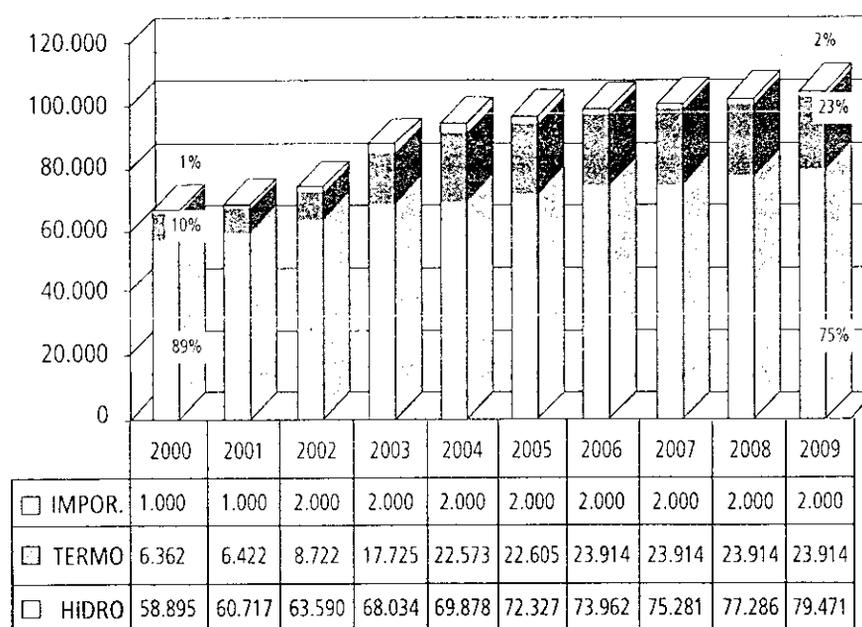
Assustadas com o fracasso do plano de racionamento, as empresas geradoras e distribuidoras de eletricidade viram suas receitas despencarem e alegaram que o equilíbrio econômico-financeiro, garantido nos contratos de concessão, estava ameaçado. A forte pressão de investidores, em grande parte privados, prevaleceu e o BNDES anunciou um acordo, que previa o reembolso de 90% do prejuízo sofrido pelas companhias, em função do racionamento.

Naquela oportunidade o BNDES comprometeu-se a emprestar a quantia de quase 7,5 bilhões de reais, que deveriam ser pagos pelos consumidores de eletricidade, por meio de novos reajustes extraordinários nas tarifas, de 7,9% para todos consumidores industriais e de 2,9% para os residenciais e estabelecimentos comerciais. Os clientes de baixa renda foram poupados, por um período de mais três anos.

Na fase final do racionamento, o Estado reagrupou suas forças para uma ampla reforma do setor elétrico, com o objetivo de garantir a retomada dos investimentos privados. A Câmara de Gestão da Crise projetou desembolsos de até 43,5 bilhões de reais, para aumento na capacidade de geração, entre 2001 e 2004, sendo que cerca de 34,1 bilhões oriundos de grupos privados.

A figura 4.6 indica a evolução da oferta de energia elétrica em MW para o período de 2000 a 2009, de acordo com o Plano Decenal de Expansão da Eletrobras, que acredita no aumento de participação na geração térmica, com valores de até 10 e 20% e na importação de energia entre 1 e 2% do total necessário para atendimento da demanda do setor elétrico brasileiro.

O Cenário de Referência do Programa Decenal de Geração leva em conta projetos de geração com razoável grau de certeza de implementação e alguns outros com grau menor de confiança de possibilidade de sucesso.



Fonte: Eletrobrás - Plano Decenal de Expansão 2000 a 2009

Figura 4.6 - Oferta de energia elétrica para o sistema interligado até 2009

A construção de novas UHE's, daquelas em andamento ou em estágio de motorização, projetos ainda em análise ou espera de futura contratação representaram, quando adicionados ao conjunto de Projetos Termelétricos Priorizados pelo Governo Federal, composto de 47 usinas termelétricas, uma oferta de 17.469 MW para o Sistema Interligado nacional, entre 2001 e 2004.

O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) brasileiro foi instituído pelo Governo Federal para incentivar a geração de energia elétrica através de UTE's, com a utilização de gás natural.

O Programa Prioritário utilizava as seguintes garantias:

- suprimento de gás natural pelo prazo de até 20 anos;
- possibilidade de se praticar Valores Normativos (VN), regulamentados pela ANEEL, nas transações com as distribuidoras de energia elétrica, por um período de até 20 anos;
- acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no setor elétrico, a ser disponibilizado pelo BNDES.

O Estado estabelecia as seguintes facilidades para viabilização do Programa, em função das disponibilidades do:

a) condição de financiamento segundo o MME/BNDES:

- custo básico da operação: com taxa de juros de longo prazo ou dólar norte-americano;
- valor do “spread” básico: de 2,5% reduzido para 1,0% ao ano;
- valor do “spread” de risco: de até 2,5% ao ano;
- participação: financiamento total de gastos locais;
- prazo de amortização e carência: de acordo com o valor e importância de cada projeto;

b) condição de financiamento segundo as garantias oferecidas:

- aquisição e compra pela Eletrobras de toda energia gerada; e
- fixação do preço médio do gás natural em US\$ 2,26/MMBtu.

A tabela 4.22 apresenta as projeções do Programa Emergencial, de acordo com o Decreto Federal N° 3371 de fevereiro de 2000, que instituiu o PPT e a portaria N° 43, também de fevereiro de 2000, do MME.

Tabela 4.22 - Programa prioritário de termelétrica nacional

Discriminação	Potência Instalada (MW)
1 - Usinas de cogeração a gás natural	2.450
2 - Usinas a gás natural em ciclo combinado	12.785
3 - Usinas a gás natural em ciclo simples	84
4 - Usinas utilizando outros tipos de combustíveis	1.786
5 - Usinas existentes convertidas para gás natural	2.258
Capacidade total do Programa (MW)	19.363

Fonte: [Sauer, 2002] - Dados do MME - Programa Prioritário de Termelétrica

A adoção do programa de termelétricidade decorreu da necessidade de criar um mercado para o gás natural extraído na Bolívia e já contratado no projeto do gasoduto, que aliados à paralisação dos investimentos em geração de eletricidade e crescentes riscos de “déficit” tornaram-se motivos adicionais para sua implantação. Além desses motivos sobrepuseram-se as recomendações do Banco Mundial.

Apesar das vantagens e regalias oferecidas pelo governo brasileiro o investidor privado até o momento não se interessou pelo o programa nacional de reestruturação. As usinas termelétricas projetadas, e que o governo vem procurando viabilizar, são respaldadas pela Eletrobras, uma vez que os interlocutores dos investidores privados, principalmente os representantes dos grandes grupos internacionais continuam acrescentando novas exigências, impondo maiores garantias contratuais com a sistemática manutenção de privilégios e não desejando correr nenhum tipo de risco.

4.5 - SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro vem sofrendo transformações estruturais desde meados da década de 1990, decorrentes da implementação do processo de privatização e liberalização do mercado de energia elétrica. Apesar da diversidade de questionamento, amplificados pelo racionamento imposto ao país a partir de junho de 2001, a essência do modelo de privatização adotada para desregulamentação do setor elétrico seguiu práticas internacionalmente aceitas, com desverticalização das empresas, incentivo à competição, criação de livre acesso à rede elétrica, criação de um operador nacional do sistema elétrico e mercado atacadista de energia, ainda que definidas e alteradas com a privatização em andamento, dificultando a criação de ambiente competitivo com maior número de participantes, muito aquém do esperado pelo governo.

Algumas ações políticas elevaram os riscos de “déficit”, motivados pelo atraso prolongado de investimentos na geração e transmissão, a ponto de culminar com o racionamento ocorrido em 2001. Uma análise, da natureza do desabastecimento de eletricidade, em termos simplificado, revela o descompasso entre o crescimento de demanda e oferta de energia elétrica. A oferta de energia elétrica, além de insuficiente, sempre dependeu do nível de produção das usinas hidrelétricas e controlável pela capacidade de reserva dos sistemas hídricos. A expansão da oferta de suprimento de energia elétrica resulta de muitos fatores, com forte interconexão entre si.

Um primeiro aspecto do problema relaciona-se à inexperiência dos brasileiros, quanto ao processo de privatização adotado, que em longo estágio de implementação, não conseguiu a atratividade necessária para promover a expansão do setor e nem a diversificação das fontes geradoras; como por exemplo, o programa de termelétricidade governamental, inibido pelo forte risco cambial presente na compra de gás importado da Bolívia.

Um segundo aspecto relaciona-se à estrutura mista vigente no país, no período anterior ao racionamento, constituído de empresas estatais e privadas, porém com as estatais, mesmo quando capitalizadas, sendo impedidas de realizar novos investimentos no segmento de geração, impossibilitadas assim de construir novas usinas para atender a expansão de demanda.

Além dos aspectos mais visíveis do período pré-racionamento, vale a pena lembrar as dificuldades adicionais para o adequado suprimento do sistema elétrico, entre as quais podem ser destacadas:

- forte interconexão hidráulica entre as usinas construídas em um mesmo rio, com aproveitamentos hidrelétricos em “cascata”, possibilitando ganhos na operação conjunta e otimizada do sistema, porém criando sérias dificuldades na distribuição dos benefícios e lucros adicionais, entre diferentes empresas operando na mesma bacia hidrográfica, em um ambiente competitivo;
- interconexão elétrica entre os subsistemas das diversas regiões do país, porém ainda com capacidade insuficiente para a transferência de importantes blocos de energia que pudessem minimizar os efeitos da diversidade dos regimes hidrológicos entre essas regiões, acrescidos dos efeitos do El Niño nas Regiões Sudeste/Sul e Norte/Nordeste, acentuando os efeitos das chuvas numa e os da seca na outra;
- limitação das possibilidades de expansão do parque gerador hidrelétrico em locais próximos às regiões de maior consumo de eletricidade, como as Sudeste e Sul do Brasil, pela inexistência de novos aproveitamentos hidrelétricos ou esgotamento de possibilidades dos existentes.

Em relação à demanda, verifica-se uma transformação, induzida pela crise de desabastecimento de eletricidade de 2001.

Antes da crise, os consumidores estavam acostumados a ter garantia de suprimento de energia elétrica, em qualidade e quantidade, usufruindo de tarifas razoáveis, e não se preocupando com problemas técnicos e de custos enfrentados pelas empresas estatais, para o fornecimento da energia elétrica em seus domicílios.

Com exceção dos grandes consumidores eletrointensivos não havia programa consolidado de racionalização de uso para a energia elétrica em larga escala, em nível comercial ou industrial. A experiência recém iniciada e rapidamente interrompida pelo PROCEL mostra a falta de consciência sobre a importância de racionalização no uso da eletricidade. O racionamento de energia elétrica deverá induzir uma multiplicidade de soluções individualizadas para suprimento de eletricidade, incluindo o reforço na tendência que já vem se manifestando, a da geração distribuída, que alcança nos EUA, por exemplo, a cifra de 11% no atendimento da demanda [Barbosa & Leal, 2002].

Em complementação a essa tendência, as empresas distribuidoras de eletricidade deverão iniciar uma competição pela conquista do mercado, enfatizando estratégias de venda e novas formas de relacionamento com consumidores, procurando prestar serviços de alta qualidade a preços baixos, uma vez que no futuro o cliente poderá escolher livremente seu fornecedor.

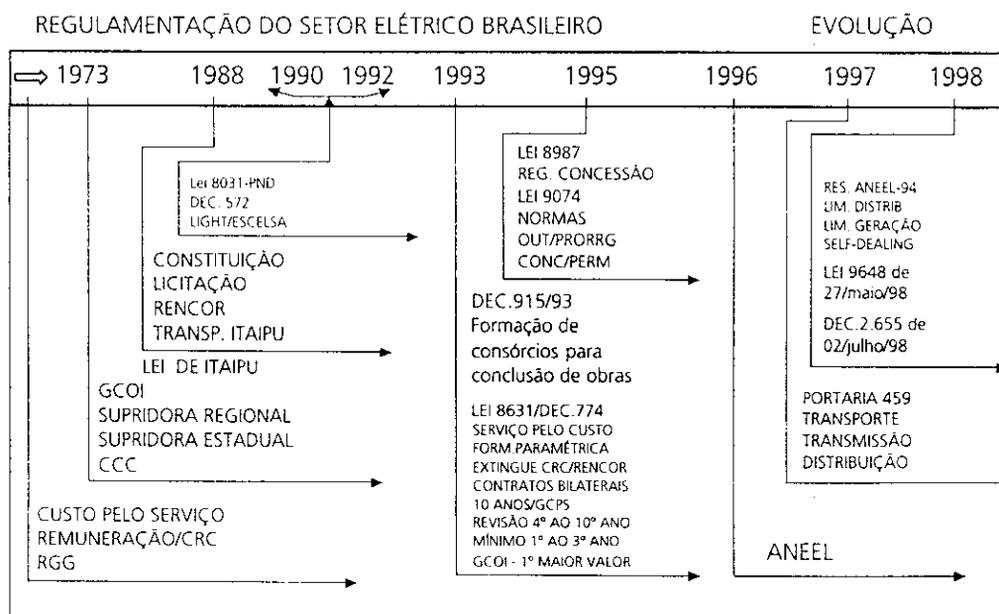
O processo de desregulamentação provocou alteração na estrutura produtiva e de comercialização de energia elétrica, impondo novas relações de mercado, identificando fragilidades e oportunidades dentro do novo contexto funcional do setor elétrico brasileiro.

A transição de um sistema quase integralmente verticalizado e monopolizado, reunindo as atividades de geração, transmissão e distribuição, para uma desverticalização das empresas do setor elétrico, abre caminho para um novo tipo de cooperação entre os participantes da cadeia de suprimento, mesmo quando em cada um deles existam empresas concorrentes entre si.

Segundo a opinião de renomados especialistas do setor elétrico internacional, os ganhos de eficiência para esta nova fase de cooperação, já são bastante perceptíveis em outros mercados liberalizados há mais tempo que o brasileiro, como por exemplo o da Grã-Bretanha [Cox et al., 1999].

No momento, a acentuada predominância do sistema capitalista, favorece a fusão de grandes empresas, gerando concentração de poder político-econômico, influenciando a economia mundial, bem como o arranjo e a organização espacial das nações, segundo seus interesses e conveniências. Podem ser citados, os processos de globalização da economia em geral e em particular a privatização das empresas do setor elétrico. Desse modo, a história do Brasil também tem sido marcada por um processo de reformas realizadas em diversos setores econômicos, inclusive do setor elétrico.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro pode ser acompanhada através dos principais marcos regulatórios legais utilizados, conforme representados na figura 4.7, onde são descritas as fases e os pontos de transição, a partir do início da década de 1970 até o final do ano de 1998, cobrindo praticamente 30 anos da história do desenvolvimento energético do país [Sauer, 2002].



Fonte: Sauer - 2002

Figura 4.7 - Regulamentação do setor elétrico brasileiro de 1973 a 1998

O objetivo fundamental da reforma do setor elétrico era o de garantir que a maior parte dos investimentos necessários fossem realizados pelo setor privado. Contudo, ainda haveria a necessidade de participação do setor público, como coordenador de algumas atividades essenciais, para garantir o sucesso da reforma. Essa participação do setor público poderia ser:

- financiar os custos de investimentos das empresas que se mantivessem, a médio e longo prazo, ligadas ao setor público e os custos associados a investimentos sociais e de interesse público. As áreas abrangidas por estes investimentos, incluiriam uma parcela dos custos de transmissão, esforços de eletrificação rural e certos elementos de novos esquemas hidrelétricos; e
- complementar ou atrair o financiamento privado através de um adequado esquema de financiamento e oferta de determinadas garantias, arranjos de compartilhamento de riscos, que viabilizassem os empréstimos das fontes privadas. Esta seria a característica crucial do financiamento de novos investimentos em hidrelétricas, devendo ser um dos papéis mais importantes do Agente Financeiro Setorial - AFS.

Para a desejada expansão do setor elétrico deveriam ser consideradas e ponderadas as seguintes dificuldades:

- necessidade projetada de financiamento de US\$ 26 bilhões de dólares ao longo de quatro anos, comparada ao fluxo de caixa líquido de US\$ 12 bilhões de dólares no setor no mesmo período, incluindo o serviço da dívida de Itaipu;
- fontes de empréstimos de longo prazo em moeda brasileira, limitadas e impedidas ao BNDES e à Eletrobrás;
- disposição por parte de algumas empresas industriais brasileiras, no sentido de realizar investimentos com recursos próprios, especialmente no segmento da auto produção de energia elétrica;
- empréstimos de longo prazo, de origem estrangeira, sujeito à garantia ou proteção externa contra riscos potenciais, através de Crédito à Exportação ou Órgãos Creditícios Internacionais;
- substanciais aportes de capital estrangeiro no Brasil por parte de investidores do setor elétrico, que ainda são em número limitado, e alguns dos novos fundos de investimento em mercados emergentes.

Grande parte do financiamento potencial deverá ser empregado para adquirir muitos dos ativos existentes cuja oferta para desestatização está programada para os próximos anos.

A disponibilidade de recursos para atender às necessidades futuras de investimento deve ser considerada mais arriscada do que a compra dos atuais ativos existentes. Algumas dúvidas estão ligadas às características dos novos investimentos, para a construção de usinas hidrelétricas, necessitando de uma definição clara dos seguintes itens:

- risco de custo de construção;
- custo de realocação de populações afetadas;
- defasagem entre amortização da dívida e fluxo de caixa do projeto;
- longos prazos para a construção de usinas e a correspondente entrada em operação; e
- início de operação com a geração e retorno dos investimentos.

Os consultores, contratados pelo MME e que realizaram o trabalho da Coopers & Lybrand deixaram claro que além das receitas de RGR e do serviço da dívida de Itaipu, o Agente Financeiro Setorial deverá utilizar sua reputação para tomar empréstimos ou financiamento de longo prazo, inclusive agindo como intermediário na captação de recursos de Órgãos Internacionais de Crédito, alguns dos quais não podem emprestar diretamente para o setor privado, em função das restrições impostas pelos acordos internacionais de financiamento ao governo brasileiro.

A curto prazo, os consultores propõem que o AFS fique ligado à Eletrobrás, que tem considerável experiência em obter financiamento para o setor e cujos ativos proporcionam as principais fontes de financiamento de suas atividades. Entretanto, ressaltam que deve ser constituída como divisão separada ou subsidiária para que sua posição financeira seja distinta daquelas da “holding”.

A mais longo prazo, a localização do AFS deverá ser reavaliada. As novas opções a serem consideradas são a permanência na Eletrobrás, a transferência ao BNDES ou tornar-se um fundo ou empresa independente.

A tabela 4.23 mostra as principais mudanças efetuadas pelo processo de desregulamentação implementado no setor elétrico brasileiro, comparando os dois modelos empregados pelo setor elétrico.

Tabela 4.23 - Principais características dos modelos do setor elétrico

Modelo Antigo	Modelo atual
<ul style="list-style-type: none"> • Preços regulamentados para a geração de energia elétrica e contratos renováveis de suprimento 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado Atacadista de Energia (MAE) empregando uma concepção de mercado mercantilista
<ul style="list-style-type: none"> • As empresas do setor eram integradas verticalmente, atuando sob condições funcionais de regime de monopólio estatal 	<ul style="list-style-type: none"> • Desverticalização: separação do segmento de Geração, da Transmissão, Distribuição e Comercialização; como atividade independente e limites à participação cruzada
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Transmissão de energia elétrica agregada ao sistema de Geração de energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Malhas de transmissão e conexão, com a distribuição separadas e permitindo livre acesso à rede elétrica
<ul style="list-style-type: none"> • Mercados e consumidores cativos 	<ul style="list-style-type: none"> • Clientes cativos, associado a aumento gradual de consumidores livres com liberação paulatina
<ul style="list-style-type: none"> • Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) e Planejamento Normativo 	<ul style="list-style-type: none"> • Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e Planejamento Indicativo
<ul style="list-style-type: none"> • Emprego de Planos Decenais 	<ul style="list-style-type: none"> • Indefinido
<ul style="list-style-type: none"> • Grupo Coordenador de Operação Interligada do sistema elétrico (GCOI) e condomínio de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilização do Operador Nacional do Sistema (ONS) operacionalizando mercado competitivo
<ul style="list-style-type: none"> • Utilização de um processo de “tarifação” via Serviço pelo Custo e Remuneração Garantida, até 1993 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa regulada para os clientes cativos, preços competitivos e desregulamentados para clientes e para suprimentos
<ul style="list-style-type: none"> • O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) aprovava concessões de serviço público de energia elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Concessões licitadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); aproveitamentos considerados como Produtor Independente de Energia (PIE)
<ul style="list-style-type: none"> • Restrições à atuação de Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulamentação da atuação desses agentes e permissões de livre acesso à rede

Fonte: Sauer, 2002

A tabela 4.24 abaixo indica as principais entidades criadas para dar sustentação e orientação, ao novo modelo de desregulamentação do setor elétrico brasileiro.

Tabela 4.24 - Entidades constituintes do novo modelo do setor elétrico

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

- Implementadora de políticas
- Reguladora e fiscalizadora
- Missão: “Proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento de mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre agentes e em benefício da sociedade”.

Operador Nacional do Sistema - ONS

- Responsável pelas atividades de geração e transmissão de todo sistema eletroenergético interligado
- Planejar e programar a operação
- Despachar de forma centralizada a operação
- Viabilizar a expansão do sistema de transmissão a mínimo custo
- Calcular o preço “spot”

Mercado Atacadista de Energia - MAE

- Ambiente no qual se processam a compra e venda de energia elétrica entre os participantes, via contratos bilaterais e mercado de curto prazo

Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE

- Responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico
- Planejamento indicativo do sistema
- Planejamento determinativo da transmissão
- Programa indicativo de licitações
- Programa de estudos de viabilidade

Recursos Hídricos

- Participação dos órgãos setoriais envolvidos com hidreletricidade nos Comitês de Bacias
 - Atuação ativa do MMF e ANEEL nas Câmaras Técnicas
 - Articulação entre CCPE, ANEEL e ANA nos estudos de inventário de bacias
 - Definição de critérios gerais para elaboração de Plano Diretor para os reservatórios
-

Fonte: Saucr, 2002

CAPÍTULO 5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O Brasil e outros países, passam por transformações econômicas que obrigam o setor elétrico a tomar novos rumos. Um item para o crescimento e desenvolvimento econômico, é o da utilização da energia elétrica, que sofre com as consequências da globalização dos mercados, em função da crescente integração mundial. Esse processo, que parece ser irreversível, recebe os impactos da globalização, nas atividades: de telecomunicações, científicas, tecnológicas, econômicas, financeiras, comerciais e energéticas.

A globalização do setor elétrico mundial está passando pela existência e distribuição desigual dos recursos energéticos nacionais disponíveis, em função das disponibilidades dessas fontes em cada país. A dificuldade, que a maioria dos países em desenvolvimento enfrenta é a inexistência de recursos financeiros para a exploração do seu potencial energético e o correspondente atendimento do mercado consumidor em expansão.

Em função da necessidade de obtenção de novos recursos, com sua captação no exterior e pelas dificuldades impostas pelas instituições encarregadas de oferecer financiamentos, os países em desenvolvimento passam por crises, para reestruturação e desregulamentação do setor elétrico. Com a privatização dos ativos energéticos em vários países, foram criadas novas oportunidades para capitalistas de países desenvolvidos, investirem de maneira vantajosa e lucrativa, nesse tipo de atividade.

Com economias fechadas e carência de investimentos, o setor elétrico apresentava demandas reprimidas, obrigando os países em desenvolvimento a abrir mercados a investidores multinacionais. Na primeira metade dos anos 1990, os investidores acreditavam que poderiam obter lucros elevados, com muito baixo risco, nos mercados da Ásia, Europa Oriental e América Latina, uma vez que eles eram recomendados, pelo FMI e Banco Mundial, como sendo muito seguros e lucrativos.

Em 1997 essa situação foi bruscamente alterada, com explosão da crise asiática, seguindo-se as crises da Rússia em 1998, do Brasil em 1999, da Turquia em 2000 e da Argentina em 2001.

A cada crise de mercado, verificava-se a saída de capital dos países emergentes, com investidores fugindo para opções de menor risco na Europa Ocidental e nos EUA, apesar do menor retorno de capital. As moedas dos países em desenvolvimento entraram em colapso e os ajustes impostos na área econômica, levaram a recessões profundas e duradouras, com resultados desastrosos para as áreas econômica, política e social.

A maioria dos países viveu um ciclo de globalização positivo entre 1990 e 1996, seguindo-se um retrocesso de 1997 a 1999. A partir do ano 2000, o mundo globalizado recomeçava a ganhar novo ímpeto, sendo bruscamente interrompido pela ação terrorista de 11 de setembro de 2001, com o ataque aos Estados Unidos.

Nessa ocasião, o crescimento econômico mundial foi abalado e sentiu os efeitos desse acontecimento, principalmente no setor de transporte aéreo, com falência de várias empresas e desemprego crescente. Os investidores tornaram-se cautelosos e propensos a não correr riscos, aguardando uma situação de maior estabilidade econômica no mundo.

Em dezembro de 1999, a reunião da Organização Mundial do Comércio - OMC, em Seattle, nos EUA, marcou o início de processo histórico, uma vez que grupos, que defendiam o término das desigualdades sociais, assumiram posições de contestação cada vez mais radical, chegando até à violência para ser ouvido, quando necessário.

A partir do início de 2002, houve uma leve tendência de recuperação da economia dos EUA e os investidores internacionais voltaram procurar novas oportunidades externas de investimentos. Os encontros mundiais, destinados a propiciar aberturas de mercados, para garantir os fluxos de investimentos e a dinamização do processo de globalização mundial, transformaram-se em verdadeiras batalhas de guerra.

Como resultado, os representantes dos países emergentes aumentaram seu poder de influência na fixação de normas de globalização. A reunião de cúpula sobre comércio exterior, de novembro de 2001, em Doha, no Catar, foi um novo marco mundial. Os representantes dos países pobres se uniram e mostraram uma forte coesão em torno de temas de interesse para os países pobres, como por exemplo, o fim de leis e barreiras protecionistas, que impedem a entrada de produtos exportados nos países ricos.

A Europa assumiu compromissos de redução escalonada de subsídios agrícolas; os EUA deverão adotar regras para limitar o poder de proteção de mercado.

normalmente utilizado para proteger os interesses nacionais, em prejuízo dos seus parceiros internacionais. Os países mais pobres também conquistaram o direito de produzir remédios, sem respeitar os direitos de patentes de laboratórios norte-americanos e europeus, para combater os males de saúde pública, por exemplo, a AIDS.

As manifestações de protestos contra as políticas adotadas pelas instituições defensoras da globalização vêm acontecendo com uma frequência espantosa. Há muitas décadas, as populações no mundo em desenvolvimento protestam contra os programas de austeridade impostos a seus países, uma vez que se revelaram severos demais. O que é novidade é a onda de protestos que está acontecendo nos países mais desenvolvidos.

Antigamente, os empréstimos eram feitos para atender reajustes estruturais, em programas criados para ajudar os países a conseguir superar suas crises; as chamadas “quotas de bananas”, limite que nações européias impunham à importação de bananas de países que não faziam parte de suas antigas colônias e que interessavam a poucos.

Atualmente, em função da disseminação da informação pelos veículos de comunicação, até mesmo os jovens têm possibilidades de se manifestar contra a assinatura de tratados internacionais que prejudiquem seus países, como o recentemente acontecido nas manifestações de Bolonha, na Itália.

Os protestos provocaram um surto de auto-análise por parte dos detentores do poder em todo o mundo desenvolvido. A abertura do comércio internacional, ajudou alguns poucos países a crescer mais rapidamente do que teriam conseguido por conta própria, sem comunicação com o mundo industrializado internacional. O comércio internacional pode incrementar o desenvolvimento econômico nacional; e com o resultado das exportações, é possível impulsionar o crescimento econômico do país.

As exportações conduziram a um crescimento, que é parte essencial da política industrial, que enriqueceu grande parte da Ásia e deu a milhões de indivíduos, numa certa época, condições de vida decente e suportável. Os países ricos forçaram as nações pobres a eliminar suas barreiras comerciais, mas eles próprios mantiveram as suas, impedindo que os países em desenvolvimento exportassem seus produtos agrícolas, manufaturados e artesanais. Desse modo, foi bloqueada a possibilidade de entrada de renda e condições mínimas para combater a pobreza e eliminar a fome.

Analisando os preços que tanto os países desenvolvidos quanto os menos desenvolvidos conseguem por sua produção, após o acordo comercial firmado em 1995, o efeito líquido foi o de reduzir as tarifas que alguns dos países mais pobres do mundo recebiam relativamente ao que pagavam pelo que precisavam importar. Este acordo foi resultado das negociações da chamada “Rodada do Uruguai”, que começaram em 1986, em Punta del Este e somente foram concluídas em Marrakesh, em dezembro de 1993, quando 117 países juntaram-se a esse acordo de liberalização de mercado. O resultado proporcionado foi que algumas das nações mais pobres do mundo, na verdade, ficaram em situação muito pior do que estavam antes.

Os bancos ocidentais beneficiaram-se do relaxamento dos controles sobre mercados de capitais na América Latina e na Ásia, mas essas regiões sofreram quando os influxos de dinheiro rápido e especulativo que havia sido despejado nesses países, repentinamente sumiram do mercado. A rápida saída desse capital especulativo deixou um rastro de moedas correntes falidas e sistemas bancários locais enfraquecidos.

A “Rodada do Uruguai” também reforçou os direitos de propriedade intelectual; como por exemplo, as empresas farmacêuticas norte-americanas poderiam impedir que empresas similares na Índia e no Brasil “roubassem” sua propriedade intelectual. O Brasil e outros países passaram por cima disso.

A aplicação de teorias econômicas equivocadas não representaria um problema em si, se o final, primeiro do colonialismo e depois o declínio do comunismo, não tivessem propiciado ao Banco Mundial e ao FMI a oportunidade de ampliarem suas respectivas autoridades, dilatando seu raio de ação. Essas instituições tornaram-se dominantes da economia mundial. Não só os países que procuram sua ajuda, mas também aqueles que buscam sua aprovação, para poderem acessar os mercados internacionais de capitais, devem obedecer às suas diretrizes econômicas, orientação que refletem as ideologias e teorias do livre mercado.

Programas de ajustes estruturais não trouxeram crescimento sustentado mesmo àquelas nações, como a Bolívia, que aderiram imediatamente ao modelo recomendado. Em muitos países, a austeridade excessiva sufocou o crescimento; programas econômicos bem sucedidos necessitam cuidados especiais na forma de sequenciamento e cadenciamento de implantação.

Se os mercados forem abertos à concorrência externa, antes que sejam estabelecidas instituições financeiras fortes, os empregos serão destruídos mais rapidamente do que novos possam ser criados.

Depois da crise asiática de 1997, as políticas do FMI ampliaram as crises na Indonésia e na Tailândia. As reformas de livre mercado na América Latina têm conseguido um ou dois casos de sucesso; o Chile é mencionado com frequência, mas a maior parte do continente ainda precisa compensar os anos de crescimento perdido, que se seguiram aos chamados períodos de socorros do FMI, do início da década de 1980.

Muitos países, ainda hoje apresentam altos níveis de desemprego. Na Argentina e no Brasil os índices são de dois dígitos, mesmo com inflação reduzida. O colapso da Argentina em 2001, é um dos mais recentes de uma série enorme de fracassos, ao longo dos últimos anos.

A austeridade fiscal, a privatização e a liberalização de mercado foram os três pilares das recomendações do Consenso de Washington durante as décadas de 1980 e 1990. Essas políticas foram elaboradas com o intuito de atender e resolver os problemas da América Latina, e faziam sentido na época.

Na década de 1980, os governos dos países latino-americanos haviam acumulado dívidas e problemas de fluxo de caixa. Empreendimentos governamentais ineficientes, contribuíram para isso. Isoladas da concorrência, por medidas protecionistas, as empresas estatais forçavam seus consumidores a pagar preços elevados pelos serviços. Políticas monetárias inadequadas levaram à uma situação de inflação descontrolada. Os países não podem permanecer continuamente com um “déficit” elevado e o crescimento sustentável não é viável com a existência de hiperinflação. É necessário contar com algum tipo de disciplina fiscal.

A maioria dos países estaria em melhor situação se fossem liderados por governos preocupados em fornecer serviços públicos essenciais, em vez de gerenciar corporações, cujo desempenho talvez fosse melhor se estivessem no setor privado. A privatização nesses casos, geralmente faz algum tipo de sentido.

A austeridade fiscal, quando levada longe demais e nas circunstâncias erradas, pode causar recessão, e as altas taxas de juros podem cercear empreendimentos vitais

para o país em desenvolvimento. O FMI buscava, em meados de 1990, a privatização e a liberalização de maneira contundente, e o fazia numa velocidade que impunha custos muito altos a países que ainda não estavam bem estruturados para suportá-los.

Tanto em países desenvolvidos como naqueles em desenvolvimento os governos gastam tempo e recursos com a realização de tarefas, com as quais não deveriam se preocupar. Essas atividades os desvia daquilo que deveriam estar fazendo. Não é tanto o problema de o governo ser grande demais, mas de não estar fazendo a coisa certa. Empresas privadas concorrentes no setor podem desempenhar tais atividades de maneira mais eficiente [Stiglitz, 2002].

O argumento da privatização é: transformar indústrias e empresas estatais ineficientes em indústrias e empresas privadas eficientes. Existem condições que devem ser cumpridas antes que a privatização possa contribuir para o crescimento da economia do país. O FMI e o Banco Mundial abordavam essas questões a partir da perspectiva ideológica: a privatização deveria ser feita de maneira rápida. Eram adotados “boletins de pontuação” para os países que conseguiam a transição do comunismo para o livre mercado; aqueles que conseguiam privatizar suas estatais mais rápido recebiam notas altas, como se fossem participantes de uma “gincana mundial”.

A privatização não trazia os benefícios prometidos e os problemas criados, a partir dos fracassos, criaram repúdio à simples menção da palavra privatização. O FMI argumentava que é importante privatizar rapidamente; acreditando ser possível tratar da concorrência e regulamentação do setor envolvido, somente mais tarde. O perigo dessa argumentação é que uma vez que o interesse real tenha sido criado, ele passe a contar com o incentivo e os recursos financeiros para manter sua posição como monopólio, passando por cima da regulamentação, da concorrência, distorcendo o processo político.

Existe um motivo real para que o FMI tenha se interessado menos pela concorrência e pela regulamentação do que seria desejável. A privatização de um monopólio sem regulamentação pode gerar mais receita para o governo do país em desenvolvimento. Nesse caso, a atenção está focalizada muito mais nas questões macroeconômicas, como o tamanho do “déficit” do governo, do que nas questões estruturais, como a eficiência e a competitividade do setor.

Quer os monopólios privatizados fossem ou não mais eficientes em produção e atendimento que o governo, eles eram geralmente bem mais rápidos na exploração da sua posição como monopólio; e como consequência os consumidores iriam pagar um preço maior pelos serviços recebidos.

A privatização deve fazer parte de um programa abrangente, que permita a criação de novos empregos, ao mesmo tempo que elimina as antigas funções com atividades obsoletas. É preciso que se estabeleçam políticas macroeconômicas, incluindo taxas de juros baixas, que ajudem a gerar novos e melhores empregos. Até o FMI concorda que pressionou demais a agenda de liberalização de mercados de capitais e financeiros, contribuindo para as crises financeiras de 1990 e levando países emergentes à devastação.

A liberalização deve otimizar a receita de um país forçando os recursos a mover-se de usos menos produtivos para mais produtivos. Os países do Leste Asiático se abriram ao mundo externo, mas o fizeram de maneira lenta e contínua. Esses países tiraram vantagem da onda de globalização, para expandir suas exportações e, em consequência, cresceram mais depressa.

Esses países retiraram as barreiras de proteção de mercado de maneira criteriosa e sistemática, executando cada estágio somente quando novos empregos eram criados. Eles se certificaram de que havia capital disponível para a criação de novas empresas assumindo o papel de líder na promoção de novos empreendimentos lucrativos e possibilitando a criação de empregos.

Em recente rodada de negociações comerciais no Uruguai, foi debatido o tema da prestação de serviços. No final das contas, os mercados se abriram para muitos serviços exportados pelos países desenvolvidos, nos setores financeiros e de tecnologia de informação, mas para serviços marítimos e de construção civil, nos quais as nações em desenvolvimento são competentes e poderiam ter conseguido algum espaço, nada foi feito.

Embora os países industrializados mais avançados, com instituições sofisticadas, estivessem aprendendo as duras lições da desregulamentação, o FMI estava transmitindo a mensagem da poderosa dupla Reagan e Thatcher para o mundo em desenvolvimento.

Os países industrializados seguraram a liberalização de seu mercado de capitais, o maior tempo possível; os países europeus também esperaram até a década de 1970 para retirar seus controles protecionistas de mercados, entretanto, algumas nações em desenvolvimento têm sofrido forte pressão e sido constantemente encorajadas a executar essa tarefa mais rapidamente.

Para gerenciar os riscos associados ao uso do capital especulativo, que não pode ser utilizado para construir fábricas nem para gerar empregos, uma vez que é um capital volátil, os países em dificuldade econômica costumam ser avisados para constituir um fundo de reserva, exatamente igual ao montante dos empréstimos recebidos, definidos como de curto prazo. Para avaliar o que isso representa, é só verificar a situação de uma empresa, ou de um pequeno país que, ao aceitar um empréstimo de curto prazo no valor de 100 milhões de dólares de um banco norte-americano, estará pagando sobre ele juros de 18% ao ano. O Fundo recomenda uma política prudente, por parte do país tomadores do empréstimo, exigindo que eles somem mais 100 milhões de dólares ao seu fundo de reserva. Em geral, essas reservas são mantidas na forma de títulos do Tesouro dos Estados Unidos, que atualmente pagam em torno de 4% ao ano.

Na verdade, o país que pediu o empréstimo, estará ao mesmo tempo, tomando emprestado dos EUA a 18% e voltando a reemprestar a 4% ao ano. Os bancos norte-americanos até podem ter um pequeno lucro, mas na verdade os EUA, como um todo, lucram 14% ao ano, ou seja 14 milhões de dólares.

O Fundo Monetário na defesa da liberalização do mercado de capitais, baseou-se numa lógica simplista: mercados livres são mais eficientes e a eficiência leva a crescimento rápido; esqueceram-se que, sem a condição de liberalização da economia os países não conseguem atrair capital estrangeiro, principalmente na forma de investimentos diretos.

A China, país que recebeu a maior quantia na forma de investimentos estrangeiros, não seguiu nenhuma das recomendações ocidentais, adiando cautelosamente a total liberalização do seu mercado de capitais. A maior potência comunista do mundo, em 2001, tinha mais de 50% de suas estatais nas mãos da iniciativa privada. A mudança está no campo, onde a grande maioria das fazendas é administrada de acordo com regras do capital privado.

A primeira grande crise da década, ocorreu no México em 1994: com evasão de divisas a desvalorização da moeda mexicana, provocou danos às economias da América Latina. Como os países são bastante parecidos, principalmente no que se refere à inflação, ao grau de endividamento externo, à solidez do mercado financeiro e à falta de transparência política, os investidores internacionais retiraram os recursos aplicados nessas regiões para locais mais seguros. Ao primeiro sinal de crise correm para os títulos públicos dos EUA, país considerado economicamente sólido. Esse fenômeno acaba gerando uma crise em cadeia mundial.

O FMI afirmava que em épocas de declínio, os países poderiam contar com a ajuda externa, esquecendo que os banqueiros preferem emprestar dinheiro somente àqueles que não precisam [Stiglitz, 2002].

5.1 - MONOPÓLIO E DESVERTICALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico norte-americano foi um dos pioneiros nas reformas concorrenciais. Desde 1978, os legisladores dos EUA procuraram facilitar o livre acesso à rede elétrica, com forte incentivo à entrada de novos agentes, como os autoprodutores e produtores independentes. Um ponto de destaque nesse modelo, foi o incentivo ao uso mais eficiente das fontes energéticas, proporcionando maior conservação da energia gerada e menor desperdício.

Do mesmo modo, que os enfrentados na abertura de mercado de capitais, as reformas no setor elétrico norte-americano foram marcadas pela decisiva influência da diversidade regulatória. Essa diversidade é produto de condicionantes que, em linhas gerais, explicam a grande autonomia política e econômica dos estados da federação norte-americana.

É importante destacar, que em função da autonomia existente entre os estados norte-americanos, submetidos a regimes regulatórios diferentes, ocorreu a formação de redes e sistemas de transmissão independentes, com diferentes graus de coordenação e cooperação mútua.

Atualmente nos EUA, existem mais de 3000 empresas, entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica, sendo 321 de capital privado, reconhecidas como as Investor Owned Utilities - IOU.

Atualmente, a geração de energia elétrica é distribuída na seguinte proporção: 17% pública federal; 3% pública municipal; 3% de empresas cooperadas e 77% da iniciativa privada; representando o montante de 500 GW de capacidade instalada; com uma parcela de 8% fornecida pelos produtores independentes, ou seja, 40 GW.

Desse total de 40 GW, cerca de 8% são de origem hidráulica; 73% geradas por termelétricas e 19% são obtidos por meio de geração em usinas nucleares [Stalon, 1993].

O Congresso delegou a seus estados a responsabilidade de gerenciamento e acompanhamento das Public Utility Comissions - PUC's, com a fiscalização da qualidade dos serviços e fixação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, cabendo ao Federal Energy Regulatory Commission - FERC dirimir conflitos a respeito dos intercâmbios interestaduais e aproveitamentos hidrelétricos.

Houve a definição de critérios rigorosos para a proteção dos consumidores cativos e controle dos monopólios existentes. A implementação do modelo de acompanhamento de custos de serviços das concessionárias e controle dos níveis tarifários, foi necessário para assegurar que as empresas tivessem uma remuneração adequada e, representou um complexo sistema de controle e acompanhamento técnico. Em função dessa postura, durante a crise energética dos anos 1970, os consumidores residenciais foram protegidos e sofreram aumentos tarifários menores do que os assumidos pelos consumidores industriais.

Apesar de uma série de barreiras regulatórias impostas, pelas PUC's, para impedir a integração vertical e horizontal das empresas do setor elétrico, na prática, foram constituídos arranjos em favor da apropriação de ganhos de eficiência operativa.

Apesar da grande diversidade e capacitação dos agentes envolvidos, a indústria de geração de energia elétrica norte-americana é dominada por 200 empresas privadas que utilizam a geração termelétrica; sendo 25% desse total representadas por companhias subsidiárias de nove empresas "holdings".

Entre os diversos tipos de arranjos horizontais criados pelos agentes do setor elétrico, verificam-se interligações e atuação de conselhos operativos. As interligações foram formadas entre empresas de geração e as Transmission Ownly Utilities - TOU, empresas de atividade exclusiva no segmento de transmissão de energia elétrica.

Atualmente, existem quatro grupos de coordenação de operação interligada de sistemas: a Eastern Interconnection, a Texas Interconnection, a Western Interconnection e a Hydro Quebec System. Deve-se ressaltar, que em função da existência de linhas de corrente contínua e alternadas no sistema, eles acabam operando de forma separada.

Este tipo de interligação elétrica, obrigou em 1968, a formação de um conselho operativo, conhecido como North American Electric Reability Council - NERC, estruturado com a participação de diversas subsidiária regionais, com o objetivo de definir as regras de transferência de energia, que possibilitassem uma operação eficiente e aumentassem a confiabilidade dos sistemas elétricos interligados.

O crescimento destes arranjos verticais e horizontais, durante a expansão verificada no pós-guerra, subverteram a legitimidade da regulação estadual e municipal, obrigando a intervenção do Estado, com a criação de uma eficiente regulação federal, para controle e fiscalização das PUC's e dos órgãos reguladores municipais.

Há muito tempo, o governo federal norte-americano, preocupado em agregar as inovações tecnológicas alcançadas em seu país e em outros países desenvolvidos, procurou expandir o sistema elétrico, para evitar os riscos de falta de energia elétrica, estimulando as empresas do setor a se integrarem horizontalmente e verticalmente, incentivando a construção de usinas nucleares e a utilizar outros tipos de combustíveis, mesmo poluentes do meio ambiente, para geração de energia em grandes blocos. Como parte do contexto e mudanças a nível nacional, merece destaque as reformas patrocinadas pela CPUC, planejadas desde 1994 e colocadas em prática a partir de 1998.

A Califórnia vem implantando as reformas do setor elétrico, de forma gradual, encontrando-se praticamente no meio do caminho, uma vez que as mesmas somente deverão estar concluídas em 2006, quando o mercado deverá ser livre e competitivo.

Por muito tempo, a Califórnia apresentou um dos maiores índices tarifários e capacidade instalada ociosa. O CPUC criou um "power pool" denominado Western Electric Power Exchange - WEPEX e o Independent System Operator - ISO, com o objetivo de controlar o eventual abuso de poder do monopólio das IOU's, proprietárias de ativos de transmissão, no mercado livre.

Embora o ISO não seja proprietário de nenhuma empresa, ele tem a responsabilidade funcional de operar e gerenciar os ativos de transmissão das empresas da Califórnia.

A legislação estabeleceu que o WEPEX deveria permanecer aberto a todas as empresas geradoras da Califórnia, principalmente para as três IOU's, verticalmente integradas, para as "utilities" municipais, para os produtores independentes de energia e também para outros eventuais fornecedores de fora do Estado da Califórnia.

Das cinco maiores "utilities" que operam no Estado da Califórnia, as três principais são IOU's: PG&E, SCE e SDG&E e as outras duas são empresas públicas estaduais LADWP e SMUD.

As geradoras são membros do Western System Coordination Council - WSCC, reunindo empresas de 14 estados da Costa Oeste dos EUA. A função do WSCC é promover a integração operativa e o intercâmbio de energia entre os seus associados.

5.2 - O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Durante os anos 1970, em função dos choques do petróleo, ocorreu uma transferência de rendas dos países desenvolvidos para os países pobres, exportadores de petróleo. Os "petrodólares" que não puderam ser absorvidos em suas precárias economias, foram colocados à disposição do sistema financeiro internacional, criando enormes volumes de recursos para que países em desenvolvimento e não exportadores de petróleo, pudessem financiar o crescimento de sua infra-estrutura em telecomunicações, transporte e principalmente em energia elétrica.

Com isso, os países que se beneficiaram desses empréstimos, entraram num processo de endividamento acelerado. Nessa oportunidade o Brasil deu início às maiores usinas hidrelétricas, com destaque para a UHE Itaipu, que segundo dados da empresa Itaipu Binacional, consumiu mais de 30 bilhões de dólares e empregou, na fase de pico da obra, mais de 40 mil trabalhadores.

Em meados de 1980, o crédito internacional escasseou e quando existente cobrava altas taxas de juros, elevando o nível de endividamento dos países, entre eles o Brasil. Os países da América Latina, experimentaram inflações descontroladas e

repercussões nos setores econômicos, políticos e sociais. De 1985 a 1990, o setor elétrico ficou paralisado por falta de recursos e a demanda cresceu lenta e continuamente

A partir do início dos anos 1990, a entrada de recursos estrangeiros na América Latina, foi incentivada pelo processo de reforma institucional, com abertura de mercados e privatização das empresas estatais de telefonia e energia elétrica. A Espanha, em 1999, destinou parte de seus investimentos para a América Latina. Através da Telefónica e da Iberdrola participou de privatizações, como o mais importante investidor estrangeiro na Argentina e o segundo no Brasil. A Espanha é o país mais beneficiado pelos fundos da União Europeia, de apoio ao desenvolvimento infra-estrutural.

Dentro desse panorama internacional, foram dados os primeiros passos para a privatização das empresas estatais e abertura de mercado, com a entrada de grandes grupos europeus e norte-americanos no setor energético de países em desenvolvimento.

5.3 - A REFORMA NORTE-AMERICANA

O território norte-americano é o quarto mais extenso do mundo, com uma área de 9.373 mil km², com um PIB de 9,15 trilhões de dólares, superando o da Alemanha e o do Japão somados. Com população de 286 milhões de habitantes responde por 25% da produção mundial, tendo posição de liderança e comando da economia internacional.

Em 2001, após uma década de expansão recorde, a economia norte-americana reduziu o ritmo de crescimento. As estatísticas revelam a maior queda desde 1991 e vistas como indicação oficial de recessão. Para superar a crise, acentuada pelos ataques terroristas, o governo cortou os juros no decorrer do ano e ampliou a intervenção estatal em larga escala, para reduzir o desemprego e fortalecer a economia do país.

Em novembro de 2001, o presidente Bush pressionou o Congresso para aprovar um pacote de 100 bilhões de dólares, a ser utilizado sob forma de incentivos, créditos e diminuição de impostos. A aviação comercial norte-americana, foi o setor mais afetado pelos atos terroristas, ele demitiu cerca de 100 mil empregados e recebeu uma ajuda de 15 bilhões de dólares. Em fins de 2001, o país registrava 5,4% de desempregados; o maior índice de desemprego desde 1996.

O setor elétrico norte-americano foi influenciado pela diversidade regulatória que existe no país. O desenvolvimento regional autônomo deu origem a um grande número de empresas, submetidas a regimes regulatórios diferenciados e conduzindo à formação de redes de transmissão de energia independentes, com diferentes graus de interligação e cooperação funcional. Esta autonomia regional, gerou a ausência de uma autoridade nacional, para conduzir reformas e políticas energéticas setoriais, para incorporar o conjunto de agentes envolvidos nos procedimentos de operação e regulação do setor.

Em 1935, o Public Utility Holding Company Act - PUHCA, foi o marco decisivo na história institucional do país, ao consolidar duas tendências. A primeira delas, em função de forças políticas existentes, foi a predominância do poder estadual na regulação da indústria de eletricidade.

O Congresso norte-americano legitimou, em âmbito estadual, a autoridade das PUC's na fiscalização da qualidade dos serviços e no estabelecimento de tarifas de fornecimento de energia elétrica, cabendo ao FERC solucionar conflitos a respeito de intercâmbios interestaduais, construção e exploração de aproveitamentos hidrelétricos.

A segunda tendência foi a definição de critérios para a proteção dos consumidores cativos, sem liberdade de escolha de seus fornecedores e controle rigoroso dos monopólios existentes no mercado. Apesar das várias barreiras regulatórias, impostas pelas PUC's, para impedir a integração vertical e horizontal das empresas, foram constituídos arranjos em prol da apropriação de ganhos de eficiência.

Entre 1985 e 1992, o FERC adotou uma posição favorável com relação ao processo de fusões e de concentração no setor elétrico, que segundo o entender dos agentes envolvidos, buscavam melhor desempenho operacional. O desenvolvimento de novas tecnologias permitiu que as economias de escala fossem apropriadas por unidades geradoras de menor porte, notadamente as Combined Cycle Gas turbine - CCGT.

Em 1995, a reestruturação o setor elétrico realizou 13 processos de fusões, justificadas pelos executivos das empresas envolvidas, como uma necessidade imposta pela redução potencial de custos. Na tabela 5.1 pode-se observar uma listagem das empresas fusionadas entre 1985 e 1992, bem como razões alegadas para adoção do novo formato funcional das empresas.

Tabela 5.1 Principais fusões de “Utilities” nos EUA - 1985 a 1992

Empresas do setor elétrico	Razões alegadas para a fusão
• Utilicorp e West Virginia Power	• Balanceamento do “mix” de produção
• Utilicorp e Centel	• Expansão de operações da Utilicorp
• Kansas P&L e Kansas G&E	• Economizar custo de transação
• Louisville G&E e Hadson	• Diversificação de atividades da empresa Louisville, com a rede nacional de distribuição da empresa Hadson
• Iowa Resources e Midwest EN	• A Iowa necessitava expandir atividades e Midwest tinha excesso de capacidade instalada
• Pacificorp e Utah P&L	• A Pacificorp tinha excesso de capacidade instalada e picos de carga no inverno, e a Utah proporcionaria economias de escopo, pois apresentava pico de carga no verão
• Pacificorp e Arizona PS	• Viabilizar operações de transferência de carga da Pacificorp após a fusão com a Utah
• NE Utilities e PSNH	• A NEU pretendia acessar o Canadá com linhas de transmissão da PSNH que, por sua vez, necessitava de um aumento de capacidade de geração
• SCA e San Diego G&E	• A SCA pretendia expandir sua capacidade de transmissão de energia elétrica
• Cleveland EL e Toledo ED	• Oportunidade de realização de lucros contábeis com venda de ativos da Toledo e melhoria de desempenho operacional
• East Utilities e Fitchb G&E	• Melhor acesso ao mercado de capitais
• East Utilities e UNIIIL	• Melhor acesso ao mercado de capitais
• Southern e Savannah Electric SE	• A Southern tinha excesso de capacidade instalada que a Savannah necessitava
• Kansas City P&L e Kansas G&E	• A Kansas G&E apresentava excesso de capacidade instalada que a Kansas P&L necessitava
• Pinnacle West e Tucson Electric	• Dificuldades financeiras da Tucson e constituição de um grande oligopólio
• Iowa Electric (IE) e South (IS)	• A Iowa Electric pretendia ampliar a sua capacidade de transmissão de energia
• Wiscosin P&E e Madison G&E	• Consolidação de parceria em projetos de geração existentes
• Eastern Utilities e Newport G&E	• Previsão de sinergias
• Portland GE e Bonneville Pacific	• Expansão de atividades do produtor independente de energia Portland GE

Fonte: Rosa, 1998 e informações de Welc, J. & Platt, M. (1994).

Em meados de 1995, o tamanho ótimo das usinas norte-americanas, deslocou-se dos 500 MW e dez anos de construção, para unidades menores, variando de 50 a 150 MW e um ano de construção [Bayles, 1994].

Entre 1990 e 1995, segundo cálculos do FERC, baseados em amostras de custos das usinas à gás, o custo de geração das usinas térmicas variou entre 30 e 50 US\$/MWh, bem abaixo dos custos das grandes unidades construídas pelas concessionárias na década de 1970, que atingiam os limites de 40 a 70 US\$/MWh para usinas térmicas à carvão e valores compreendidos entre 90 e 150 US\$/MWh para as usinas nucleares.

A atividade de geração de energia elétrica, baseada no custo do serviço não mais atraía as concessionárias tradicionais, levando-as a constituírem empresas cujos ativos não eram incluídos nos investimentos remuneráveis da concessionária. O FERC reconheceu estas empresas como "Affiliated Power Producers - APP's ou produtores associados de energia elétrica que, além de vender energia nas suas próprias áreas de atuação, poderiam fazê-lo nas áreas de outras empresas concessionárias.

Nesse meio tempo, surgiram novos agentes de liberação parcial do mercado de suprimento, com a função de comprar e vender energia. Estes agentes, denominados Power Marketers - PM, que apresentavam a característica de não possuir nenhum ativo de geração, nem de transmissão, embora detivessem a propriedade de blocos de energia. O PM se diferenciava dos "brokers", porque estes apenas intermediavam um negócio entre o vendedor e o comprador, recebendo apenas uma taxa de corretagem pela prestação de serviço e intermediação comercial. De acordo com o FERC, o agente comercializador só poderia se desenvolver caso houvesse um diferencial de preço entre a energia de suprimento, e a de fornecimento

As reformas do setor elétrico na Califórnia, que foram planejadas na década de 1990, somente foram colocadas em prática a partir de 1998. Dentre as medidas previstas, o CPUC estabeleceu um "power pool", o WEPEX e criou o ISO. O WEPEX, como instituição independente do ISO, teria o papel institucional de funcionar como uma "Clearing House"; ou seja, prover a liquidação de contratos de compra e venda de energia entre os agentes, de curto e longo prazos. O "power pool" deveria definir preços horários, estabelecidos de acordo com uma programação de geração definida por processos licitatórios e considerar as licitações de demanda.

O WEPEX deveria promover o equilíbrio entre o preço mínimo de oferta que permitisse ao gerador produzir uma unidade adicional de energia, levando em conta margens de reserva, custo fixo de geração, e o preço horário máximo que o consumidor pagaria para cada bloco adicional de energia comprada.

A partir da metade dos anos 1980, a legislação evoluiu para a licitação de blocos de energia nas curvas de carga projetadas dos sistemas das concessionárias e para a liberação do “status” de produtores independentes para empreendimentos de grande porte, em geral usinas de cogeração ou termelétricas, a ciclo combinado, consumindo gás natural.

Em 2000, estes empreendimentos correspondiam a mais de 50% da ampliação da capacidade de geração dos EUA e cerca de 5% da capacidade de geração instalada no país pertenciam a produtores independentes, que também eram responsáveis por 60 GW de capacidade adicional, em fase de projeto ou construção efetiva.

A generalização das reformas previstas pressupõem a superação das barreiras regulatórias estaduais existentes e da possibilidade de ampliação de interligação entre as linhas de transmissão, em extra alta tensão, nas várias regiões dos Estados Unidos.

5.4 - A REFORMA BRASILEIRA

Apesar da grande maioria dos municípios brasileiros, cerca de 92% do total, possuir um serviço regular de distribuição de energia elétrica, grande parte do extenso território brasileiro ainda não é coberta pela malha de transmissão. A Região Norte apresenta os maiores problemas de abastecimento de eletricidade do país, pois muitas localidades são atendidas por sistemas isolados de geração térmica a óleo diesel pouco eficientes e nada confiáveis [MME, 1999].

A maior parte da eletricidade consumida no Brasil é produzida em usinas hidrelétricas, em função da existência de enorme potencial de recursos hídricos no país. O atual sistema de geração de energia elétrica foi estruturado a partir da década de 1950. Como resposta a uma das piores estiagens, ocorrida entre 1951 e 1956, foi estruturado um sistema composto de reservatórios, para armazenar água suficiente para geração de energia elétrica, para um período de até cinco anos sem novas chuvas.

Além disso, houve a preocupação do governo brasileiro em interligar os vários centros de geração e consumo, de modo a possibilitar o intercâmbio de excedentes energéticos. Se uma região passasse por períodos secos enquanto a outra se mantivesse em plena capacidade, esta poderia suprir as necessidades da primeira. Essa comunicação é obtida através das linhas de transmissão, que alimentam o país com energia elétrica.

Entre 1957 e 1995, a capacidade instalada brasileira saltou de 3 para 55 GW. A partir dos anos 1980, o aumento do consumo superou o crescimento da oferta de energia elétrica. O setor, composto por empresas estatais federais e estaduais, coordenado pela Eletrobrás, passou a enfrentar sérias dificuldades para obtenção de recursos estrangeiros. Com isso, começaram a ser adiados os investimentos indispensáveis para ampliação do parque gerador nacional. O problema se agravou a partir dos anos 1990. Incluídas no programa de desestatização do governo federal, a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica deixaram de receber investimentos do Estado. Ao mesmo tempo, em que o Estado se retirava, a iniciativa privada aguardava um momento oportuno para injetar dinheiro novo no setor elétrico brasileiro.

Em função da ausência de regras claras e confiáveis, os investidores preferiram aguardar uma situação adequada a seus interesses de lucros, antes de assumir a responsabilidade de arcar com os investimentos necessários para a atualização do setor elétrico. Enquanto os investidores aguardavam as novas regras de mercado, o consumo de energia elétrica em fins de 2000 continuava a crescer a taxas médias de 5% ao ano, ou 15 TWh, o equivalente a todo consumo do Estado do Paraná, exigindo geração excedente, correspondente a uma nova UHE Itaipu a cada três anos.

Em 2001, a crise no setor elétrico obrigaria o brasileiro a mudar seus hábitos e a se esforçar para reduzir ainda mais o consumo de eletricidade. O “déficit” na produção de energia elétrica, agravado por níveis muito baixos de água nos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas e um longo período sem investimentos no segmento de geração, levou o país a beira de um colapso.

Em maio de 2001, para garantir o suprimento de energia até o início do período de chuvas, em novembro, o governo federal criou um órgão com poderes especiais para gerenciar a crise e evitar o desabastecimento de energia elétrica no país, a Câmara de Gestão da Crise de Energia - CGCE, conhecido como o “Ministério do Apagão”.

Em junho de 2001, o governo federal com base no consumo médio nos meses de maio, junho e julho de 2000 determinou uma redução de 20% no consumo de energia para todos os brasileiros. As medidas surtiram efeito na maior parte do país, mas na Região Nordeste o governo federal foi obrigado a adotar três feriados compulsórios no fim do ano, para garantir o cumprimento da meta de redução de consumo de energia e evitar o aprofundamento da crise de desabastecimento de energia elétrica no país.

Em agosto de 2001, a Região Norte também entrou no racionamento de energia elétrica, para permitir que parte da energia gerada na própria região, pudesse ser desviada para atender as necessidades da Região Nordeste. A Região Sul foi a única a não entrar no esquema de racionamento, pois mesmo enviando a outras regiões o máximo que as linhas de transmissão permitiam, dispunha de energia suficiente para o seu próprio consumo.

O racionamento só não foi pior porque as linhas de transmissão dos sistemas interligados Sudeste, Sul e Centro-Oeste permitiram a transferência imediata da energia. Entretanto, a crise de abastecimento poderia ter sido minimizada se as mesmas linhas não apresentassem pontos de estrangulamento, como os existentes entre os estados de Minas Gerais e São Paulo, eliminando a possibilidade de transferência de mais energia elétrica, recebida da Região Sul para os estados da Região Norte e Nordeste do país.

Nos primeiros meses de racionamento, as metas de consumo impostas pelo governo federal chegaram a ser superadas em algumas regiões. Em setembro de 2001, passado o susto inicial, ficaram aquém dos 20% de economia. A Região Sudeste reduziu o consumo em 16,3%; a Nordeste em 12,9% e a Norte em 17,9%. A situação deixou de ser crítica no setor elétrico porque as chuvas chegaram e recuperaram o volume de água nos reservatórios, em todo o país. Em outubro de 2001, a Região Sudeste estava com 4,3% de folga em relação à margem de segurança; o Nordeste com 1,5% e o Norte com praticamente nenhuma reserva.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro foi iniciada em 1993, e somente regulamentada, com a promulgação da Lei Nº 8987/95, conhecida como a Lei de Concessões de Serviços Públicos, e da Lei Setorial Nº 9047/95, quando foram estabelecidos os fundamentos do novo modelo setorial e iniciada a abertura de mercado para a entrada de novos capitais privados [MME, 1997].

Estas leis introduziram profundas alterações quanto: à licitação dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica; à criação da figura do produtor independente de energia; ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para que os grandes consumidores pudessem escolher seus fornecedores de eletricidade [Souto, 1999].

O Decreto Lei Nº 1717/95 estabeleceu as condições necessárias e possibilitou a prorrogação e reagrupamento das concessões de serviços públicos, bem como aprovação dos planos de conclusão das obras paralisadas nos empreendimentos de geração de energia elétrica. Faziam parte do bloco cerca de 22 empreendimentos, com uma potência instalada de 10 GW.

Em 1996, o Decreto Lei Nº 2003 regulamentou as condições para o livre acesso ao mercado de geração dos produtores independentes e dos autoprodutores de energia elétrica, sendo criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Lei Nº 9427, com a finalidade de regulamentar e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país.

Em 1997, novas disposições foram implementadas pelo Estado, destacando-se:

- a Lei Nº 9433 que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos;
- o Decreto Nº 2335 que constituiu a ANEEL e sua estrutura regimental;
- a Portaria MME 349, aprovou o Regimento Interno de funcionamento da ANEEL, estabeleceu o Controle de Gestão e extinguiu o antigo DNAEE; e
- o Decreto Nº 2410 dispoendo sobre o cálculo e recolhimento de taxa anual de fiscalização de serviços públicos, a ser obedecido pelos concessionários, permissionários e autorizados dos serviços de energia elétrica.

Em 1998, o governo federal publicou a Medida Provisória Nº 1531, autorizando a reestruturação da Eletrobrás e subsidiárias, com as seguintes regulamentações:

- retirada contínua e gradual da participação do Estado nos negócios de energia elétrica;
- estabelecimento de um prazo limite, fixado em 30/09/98, para a formação do MAE e a constituição do ONS;

- a partir de 2003, os concessionários ou autorizados poderão negociar os montantes de energia com redução gradual, à razão anual de 25% dos montantes referentes ao ano de 2002;
- autorização a cisão das quatro empresas regionais em empresas de geração e transmissão;
- autorização para a Eletrobrás deter a participação acionária nas empresas de geração que seriam criadas a partir da cisão de Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Chesf.

Como resultado das medidas governamentais e da desregulamentação do setor elétrico, a participação privada no segmento de geração e distribuição de energia elétrica, praticamente inexistente em 1995, alcançou em 2000, a taxa de 14% na geração e 58% na distribuição. A venda de empresas geradoras e distribuidoras, no entanto, não afetou os rumos de expansão do setor elétrico.

As características peculiares do setor elétrico brasileiro, impõem um adequado planejamento da expansão da geração, com as medidas:

- organização institucional complexa em função das dimensões geográficas, das diferenças regionais e da necessidade de participação de diferentes agentes públicos e privados;
- sistema predominantemente hidráulico, formado por grandes reservatórios de regularização plurianual;
- sistemas de transmissão muito extensos, cobrindo vasta região do país;
- possibilidades de conexão inter-regionais com aproveitamento da diversidade hidrológica entre as bacias hidráulicas;
- grande sazonalidade de vazões passíveis de serem regularizadas, resultando em acentuadas variações na capacidade de produção de energia elétrica.

Antes da privatização, em função das peculiaridades e prazos de maturação dos projetos, o planejamento de expansão do sistema elétrico nacional era desenvolvido, centralizado e coordenado pela Eletrobrás. Os parâmetros condicionantes dessas atividades são requisitos de mercado dos diversos subsistemas, prazos de maturação e implantação dos empreendimentos e a capacidade financeira de investimento do setor elétrico.

Atualmente, como a geração é definida por sistema de licitação ou autorização e o mercado tem informação assimétrica, várias posturas devem ser assumidas, uma vez que não existe uma figura que assuma a responsabilidade pelo planejamento energético ou elétrico global no país.

Observa-se uma descontinuidade de planejamento no setor elétrico, a exemplo do que ocorreu na Argentina, no Chile e nos EUA, favorecendo o estabelecimento de graves dificuldades para a otimização de oferta de energia a curto prazo. O Brasil conta no momento com 70 GW de potência instalada, para um fator de capacidade de aproximadamente 60% e com uma participação da energia hidráulica gerada de quase 90% do total. A extensa rede de transmissão que atende as necessidades do país tem cerca de 65 mil quilômetros de extensão [Chiganer et al., 2002].

A partir do diagnóstico do modelo de reestruturação implementado pelo Estado identificam-se os seguintes processos:

- concentração dos mercados em dois modelos de privatização, que acabam conduzindo a resultados semelhantes no que diz respeito à cartelização e oligopolização dos mercados;
- pulverização das ações com a disseminação da propriedade e o fortalecimento do mercado de apitais;
- leilão de venda em bloco, para um acionista ou grupo de acionistas, das ações representativas do controle acionário;
- minimização do mercado de capitais, onde agentes econômicos têm fechado o capital das concessionárias, causando prejuízos a acionistas minoritários, bem como ao funcionamento e dinamismo do mercado de capitais nacional;
- balanço de pagamentos, cujo resultado indica uma tendência deficitária em função da remessa de dividendos e às importações de bens e serviços;
- competitividade, que baseada na estratégia brasileira, tem resultado na eliminação da possibilidade de constituição de atores locais, com atuação global de companhias brasileiras de porte e atuação internacional; e
- tecnologia, que como consequência da dinâmica do modelo, tem acarretado a cessação do desenvolvimento de pesquisa tecnológica brasileira nos setores desnacionalizados [Sauer, 2002].

Outro problema constatado no modelo de desregulamentação do setor elétrico adotado, é a indefinição no modo de contemplar a hidreletricidade na expansão do sistema, que poderá até ser inviabilizada, em função dos elevados custos de construção, longos prazos de maturação, total ausência de financiamento para a realização dos empreendimentos e sérios problemas de impacto no meio ambiente e social do país.

O potencial hidrelétrico estimado é da ordem de 250 GW, sendo utilizados cerca de 28% desse total. É fundamental para manutenção da competitividade na geração de eletricidade, que esse potencial seja melhor explorado, uma vez que ele oferece condições de preço mais baixo na produção de energia elétrica [Rosa et al, 1998].

A Convenção do Clima, coordenada pela ONU, discutiu a utilização de uma taxa mundial sobre o uso do petróleo, carvão e gás natural, devido às emissões de gases comprometedores do meio ambiente, que podem vir a provocar o aquecimento e bruscas mudanças climáticas em todo o planeta.

O Brasil corre o risco de ficar numa posição muito difícil, perante a comunidade internacional, ao aumentar no curto prazo suas emissões de gases poluentes, originados pela geração termelétrica no lugar da hidrelétrica; isso em função da necessidade de utilizar complementação térmica, fornecida pelo gás natural ou elementos radioativos, no sentido de evitar o desabastecimento de energia elétrica e atendimento do mercado consumidor [Ramos, 1998].

Mesmo considerando os projetos de utilização do gás boliviano não existem garantias de disponibilidade desse gás, a curto e médio prazos, para atendimento da expansão de oferta de energia nos próximos anos. Este fato poderá forçar a utilização de outros energéticos, ainda que provisoriamente, acarretando alterações na fixação de preços de tarifas do setor elétrico [Santos et al, 2002].

É importante que a sociedade participe do processo de privatização e desregulamentação setorial, para que não tenha perda de qualidade de vida, como aquela suportada na crise de desabastecimento de energia elétrica de 2001. As reformas necessárias do setor elétrico devem contar, não só com a participação do Estado, mas especialmente de entidades não governamentais que defendam a preservação do equilíbrio econômico e principalmente o desenvolvimento social do país.

5.5 - CONCLUSÕES

O setor elétrico mundial atravessa uma fase de profundas transformações. Desde meados da década de 1970, surgiram sinais preconizando a necessidade de mudanças na organização da produção da energia elétrica, retirando-a da responsabilidade do Estado com a perspectiva de colocá-la sob princípios do livre mercado, como forma de garantir sua expansão. A crise energética apresentava como um de seus principais fatores os crescentes e descontrolados aumentos dos preços de petróleo. Entretanto, no Brasil, esta fase do processo caracterizou-se por uma ampla expansão do setor elétrico com a implantação de obras de grande e médio porte, como por exemplo: Itaipu, Porto Primavera, Rosana, Taquaruçu.

Se por um lado esta situação consolidava um sistema de geração, transmissão e distribuição de elevada eficiência técnica, em face da concepção do sistema hidráulico interligado eletricamente, por outro, esta forma centralizada de organização produzia excesso de capacidade instalada que, associada ao forte controle das tarifas de energia, sub-remuneradas dos empreendimentos, implicava em perda de eficiência econômica.

A mudança de rumo na condução da política energética mundial foi favorecida pela adoção de novos conceitos, objetivos e competência da atividade regulatória do setor elétrico. Apesar da grande variedade de abordagem, o ideário predominante que influenciou a construção do novo modelo regulatório brasileiro apoiou-se fortemente na tradição teórica e prática, em função da divulgação dos procedimentos utilizados pelo setor elétrico norte-americano e inglês [Pereira & Carpio, 2002].

As reformas estruturais do Estado, não apenas no Brasil, como foi examinado, remontam a um período de crise ocorrido entre a metade da década de 1970 e o início da década de 1990, quando foi criada a necessidade de debater a regulação empregada e a função das empresas públicas do setor, dentro do contexto de questionamento do tamanho do Estado ideal e sua atuação.

A partir do final da década de 1980, as políticas adotadas no setor favoreceram um processo de desarticulação na gestão do sistema elétrico brasileiro, redundando em acelerada redução na capacidade de oferta de eletricidade e de não atendimento da demanda, com elevado risco de “déficit”.

A utilização da privatização e desregulamentação, como formas de reduzir a presença do Estado na economia, tornaram-se imperativas na retórica do governo brasileiro, a partir de meados da década de 1990, e implementadas a partir de 1995.

Em janeiro de 1998 foi regulamentado o funcionamento da Agência Nacional de Petróleo - ANP, em sintonia com o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, com a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria de petróleo, em junho desse mesmo ano foram regulamentados o MAE e o ONS complementando o ambiente de competição idealizado pela Reforma do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB.

Intervenções no modelo de privatização já se encontravam em andamento, como a intervenção no MAE, quando foram apresentadas as novas diretrizes que redefiniam o processo, por meio do projeto de revitalização do setor elétrico, através do Grupo Coordenador da Crise de Energia. O ambiente de criação de órgãos reguladores federais favoreceu a criação de órgãos reguladores estaduais.

A Agência Nacional de Águas - ANA foi instituída em dezembro de 2000, com a finalidade de alterar o gerenciamento e uso dos mananciais e bacias hidrográficas do país, no sentido de possibilitar uma participação efetiva da sociedade. A ANA tem a responsabilidade desenvolver e fiscalizar a utilização racional da água, bem como estabelecer critérios de cobrança pelo tipo de uso e consumo, ressaltando que os mesmos serão definidos pelos comitês de cada bacia hidrográfica.

A justificativa econômica clássica para a regulação é a de existência de falhas de mercado, podendo ser entendida como uma situação de: assimetria de informação, externalidade negativa, comportamento colusivo, indivisibilidade, entre outras. A existência de economia de escala e de escopo são características clássicas do setor elétrico, sendo considerada como falha de mercado, o que configura a existência de monopólio natural para uma determinada tecnologia [Araújo, 1997].

O processo regulatório brasileiro procurou se concentrar na busca da regulação das variáveis: preço, produção, investimento, qualidade, redução de custo e inovação tecnológica. A política de gestão do setor elétrico, com modelo auto-regulado, atingiram a economia, prejudicando o desenvolvimento e crescimento econômico dos países, gerando mudanças no comportamento e hábitos dos consumidores de eletricidade.

Em 2001, o Brasil passou por uma grave crise de oferta de energia elétrica, gerando entraves para o crescimento econômico do país. Entre as principais causas podem ser destacadas: investimentos abaixo da média histórica; condições climáticas desfavoráveis e processo regulatório desencontrado.

A redução do nível de investimento no setor, decorreu da crença que o mercado poderia substituir o papel do Estado, no sentido de expandir a oferta de eletricidade, para atender a demanda. Nesse sentido, foram utilizados vários instrumentos legais, que restringiram a capacidade de investimento por parte das empresas estatais, mesmo quando elas estavam capitalizadas.

O governo esperava, que em momentos de escassez, o preço seria automaticamente majorado, possibilitando a entrada de novos agentes concorrentes no mercado, até ser atingido o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda por energia elétrica. Em contrapartida, em momentos de excesso de oferta, o preço tenderia a ser reduzido incitando a saída de vários agentes do mercado.

Num cenário de escassez de energia era esperado que a iniciativa privada investisse pesadamente na ampliação do parque gerador nacional, entretanto, os riscos associados, em especial os regulatórios, sendo extremamente altos não sensibilizaram os agentes privados. Eles preferiram participar da aquisição das usinas hidrelétricas existentes, através do processo de privatização, ou até mesmo postergaram seus investimentos na esperança de que alguns impedimentos existentes fossem superados.

A opção pela análise comparativa das crises energéticas, tanto na Califórnia como no Brasil, permitiu elucidar os motivos pelos quais duas economias distintas, apresentando tanto diferenças quanto similaridades, em termos de oferta de energia elétrica, e apesar dos diferentes hábitos de consumo, da renda “per capita” e das condições populacionais chegaram ao mesmo resultado:

- não houve aumento de concorrência no setor elétrico;
- não ocorreu a esperada desverticalização, entre os agentes envolvidos na Geração, Transmissão, Distribuição;
- aconteceram casos de articulação horizontal de mercado, entre firmas de diferentes proprietários, operando em diferentes tipos de serviços;

- não houve melhoria na qualidade de fornecimento de eletricidade;
- não ocorreu a redução de tarifa para o consumidor, mas sim aumento;
- não foi eliminado o risco de desabastecimento do setor, mas cresceu;
- não foram realizados novos investimentos em geração de energia elétrica, tanto em usinas hidrelétrica como de termelétricas.

Do lado dos consumidores só ocorreu descontentamento e preocupação, quando em meados de 2000, começaram os problemas de desabastecimento de mercado, uma vez que as distribuidoras não conseguiam pagar a energia recebida das geradoras, que estavam liberadas para praticar aumentos preços sobre a energia entregue para as distribuidoras, enquanto essas permaneciam com as tarifas fixas e sem possibilidade de aumentar os preços de fornecimento aos seus consumidores.

Na Califórnia, em abril de 2001, o modelo liberal adotado não quebrou o monopólio e acabou privilegiando o segmento de Geração, propiciando aumentos de tarifas no mercado atacadista e levando as duas maiores empresas de distribuição à falência. Começaram os cortes descontrolados e a situação do setor elétrico fugiu do controle, sendo o Estado obrigado a intervir, injetando vultosas quantias para equilibrar a situação de fornecimento de energia elétrica no Estado da Califórnia e em mais dezoito estados norte-americanos. Foi necessário importar energia do México e do Canadá, para atenuar a crise de desabastecimento, a partir de meados de 2001.

No Brasil, no mesmo período, embora o processo de privatização viesse se arrastando desde 1995, a situação não era muito diferente, sendo o consumidor punido a partir de 2001, com riscos elevados de desabastecimento de eletricidade, em função da ausência de investimentos no setor elétrico, que se arrastava desde meados de 1980, quando foram bloqueadas e praticamente extintas todas as fontes de financiamento externo, passando ao Banco Mundial e ao FMI a condução das políticas de desenvolvimento dos países em desenvolvimento, principalmente os da América Latina.

Embora a população e os problemas nos dois países sejam diferentes, as conseqüências da crise de desabastecimento de eletricidade, foram as mesmas:

- gerenciamento inadequado dos órgãos reguladores e responsáveis pelo funcionamento e desempenho do setor elétrico;

- indecisão das autoridades que postergaram a tomada de decisão, quando os problemas eram controláveis, uma vez que acreditavam que o mercado seria conduzido a uma condição de auto-equilíbrio, sem necessidade de nenhuma intervenção, no caso da Califórnia; no Brasil as chuvas de verão deveriam chegar enchendo todos os reservatórios, solucionando o problema de geração de eletricidade e o abastecimento de mercado estaria resolvido;
- tomada de decisão em descompasso com a realidade, acarretando falência das empresas norte-americanas de distribuição de energia elétrica;
- desabastecimento do mercado varejista de energia elétrica e cortes não programados no fornecimento de eletricidade na Costa Oeste dos EUA e principalmente na Califórnia; no Brasil ocorreu uma forte imposição do Estado, de redução de no mínimo 20% do consumo de energia elétrica, em praticamente todos os estados brasileiros, a partir de meados de 2001, só não havendo repetição em 2002 porque as chuvas chegaram;
- retração do processo industrial produtivo, tanto na Califórnia, na região do Vale do Silício, como em todos os estados brasileiros, iniciando o processo de sucateamento da indústria produtiva nacional.

Os habitantes da Califórnia e do Brasil conviveram com uma situação de medo e desconforto, aguardando que as autoridades responsáveis pelo setor elétrico tomassem as decisões corretas, para evitar novo surto de desabastecimento de energia elétrica, garantindo condições de fornecimento de eletricidade em quantidade e qualidade.

Os aparatos regulatórios e de gestão implementados nos dois países, apesar de toda argumentação teórica, não foram suficientes para tratar questões fundamentais, como o acesso universal aos serviços de eletricidade, preços compatíveis com a renda, necessidade de transparência no processo de transição, e participação efetiva da sociedade no planejamento e fiscalização do modelo adotado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDO, J.M.M. *Resolução que Estabelece as Responsabilidades do Concessionário e Permissionário quanto à Universalização da Prestação do Serviço Público de Energia Elétrica*. Brasília, Brasil, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota de esclarecimento sobre a Resolução ANEEL Nº 22/2001. "Valor Normativo"*. Valor Econômico 06/02/01. São Paulo, Brasil, 2001.

ANUATTI, F. & FERNANDES, R. *Pobres e o Acesso aos Serviços de Eletricidade no Brasil*. FEA/USP. São Paulo, Brasil, 2000.

ARAÚJO, J. L. *Questões da transmissão em um setor elétrico reestruturado*. In: Borenstein, C. *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Editora Sagra Luzzato. Porto Alegre. Brasil. 1999.

ARAÚJO, J. L. *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*. Trabalho Temático para o I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-Estrutura, Brasil, 1997.

ARBIX, G. *Da liberalização cega dos anos 90 à construção estratégica do desenvolvimento*. Editora Tempo Social. São Paulo, Brasil, 2002.

AYERBE, L. F. *Neoliberalismo e política externa na América Latina*. Fundação Editora da UNESP. São Paulo, Brasil, 1998.

BAJAY, S. V. & CARVALHO, E. B. *Reestruturação do setor elétrico: motivações econômicas, financeiras e políticas*. Congresso Brasileiro de Energia de 1996. Rio de Janeiro, Brasil, 1996.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. *Balanço Energético Nacional de 2000*. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Brasil, 2000.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Relatório sobre investimentos diretos realizados por empresas internacionais no país*. www.bacen.gov.br, 2000.

BERMANN, C. *Energia no Brasil: Para que? Para quem? Crise e alternativas para um país sustentável*. Editora da Física - FASE. São Paulo, Brasil, 2001.

BIELSCHOWSKY, R. *Energia Elétrica no Brasil, 1993-1997: Investimentos deprimidos numa transição problemática*. Mimeco, São Paulo, Brasil, 1999.

BIONDI, A. *O Brasil Privatizado II: o assalto das privatizações continua*. Editora Fundação Perseu Abramo. São Paulo, Brasil, 2000.

BIONDI, A. *O Brasil Privatizado: um balanço do desmonte do Estado*. Editora Fundação Perseu Abramo. São Paulo, Brasil, 1999.

BNDES. *Informe de Infra-estrutura*, Nº 37. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

BNDES. *O Setor Elétrico - Desempenho 1993 - 1999*. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

BNDES. *Programa Nacional de Desestatização*. Relatório anual de atividades. Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

BOM, F. & COSTA, B. *Avaliação de contratos de "hedge" para mitigação dos riscos associados aos contratos de energia de UTE's no atual modelo do setor elétrico brasileiro*. VIII Seminário de Planejamento Econômico - Financeiro do Setor Elétrico. Brasília, Brasil, 2000.

BORENSTEIN, C. *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Editora Sagra Luzzato. Porto Alegre, Brasil, 1999.

BORENSTEIN, S. *The trouble with electricity markets and some solutions*. Berkeley, Califórnia, USA, 2001.

BRANCO, C. *Energia elétrica e capital estrangeiro no Brasil*. Editora Alfa Omega Ltda. São Paulo, Brasil, 1975.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITY COMMISSION. *California electricity options and challenges*. www.cpuc.ca.gov/published/report/gov_report.htm, 2000.

CANO, W. *Soberania e Política Econômica na América Latina*. Editora UNESP. São Paulo, Brasil, 2000.

CATULLO, B. *Energia Elétrica e Capital Estrangeiro no Brasil*. Editora Alfa Omega Ltda. São Paulo, Brasil, 1975.

CUCOLO, E. *Queda do dólar tira as elétricas do vermelho*. Folha de São Paulo, 17/05/03. São Paulo, Brasil, 2003.

CHIGANER, L.; LOPES, J. C.; COUTINHO, L. H. S. A. & BIONDI NETO, L. *Uma análise Crítica da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro*. IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DE SÃO PAULO. www.cspe.sp.gov.br, 2001.

COOPERS & LYBRAND. *Relatório Consolidado Etapa IV-1. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, Brasil, 1997.

COSTA, C. C. & La Rovere, E. L. *Indicadores de sustentabilidade para o setor energético brasileiro*. IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

COYLE, E. P., *Price Discrimination, Electronic Redlining, and Price Fixing In Desregulated Electric Power*. Publicação da American Public Power Association. Washington, USA, 2000.

DE MASI, D. *A sociedade pós-industrial*. Editora SENAC SÃO PAULO. São Paulo, Brasil, 1999.

DINIZ, E. *Crise, reforma do Estado e governabilidade*. Editora Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

DOE - EIA. *Energy in the Americas*. US Department of Energy, Energy Information Administration, 1999.

DOS SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D. & FAGÁ, M. T. W. *Gás natural - estratégias para uma energia nova no Brasil*. ANNABLUME editora comunicação. São Paulo, Brasil, 2002.

ELETOBRÁS. *Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico: 1998/ 2007; 1999/2008; 2000/2009*. Eletrobrás - GCPS. Rio de Janeiro. Brasil, 1999.

FAUSTO, B. *História concisa do Brasil*. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, Brasil, 2001.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Order direction remedies for California wholesale electric markets*. www.ferc.fed.us/electric/cal, 2000.

FORTUNATO, L.M.; ARARIPE, T. A. N.; ALBUQUERQUE, J. C. R. & PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Editora Universitária da Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, Brasil, 1990.

GAZETA MERCANTIL. *Balanço Anual*. Junho/2002 – ano XXVI – nº 26 – Publicação Anual. São Paulo, Brasil, 2002.

GENOÍNO, J. *Por uma democracia republicana*. Projeto apresentado no II Congresso do Partido dos Trabalhadores. www.pt.or.br/teses, 1999.

GIAMBIAGI, F. & ALÉM, A. C. *Finanças públicas. Teoria e prática no Brasil*. Editora Campus. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

GIDDENS, A. *Mundo em descontrol: o que a globalização está fazendo de nós*. Editora Record. Rio de Janeiro, Brasil, 2000.

GOLDEMBERG, J. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, Brasil, 1998.

GOMES, F.B. & MONNERAT, S. *A questão regulatória nas privatizações da LIGHT e da ESCELSA*. Revista do BNDES. Número 6. Rio de Janeiro, Brasil, 1996.

GONÇALVES JUNIOR, D. & SAUER, I.L. *Análise da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro como Estratégia de Retomada da Taxa de Acumulação do Capital*. Projeto de qualificação para a obtenção do título de Mestre em Energia. PIPGE/USP. São Paulo, Brasil, 2001.

GREYSTONE, *Electric Restructuring in California: An Informational Report*. Preparado pela California Public Utilities Commission (CPUC). Califórnia, USA, 1997.

HIRST, E. *The California Electricity Crisis. Lessons for Other States*. Publicação Edison Electric Institute. Washington, USA, 2001.

JOSKOW, P. L. *California's Electricity Crises*. Publicação do Massachusetts Institute of Technology (MIT). Massachusetts, USA, 2001.

KELMAN, J., VENTURA FILHO, A., BAJAY, S. V., PENNA, J. C. & HADDAD, C. L. S. *Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. Brasília, Brasil, 2001.

KRUGMAN, P. *Peddling prosperity*. W. W. Norton & Company. New York, USA, 1995.

LEAL, C. *Ágios, envelopes e surpresas: Uma visão da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica*. Revista do BNDES, Nº 10. Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

MATTOS, C. *Reforma e segmentação do setor elétrico*. Publicação do Valor Econômico em 01/08/01. São Paulo, Brasil, 2001.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Ações que estão sendo desenvolvidas no âmbito do MME com o objetivo de induzir e viabilizar o aumento da oferta de energia elétrica, em especial termoelétricas, no curto prazo*. www.mme.gov.br, Brasília, Brasil, 1999.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Projeto RESEB: Documentos contratuais e regulamentares. Versão preliminar*. Brasília, Brasil, 1997.

MOORE, A. & KIESLING, L. *Policy alternatives for the Californias energy crisis*. Reason Public Policy Institute, www.rppi.org/ebrief, 2001.

MOREIRA, M. M. & NAJBERG, S. *Abertura comercial: criando ou exportando empregos?* BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

NEWBERY, D. *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. Cambridge, MIT Press, The Walras-Pareto Lectures, 2000.

NÓBREGA, M. *O Brasil em transformação*. Editora Gente. São Paulo, Brasil, 2000.

OLIVEIRA, A. *As experiências internacionais de reestruturação*. Editora Garamond. Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

OLSON, M. *Power and prosperity: outgrowing communist and capitalist dictatorship*. Ed. Basic Books. New York, USA, 2000.

ORNAGHI, T. *Térmicas paradas geram perda de R\$ 2,2 bilhões*. Folha de São Paulo, 18/05/03. São Paulo, Brasil, 2003.

PASSET, R. *A ilusão neoliberal*. Editora Record. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

PASTORE, J. & VALLE, N. *Mobilidade social no Brasil*. Editora Makron Books. São Paulo, Brasil, 1999.

PEREIRA, M. G. & CARPIO, L. G. T. *Esgotamento do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro: aspectos teóricos e aspectos práticos*. IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

PIMENTEL, G; ZALTZMAN, C.; LEONELLI, P. A. e PIRES, C. A. P. *Atitudes do consumidor brasileiro quanto à conservação de energia elétrica*. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XV SNPTEE. Foz do Iguaçu, Brasil, 1999.

PINDYCK, R. S. & RUBINFELD, D. L. *Microeconomia*. MAKRON Books do Brasil Editora Ltda. São Paulo, Brasil, 1999.

PINHEIRO, A. C.; GIAMBIAGI, F. & GOSTKORZEWICZ, J. *O desempenho macroeconômico do Brasil nos anos 90. A economia brasileira nos anos 90*. BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PINHEIRO, A. M. C. *Privatização no Brasil*. Publicação BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PIRES, J. C. L. *O processo de reformas do setor elétrico brasileiro*. Revista do BNDES N° 12. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PIRES, J. C. L. *Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e telecomunicações*. Publicação da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PIRES, J. C. L. *Reflexões sobre o Programa Emergencial de Energia Elétrica*. Nota Técnica AP/DEPEC, Revista do BNDES N° 11. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PIRES, J.C.L. & PICCINNI, M. *A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil*. BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PIRES, J.C.L. & PICCINNI, M. *Mecanismos de regulação tarifária no setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

PIRES, J.C.L. *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*. BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 2000.

PIRES, J.C.L. *Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos EUA e da União Européia*. BNDES. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

PROCEL. *Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica*. <http://www.eletronbras.gov.br/procel>, 2001.

RAMOS, D. S. & DE PAULA, C. P. *Complementação Térmica em Sistemas Integrados*. Anais do III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1998.

RELATÓRIO DO DESENVOLVIMENTO HUMANO. *Síntese dos direitos humanos e desenvolvimento humano*. Brasília, Brasil, 2000.

REZENDE, F. & PAULA, T. *Infra-estrutura, perspectivas de reorganização*. IPEA. Brasília, Brasil, 1997.

ROSA, L.P. *A crise de energia elétrica: causas e medidas de mitigação*. Editora Paz e Terra. São Paulo, Brasil, 2002.

ROSA, L.P.; TOLMASQUIM, M. & PIRES, J.C.L. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica*. Editora Relume Dumará Distribuidora de Publicações Ltda. Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

SACHS, I. *Le quantitatif et le qualitatif*. Revue internationale des Sciences Sociales, N° 143. 1995.

SADER, E. & GENTILI, P. *Pós neoliberalismo: as políticas sociais e o estado democrático*. Editora Paz e Terra. Rio de Janeiro, Brasil, 1995.

SADER, E. *Século XX, uma biografia não-autorizada: o século do imperialismo*. Editora Fundação Perseu Abramo. São Paulo, Brasil, 2000.

SANTANA, E., OLIVEIRA, C. *A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica no Brasil*. In: Borenstein, C. *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Ed. Sagra Luzzato. Porto Alegre, Brasil, 1999.

SANTOS, R. R.; MERCEDES, S.S.P. & SAUER, I.L. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Universalização do Acesso ao Serviço de Energia Elétrica*. Revista Brasileira de Energia Elétrica Vol. 7 nº 2. São Paulo, Brasil, 1999.

SAUER, I. L. *Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas*. Editora Paz e Terra. São Paulo, Brasil, 2002.

SCARLATO, F.C. & PONTIN, J.A. *Energia para o século XXI*. Editora Ática. São Paulo, Brasil, 2002.

SEM, A. *Development as freedom*. Alfred Knopf. New York, USA, 1999.

SOARES, P. *Petrobrás estima perder US\$ 416 milhões com usinas*. Folha de São Paulo, 18/05/03. São Paulo, Brasil, 2003.

SOLA, L. *Idéias econômicas, decisões políticas: desenvolvimento, estabilidade e populismo*. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, Brasil, 1998.

SOUTO, M. J. *Desestatização, privatização, concessões e terceirizações*. Publicação Editora Lumen Juris. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

SOUZA, J. *A modernização seletiva: uma reinterpretação do dilema brasileiro*. Editora Universidade de Brasília. Brasília, Brasil, 2000.

STIGLITZ, J. E. *Más instrumentos y metas más amplias para el desarrollo*. Hacia el Consenso Post-Washington, Helsink, 1998.

STIGLITZ, J. E. *A Globalização e seus malefícios – a promessa não-cumprida de benefícios globais*. Editora Futura. São paulo, Brasil, 2002.

TAYLOR, J. & DOREN, P.V. *California's Electricity Crises: What's going on, who's to blame, and what to do*. Cato Institute. California, USA, 2001.

TIGRE, P. B. et al. *Mudanças institucionais e tecnologia: impactos da liberalização sobre o sistema nacional de inovações*. Editora Campus. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

TOCQUEVILLE, A. *A democracia na América: leis e costumes*. Editora Martins Fontes. São Paulo, Brasil, 1998.

TOFFLER, A. *A terceira onda*. Editora Record. Rio de Janeiro, Brasil, 1995.

VASCONCELLOS, G. F. & VIDAL, J. W. B. *Poder dos Trópicos*. Editora Casa Amarela Ltda. São Paulo, Brasil, 1998.

VASCONCELLOS, M. A. S. & PINHO, D. B. *Manual de Economia - Equipe de Professores da USP*. Editora Saraiva. São Paulo, Brasil, 1999.

VASCONCELLOS, M. A. S. & TROSTER, R. L. *Economia básica*. Editora Atlas S.A. São Paulo, Brasil, 1998.

VELLOSO, J. P. R. *A crise mundial e a nova agenda de crescimento*. Editora José Olympio. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

VIEIRA, L. *Cidadania e globalização*. Editora Record. Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

APÊNDICE I - DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E ENERGIA ELÉTRICA

Entre meados do século XIX e início do século XX, assistiu-se a um grande impulso no uso de energia elétrica. A invenção do motor elétrico, transformando a eletricidade em energia mecânica, tornou possível ampliar a capacidade de força motriz instalada para as grandes indústrias emergentes.

A eletricidade pode ser obtida em usinas termelétricas, com a utilização de combustíveis fósseis, não renováveis, como carvão e petróleo; nas usinas nucleares, utilizando como matéria prima os minerais radioativos, e nas usinas hidrelétricas, aproveitando um recurso renovável da natureza [Scarlatto & Pontin, 2002].

No processo de produção de energia a partir de hidrelétricas, a usina geradora deve ser implantada junto ao recurso natural existente. Nisso difere de outras formas de obtenção de eletricidade, onde é necessário o transporte da fonte energética, havendo, entretanto, a necessidade de vultosos investimentos para a implantação da própria usina, linhas de transmissão e distribuição de eletricidade gerada, normalmente em um ponto distante do centro de consumo. Esses fatos revelam que a história do progresso das sociedades modernas foi sobremaneira influenciado pelo desenvolvimento de formas de obtenção de energia e hoje, mais do que nunca, essas sociedades dependem da produção de energia [Giddens, 2000].

Como parte da integração econômica mundial, nasceu a onda de globalização, baseada na liberalização econômica e abertura do comércio: os países abandonaram as barreiras tarifárias que protegiam sua produção da concorrência estrangeira e se abriram ao fluxo internacional de bens, serviços e principalmente de capitais.

Além de concorrer para uma crescente homogeneização cultural, a popularização das tecnologias de informação trazidas pelo computador, telefonia celular e televisão foram fundamentais para agilizar o comércio, o fluxo de investimentos e atuação das empresas transnacionais. Isso permitiu uma integração sem precedentes entre os pontos mais distantes do planeta.

A tabela A.I.1 representa a capacidade instalada mundial empregado na sua matriz energética, utilizada para geração de energia elétrica.

Tabela A.I.1 - Capacidade instalada (GW) - Jan/2000

Nº	País	UTE	UHE	Nuclear	Outras	Total	Nº	País	UTE	UHE	Nuclear	Outras	Total
1	EUA	581	99	98	17	795	52	Israel	9	#	0	0	9
2	China	222	70	2	0	294	53	Hungria	6	#	2	0	8
3	Japão	162	22	45	1	230	54	N. Zelândia	3	5	0	#	8
4	Rússia	138	43	21	#	202	55	Belarus	7	#	0	0	7
5	Canadá	33	67	11	#	111	56	Cingapura	7	0	0	0	7
6	França	26	21	63	#	110	57	Eslováquia	3	2	2	0	7
7	Alemanha	79	3	22	4	108	58	Kuwait	7	0	0	0	7
8	Índia	80	25	2	1	108	59	Paraguai	#	7	0	0	7
9	Reino Unido	58	1	13	#	72	60	Argélia	6	#	0	0	6
10	Brasil	6	59	1	3	69	61	E. A. Unidos	6	0	0	0	6
11	Itália	52	13	0	1	66	62	Lituânia	3	#	3	0	6
12	Ucrânia	36	5	13	0	54	63	Nigéria	4	2	0	0	6
13	Coreia do Sul	36	2	14	0	51	64	Peru	3	3	0	0	6
14	Espanha	26	12	7	1	46	65	Azerbaijão	4	1	0	0	5
15	Austrália	36	6	0	#	42	66	Geórgia	2	3	0	0	5
16	África do Sul	37	1	2	0	40	67	Líbia	5	0	0	0	5
17	México	27	10	1	1	39	68	Porto Rico	5	#	0	0	5
18	Suécia	7	16	10	#	33	69	Síria	4	1	0	0	5
19	Irã	29	2	0	0	31	70	Vietnã	2	3	0	0	5
20	Polónia	29	2	0	#	31	71	Croácia	2	2	0	0	4
21	Noruega	#	27	0	#	27	72	Cuba	4	#	0	0	4
22	Turquia	16	11	0	#	27	73	Curdistão	1	3	0	0	4
23	Taiwan	16	4	5	0	25	74	Irlanda	4	#	0	#	4
24	Argentina	13	10	1	0	24	75	Marrocos	3	1	0	0	4
25	Arábia Saudita	23	0	0	0	23	76	Tadjiquistão	3	4	0	0	4
26	Romênia	16	6	1	0	23	77	Turcomenistão	4	#	0	0	4
27	Venezuela	8	13	0	0	21	78	Bangladesh	3	#	0	0	3
28	Holanda	20	#	#	#	20	79	Estônia	3	#	0	0	3
29	Indonésia	17	3	0	#	20	80	Armênia	1	1	#	0	2
30	Tailândia	16	3	0	#	19	81	Congo	#	2	0	0	2
31	Finlândia	11	3	3	#	17	82	Moçambique	#	2	0	0	2
32	Cazaquistão	15	2	0	0	17	83	Omã	2	0	0	0	2
33	Paquistão	12	5	#	0	17	84	Sri Lanka	#	1	0	1	2
34	Austria	6	8	0	#	14	85	Tunísia	2	#	0	0	2
35	Bélgica	8	#	6	#	14	86	Zâmbia	#	2	0	0	2
36	Colômbia	5	9	0	0	14	87	Zimbábue	1	1	0	0	2
37	Egito	11	3	0	0	14	88	Angola	#	#	0	0	1
38	Rep. Tcheca	11	1	2	#	14	89	Barein	1	0	0	0	1
39	Suíça	1	10	3	#	14	90	Camarões	#	1	0	0	1
40	Bulgária	7	2	4	0	13	91	Catar	1	0	0	0	1
41	Dinamarca	11	#	0	2	13	92	Chipre	1	0	0	0	1
42	Malásia	11	2	0	0	13	93	Gana	#	1	0	0	1
43	Filipinas	8	2	0	2	12	94	Iêmen	1	0	0	0	1
44	Uzbequistão	10	2	0	0	12	95	Jordânia	1	#	0	0	1
45	Hong Kong	11	0	0	0	11	96	Libano	1	#	0	0	1
46	Iugoslávia	8	3	0	0	11	97	Quênia	#	1	0	#	1
47	Portugal	6	5	0	#	11	98	Sudão	#	#	0	0	1
48	Chile	6	4	0	0	10	99	Tanzânia	#	#	0	0	1
49	Coreia do Norte	5	5	0	0	10		Outros países	25	20	0	0	45
50	Grécia	8	2	0	#	10		Total Geral (GW)	2.175	694	357	33	3.259
51	Iraque	9	1	0	0	10							

Fonte: Energy Information Administration - International Energy Annual - 2000

Obs.: 1) A parcela de geração (Térmica) é constituída por: carvão, petróleo e gás;

2) A parcela de geração (Outras) é obtida com geração: geotérmica, solar, vento, madeira e resíduos de lixo;

3) A parcela de geração (#) é constituída por usinas geradoras de eletricidade com menos de 0,5 GW.

Atualmente, os EUA acumulam a maior capacidade instalada, cerca de 795 GW, representando aproximadamente 24% do total mundial. Dos 581 GW instalados, 50% são obtidos através da queima de carvão em usinas térmicas, com elevado poder de poluição ao meio ambiente. Considerando-se os oito países com mais de 100 GW instalados, tem-se o equivalente a 1.958 GW, ou seja 60% do total instalado. O Brasil, ocupando a décima posição, com uma capacidade instalada de 69 GW, participa com somente 2% do total mundial. Dos 21 países, com capacidade instalada entre 20 e 72 GW, representando 784 GW e 24% do total mundial.

Dos 29 países, começando com os EUA e terminando com a Indonésia, colocada em 29ª posição, e acumulando um total de 2.742 GW tem-se o percentual de 84% do total instalado no mundo. Dos 149 países relacionados, cerca de 120 deles dispõem de somente 517 GW para atender suas necessidades, com um valor médio de apenas 4 GW.

De acordo com a Conferência das Nações Unidas para o Comércio e o Desenvolvimento - Unctad, das 100 maiores riquezas mundiais, quase metade pertence aos Estados e o restante a megaempresas. A Revista Fortune mostra que as 10 principais corporações do mundo ganharam mais de 1,4 trilhão de dólares em 1998, o que equivale ao PIB conjunto de Brasil, México e Argentina. Cerca de 60% do faturamento desses grupos foi obtido em operações realizadas no exterior. Levando-se em conta as 100 maiores corporações, observa-se que aproximadamente 35% do comércio internacional se refere a trocas entre unidades das empresas transnacionais, que empregam 20% da mão-de-obra não-agrícola nos países em desenvolvimento e 40% nos desenvolvidos.

O debate em torno dos efeitos colaterais da globalização e das estratégias para evitá-los aprofundou-se em meados de 2000. Uma das consequências desse processo foi a concentração das riquezas. De acordo com a Unctad, a maior parte do dinheiro circula nos países industrializados, sendo que apenas 25% dos investimentos internacionais vão para nações em desenvolvimento, e o número de pessoas que vivem com menos de dois dólares por dia subiu de 1,2 bilhão, em 1987, para mais de 3,0 bilhões em 1999.

Uma parcela de 20% da população que vive em países ricos desfruta de quase 82% dos ganhos gerados pelo comércio e recebem a maior parte dos investimentos externos diretos. O processo de globalização adotado enriquece ainda mais os que já são ricos, numa velocidade maior que a da melhora da qualidade de vida dos mais pobres, que têm de enfrentar o desemprego endêmico, crescente em seus países.

O crescimento dos países emergentes, no início de 2000, ficou em torno de somente 1,5% e foi considerado o pior desempenho dos últimos 17 anos. As exceções foram China e Índia, nações que dão ritmo mais lento à liberalização comercial e à integração ao sistema financeiro internacional. Com a crise mundial, o preço das matérias-primas, produzidas em grande parte pelos países mais pobres, caiu mais de 20%, acarretando perdas de 10 bilhões de dólares para a América Latina [Cano,2000].

Entretanto, os países mais ricos, no mesmo ano, lucraram 60 bilhões de dólares somente com a queda nos preços do petróleo. A participação atual das nações emergentes no comércio internacional mundial é de cerca de 30%. Algumas regiões do planeta estão à margem da globalização, como a Ásia Central, que representa apenas 0,2% das trocas, e o Norte da África ficando com uma parcela de 0,7% do total mundial.

O Banco Mundial - Bird aponta como causas para o distanciamento entre ricos e pobres o aumento das ações protecionistas promovidas pelos países ricos, a voracidade dos investidores internacionais e a fragilidade econômica e institucional das nações subdesenvolvidas. A estratégia utilizada pelo Estado para recuperar os mercados emergentes em queda, como cortes orçamentários e juros altos, contribui para aumentar ainda mais a distância entre os dois grupos.

Essas desigualdades preocupam os organismos internacionais. A Unctad propõe o controle de capitais e desenvolvimento sustentado, em contraposição ao Consenso de Washington, nome pelo qual ficaram conhecidos os princípios de liberalização financeira e comercial que caracterizam o neoliberalismo. Essa instituição, em conjunto com o Bird, vem desenvolvendo um plano para abolir nos próximos 15 anos as dívidas dos 41 países mais pobres do mundo. Em seu Relatório do Desenvolvimento Humano de 1999, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - Pnud fornece várias recomendações no sentido de corrigir os atuais rumos tomados pela globalização.

As nações emergentes e as organizações não governamentais deveriam ter maior influência nos fóruns econômicos internacionais, como: o FMI, o Bird, o Grupo dos Oito (G-8), que são controlados pelos países mais ricos do planeta. Sugerem que as decisões não levem em conta somente as principais variáveis econômicas, mas que considerem seus efeitos e repercussões na área social. Concluem, que o sucesso da globalização pretendida exige uma constante avaliação regionalizada de resultados.

A expansão dos fluxos de capital tem sido ainda maior por causa da abertura dos países aos investimentos estrangeiros e da enorme voracidade das transações. O movimento diário de capitais em todo o mundo é estimado em quase 2 trilhões de dólares e essa migração, quase instantânea do dinheiro, fortalece investimentos estrangeiros de curto prazo. Ao menor sinal de instabilidade econômica ou política no país, o investimento é resgatado instantaneamente, provocando uma crise que pode alastrar-se para outras nações, em função da forte integração das economias.

Este fenômeno ocorreu no segundo semestre de 1997, quando as principais bolsas de valores do mundo despencaram, em reação à profunda crise financeira das nações do Sudeste Asiático. O fato evoluiu para uma crise internacional no ano seguinte. Alguns países emergentes, sobretudo a Federação Russa, foram os mais atingidos, por adotar modelos de desenvolvimento baseados em investimentos externos.

Essas crises realçam a instabilidade do mercado financeiro globalizado, em que o desempenho das economias nacionais depende não só da ação dos governos locais, mas cada vez mais dos grandes investidores estrangeiros.

Como pode ser observado na tabela A.I.2, como consequência direta da crise financeira internacional, a receita global das privatizações caiu em 1998, o que não ocorria desde 1990.

Tabela A.I.2 - Receita mundial alcançada com privatizações (bilhões de dólares)

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Receita	30	48	38	79	65	74	97	154	114

Fonte: Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico – OCDE. Dados de 2000.

Depois do recorde histórico de 154 bilhões de dólares alcançado em 1997, a aquisição de empresas estatais gerou uma renda 26% menor, de 114 bilhões de dólares no ano seguinte. O Brasil foi a exceção, com a venda da Telebrás.

As telecomunicações responderam por 40% do volume obtido em 1998, com 45 bilhões de dólares. A segunda área mais ativa nas privatizações mundiais foi a financeira, a única a registrar crescimento de receita, passando de 6 para 20 bilhões de dólares em um ano. Entre os países filiados à OCDE, os maiores montantes provenientes de privatizações em 1998 ficaram com o Japão, com 13,6 bilhões de dólares e a França com 13,4 bilhões de dólares.

A idéia de criar uma Área de Livre Comércio das Américas - Alca surgiu em 1994, e de acordo com ela, as barreiras comerciais existentes entre os 34 países centro e norte-americanos, exceto Cuba, deixariam de existir. Produtos e serviços também fluiriam pelo continente sem restrições nem impostos, os preços internos cairiam, e economias frágeis, como a do Paraguai, teriam a oportunidade de sair da estagnação.

Se esse projeto for implantado, a Alca será um bloco com PIB de 11 trilhões de dólares, e uma população de 823 milhões de habitantes, maior que a União Européia e contando provavelmente com a mesma estrutura da Cooperação Econômica da Ásia e do Pacífico - Apec. Os EUA são os maiores interessados em fechar esse acordo. Esse país já participa de vários blocos comerciais e tem na conta um “déficit” comercial da ordem de 450 bilhões de dólares, em meados de 2002, segundo o Bird. Os EUA precisam exportar ainda mais para fazer o saldo da balança comercial subir.

Sem impostos de importação entre os países do continente americano, os EUA poderiam facilmente colocar seus produtos nos futuros países da Alca. O Brasil só admite entrar na Alca e iniciar negociações a partir de 2007 e somente em bloco com seus parceiros do Mercado Comum do Sul - Mercosul, que reúne Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai como membros plenos e Bolívia e Chile como membros associados.

Os EUA continuam a pressionar o governo brasileiro, que ganha tempo por causa da não aprovação do “fast-track”, um aval que deve ser dado pelo Congresso Americano para que o Presidente George W. Bush negocie todo tipo de acordo comercial sem a aprovação dos congressistas. Diante do atraso dos norte-americanos, os membros da União Européia - EU apresentaram ao Mercosul uma proposta para criar uma zona de livre comércio. O trunfo dos sul-americanos são os números da balança comercial, bastante favorável para os europeus. Enquanto as exportações do Mercosul para a EU cresceram 25% entre 1999 e 2000, as da EU para o Mercosul, em 2001, aumentaram 340%.

Outro aspecto importante a ser considerado é que a China, que não estava nem entre os dez principais parceiros comerciais brasileiros em 2000, se consolida, desde o início de 2003, como o segundo maior mercado para exportação do país, atrás apenas dos EUA, o maior mercado do mundo.

Nos cinco primeiros meses de 2003, as exportações para a China atingiram o montante de 1.774 bilhão de dólares, representando 229,7% a mais que no mesmo período de 2002, segundo dados do Ministério do Desenvolvimento. O país vendeu mais para a China nesse período do que ao longo de 2000, quando as exportações somaram 1.085 bilhões de dólares.

A importância comercial, da China para o Brasil, começou a crescer em 2001, quando passou a ser o sexto maior destino das exportações brasileiras. Naquele ano, a Argentina ocupava a segunda posição. No ano passado, o mercado chinês já havia passado o da Argentina, que minguou com a crise econômica e social. Os argentinos ficaram na sexta posição em 2002. A China continuava, no entanto, atrás de dois parceiros comerciais tradicionais do Brasil, a Holanda e Alemanha. Em 2003, as exportações de soja, óleo de soja, produtos siderúrgicos, minérios de ferro, autopeças e celulose colocaram os chineses no segundo lugar.

O governo brasileiro vem, desde 2002, enfatizando a importância de ampliar as relações comerciais com a China, considerado um dos mercados mais promissores do mundo devido ao tamanho da população. Enquanto as vendas e exportações de produtos nacionais para os chineses explodiram, as importações brasileiras cresceram num ritmo mais lento. O Brasil importou nos primeiros cinco meses de 2003 cerca de 736 milhões de dólares, representando uma parcela de 39% a mais que no mesmo período de 2002.

A tabela A.I.2 indica os principais destinos das exportações brasileiras entre 2001 e o início de 2003, em bilhões de dólares.

Tabela A.I.2 - Exportações brasileiras (bilhões de dólares) entre 2001 e 2003

Posição ocupada	Janeiro a dezembro de 2001		Janeiro a dezembro de 2002		Janeiro a maio de 2003	
Primeira	EUA	14,19	EUA	15,35	EUA	6,81
Segunda	Argentina	5,00	Holanda	3,18	China	1,77
Terceira	Holanda	2,86	Alemanha	2,54	Holanda	1,48
Quarta	Alemanha	2,50	China	2,52	Argentina	1,47
Quinta	Japão	1,99	México	2,34	Alemanha	1,24
Sexta	China	1,90	Argentina	2,34	México	0,98
Total	-	28,44	-	28,27	-	13,75

Fonte: Ministério do Desenvolvimento. Dados de maio de 2003.

Com a abertura de mercados e expansão da globalização ocorreu o processo de transferência das empresas estatais, para a iniciativa privada nacional ou estrangeira a partir da década de 80. As privatizações resultaram do fortalecimento das idéias liberais sobre a eficiência do livre mercado e a redução da participação do Estado na economia. Para as nações emergentes, a venda das estatais fazia parte de programas de ajuste da economia, impostas pelo FMI e Bird, em troca de algum tipo de ajuda econômica.

Os defensores da privatização argumentavam que as empresas estatais são menos eficientes que as particulares. Enquanto a economia globalizada exige companhias ágeis e capazes de enfrentar a concorrência, as estatais não visam ao lucro e estão presas a corporativismos, influências políticas e regras da administração pública, incluindo estabilidade de emprego e necessidade de licitação para compras, bem como a realização de concurso para novas contratações de empregados. A venda das estatais seria fonte de receita para o Estado e um meio de atrair investimentos externos.

Os críticos do processo de privatização afirmam que as estatais exercem papel fundamental no desenvolvimento nacional, uma vez que controlam áreas estratégicas, como energia e transporte, promovendo o investimento em infra-estrutura do país. Alegam que elas são patrimônio da nação e que abrir mão das mesmas acarreta enfraquecimento da soberania nacional, bem como a concentração de poder econômico nas mãos de um número restrito de megaempresas; muitas são rentáveis e, portanto, não contribuem para o conhecido aumento do “déficit” público, como a Embraer.

O governo de Margaret Thatcher, no Reino Unido, foi o pioneiro na venda de estatais ao iniciar um ambicioso programa de privatização em 1979. Entre 1979 e 1989, o país arrecadou cerca de 60 bilhões de dólares com a venda de 50 empresas estatais.

Entretanto, nos anos 90, segundo a OCDE, a desestatização prosseguiu, mas o país perdeu a posição de liderança, uma vez que entre 1992 e 1996, sua receita média anual ficou em 4,8 bilhões de dólares.

Nesse mesmo período, outros países da Europa se destacaram: a receita da França chegou a 5,4 bilhões de dólares, seguida pela da Itália com 4,5 bilhões de dólares e pela da Alemanha com 2,8 bilhões de dólares.

Das regiões do globo, as emergentes, como a América Latina foi a que obteve maior receita com suas inúmeras privatizações entre 1988 e 1995, segundo o Bird atingiram valores de 68 bilhões de dólares.

As regiões do Leste Europeu, da Ásia Central arrecadaram 25,1 bilhões de dólares e as do Sudeste Asiático obtiveram quase 24,7 bilhões de dólares.

Entre 1990 e 1997 foram vendidas 827 estatais latino-americanas, gerando uma receita de 110 bilhões de dólares.

Os dois países que iniciaram a onda de desestatização na região, México e Argentina junto com o Chile, foram os que mais arrecadam no período: cerca de 27,3 e 18,2 bilhões de dólares, respectivamente. Ultimamente, a liderança passou a ser brasileira.

Após 1989, as privatizações constituíram os pilares da política de transição para a economia de mercado adotada pelas antigas nações socialistas do Leste Europeu.

O governo alemão vendeu cerca de 4.000 estatais, de uma parcela total de 11.000 recebidas da Alemanha Oriental, no ano seguinte à reunificação, obtendo aproximadamente 7,8 bilhões de dólares. Deve-se destacar também a Hungria, Polônia, República Tcheca, Eslováquia e Federação Russa.

O Relatório de setembro de 2000, da Secretaria Geral da ONU, informa que aproximadamente 2 bilhões de pessoas não têm acesso à eletricidade; ou seja aproximadamente 35% da população mundial.

APÊNDICE II - HISTÓRICO RECENTE DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A.II.1 - CONTEXTO INTERNACIONAL

O setor elétrico vem atravessando, em âmbito nacional e internacional, uma fase de intensas transformações. Desde meados de 1970, surgiram sinais de crise, originados pelos aumentos dos preços do petróleo no mercado mundial. A partir daí, este setor, fundamental para a economia dos países, sofreu gradual processo de desmantelamento, gerando críticas dos consumidores, pela má qualidade de fornecimento de eletricidade e pressões ideológicas para a privatização de seus serviços, inicialmente nos países desenvolvidos, e posteriormente, nos em desenvolvimento [Finon, 1995].

Do ponto de vista setorial, mais restrito, as pressões por mudanças podem ser analisadas em função da combinação de aspectos referentes à oferta e à demanda. Do ponto de vista da oferta, a crise do petróleo refletiu-se numa rápida elevação do preço dos combustíveis fósseis, aumentando os custos operacionais das empresas energéticas. Com a elevação das taxas de juros no mercado internacional, ocorreu elevação dos custos das usinas em construção, o que inviabilizou os investimentos de longo prazo.

Novas restrições, de caráter ambiental, obrigaram as empresas do setor elétrico a internalizar custos em função de fatores como: dificuldade de apresentar soluções para resíduos radioativos e riscos de acidentes no emprego da tecnologia nuclear¹; oposição à instalação de linhas de transmissão e grandes usinas hidrelétricas; custos elevados de desapropriação de terras, impactos regionais, causados pelas áreas destinadas aos reservatórios das usinas hidrelétricas; chuva ácida provocada pela emissão de dióxido de carbono; novos impactos ambientais globais, provocados pela emissão de dióxido de carbono e de enxofre, gerado nas usinas termelétricas. Com a elevação dos custos de oferta e aumento das pressões ambientais nos países desenvolvidos, intensificaram-se as políticas de conservação de energia, com aumento da cogeração e o deslocamento das indústrias eletrointensivas, bem como a transferência da poluição, para os países ainda em fase de desenvolvimento [Bom & Costa, 2000].

¹ Na Europa, principalmente na Alemanha, até hoje existem fortes movimentos populares exigindo a desativação dessas usinas, até no máximo 2021.

O avanço tecnológico permitiu a produção de energia elétrica, gerada através de usinas termelétricas mais compactas e com maior rendimento, proporcionando custos de geração mais baratos. Outro fator importante foi a possibilidade de transmissão dessa energia em tempo real, em função dos avanços da tecnologia de informação, permitindo a desverticalização dessas atividades no setor elétrico.

Do lado da demanda, houve redução nas taxas de crescimento de consumo no mercado dos países mais desenvolvidos, motivada pela difusão de novas tecnologias da microeletrônica, que economizam eletricidade e incentivam o uso de forma mais eficiente, exigindo porém, elevados padrões de qualidade no fornecimento da energia.

A partir da década de 1970, a defasagem no planejamento energético e nos investimentos das empresas do setor elétrico, baseadas em taxas de crescimento de períodos anteriores, geraram acentuada capacidade ociosa e representaram um custo suplementar para os países em desenvolvimento e seus consumidores.

Um novo cenário, marcado pela internacionalização e diversificação das atividades das corporações multinacionais, possibilitou a entrada de novos atores, nos vários segmentos do setor elétrico. Dentro do contexto de mudança e renovação tecnológica, crescimento da globalização econômica e fortes pressões contra os modelos institucionais tradicionais, os novos agentes do setor elétrico procuraram desenvolver estratégias que pudessem garantir vantagens competitivas e reduzir as incertezas das crescentes exigências tecnológicas. Este processo, daria origem a uma nova modalidade de integração vertical-horizontal, em empresas sob controle estatal [Rosa, 1998].

As antigas empresas públicas de energia elétrica, viram seus mercados cativos ameaçados, pela presença de novas empresas geradoras, de cogeração ou produção independente; ou pela entrada no segmento de distribuição de eletricidade, de novos atores oriundos de setores como o de telecomunicações e saneamento básico.

Chevalier & Salaün, em 1995, explicavam que a lógica da diversificação das empresas de eletricidade pretendia alcançar duplo objetivo. Nos mercados nacionais, procuravam manter-se como empresas multiserviços, adquirindo uma configuração institucional horizontal, visando ampliar sua cesta de “produtos” para os quais suas características tecnológicas fossem mais adequadas, como, por exemplo: os serviços de eletricidade e de telecomunicações, aproveitando as perspectivas de maior lucratividade.

No âmbito internacional, algumas dessas empresas operadoras tradicionais vislumbraram a oportunidade de explorar os novos mercados emergentes, nos países em desenvolvimento, considerando as possibilidades de implementação de programas de privatização e desregulamentação em andamento.

As empresas, com este novo tipo de investimento, pretendiam compensar suas possíveis perdas de receitas, provocadas pelo aumento da concorrência em seus próprios mercados nacionais. Como forma de enfrentar as incertezas macroeconômicas nos países em desenvolvimento, e minimizar a possibilidade de perdas, essas aquisições foram efetuadas através de consórcios de operadoras locais e internacionais.

As reformas introduzidas no setor elétrico, nos chamados países centrais, em sua grande maioria, têm ainda mantido a propriedade estatal sobre o setor. Embora esteja ocorrendo a introdução de níveis de concorrência na geração de energia elétrica, nos casos de autoprodutores, cogeração e até mesmo produtores independentes, essa mudança não tem acontecido na velocidade desejada.

A tendência observada é a tentativa de viabilização da participação do capital privado nos investimentos setoriais. A introdução de crescente competitividade no segmento de geração de energia elétrica, passa pelo desmembramento e desverticalização do sistema elétrico, impondo ao sistema de transmissão de eletricidade, um papel de vital importância no modelo empregado.

Alguns países que adotaram a reforma do setor elétrico podem ser analisados pelas soluções adotadas. No bloco dos países centrais, destacam-se as reformas britânica e norueguesa, que foram marcadas pela liberalização do mercado de comercialização de energia elétrica.

As medidas e modelos implementados diferem muito entre esses países. Enquanto a experiência inglesa serviu de exemplo pelo seu espírito radical e orientação liberal, a reforma norueguesa, realizada num país que apresenta condições operacionais semelhantes ao brasileiro, alcançou uma estrutura competitiva sem alterar o caráter de propriedade dos ativos [Rosa, 1998].

O processo francês representa um contraponto, devido à manutenção do antigo monopólio estatal, na exploração do serviço público e ao quadro de relativa estabilidade do modelo, chamado tradicional, ainda hoje utilizado naquele país.

A reestruturação norte-americana, além de ter sido pioneira no setor elétrico, foi marcada pelo gradualismo, pela diversidade de alternativas e pelo forte incentivo à entrada de novos produtores independentes no mercado.

No bloco dos países ainda em desenvolvimento, as reformas chilena e argentina diferenciaram-se entre si pelo tempo inicial gasto com a preparação e pelo grau de concorrência introduzido nestes mercados, embora tenham a mesma natureza liberal. O estudo destas duas formas de desregulamentação, possibilita extrair lições sobre a complexidade de introdução de reformas sem uma prévia preparação e sob condições de fortes restrições macroeconômicas vigentes nos países.

A tabela A.II.1 apresenta uma síntese das principais características das reformas empreendidas em vários países da Europa, Ásia, América do Norte e América Latina.

Tabela A.II.1 - Reformas efetuadas no setor elétrico mundial

Estrutura anterior à reforma	Descrição da reforma
1 - Estados Unidos	
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema privado e descentralizado; empresas públicas de geração e transmissão de energia elétrica; • Existência de um grande número de empresas municipais; • Sistema de interligação elétrica muito pouco desenvolvido e isolado; • Emprego de regulação descentralizada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reforma progressiva do setor a partir de 1978, estimulando a utilização de fontes alternativas para a redução de custos e introdução de livre concorrência no segmento de geração; • Livre acesso aos meios de transmissão de energia, com estímulo à produção independente e do desenvolvimento do segmento de cogeração no mercado consumidor.
2 - Reino Unido	
<ul style="list-style-type: none"> • Setor estatizado, com somente uma empresa responsável pela geração e transmissão e mais doze outras, distribuidoras regionais. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cisão da geradora em três empresas; com exceção da nuclear, as outras também foram privatizadas, juntamente com as distribuidoras; • Criação de um mercado à vista de eletricidade, com acesso do grande consumidor e produtor independente; presença de órgão regulador com autonomia jurídica.
3 - França	
<ul style="list-style-type: none"> • Empresa estatal única verticalmente integrada de geração nuclear e exportadora de energia para diversos países da Europa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pressões para abertura da rede de transmissão a fornecedores e grandes consumidores; • Introdução de mecanismos de transparência na gestão da estatal.
4 - Alemanha	
<ul style="list-style-type: none"> • Três grandes empresas líderes verticalmente integradas, com "mix" de propriedade estatal-privada; • Existência de pequenas empresas e companhias municipais. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo à pequena produção, inclusive com geração eólica e cogeração; • Algumas empresas do Leste Europeu foram privatizadas, havendo competição entre as grandes e as pequenas empresas municipais.
5 - Dinamarca	
<ul style="list-style-type: none"> • Algumas companhias verticalmente integradas, de propriedade privada ou municipal. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo à geração descentralizada, através de produtores distritais com pequenas centrais alternativas eólica, biomassa e cogeração.

6 - Itália

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Forte incentivo à cogeração e aproveitamento de novas fontes renováveis;
- Adiado o plano de venda da estatal em 1995.

7 - Portugal

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Promoção da produção independente, sendo iniciado processo de privatização e quebra do monopólio estatal.

8 - Holanda

- Algumas companhias parcialmente integradas verticalmente, de domínio e propriedade estatal ou municipal.
- Desmembramento dos segmentos de geração e transmissão em relação à distribuição,
- Incentivo à produção independente cólica e à cogeração.

9 - Noruega

- Empresas municipais ou estatais, com algumas empresas privadas no segmento de geração;
- Várias companhias municipalizadas operando no segmento de distribuição.
- Criação de um mercado à vista para grandes consumidores;
- Mantida condição original dos monopólio de distribuição municipal, principalmente para os pequenos consumidores.

10 - Hungria

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Separação e privatização da estatal;
- Incentivo à produção independente.

11 - Polônia

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Passando atualmente por um lento processo de desmembramento e privatização;
- Previsão de criação de mercado à vista.

12 - Indonésia

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Incentivo à produção independente, incluindo biomassa e centrais solares.

13 - Índia

- Empresas estatais nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.
- Forte incentivo ao aproveitamento de novas fontes renováveis de energia elétrica, utilização da produção independente e da cogeração.

14 - Chile

- Uma empresa estatal verticalmente integrada.
- Desverticalização e privatização;
- Incentivo à produção independente.

15 - Argentina

- Uma empresa estatal verticalmente integrada, distribuidoras provinciais e pequenas empresas privadas.
- Segmentação vertical e horizontal; início do processo de fragmentação de distribuidoras em várias empresas e desmembramento da geração;
- Criação de órgão regulador;
- Geração nuclear permanece estatal.

Fonte: Pires, 1995

A.II.2 - CONTEXTO BRASILEIRO

Quanto ao Brasil, o governo federal, diante de um contexto de aumento de risco de déficit de energia elétrica e necessidade de um aporte estimado de 6,5 bilhões de dólares de recursos anuais, estava em 1995, preocupado em vender os ativos das estatais para abater a dívida pública. Essa primeira tentativa de reforma foi realizada sem aguardar uma indispensável definição institucional, do regime tarifário vigente e na criação de um ente ou órgão regulador de mercado.

Não foi implementado, concretamente, um modelo institucional capaz de promover a entrada de novos capitais privados com a manutenção de cooperação entre os agentes de mercado. Esses pré-requisitos são considerados fundamentais e necessários para o funcionamento do setor elétrico, cuja geração de energia se apoia em reservatórios hídricos, dimensionados para acumulação plurianual de águas, nas usinas hidrelétricas, por um período de até 5 anos.

Durante o ano de 1993, foi definido o marco inicial da liberalização e privatização no setor elétrico brasileiro, com a aprovação, do Decreto N° 915, em setembro e do Decreto N° 1009 no mês de dezembro do mesmo ano.

Em abril de 1994, com a Portaria N° 337, foram criados os consórcios entre as concessionárias e autoprodutores para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, assegurando o livre acesso ao sistema de transmissão de energia elétrica, favorecendo o início da competição no segmento de geração de eletricidade, com a definição das condições básicas de comercialização da energia elétrica no país.

Em fevereiro de 1995, a Lei N° 8987 regulamentou, após demorada discussão e tramitação no Congresso Nacional, o regime de concessões e permissões na exploração dos serviços públicos em geral. Ainda em 1995, a Lei N° 9074, específica para o setor, regulamentou a Licitação das Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, vencendo a concessão que assegurasse o menor custo da energia gerada.

A lei obrigava as concessionárias, com cronogramas atrasados, a desistir da concessão ou a associar-se a grupo privado, para conclusão das obras; permitia também a licitação por outorga onerosa, onde os grupos concorrentes interessados disputariam as concessões através de leilões, vencendo o que ofertasse o maior lance; sendo essa modalidade a preferida [Sauer, 2002].

Em maio de 1995, o Decreto Nº 1503, alterou o andamento das atividades de desestatização. Através do mesmo, o governo federal colocou o Sistema Eletrobras no Plano Nacional de Desestatização - PND e estabeleceu o processo de privatização nos segmentos da Geração e Distribuição do Sistema Eletrobras.

Em 1996, o governo federal contratou a empresa de consultoria Coopers & Lybrand para elaborar uma nova organização do setor elétrico brasileiro, visando: a capitalização do setor, a redução dos custos de geração e distribuição, através da competição, que induziria e dinamizaria os fluxos de negócios entre os vários atores. A essência da mudança repousaria na figura dos consumidores livres e do livre acesso às redes de transmissão de energia.

A criação de um modelo aberto de comercialização de energia elétrica seguindo o recomendado pelo modelo liberal, obedeceria às seguintes etapas:

- assegurar um sistema eficiente de transações de eletricidade;
- assegurar a existência de um mercado, onde geradores, pudessem vender sua energia e ter seus investimentos remunerados, mesmo sem a existência de um contrato formal de longo prazo;
- ampliar a competição no mercado varejista;
- fornecer sinais firmes e precisos do valor da eletricidade aos geradores de energia elétrica e consumidores de eletricidade;
- ordenar, sob o critério de rentabilidade, as prioridades nos investimentos em novas unidades geradoras de eletricidade.

O setor elétrico brasileiro, com a implantação do modelo de desregulamentação adotado perdeu a confiabilidade. O critério anteriormente adotado para a garantia de energia era o risco de ocorrência de qualquer “déficit” de até 5%. Atualmente, esse critério foi alterado, passando a contabilizar somente os “déficits” baseados naqueles que ultrapassarem os 5% já definidos. A adoção desta nova medida padrão significa, dobrar a taxa de risco fornecida pelo critério anterior e baixar o nível de confiabilidade. Com essa mudança do parâmetro de confiabilidade do sistema de energia elétrica, de taxa de risco para custo de “déficit”, a energia assegurada e entregue ao sistema poderá ser comercializada no MAE como se fosse um excedente; cabendo ao consumidor receber uma energia, com uma tarifa maior e um produto de menor qualidade.

APÊNDICE III - ANÁLISE DAS REFORMAS E DAS CRISES EM ÂMBITO INTERNACIONAL

Para estabelecer uma comparação entre os modelos de privatização do setor elétrico mundial, deve-se analisar a evolução histórica ocorrida em países, que passaram por estágios semelhantes no processo de liberalização e desregulamentação. Assim são analisados os países: Inglaterra, Noruega, Estados Unidos, Chile, Argentina e Brasil.

A.III.1 - A REFORMA INGLESA

O Reino Unido compreende as nações que ocupam a ilha da Grã-Bretanha, a Inglaterra, País de Gales, Escócia, e a Irlanda do norte no nordeste da ilha da Irlanda.

Destaca-se como membro do restrito grupo das nações mais ricas do mundo, o Grupo dos Oito - G 8 e pela sua forte aliança com os EUA. Em 2001, contava com uma população de 59,5 milhões de habitantes, equivalente à do Estado da Califórnia, ocupando área territorial de aproximadamente 244 mil km², semelhante à da Noruega.

A Inglaterra ocupa o centro e o sul da Grã-Bretanha desempenhando papel de destaque no Reino Unido. Em meados de 1979, os políticos conservadores derrotaram os trabalhistas. Nos anos 1980, a maior parte do setor público foi privatizado, os sindicatos se enfraqueceram e o desemprego cresceu rapidamente. Nesse mesmo período, o país descobriu petróleo no mar do Norte.

Em 1982, fortalecida pela vitória na Guerra das Malvinas contra a Argentina, Thatcher venceu novamente as eleições. Em 1984 enfrentou, sem fazer concessões, uma greve de mineiros que se estendeu por mais de um ano.

Nesse período consolida-se seu apelido de “Dama de Ferro” e abre caminho para mais uma vitória eleitoral, em 1987. Entretanto, a introdução de um novo imposto predial faz a opinião pública voltar-se contra Thatcher. Em 1990, ela renuncia e é substituída por John Major, também do partido conservador.

Em 1997, o partido trabalhista vence o conservador, que governou a Inglaterra por 18 anos. O político Tony Blair assume como primeiro-ministro, proclamando-se líder de uma “terceira via”, colocando-se entre a social-democracia e o liberalismo.

Uma prioridade, constantemente anunciada na campanha, foi a reforma dos serviços públicos de saúde, educação, transportes e energia elétrica, que tiveram queda significativa na qualidade de atendimento, em função da falta de investimentos nos últimos anos.

O governo lançou projeto para a construção de mais 60 hospitais em parceria com o setor privado e acenou com a possibilidade de enviar pacientes britânicos para tratamento médico em outros países. As medidas objetivavam aliviar as longas filas nos hospitais do Estado, onde o tempo médio de espera para a realização de uma cirurgia era de até quatro meses. Os hospitais também enfrentavam graves problemas de infraestrutura, com a falta de médicos e enfermeiras.

A decisão de privatizar o setor elétrico inglês insere-se no programa liberal, adotado pelo Partido Conservador, no poder de 1979 até 1997, sendo os primeiros dez anos desse período conhecidos como a “Era Thatcher”. A venda dos ativos públicos era o elemento chave do modelo recomendado.

Do ponto de vista econômico, era visto como uma forma de melhorar as finanças públicas, numa fase de grave recessão vivida pela economia inglesa. Do ponto de vista ideológico, a transferência de propriedade para o setor privado era defendida como condição básica para introduzir eficiência na gestão das empresas do setor.

Entre 1980 e 1995 a maior parte do setor público foi privatizada, os sindicatos perderam o poder, o desemprego cresceu deixando desempregados mais de 40 mil trabalhadores; sendo arrecadados nessa ocasião, cerca de 70 bilhões de dólares com o processo de privatização do setor elétrico.

Desde a implementação das primeiras medidas destinadas a tornar o setor elétrico desregulamentado, iniciadas com a reforma setorial, eram procuradas as seguintes metas:

- beneficiar os consumidores de eletricidade com a redução de tarifas;
- proporcionar maior eficiência econômica a partir da implantação de um mercado competitivo na indústria de geração de energia elétrica;
- melhorar a qualidade do fornecimento de eletricidade para todos clientes, independente da classe de consumo, industrial, comercial ou residencial;
- reduzir custos através da gradual diminuição da presença regulatória.

A filosofia básica dos reformadores do setor era que a introdução da competição não poderia ser estabelecida e implantada indiscriminadamente em todo o setor elétrico. Os segmentos de transmissão e distribuição, por serem monopólios naturais, situação na qual uma firma produz a um menor custo para a sociedade do que naquela em que atuam duas ou mais empresas, deveriam ser mantidos sob controle e supervisão contínua do Estado [Newbery, 2000].

Como contraponto, deveria ser garantido o livre acesso às redes e linhas de transmissão, em termos não discriminatórios, para que fosse introduzida a competição no segmento de comercialização da energia elétrica, com ganhos efetivos para o consumidor final.

No Reino Unido, as reformas implementadas estabeleceram que os grandes consumidores, com demanda superior a 1.000 kW poderiam negociar livremente seu suprimento. Em 1994, este limite foi reduzido para 100 kW. O modelo adotado previa para meados de 1998 a liberdade irrestrita de comercialização de energia elétrica. Os consumidores abaixo deste limite de consumo seriam considerados membros do mercado cativo, por terem acesso somente a um único comercializador, a empresa distribuidora de sua área de concessão.

Os grandes defensores do processo de privatização acreditavam que o segmento de geração, equivalente a 55% da conta de consumo de energia elétrica paga pelo consumidor, seria levado a um mercado livre e desregulamentado. Entendiam que a geração de energia elétrica seria objeto de ampla concorrência, o que provocaria uma redução de preços e traria benefícios ainda maiores para os consumidores.

O ponto central do modelo seria o funcionamento de um mercado instantâneo, conhecido como “spot” de energia elétrica. Este mercado seria administrado por um órgão estatal, que funcionaria como um “agente leiloeiro”: pelo lado da oferta, todos os geradores estariam vendendo seus blocos de energia elétrica, de forma competitiva. Do lado da demanda, os distribuidores de eletricidade e os grandes consumidores, organizariam licitações para compra destes blocos de energia, reproduzindo assim o comportamento de um verdadeiro mercado. O governo conservador inglês estava preocupado que a privatização pudesse provocar um aumento acelerado e descontrolado nos preços da energia elétrica, acarretando futuros prejuízos eleitorais para o partido.

Para evitar estes riscos, o governo estabeleceu uma série de contratos bilaterais, com prazo de até três anos, entre as empresas geradoras e distribuidoras de energia, segundo os moldes do modelo estatal. Sob o ponto de vista da relação entre geradores, distribuidores e grandes consumidores, nos três primeiros anos de implantação do novo modelo, os preços das tarifas funcionaram apenas como uma sinalização para cláusulas compensatórias dos contratos bilaterais. Estes contratos eliminaram qualquer possibilidade de introdução de livre competição no setor elétrico.

Após o término desses contratos, as empresas distribuidoras aproveitando-se da possibilidade de se auto abastecerem até o limite de 15% das suas necessidades de geração, assinaram contratos de mais longo prazo, com produtores independentes; com duração de 15 anos, para reduzir o poder de duopólio na geração de energia elétrica. Estes contratos tiveram o beneplácito dos reguladores, sob o argumento de que estes arranjos beneficiariam os consumidores, a longo prazo, por aumentar o número de agentes e, conseqüentemente, tornar o mercado de geração mais competitivo.

A estratégia das empresas distribuidoras foi viabilizada pela existência de uma nova mudança na tecnologia de geração de energia elétrica, representada por usinas termelétricas mais eficientes, queimando gás natural através do Combined Cycle Gas Turbine - CCGT, conhecido como centrais a gás de ciclo combinado. Esta conquista tecnológica internacional, ofereceu uma alternativa para novos investimentos, pelas vantagens em relação às demais formas de geração, com: baixos custos de capital, maior eficiência térmica, baixa emissão de poluentes, menor tempo de construção e entrada em operação, manutenção simplificada e menor custo de mão-de-obra [Thomas, 1997].

Os lucros excessivos das empresas geradoras, incentivaram a entrada de vários produtores independentes no mercado gerador, efetivamente reduzindo preços, mas proporcionando um excesso de capacidade instalada no sistema.

Em 1990, houve o duopólio de geração, formado pelas empresas National Power e Power Gen, com a empresa estatal British Coal, os contratos tinham a finalidade de preparar a empresa carvoeira para a sua privatização. O carvão representava 70% do total de insumos para a geração de eletricidade. Os contratos, entre essas empresas, foram renovados em 1993, por um período de mais cinco anos, em condições bastante desfavoráveis para a British Coal, que foi privatizada em 1995.

O modelo inglês também foi implementado visando aumentar a eficiência do sistema elétrico, através da desverticalização da antiga empresa geradora estatal e sua posterior privatização. Com o processo de privatização foram alcançados:

- redução de custos e aumento da produtividade, com a mudança tecnológica de geração de energia elétrica;
- novos projetos baseados, não mais no carvão, mas sim na utilização do gás natural em usinas à gás de ciclo combinado;
- melhor qualidade na prestação do serviço de fornecimento de eletricidade aos consumidores;
- as duas maiores empresas de geração a National Power e Power Gen, compareceram como sócias e proprietárias nos projetos de expansão do setor elétrico;
- os preços para o consumidor, com exceção de alguns grandes consumidores industriais, não se reduziram, de acordo com o esperado, apesar do melhor desempenho do capital privado;
- os ganhos obtidos com o resultado financeiro das diversas empresas foram transferidos para os acionistas;
- antes da privatização, a ineficiente produção nuclear de eletricidade, tinha seus custos cobertos pelos contribuintes em geral;
- após a privatização, o subsídio para geração nuclear, foi internalizado e os consumidores de energia elétrica passaram a pagar a conta;
- a quebra do monopólio da distribuição foi parcialmente alcançada, uma vez que 47% do total de consumidores, com demanda acima de 1.000 kW trocaram de fornecedores; e
- o mercado livre, previsto para funcionar com os novos agentes, acabou sendo dominado pelo duopólio e pelas outras distribuidoras de energia elétrica que atuavam no mercado.

Além dos acionistas das empresas, os principais ganhadores no processo de privatização foram os executivos das empresas privadas e as empresas de consultoria.

Entre os perdedores, se encontravam os empregados demitidos ao longo de todo processo de privatização do setor, principalmente aqueles ligados aos sindicatos dos trabalhadores do carvão.

A.III.2 - A REFORMA NORUEGUESA

Um terço do território norueguês, com 324 mil km², está situado ao norte do Círculo Polar Ártico. No extremo norte, o Sol permanece visível no céu durante as 24 horas do dia no verão. O país é conhecido como a “Terra do Sol da Meia-Noite”.

O mar é a principal fonte de riqueza de uma população de 4,5 milhões de pessoas, que lidera a produção pesqueira na Europa Ocidental, exportando bacalhau e salmão processados.

Em 2000, o governo norueguês se recusou a aprovar a construção de duas centrais elétricas movidas a gás por temer o risco de poluição ambiental, e foi severamente criticado pela população local.

Em 2001, o governo anunciou a retomada das exportações de carne e gordura de baleia, sofrendo pressões de várias entidades ambientalistas.

Em 2001, a Noruega assumiu a primeira posição no Índice de Desenvolvimento Humano - IDH, das Nações Unidas, com o valor de referência 0,939; isto pela primeira vez desde a sua criação, em 1990. O Canadá, que liderou a lista por sete anos consecutivos, caiu para o terceiro lugar, sendo superado também pela Austrália, onde ocorreram avanços importantes nas áreas de saúde e educação.

O setor elétrico da Noruega é marcado por grande fragmentação de agentes. Antes da reforma do setor elétrico, a estrutura de mercado apresentava uma expressiva participação do Estado, nas atividades de geração e transmissão, com algumas companhias que atuavam somente como geradoras e um grande número de empresas menores, estaduais e municipais integradas verticalmente, respondendo pelas atividades convencionais de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Em função das características fragmentadas do setor, considerando as peculiaridades geográficas, localização dos recursos hídricos, independência política das municipalidades e da rigorosa regulamentação social-democrata, os investimentos privados foram afugentados do país. A iniciativa pública municipal foi encarregada de atender a geração hidrelétrica em pequena escala e na eletrificação de várias comunidades.

O aparato institucional confiava ao Estado a responsabilidade pelo desenvolvimento dos grandes projetos hidráulicos e a implantação de uma rede nacional de transmissão de eletricidade. O governo federal era responsável pelo atendimento das indústrias eletro-intensivas. O segmento de geração é menos concentrado que o da Grã-Bretanha, uma vez que as 34 empresas de maior porte são proprietárias de 94% da capacidade instalada no país [Moehe, 1995].

Em 1982, a existência de um grande número de concessionárias era o fator determinante para diferentes níveis tarifários. Eram compostas por pequenas empresas de âmbito municipal, que desenvolviam seus próprios aproveitamentos hidrelétricos, sem a preocupação de otimização de obras e aumento de capacidade de geração, produzindo sobras de energia no sistema.

Em 1985, uma nova política de reestruturação do setor elétrico previa a obtenção de maior eficiência econômica e a eliminação da diversidade de preços praticados, que somente poderiam ser alcançados pela concentração da indústria elétrica, com a transformação das 351 empresas dispersas pelo país, em somente 20 empresas verticalmente integradas. Os argumentos para a implementação dessas mudanças setoriais eram os seguintes:

- evitar o sobre-investimento em geração, provocado pela operação descentralizada do sistema elétrico e incentivado pela estrutura tarifária imposta pelo custo do serviço, que remunerava custos desnecessários das empresas;
- incentivar projetos de investimentos de menor custo, dentro das alternativas dos planos de expansão do sistema elétrico;
- substituir a estrutura tradicional baseada nos contratos de concessão para as empresas municipais;
- criar incentivos para reduzir custos, através da implantação de um ambiente competitivo na geração e comercialização da energia elétrica;
- eliminar as diferenças de preços das tarifas utilizadas em função da diversidade de características geográficas do país; e
- promover a equidade entre consumidores, eliminando os subsídios cruzados em favor dos consumidores residenciais e em detrimento dos consumidores industriais e comerciais do país.

Nos anos 1990, o mercado norueguês estava dividido em:

- até 30% do mercado pertencia ao agente federal, que atuava na geração e transmissão, suprindo as indústrias eletro-intensivas e, ocasionalmente, as empresas concessionárias responsáveis pela distribuição de energia elétrica;
- até 15% do mercado de geração, pertencia ao setor privado, composto basicamente por auto-produtores industriais; e
- cerca de 55% do mercado de geração eram atendidas por 200 empresas concessionárias estaduais e municipais.

O segmento de transporte de energia elétrica era composto pelas redes de transmissão, que operavam em tensões de até 400 kV, sendo 80% pertencentes ao governo federal e os outros 20% alugados para 30 empresas privadas. As redes regionais de mais baixa voltagem, pertenciam a 54 concessionárias, sendo 40 delas também distribuidoras de eletricidade. As redes locais de distribuição, eram de propriedade de 200 empresas estaduais e municipais; ressaltando-se que 99 delas possuíam instalações próprias de geração de energia elétrica.

Na década de 1990, através do Energy Act, o governo federal definiu os papéis dos diversos agentes e diferenciou as atividades potencialmente concorrentes daquelas sujeitas ao monopólio natural. Entre outras medidas, promoveu a concorrência no segmento de geração, estabeleceu que as redes de transmissão e de distribuição continuariam sendo reguladas como monopólios naturais e determinou a necessidade de concorrência nas vendas finais, independente do porte do consumidor ou do serviço.

A desverticalização sem privatização foi aprovada, tendo sido proposta por um governo conservador e implementada por um governo trabalhista, na gestão seguinte.

Este consenso foi facilitado pelo fato de, em nenhum momento, ter-se discutido qualquer mudança na estrutura de propriedade, uma vez que a presença do Estado, em seus diversos níveis, sempre foi uma característica marcante do setor elétrico norueguês.

A reforma do setor elétrico introduziu novidades na estruturação do mercado de energia vendida no atacado, o “wholesale market” que desregulamentou o mercado de energia varejista, o “retail market”, vendida ao consumidor final. Estas modificações, deram origem ao surgimento de novos agentes no mercado de energia elétrica: os comercializadores, conhecidos como “traders” e os corretores, ou “brokers”.

Os comercializadores têm como único negócio, a compra e venda de energia, sob contrato no “pool” de empresas. Esses novos agentes foram importantes para a disseminação da concorrência, notadamente nos dois primeiros anos da reforma setorial, quando o preço no “pool” era decrescente.

A comercialização de energia elétrica atraiu empresas de outros países, como o caso da empresa sueca, a Vattenfall, que comprou uma empresa de comercialização na Noruega.

Os corretores, os “brokers”, intermediam as relações entre o vendedor e o consumidor na captação de clientes para as concessionárias, na negociação do partilhamento dos custos para a instalação de medidores de consumo de energia, cobrando por esse serviço uma taxa de corretagem.

Os “brokers”, ao contrário dos “traders”, não compram e nem vendem energia, e dessa forma não estão expostos ao risco de perder dinheiro, ao comprar energia no “pool” e revender ao mercado consumidor a um preço fixo [Mohen, 1995].

A análise das reformas do setor elétrico permite concluir que, ao contrário do senso comum, a propriedade dos ativos, estatal ou privado, não é indicador de eficiência, pois os principais objetivos foram alcançados sem que houvesse alteração patrimonial no setor elétrico [Rosa, 1998].

A explicação para este desempenho, totalmente diferente do observado no modelo inglês, reside nas seguintes características:

- o “pool” norueguês, já existia desde 1971, sempre comercializou o excedente de energia, e sua abertura para todos os consumidores não se deu de forma impositiva, conforme o recomendado no modelo inglês;
- a formação do preço do “pool” tem a forma de uma leilão, com a introdução da figura do comprador de energia;
- a fragmentação de agentes impede que haja uma imposição de preços por parte dos produtores, como a que ocorre na Inglaterra;
- a variação do preço do “pool”, reflete as diferentes condições de carga do sistema, sendo mais barato em carga leve, nos meses de verão, do que em carga pesada, nos meses de inverno rigoroso;

- a queda nos preços do “pool”, observada nos primeiros anos de funcionamento da reestruturação, aliada à abertura do mercado de suprimento para as distribuidoras, permitiram que fossem abandonados os antigos contratos casados, entre as empresas distribuidoras e geradoras regionais, sendo estas últimas controladas pelas primeiras;
- o mercado consumidor, com elevada participação de consumidores do tipo bi-energéticos, que migram da rede elétrica para os derivados de petróleo, dependendo do preço da eletricidade em um determinado momento, diminuiu a capacidade que têm as empresas do setor elétrico de estabelecerem preços; somando-se a isto a elevada capacidade de intercâmbio com outros países nórdicos; e
- o objetivo de reduzir os gastos no setor foi atingido, uma vez que os planos de investimentos foram suspensos desde o início das reformas.

A descoberta de enormes reservas de petróleo e gás natural no mar do Norte trouxe maior prosperidade à Noruega a partir de 2001.

A.III.3 - A REFORMA CHILENA

O Chile, país do sudoeste da América do Sul possui um território de aproximadamente 757 mil km², o mais estreito do mundo levando-se em conta seu comprimento, uma vez que tem uma largura de 175 quilômetros e uma extensão de 4.300 quilômetros.

Detentor da menor taxa de mortalidade infantil da América do Sul, possui o terceiro mais alto IDH dessa região. A exportação de cobre, do qual é o maior produtor mundial, bem como de frutas e derivados de pescado é sua principal fonte de receita.

Em 2000, o Chile às vésperas da reunião de cúpula do Mercosul, realizada em dezembro, em Florianópolis, anunciou a intenção de fechar um acordo de livre comércio bilateral com os EUA, causando surpresa aos vizinhos sul-americanos: Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai. O governo chileno mantém interesse pela aproximação política com o bloco sul-americano, mas alega que um tratado com os EUA aumentaria em pelo menos 500 milhões de dólares suas exportações anuais. Outro efeito do acordo seria a redução da taxa de risco-país; ou seja, a parceria com os EUA aumentaria a confiança do capital estrangeiro e atrairia investimentos para as privatizações do país.

Os países do Mercosul, principalmente o Brasil, argumentam que um acordo entre o Chile e os EUA tenderia a enfraquecer a posição de todos os países da América do Sul, na aprovação e implantação de uma Área de Livre Comércio das Américas, a Alca, principalmente em relação ao estabelecimento de tarifas de exportação.

A análise das reformas no setor elétrico chileno, argentino e brasileiro representam a aplicação, nos países em desenvolvimento, de uma série de experimentos efetuados nos países desenvolvidos. O fato das reformas no setor elétrico, do Chile e da Argentina, terem sido implementados em um contexto macroeconômico peculiar, com elevado endividamento interno e externo, forte crise econômica, política e social, representou um importante parâmetro para o processo de privatização brasileiro.

Em linhas gerais os dois países adotaram trajetórias similares de reformas, com a privatização radical dos ativos públicos, muito embora apresentem diversidade em seus marcos regulatórios e nível de concorrência, introduzidos no processo, como pode ser observado na tabela A.III.1 em que se apresentam os princípios regulatórios utilizados pelo Chile e Argentina.

Tabela A.III.1 - Princípios regulatórios utilizados no Chile e na Argentina

Princípios regulatórios aceitos	Chile	Argentina
<ul style="list-style-type: none"> • Barreira a entrada de novos agentes <ul style="list-style-type: none"> • na geração • na transmissão 	<ul style="list-style-type: none"> • não há • não há 	<ul style="list-style-type: none"> • não há • não controlam as atividades de geração e
<ul style="list-style-type: none"> • Livre acesso de terceiros à rede de transmissão 	<ul style="list-style-type: none"> • sim 	<ul style="list-style-type: none"> • sim
<ul style="list-style-type: none"> • Mercado do tipo “mayorista” <ul style="list-style-type: none"> • “spot” • contratos • Regulado 	<ul style="list-style-type: none"> • intercâmbio entre geradores • livre • sim 	<ul style="list-style-type: none"> • geradores, grandes usuários e distribuidores livres • livre • obedecer a um teto semestral
<ul style="list-style-type: none"> • Subsídios cruzados 	<ul style="list-style-type: none"> • não 	<ul style="list-style-type: none"> • não
<ul style="list-style-type: none"> • Preço do serviço de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • regulado por pedágio 	<ul style="list-style-type: none"> • regulado por pedágio
<ul style="list-style-type: none"> • Planificação 	<ul style="list-style-type: none"> • indicativa 	<ul style="list-style-type: none"> • não existe

Fonte: Rosa, 1998 e informações de Pistonesi (1996)

A maior parte do potencial chileno disponível está localizado no sul do país, região pouco habitada e isolada do resto do sistema de transmissão, sendo aproveitado cerca de 15% do potencial total estimado de 40 GW. A maior parte da população chilena vive na região central do país, metade dela na capital, sendo essa a explicação para o melhor índice de acesso à energia elétrica da América Latina, com 94% da população conectada à rede elétrica e 95% dos domicílios atendidos.

Cerca de 63%, da geração térmica chilena é suprida pelo carvão, cuja produção nacional é muito pequena e as reservas estão próximas do esgotamento. O país vem substituindo o carvão nacional pelo importado da Colômbia e Venezuela, produto de melhor qualidade e mais barato que o nacional chileno.

A geração térmica tem importante papel na complementação na geração hidráulica, devido aos longos períodos de seca. A participação da hidreletricidade na matriz energética chilena tende a diminuir em função da intensificação da importação do carvão e do gás natural, a ser viabilizada com a construção de um gasoduto interligando Chile e Argentina, em moldes semelhantes aos do sistema Brasil e Bolívia.

O segmento de transmissão é constituído por quatro sistemas elétricos distintos, sem interligação entre si. O maior e mais importante é o Sistema Interconectado Central - SIC, no qual concentra-se 80% da capacidade instalada chilena. O SIC é responsável pelo atendimento de 90% da região central do país, a mais povoada e concentradora da atividade econômica mais importante do país.

O Sistema Interligado do Grande Norte - SIGN é alimentado pela utilização do carvão e atende menos de 10% da população chilena. Os outros sistemas restantes são atendidos por pequenas empresas e situam-se no sul do país.

As principais empresas elétricas de geração e transmissão que operavam com o SIC eram: a Endesa, Chilgener, Colbum e Phuencher e ainda com o SING a Endenor; com a Aysen a Edlaysen e com a Punta Arenas a Edelmag. O SIC e o SING contavam com a participação de autoprodutores na oferta de energia elétrica.

Dentre os novos atores, destacam-se a presença das empresas chilenas Chilgener, Chilectra e Enersis; das estatais européias Endesa da Espanha e EDF da França e ainda de algumas distribuidoras dos EUA como a Enron.

Entre 1970 e 1973, aconteceu a quase completa estatização do setor, atingindo 90% da geração, 100% da transmissão e 80% da distribuição, através da atuação das empresas Endesa e Chilectra, com ênfase na geração e na distribuição de energia elétrica.

Entre os argumentos que conduziram o posterior processo de privatização setorial ressalta-se a:

- deterioração financeira das empresas estatais provocada pela forte compressão das tarifas, utilizadas como instrumento de combate à inflação;
- acelerada queda da qualidade dos serviços no setor elétrico;
- crise de oferta provocado pela redução acentuada de investimentos, uma vez que a política fiscal do Estado reduziu drasticamente sua capacidade de inversão no setor elétrico;
- necessidade de implementação de mecanismos de mercado e concorrência, visando superar a ineficiência produtiva, atribuída ao critério de remuneração das tarifas pelo custo de serviço, no qual remuneravam os ativos imobilizados em serviço;
- captura das empresas por grandes consumidores, que se beneficiavam de tarifas subsidiadas.

Em 1970, o Presidente Salvador Allende, nacionalizou as mineradoras norte-americanas e foi alvo de campanha de desestabilização promovida pelos EUA. Um golpe militar afastou o presidente, que se suicidou em 1973. Uma junta militar chefiada pelo general Augusto Pinochet assumiu o poder, dissolveu os partidos políticos e iniciou um regime de violência, que deixou milhares de mortos, desaparecidos e exilados políticos.

Em 1981, uma nova Constituição institucionalizou o regime militar. Nesse contexto político, o executivo aproveitou para implementar uma reforma setorial, com os seguintes objetivos:

- saneamento e modernização setorial;
- garantia de estabilidade de preços;
- introdução da eficiência macroeconômica, com o fim do monopólio estatal e o estabelecimento de competição no setor elétrico; e
- introdução da eficiência microeconômica, com a gestão privada das empresas do setor.

O Chile foi o primeiro país a privatizar o setor elétrico, após um longo processo, iniciado no final da década de 1970 e que durou mais de dez anos.

Em 1982, diversas modificações foram introduzidas no setor elétrico, com a segmentação setorial, mudança no regime tarifário e de concessões.

Dentre as medidas adotadas, destacam-se a reestruturação setorial das empresas chilenas, obedecendo os seguintes objetivos:

- as companhias foram divididas em várias empresas de sociedade anônima, a Endesa em doze e a Chilectra em três. Esta separação foi feita por atividade de geração, transmissão e distribuição e mais tarde de acordo com a região geográfica de atuação;
- criação da Comissão Nacional de Energia - CNE, composta por ministros do governo e pelo próprio presidente do país, com a função de coordenar os investimentos das empresas, determinar o valor das tarifas e definir o planejamento indicativo do setor;
- criação de Centros de Despacho Econômico de Carga - CDEC para cada um dos sistemas interconectados, composto por representantes das empresas geradoras. Cada um desses Centros tinha a função de otimizar o despacho de carga, garantir o funcionamento integrado dos sistemas e viabilizar o livre acesso aos sistemas de transmissão, com base no menor custo, sendo suas funções coordenadas pela CNE. Estavam previstos intercâmbios de sobras de energia entre estes sistemas.

Numa segunda etapa de privatização, cada uma destas empresas foi privatizada separadamente, com o objetivo de facilitar a venda e evitar a formação de monopólios. O governo utilizou-se do modelo “capitalismo popular”, com a venda pulverizada de ações, tal como aconteceu na Inglaterra. Papel importante foi desempenhado pelas empresas privadas, as Administradoras de Fundo de Pensão - AFP.

Criados, por decreto lei de 1980, as AFP atuaram na compra de ativos das empresas de eletricidade, uma vez que administravam mais de 25 bilhões de dólares. Foram investidos 8 bilhões de dólares na privatização de empresas do setor elétrico.

As reformas chilenas conceberam um “mercado dual”. Por um lado, procuraram criar um mercado competitivo na geração, com preços livres, inclusive, para os consumidores com demanda anual acima de 2.000 kW. O governo acreditava que as forças de mercado fariam com que estes preços se aproximassem dos custos marginais de curto prazo. Por outro lado, os segmentos de transmissão e distribuição eram considerados cativos, com seus preços sendo administrados pela CNE.

O segmento de transmissão é remunerado por um pedágio básico, equivalente ao direito de conexão à área de influência da empresa geradora e transmissora de energia.

O segmento de distribuição tem preço final, para o consumidor composto por duas parcelas. A primeira, designada por “precios de nudo”, com revisões semestrais e representa os preços de venda dos geradores para os distribuidores. Esta parcela da tarifa é fixada pela média dos custos esperados para a geração, para os próximos anos, mais os custos marginais de transmissão.

A segunda parcela, correspondente ao valor agregado de distribuição, recebe revisões quadrimestrais e baseia-se em três componentes de custo das empresas concessionárias de distribuição:

- custos fixos de administração, independente do consumo;
- custos de investimentos, operação e manutenção nas instalações de distribuição; e
- custos relacionados a perdas no processo de distribuição de energia elétrica.

A regulação estabeleceu padrões de desempenho a serem observados pelas empresas distribuidoras; embora tenham autonomia para decidir seus investimentos, estão sujeitas a um regime de obrigações, para atender interesses dos consumidores, estabelecidos pela CNE.

Os reajustes tarifários são elaborados de acordo com a estimativa de custos de uma “empresa modelo”, em um regime de comparação, conhecido como “yardstick competition”. O objetivo deste mecanismo é criar um estímulo para a melhoria da eficiência das empresas, e caso consigam reduzir seus custos, abaixo dos indicados pela “empresa modelo”, poderão se beneficiar de um lucro suplementar.

Outro aspecto positivo das reformas é o fato de que a consolidação da presença das ações das empresas elétricas no mercado doméstico permite que 54% dos recursos para investimentos destas empresas seja obtido no mercado de capitais chileno [Albavera, 1995].

Um dos objetivos das reformas, por exemplo, a disseminação de um ambiente competitivo, não foi atingido. Ao contrário, a maioria dos preços são administrados pelo Estado, através da CNE, e o planejamento indicativo vem sendo efetuado de forma centralizada e dirigida pelos CDEC's.

No segmento de geração, o poder de monopólio da Endesa, no principal sistema interligado SIC, faz com que, na prática não haja competição. Esta empresa controla 61% da capacidade instalado do SIC, que atende 45% do país, contra 16% da Chilgener e 11% da Colbun.

Apesar disto, este poder assimétrico da Endesa não tem sido suficiente para evitar conflitos no gerenciamento no CDEC, onde o jogo de interesses entre os agentes tem prejudicado o planejamento otimizado de novos investimentos.

Embora o processo de venda das estatais tenha sido concebido para pulverizar o capital das empresas, elas estão sendo controladas por um grupo restrito de acionistas.

Além de ter mantido a integração entre a geração e transmissão das empresas, a propriedade das companhias elétricas está concentrada, na mão de cinco acionistas principais, através de volumosos blocos de ações, com as empresas: Endesa, Chilgener, Enersis, “holding” da Endesa e da Chilectra e na Chilquinta.

As perspectivas econômico-financeiras do setor elétrico chileno, de elevada rentabilidade e capitalização das empresas têm feito com que seus principais agentes desempenhem papel de destaque nas privatizações em andamento na América Latina, servindo de exemplo para a Argentina, Bolívia, Brasil e Peru.

Parcerias privadas vêm sendo buscadas para garantia da oferta de energia elétrica a partir da construção do gasoduto interligando a Argentina ao Chile e dos novos empreendimentos elétricos que estão sendo realizados, apesar dos crescentes protestos dos ambientalistas.

O governo chileno acredita ter promovido no setor elétrico, uma reforma bem sucedida, ao contrário do que preconizam muitos dos defensores ferrenhos da privatização.

O Estado vem desempenhando um papel importante na administração dos serviços públicos e a iniciativa privada vem administrando o setor na forma de monopólio, bastante centralizada, para que não haja problemas de desabastecimento no setor elétrico.

A.III.4 - A REFORMA ARGENTINA

A Argentina possui o segundo maior território da América do Sul, é o principal parceiro comercial do Brasil no Mercosul, é rica em minério, grande produtora de carne bovina e cereais. Seu território ocupa uma área de 2.780 mil km², quase quatro vezes maior que a do Chile, nove vezes o da Noruega e onze vezes o da Inglaterra. Sua população em 2001 era de 37,5 milhões de habitantes, com 33% deles vivendo em Buenos Aires, representando uma população de cerca de 12 milhões de pessoas.

Nos últimos anos, o país entrou em profunda crise econômica, colocando em risco o modelo cambial adotado pelo governo argentino em 1991, chegando a abalar o comércio regional. Em 1991, quando mergulhado na hiperinflação, o governo fixou o valor de um dólar para cada peso. O plano de estabilização econômica adotado congelou a inflação e procurou fortalecer a economia nacional com o dinheiro do programa de privatizações, dando ao país um crescimento de 40% durante os anos 1990.

As crises financeiras na Ásia em 1997, na Federação Russa em 1998 e a desvalorização do Real em 1999 mostraram as dificuldades do modelo econômico adotado. Sem reforma fiscal, o endividamento do país aumentou 100%. Preços e tarifas subiram e provocaram perda do poder aquisitivo dos salários congelados. Em função da paridade com a moeda norte-americana, as mercadorias argentinas se tornaram mais caras e perderam condições de competitividade no mercado externo. Essa situação enfraqueceu a indústria nacional, gerou desemprego e forte recessão econômica no país vizinho.

Em novembro de 2000, o governo argentino decretou o congelamento dos gastos públicos, impôs cortes nas pensões e aumentou a idade limite para aposentadoria. Em protesto, as centrais sindicais realizaram uma greve geral. Em dezembro do mesmo ano, é assinado um acordo de ajuda no valor de 40 bilhões de dólares, para um PIB da ordem de 300 bilhões de dólares, com o FMI, Banco Mundial, Banco Interamericano de Desenvolvimento e instituições privadas internacionais.

A operação chamada de “blindagem” tinha o objetivo de garantir o pagamento dos débitos externos. A liberação das parcelas está prevista par ocorrer em meados de 2003, à medida que o governo argentino cumpra as metas de redução de “déficit” fiscal e do endividamento do setor público.

A Argentina com capacidade instalada de 24 GW, tem uma participação de 64% em geração termelétrica, com 58% baseada no óleo combustível e gás natural; e os 6% restante na forma de energia nuclear. A capacidade instalada restante, de 36% é representada por usinas hidrelétricas, em sua grande maioria usinas a fio d'água.

O sistema de transmissão argentino é operado por seis empresas. A Transener é responsável pelas linhas de transmissão de 500 kV, a Transnor pelas linhas situadas na região noroeste do país, a Transpa pelas linhas situadas na Patagônia, a Transnea pelas linhas com tensão inferior a 220 kV, e a Distroguyo e a Transcomahue responsáveis pelo sistema de transmissão de algumas províncias.

Na década de 1980, o governo estimulou a construção de usinas hidrelétricas e nucleares. Esses empreendimentos foram realizados com a participação de novos atores, como empresas federais e a participação minoritária da iniciativa privada, empresas estaduais e cooperativas municipais.

Como resultado da estratégia governamental adotada, a empresa estatal verticalmente integrada, a Aguas y Energia Eléctrica (AYE), e a Segba, estatizada em fins de 1950, tiveram uma sensível redução na capacidade instalada; passando de uma participação de 80% na década de 1970 para 59% em 1990.

A partir dos anos 1980, o governo militar deu início ao processo de transferência dos ativos de distribuição da AYE para 17 províncias argentinas, quebrando a força do poderoso sindicato nacional dos eletricitários argentinos.

Os investidores federais foram chamados para a construção de UHE's, através da Hidronor, em função dos longos prazos de construção e elevados recursos financeiros necessários. No final dos anos 1980, as normas regulatórias eram variadas, em relação às tarifas praticadas, que muitas vezes geravam distorções de preços entre as províncias, principalmente em relação ao nível de subsídios e incidência de impostos.

Em 1983, enquanto o país passava por uma grave crise de abastecimento de energia, uma crise política se manifestava, uma vez que o povo elegeu o presidente civil Raúl Alfonsín, que mandou prender os militares que governaram o país entre 1976 e 1982. Todo esse contexto nacional de crise, era agravado pela perda da Guerra das Malvinas.

Com a vitória das forças políticas neoliberais, deu-se início a um processo de reestruturação e privatização setorial, muito semelhante ao empregado no Chile, a menos da suspeita de corrupção existente no sistema argentino. Essas reformas apoiaram-se nas seguintes premissas:

- deterioração financeira das empresas estatais provocada pela forte compressão de tarifas, utilizadas para o combate inflacionário;
- queda da qualidade dos serviços e crise de oferta provocados pela queda acentuada dos investimentos, uma vez que a crise fiscal reduziu a capacidade do Estado investir no setor elétrico;
- corrupção e gerenciamento inadequado das empresas públicas; e
- elevados índices de perdas técnicas e não técnicas nos sistemas elétricos, no final dos anos 1980, chegavam a 23%.

Antes da privatização do setor elétrico, o governo efetuou uma expressiva reestruturação setorial, fragmentando as empresas federais em diversas unidades de negócios. O objetivo era facilitar a venda, resolvendo as urgentes necessidades fiscais no Estado e evitar os problemas decorrentes do exercício do poder de monopólio privado, a exemplo do que aconteceu durante a privatização na Inglaterra.

A reforma privatizante foi efetuada às pressas, sob alegação de que era a única alternativa possível para evitar racionamento e desabastecimento de energia elétrica.

Na venda dos blocos de ações, a participação dos trabalhadores argentinos foi bastante limitada, ao contrário do processo chileno, e a compra reduziu-se a uma oferta pública, muitas vezes direcionada e antecedida por negociações com as partes interessadas, semelhante ao processo adotado no Brasil.

Entre os novos atores, presentes no processo de privatização argentino estavam os seguintes agentes:

- Chilgener, Chilectra e Enersis, empresas chilenas;
- Endesa, empresa estatal espanhola;
- EDF, empresa estatal francesa;
- Enron, empresa distribuidora norte-americana; e
- Kleinwort Benson e NM Rothschild, grupos financeiros internacionais.

Em função das avaliações registradas nos editais de venda, que depreciaram o valor real dos ativos das empresas e envolveram acertos de dívidas, houve a necessidade de um desembolso do governo federal em torno de 15% do total da venda dos ativos.

Com exceção da usina nuclear, a reforma envolveu apenas os ativos federais, muito embora as províncias tenham mais tarde seguido o exemplo do governo federal. O parque gerador argentino, foi fracionado em 5 empresas: a Central Puerto, a Central Costanera, a Mendoza, a Dock Sud e a Dique.

A empresa geradora AYE, foi segmentada em 12 unidade de negócios, cada uma delas responsável por uma central geradora, composta por 9 UTE's e 3 UHE's. A Hidronor, com maior capacidade instalada no sistema, foi desmembrada em 4 empresas.

As linhas de transmissão da Hidronor, AYE e Segba foram reorganizadas e privatizadas, no sentido de consolidar um sistema de transmissão de energia neutro e que pudesse viabilizar a desverticalização do setor elétrico. A empresa de distribuição Segba, que atendia o centro de Buenos Aires foi desmembrada em 3 empresas: a Edenor, a Edesur e a Edelap.

Ao final do processo de privatização do setor elétrico argentino, as três empresas federais haviam arrecadado cerca de 2,7 bilhões de dólares e dado origem a:

- 21 empresas de geração;
- 6 empresas de transmissão;
- 3 empresas de distribuição;
- 21 empresas de distribuição das províncias, e regulações específicas;
- 600 pequenas cooperativas municipais.

Além da segmentação e privatização das empresas federais argentinas, merecem destaque os seguintes pontos:

- criação de um Mercado Eléctrico Mayorista - MEM, com o objetivo de introduzir um ambiente competitivo de energia elétrica, com a participação de geradores, distribuidores e grandes consumidores, cujo consumo mensal fosse superior a 1.000 kWh;
- o MEM é administrado por uma empresa independente, a Compañia Administradora del Mercado Mayorista - CAMMESA, tendo como

associados e acionistas o governo, empresas geradoras, transmissoras, distribuidoras e grandes consumidores;

- a CAMMESA tem como responsabilidade organizar o despacho econômico de carga, administrando dois mercados caracterizados por modalidades de transações diferentes; os contratos de curto prazo ou “spot”, e os de longo prazo;
- o mercado, de contratos de longo prazo, concentra a maior parcela de energia gerada, com 95% do total;
- tem periodicidade mínima anual, para definição de quantidades e preços da energia a ser utilizada pelos geradores, distribuidores e grandes consumidores;
- o mercado “spot” representa o mercado de sobras de energia, onde cada gerador é remunerado em função do custo marginal de curtíssimo prazo. A cada hora, através de leilões horários é despachada a unidade geradora térmica, que oferece o menor custo marginal de consumo de combustível. A valoração desse consumo, ao preço do combustível vigente, fornece o preço marginal da energia, pago a todos os geradores, pela energia que vendem, exceto a energia já contratada;
- criado um órgão regulador federal, denominado Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), com atribuições de:
 - definir valores tarifários para o mercado cativo de energia elétrica e consumidores com demanda inferior a 1.000 kWh anual;
 - estabelecer o pedágio para o segmento de transmissão;
 - impedir a concentração de mercado, não podendo haver cruzamento acionário entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição.
- estimular o fim de preços ineficientes, com eliminação do subsídio para consumidores.
- as empresas privadas de distribuição têm suas tarifas administradas pelo ENRE. A regulação tarifária procura garantir uma taxa de retorno “razoável” e são previstas revisões quinquenais. Durante o intervalo revisional ocorrem reajustes tarifários semestrais, a título de repasse de custos esperados;
- não existe nenhuma espécie de planejamento e nenhuma comissão foi criada para coordenar ou orientar os investimentos das empresas do setor elétrico.

A remuneração praticada no MEM criou novas expectativas de lucro e possibilitou a criação de novos projetos termelétricos, com destaque para o uso do gás natural. A CAMMESA, ao remunerar os geradores pelos custos operacionais da última central marginal, permitiu uma apropriação de renda extraordinária, pelos geradores proprietários de usinas já amortizadas, uma vez que o preço do mercado “spot” reflete o custo de operação e não o de mercado.

Os investidores atraídos por estes preços, construíram novas usinas que foram adicionadas ao sistema, gerando assim sobre-capacidade de energia. Como reflexo deste excesso de oferta, a tarifa para os geradores chegou a US\$ 15,00/MWh contra os valores de US\$ 80,00/MWh, de 1992.

Os consumidores não se beneficiaram com esta redução de preços, apenas os grandes consumidores receberam a redução, uma vez que entre 1992 e 1996 suas tarifas foram reduzidas em 6%, em termos reais, enquanto os pequenos consumidores sofreram aumentos de 10% na tarifa de energia.

No processo licitatório para construção de uma linha de transmissão na Grande Buenos Aires não apareceram interessados, acreditando-se que a CAMMESA não está conseguindo administrar os conflitos de interesses existentes no mercado.

Do ponto de vista de organização do setor elétrico, apesar da forte pulverização das empresas, provocadas pelo Estado, no sentido de garantir um mercado competitivo, observa-se atualmente um processo de reintegração, como o verificado na privatização das empresas inglesas.

Os processos de privatização utilizados pelo setor elétrico argentino, foram marcados por complexas operações de cruzamento acionário, o que acabou eliminando a possibilidade de atomização e reintroduzindo a integração vertical. O movimento de reintegração vem ocorrendo em três níveis, com:

- o reagrupamento das centrais geradoras através do cruzamento acionário;
- a integração dos segmentos de geração, transmissão e distribuição;
- a diversificação de investimentos, por parte das empresas elétricas, em outras atividades energéticas, como o petróleo e gás natural.

A combinação de incentivos econômicos para novos investimentos em geração, com a inexistência de um planejamento setorial indicativo ou órgão institucional, tem acelerado o uso das reservas de gás natural e de petróleo, produzindo excesso de capacidade instalada no sistema elétrico argentino.

A entrada em operação de empreendimentos binacionais, como o da usina hidrelétrica de Yacyretá, tem levado o governo argentino a efetuar negócios com seus parceiros do Mercosul e a exportar o excesso de oferta de eletricidade, para os países vizinhos, como é o caso do Brasil.

É muito difícil avaliar, de que forma este acréscimo acelerado de oferta de eletricidade poderá afetar a sustentabilidade do novo modelo a longo prazo, levando-se em conta a difícil situação política, econômica e social da Argentina no momento atual. O setor elétrico argentino vive momentos que podem ser os últimos em termos de equilíbrio e auto-suficiência energética.