

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

**MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO**

**“SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:  
DA PERDA DE CAPACIDADE DE FINANCIAMENTO DO ESTADO AOS  
DESAFIOS DO MERCADO CONCORRENCIAL.”**

**ALUNO: MARCO ANTONIO DE SOUZA NUNES  
NO. MATRÍCULA: 9516536-5**

**ORIENTADOR: PROF. PAULO FAVERET FILHO**

**JULHO DE 2001.**

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

**MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO**

**“SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:  
DA PERDA DE CAPACIDADE DE FINANCIAMENTO DO ESTADO AOS  
DESAFIOS DO MERCADO CONCORRENCIAL.”**

**ALUNO: MARCO ANTONIO DE SOUZA NUNES  
NO. MATRÍCULA: 9516536-5**

**ORIENTADOR: PROF. PAULO FAVERET FILHO**

**JULHO DE 2001.**

**“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo,  
a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.”**

---

**Marco Antonio de Souza Nunes**



“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.”

## **Sumário**

Esse trabalho tem como objetivo traçar um perfil atual do mercado de energia elétrica e os desafios da implementação de um modelo concorrencial.

Começaremos o trabalho com uma análise do setor no período pre-privatização destacando especialmente o histórico e as características do setor de energia elétrica brasileiro.

Posteriormente, apresentaremos as mudanças pelas quais o setor está passando ao longo da década de 90 como : a privatização, a busca por um modelo tarifário e a formação de um novo modelo setorial.

Estamos também interessados em mostrar como o Mercado de Energia Elétrica está sendo remodelado com o intuito de estabelecer um Modelo capaz de fomentar um maior grau de concorrência.

Então, por fim, veremos se a adoção de determinados modelos de regulação é capaz de estimular a concorrência no setor.

## Índice

<b>I. INTRODUÇÃO</b>	<b>Página 6</b>
<b>II. SITUAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO PRÉ-PRIVATIZAÇÃO</b>	<b>Página 9</b>
II.1 Aspectos Gerais do Processo de Produção e Fornecimento de Energia Elétrica	Página 9
II.2 Evolução Histórica da Indústria de Energia Elétrica	Página 10
II.3 Características do Setor Elétrico Brasileiro	Página 15
II.4 Situação Atual do Setor	Página 24
<b>III. TRANSFORMAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NA DÉCADA DE 90</b>	<b>Página 27</b>
III.1 Privatização e Desregulamentação do Setor Elétrico	Página 28
III.2 Regulação	Página 36
III.3 Novo Formato do Mercado de Energia Elétrica	Página 46
<b>IV. CONCLUSÕES</b>	<b>Página 51</b>

**Índice de Gráficos:**

1. Comparação entre a taxa de crescimento do PIB, a capacidade de geração instalada e o Consumo de Energia Elétrica.

**FONTES: IBGE, SIESE e ELETROBRAS**

2. Participação da Geração Hidrelétrica na Capacidade Total de Geração.

**FONTES: SIESE**

3. Comparação entre a taxa de crescimento da capacidade instalada e o consumo de energia elétrica.

**FONTES: SIESE e ELETROBRAS.**

4. Comparação entre a taxa de crescimento do PIB e o crescimento do consumo de energia elétrica.

**FONTES: IBGE e ELETROBRAS.**

5. Comparação entre a evolução dos investimentos diretos, o déficit em conta corrente e o déficit em balança comercial.

**FONTE: UBS WARBURG.**

## **I. INTRODUÇÃO**

A monografia está dividida em 4 seções incluindo a introdução.

A segunda seção abordará como o Setor de Energia Elétrica se encontrava no período anterior a sua desregulamentação e privatização que teve início em meados da década de 90.

No tocante aos investimentos, podemos destacar dois períodos principais.

O primeiro período (1950-79) foi caracterizado por grandes obras públicas no setor de infra-estrutura. O controle das tarifas nos serviços de utilidade pública, a antipatia da sociedade contra o capital privado estrangeiro e o alto risco de investir desestimularam as empresas privadas e, conseqüentemente, o setor público gradativamente foi assumindo o papel de prover as deficiências do setor de infra-estrutura o que implicou no aumento da participação do Governo em vários setores.

O segundo período (1980-95) que se inicia com a crise no mercado financeiro internacional, que resultou em cortes no nível de investimentos públicos, e ,de maneira mais geral, na deterioração da capacidade de financiamento do Estado. No Brasil, essa crise acabou por detonar um processo inflacionário que foi responsável pela diminuição da capacidade de autofinanciamento das próprias empresas devido ao controle das tarifas como instrumento anti-inflacionário por parte do Governo.

Ainda na segunda seção, destacaremos as principais características do setor energético brasileiro devotando principal atenção para a capacidade geradora instalada, o consumo e os preços.

Na terceira seção, abordaremos a privatização e desregulamentação do Setor a partir de meados da década de 90.

De maneira geral, o programa de privatização era uma peça chave para o ajuste fiscal proposto pelo Governo como resposta a necessidade de crescimento da economia quando da implementação do Plano Real.

Quanto ao setor de energia elétrica mais especificamente, a privatização surgiu como resposta natural à diminuição da capacidade de financiamento do Estado o que não permitia a retomada do nível de investimentos efetuados na década de 70 enquanto que o consumo crescia a taxas mais altas do que a taxa de crescimento da capacidade geradora instalada.

Ainda , na terceira seção, estudaremos os principais modelos de tarifação e o novo modelo setorial que está sendo desenhado.

Na questão da regulação, é importante destacarmos que devido à privatização de serviços que eram prestados pelo Estado, em áreas que eram monopólios naturais como no caso do setor energético brasileiro, surge a necessidade do Estado passar a desempenhar o papel de Regulador para garantir o objetivo de eficiência econômica tentando impedir o estabelecimento de poder de mercado por parte das empresas do setor.

Quanto as principais mudanças pela quais o setor está passando na década de 90, podemos destacar o novo modelo de mercado que está sendo montado. Aonde estaremos interessados especialmente nos objetivos de cada um e na interação dos novos agentes que foram criados como: ONS, MAE e ANEEL.

## **II. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO PERÍODO PRÉ – PRIVATIZAÇÃO<sup>1</sup>.**

### **II.1 – Aspectos Gerais do Processo de Produção e Fornecimento de Energia Elétrica**

A cadeia produtiva da indústria de energia elétrica é composta da produção representada pela GERAÇÃO, pelo transporte (TRANSMISSÃO) e, pelo consumo, que é atendido na fase de DISTRIBUIÇÃO.

Entende-se por geração a transformação de uma fonte de energia primária (gás natural, carvão, energia hidráulica, ...) ou secundária (óleo combustível ou óleo diesel) em energia elétrica. As principais fontes geradoras desse tipo de energia são as usinas hidro-elétricas (UHEs) e as usinas termo-elétricas (UTES).

---

<sup>1</sup> Esse capítulo se apoia principalmente nos seguintes textos: “Investimentos, Fontes de Financiamento e Evolução do Setor de Infra-estrutura no Brasil – 1950 e 1996”, “Privatização do Setor Elétrico: Especificidades do Caso Brasileiro”, O Cenário Macroeconômico e as condições de oferta de Energia Elétrica na Brasil” e Inúmeros artigos de revista (República) e matérias de sites Ilumina ([www.ilumina.org.br](http://www.ilumina.org.br))

A utilização dos diferentes tipos de usinas geradoras é função da disponibilidade das fontes primárias, do custo dos investimentos, do conhecimento tecnológico e das condições ambientais.

A transmissão é a atividade que representa o transporte da energia das usinas geradoras até as empresas distribuidoras. Esta é feita através de linhas elétricas de alta tensão e sua expansão exige um elevado investimento. A atividade de distribuição está relacionada com o fornecimento da energia das empresas de distribuição até os consumidores finais.

## **2.2 – Evolução Histórica da Indústria de Energia Elétrica.**

A eletricidade foi inicialmente desenvolvida no país por capitais privados internacionais. Apenas nos governos de Getúlio Vargas o Estado começou a atuar na geração de energia elétrica. Percebendo o grande potencial hidroelétrico do país foi criado o Código de águas, em 1934 e, em 1939 um órgão regulador, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, a fim de orientar a exploração dos recursos hídricos. Neste período havia a coexistência de empresas privadas internacionais e empresas estatais, com características distintas. Essa diferenciação levou à especialização das primeiras nas atividades de distribuição (estas empresas foram sendo progressivamente estadualizadas) e das últimas nas atividades relacionadas à geração e à transmissão de energia (uma vez que estas possuem um elevado prazo para a maturação dos investimentos). Os projetos de geração e de transmissão de energia eram isolados e descontínuos, não havendo, à época uma

interconexão dos sistemas. A diversidade de projetos e empresas acentuou a descontinuidade organizacional e institucional do setor.

No período pós-guerra, as atividades da indústria de energia elétrica brasileira passaram a contar com a presença efetiva de companhias controladas pela União e pelos Governos Estaduais. A intervenção do Estado em um momento em que a oferta de energia mostrava-se insuficiente para atender a demanda cada vez maior modificaria radicalmente o perfil do setor.

No início da década de 1950, o Brasil experimentou uma fortíssima seca que ocorreu entre 1951 e 1956 impondo um pesado racionamento. A capacidade geradora instalada no país era de aproximadamente 3500 Mwh.

Como resposta a necessidade de crescimento da capacidade geradora instalada, foi construída a barragem de Furnas. Obra prioritária durante o Governo de Juscelino Kubistchek, Furnas era parte de um programa de expansão dos sistemas elétricos da Região Sudeste e elemento chave da interligação desses sistemas em um conjunto interligado.

O Estado por intermédio da ação da holding Eletrobrás, quer pelas Empresas Estaduais foi o principal agente de ampliação das atividades de Energia Elétrica. A participação da iniciativa privada na potência instalada cai progressivamente.

A Eletrobrás foi criada em 1962, quando a capacidade instalada do país era de aproximadamente 6 GW, assumindo a responsabilidade do planejamento e coordenação do setor. Foram criadas duas subsidiárias principais de geração – CHESF ( Companhia Hidro

Elétrica do São Francisco) e Furnas – e a elas associaram-se duas companhias regionais, a Eletrosul (Centrais elétricas do Sul do Brasil) em 1968 e a Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) em 1973. A Eletrobrás tornou-se então a *holding* das quatro grandes geradoras do país. Em 1964, a estatal adquiriu a companhia de distribuição Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.). Em 31 de dezembro de 1994 a Eletrobrás era a maior empresa brasileira em patrimônio líquido (sua maior adição ao sistema veio com a UHE Itaipu Binacional, resultado de um acordo entre o Brasil e o Paraguai em 1973).

A *holding* do sistema coordena o fornecimento, a operação, o planejamento e a supervisão dos programas de construção, operação e expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição que correspondem a cerca de 60 empresas, estaduais ou locais (onde 27 são concessionárias privadas) e as quatro empresas regionais anteriormente citadas. Além destas atribuições cabe ainda à Eletrobrás o papel de principal agência financeira setorial, administrando os recursos do Fundo de Financiamento da Eletrobrás (Finel), destinados a investimentos das concessionárias do setor e à implementação de programas de conservação de energia. O grupo Eletrobrás possui 60% da capacidade de geração do país detendo também 80% das suas linhas de transmissão.

A indústria possui uma estrutura mista, formada por diversas empresas que atuam em algum segmento específico e por outras verticalmente integradas. Algumas empresas como a Cemig (Centrais Elétricas de Minas Gerais), a Cesp (Companhia Energética de São Paulo S.A.), a Copel (Companhia Paranaense de Energia) e a CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica S.A. – companhia energética do Estado do Rio Grande do Sul) além de

concessionárias distribuidoras também possuem um parque gerador dotado de significativa capacidade instalada.

O financiamento do setor elétrico, durante os anos 60 e 70, foi estruturado num modelo com três bases: o autofinanciamento; o financiamento interno, com recursos advindos principalmente do Tesouro Nacional e dos diversos impostos e empréstimos compulsórios, onde o mais importante era o IUEE (Imposto Único Sobre Energia Elétrica), além de uma pequena parcela correspondente a empréstimos dos bancos locais; e o financiamento externo, a partir de créditos conseguidos junto a bancos internacionais ou organismos multilaterais de crédito. Durante essas décadas enormes projetos de investimentos foram lançados especialmente pelas empresas geradoras.

Até o final dos anos 70, o setor elétrico brasileiro se beneficiou de excelentes condições financeiras para o seu desenvolvimento. O forte ritmo de crescimento da demanda deu origem a um importante programa de investimentos, sustentado por uma estrutura de financiamento relativamente equilibrada, mas com expressivo aumento de endividamento externo. Nos primeiros anos da década de 80 a crise econômica pela qual passou o país engendrou profundos impactos no setor.

Os anos 70 assistiram ao grande *boom* do setor, quando este cresceu a taxas médias de 12% ao ano. Nesses anos também houve grande aumento nas linhas de transmissão entre as empresas regionais e consolidaram-se os dois sistemas interligados: o Sistema Norte/Nordeste e o sistema Sul/ Sudeste/ Centro- Oeste.

Na década de 80, em decorrência da interrupção do fluxo de recursos externos para o financiamento de novos investimentos e com a perda da capacidade de auto financiamento por parte do Estado, o setor de energia elétrica passou a enfrentar sérios problemas pois boa parte dos seus recursos eram destinados ao pagamento do serviço de sua dívida externa.

Além disso, houve a redução, em termos reais, de tarifas numa tentativa frustrada de atenuar o processo inflacionário<sup>2</sup> e, o fato do crescimento da demanda ter sido menor do que o esperado. A combinação destes fatores faz com que a receita realizada ficasse muito abaixo da receita esperada pelas concessionárias, reduzindo assim a sua capacidade de autofinanciamento das empresas.

O setor elétrico passa a conviver com seríssimas restrições de financiamento externo e apresenta um nível declinante de recursos gerados internamente. Com a extinção dessas duas importantes fontes de financiamento, o setor passa a apresentar uma maior carência pelos já escassos recursos do Tesouro a fim de cumprir o programa de investimentos proposto. Este fato gera uma série de críticas, uma vez que as empresas concessionárias de energia elétrica estavam contribuindo para aumentar o déficit do governo.

Em síntese, tem início um processo de crescente descapitalização setorial, fruto da manutenção da lógica do planejamento desse investimentos, do achatamento tarifário, da elevação do endividamento das concessionárias, da dificuldade de captação de novos empréstimos e da limitação em obter aportes de recursos governamentais. O setor elétrico

---

<sup>2</sup> Como veremos mais adiante, o controle das tarifas a fim de atenuar o processo inflacionário levou a perda da capacidade de auto financiamento por parte das próprias empresas.

brasileiro mergulha numa crise puramente financeira, onde os recursos são captados apenas para rolagem da dívida.

### **II.3 - Características do Setor Energético Brasileiro.**

Nessa subseção mostraremos as principais características do setor energético brasileiro e como elas deverão impactar a estrutura e o desenrolar do processo de privatização e desregulamentação<sup>3</sup>.

O Brasil apresenta um quadro de quase dependência exclusiva com relação a energia hidráulica que responde por mais de 90% da energia gerada no país. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico para o ano de 2000, 93,6% da capacidade geradora instalada corresponde a energia hidráulica.

A experiência com as outras forma de geração limita-se a usinas termelétricas no sul do país, as usinas nucleares de Angra I e II e as modestas instalações de geração termelétrica baseada em óleo e gás em regiões não conectadas a rede elétrica nacional e também como reserva do sistema no Sudeste.

A alternativa de geração termelétrica de eletricidade vem ganhando terreno em virtude da disponibilidade de novas fontes de gás da Bolívia e do menor prazo entre a decisão de investir e o início das operações, por isso se constituindo numa ótima alternativa

---

<sup>3</sup> As especificidades do setor elétrico brasileiro com relação a experiência internacional impõe a necessidade de um processo que seja capaz de apresentar soluções originais. E, esse processo deverá ocorrer na base da tentativa e erro.

de curto prazo uma vez que a construção de usinas hidrelétricas tem um prazo aproximadamente 3 vezes maior<sup>4</sup>.

A maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidroelétricas que se distribuem em 12 diferentes bacias hidrográficas nas diferentes regiões.

As bacias hidrográficas brasileiras são formadas por rios de planalto que traçam suaves trajetórias em direção ao mar, nossos rios quando represados tendem a formar grandes reservatórios de acumulação cuja característica principal é sua regularização plurianual. Esse fato tem implicações muito importantes na gestão desses recursos para a geração de energia elétrica.

Uma vez que as usinas hidrelétricas são construídas onde melhor se aproveita a afluência e os desníveis dos rios, geralmente em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país um extenso sistema de transmissão.

Em função da aleatoriedade das afluências, que, em países com clima tropical, apresentam grande variabilidade, existe sempre uma possibilidade de ocorrerem seqüências de baixa hidraulicidade. Como algumas bacias hidrográficas estão sob regimes pluviométricos diferentes, é possível, através de uma gestão integrada das usinas, obter uma maior disponibilidade de energia. Essa característica confere ao setor elétrico brasileiro uma maleabilidade incomparável. E mostra a razão para a interligação do sistema, ou seja, pode-se gerar mais energia através da interligação das usinas a partir de

---

<sup>4</sup> Apesar dos benefícios explicitados, mesmo com a implantação de um Programa Prioritário de Termelétricas em 1999, os investimentos não se materializaram no montante previsto devido a uma falta de coordenação entre a ANP e a ANEEL a respeito da política de preços do gás natural.

que não haja no sistema nenhuma usina que verta água enquanto falte em alguma outra usina, ou seja, as grandes interligações possibilitaram a troca de energia entre regiões o que permite obter benefícios a partir da diversidade de comportamentos das vazões entre os rios de diferentes bacias hidrográficas.

Desde a década de 1940, o setor passou por um processo de mutação marcado pelo avanço das empresas estatais e paulatina diminuição da importância das concessionárias privadas

No entanto, o avanço da presença do Estado no setor elétrico resultou de iniciativas paralelas na esfera estadual e federal como vimos anteriormente.

Portanto podemos caracterizar o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil como sendo um sistema de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas e com muitos proprietários nas diferentes esferas de Governo Estadual e Federal.

Devido ao aspecto de vários donos do setor, os desafios com relação ao desenho e implementação de um programa de privatização do setor será muito mais difícil do que se o setor fosse controlado por uma única empresa federal. Existindo, portanto, espaço para divergências quanto a oportunidade, timing e até mesmo quanto ao formato.

Em um sistema tão dependente da energia hidráulica, a alocação ótima de recursos envolve a escolha do melhor momento para a utilização da água acumulada nos reservatórios. Logo, o sistema deve saber modelar as afluências e demandas futuras

exigindo um processo de planejamento de longo prazo que teria impacto sobre o custo do sistema e, conseqüentemente, sobre o preço.

Dado a forte dependência com relação a energia hidrelétrica, uma política de preços baseada no custo marginal da usina seria altamente volátil com relação ao nível de preços. A complexidade se agrava ainda mais, se considerarmos a presença de inúmeras usinas hidrelétricas localizadas ao longo do mesmo rio. Tal fato ilustra a existência de forte externalidade sobre o custo de produção das usinas uma vez que a sua produção de energia depende da quantidade de água armazenada rio acima.

Apesar da incerteza hidrológica, quando o sistema está bem planejado, ele pode garantir energia mesmo em tempos de seca pois no verão ,quando chove muito, operando o sistema corretamente, guarda-se a água que seria vertida nos reservatórios. Esse mecanismo tem o nome de Efeito Regulação Hidrológica.

Uma alternativa ao efeito de regulação hidrológica é o efeito de regulação hidrológica com complementação térmica, ou seja, os reservatórios poderiam arriscar mais nos períodos de seca e reservar um volume maior para a cheia que virá, pois sabe-se que se a energia hidráulica não for suficiente, haverá a opção da energia térmica. Desse modo, sem funcionar o ano todo, gastando o mínimo de combustível, essas usinas acrescentam ao sistema uma energia garantida muitas vezes maior do que a sua própria capacidade.

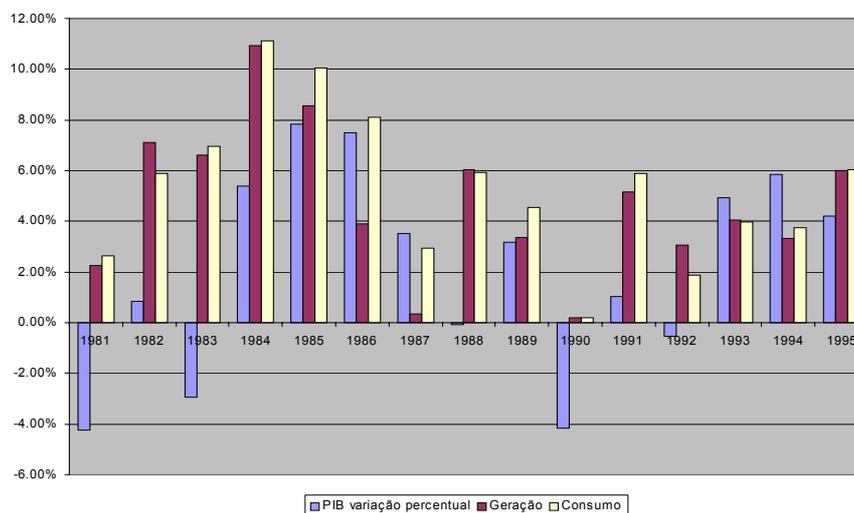
A importância estratégica das usinas termelétricas reside no fato de que sem funcionar o ano todo, gastando o mínimo de combustível, essas usinas seriam capazes de

acrescentar ao sistema um volume de energia muito maior do que a sua própria capacidade<sup>5</sup>.

Ao analisarmos os gráficos a seguir ,que foram gerados de dados obtidos na Eletrobras, Siese e no IBGE, podemos identificar claramente algumas características do setor de energia elétrica no Brasil:

A taxa de crescimento do consumo de energia elétrica é superior a taxa de crescimento do produto interno bruto e, mesmo em períodos de diminuição da taxa de crescimento do produto interno bruto, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica cresceu em ritmo acelerado.

**Gráfico 1 – Comparação entre taxa de crescimento do PIB, Capacidade de Geração Instalada e Consumo de Energia Elétrica.**



**Fonte: PIB (IBGE), Geração (SIESE) e Consumo (ELETROBRAS).**

<sup>5</sup> Ao permitir uma administração mais flexível dos reservatórios, as usinas termelétricas são muitas vezes capazes de gerar mais energia do que a sua própria capacidade instalada.

Apesar da alta taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, esse crescimento mostra uma tendência de desaceleração. Tal situação pode estar mostrando que quanto maior o universo de consumidores atendidos pelo sistema, menor deverá ser a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica.

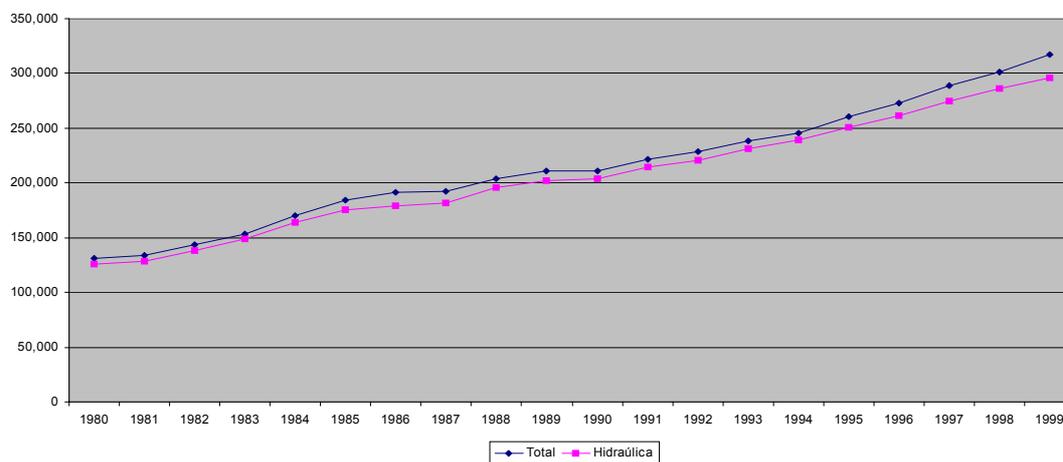
Outra característica que podemos destacar é que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica tem sido quase sempre superior a taxa de crescimento da capacidade geradora instalada. Tal fato ilustra que a oferta de energia não está crescendo tão rápido quanto a demanda o que pode transformar, no limite, a energia elétrica em um gargalo para o crescimento da economia brasileira no futuro caso não se aumento a capacidade geradora instalada<sup>6</sup>.

Podemos ver também que a taxa de crescimento do PIB apresenta uma tendência ascendente. Comparando esse fato em face a menor taxa de crescimento da capacidade geradora instalada diante da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, vemos a formação de incertezas quanto a capacidade de resposta da oferta perante a demanda por energia.

---

<sup>6</sup> Portanto, a luz dos problemas vividos pelo País atualmente, podemos perceber que esse é um problema de falta de planejamento de longo prazo capaz de fazer com que a oferta crescesse a uma taxa próxima a demanda para garantir um mínimo de confiabilidade do sistema.

**Gráfico 2 – Participação da Geração Hidrelétrica na Capacidade Total de Geração.**

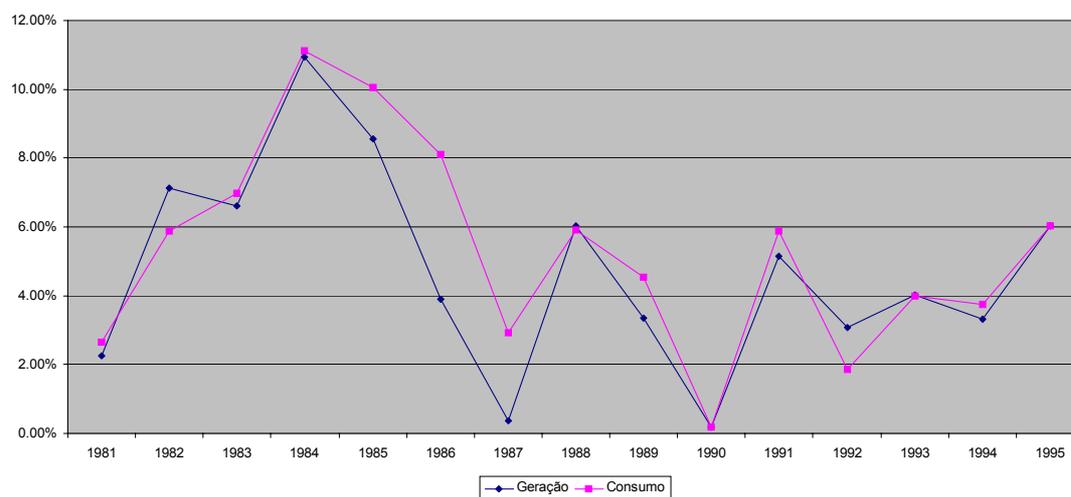


**Fonte: SIESE.**

Através desse gráfico, vemos claramente a enorme dependência do país em relação a energia hidráulica uma vez que ela representa a maior parte da energia produzida. E, além disso, percebe-se pelo gráfico que até o presente momento, a criação de capacidade geradora adicional se baseava no aumento da capacidade de geração hidráulica.

No entanto, espera-se uma pequena alteração pois os investimentos em termelétricas deveram crescer , no curto prazo, pois estamos caminhando para um modelo de complementação térmica da capacidade de geração hidráulica instalada.

**Gráfico 3 – Comparação entre a taxa de crescimento da capacidade geradora instalada e consumo de energia elétrica.**

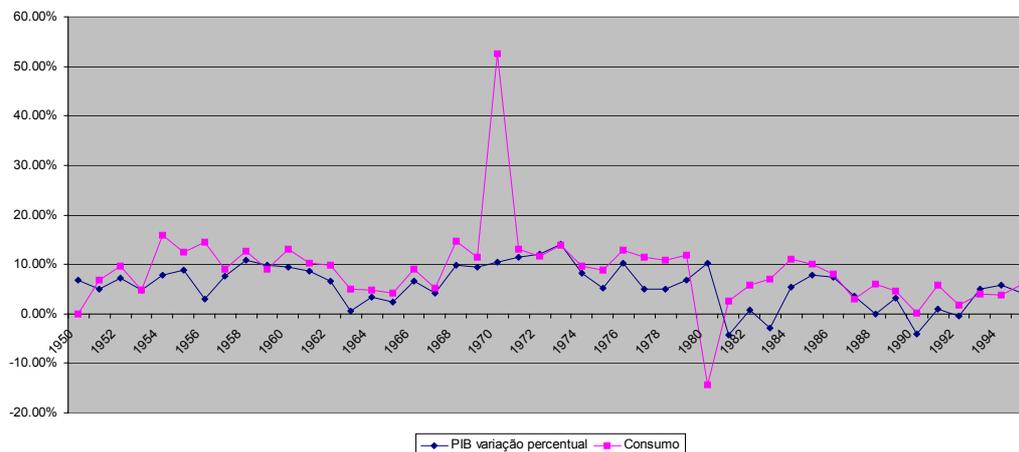


**Fonte: Geração (SIESE) e Consumo (ELETROBRAS).**

Podemos identificar claramente que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica é sempre superior à taxa de crescimento da capacidade geradora instalada. Portanto, estamos a algum tempo consumindo a capacidade instalada ociosa.

Do ponto de vista do consumo de energia elétrica, o Brasil é o terceiro país em consumo de energia elétrica no hemisfério ocidental apenas atrás dos Estados Unidos e Canada. No entanto, quanto ao consumo per capita de energia elétrica, o país ocupa a 82 posição. Logo, o Mercado Brasileiro apresenta ótimas oportunidades de crescimento em resposta ao aumento do número de consumidores e também em resposta à melhoria da situação econômica do país o que permitiria a utilização mais intensiva de energia elétrica.

**Gráfico 4 – Comparação entre a taxa de crescimento do PIB e o crescimento do consumo de energia elétrica.**



**Fonte: PIB(IBGE) e Consumo (ELETROBRAS).**

Fica claro que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica é superior a taxa de crescimento do produto interno bruto. Essa relação tem o nome de elasticidade. A elasticidade é uma função negativa do universo de clientes atendidos pela Empresa.

As duas variáveis em questão são altamente correlacionadas uma vez que se espera que quanto maior o produto interno bruto maior deverá ser o consumo de energia elétrica uma vez que quanto maior o produto interno bruto menor será o nível de desemprego o que tende a possibilitar uma utilização mais intensiva da energia elétrica. Além do mais, a energia elétrica é em si um insumo de produção.

## **II.4 - Momento Atual do Setor Elétrico**

Nessa seção, veremos alguns pontos que estão surgindo como resultado da reestruturação do Modelo do Mercado de Energia Elétrica em um país como o Brasil que apresenta características muito peculiares, ou seja, veremos como as características destacadas anteriormente estão influenciando o esse processo de reestruturação.

O processo de privatização do setor energético brasileiro desenvolveu-se mais rapidamente no setor de distribuição do que no setor de geração e transmissão que está bastante lento.

Uma possível explicação para esse fato é que, durante a década de 80, inúmeros Governos Estaduais adotaram a idéia de geração de caixa criada pelo Governo do Estado de São Paulo que consistia em cobrar as contas de energia dos consumidores e não repassa-las as grandes distribuidoras federais.

Tal fato tornaria, na verdade, a participação privada impossível enquanto as distribuidoras estivessem na mãos dos Governos Estaduais. Isso talvez seja capaz de explicar que 78% do setor de geração continua sob controle estatal enquanto que no setor de distribuição, 63% já está sob controle privado.

Com a alta taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, a rapidez do crescimento da demanda vai requerer um elevado esforço de investimento e uma atenção especial quanto ao desenho do formato de privatização.

Uma das possibilidades de estímulo à eficiência pressupõe a privatização em separado dos segmentos de geração e distribuição e a manutenção da rede de transmissão nas mãos do Governo Federal e Estadual devido a extrema importância do segmento não apenas na disponibilização de energia como também a garantia de livre acesso a essa rede que é um dos pilares do novo modelo que está sendo montado.

O modelo inglês tem como filosofia a existência de dois mercados diferentes: as usinas que geram energia e concorrem por mercado possibilitando a diminuição do nível de preços e o aumento da eficiência e o segmento de geração que, no caso inglês, é neutro com relação a capacidade de geração de energia

No entanto, no caso brasileiro, o setor de transmissão gera energia ao disponibilizar grandes blocos de energia no sistema brasileiro. Logo, o setor de transmissão não é neutro com relação a geração de energia no Brasil e, com isso, esse fato deverá receber atenção quando da regulação do segmento em questão.

Outra falha que pode ser apontada no modelo de abertura foi a falta de definição sobre quem seria responsável pela expansão. Num mercado livre e competitivo, esse papel caberia a iniciativa privada. No entanto, nos contratos das primeiras geradoras privatizadas, não havia exigência quanto a expansão da oferta.

Com a queda da taxa de crescimento da capacidade geradora instalada de 4,8%<sup>aa</sup> no período de 1981-90 para 3,3%<sup>aa</sup> para o período de 1991-99, mesmo diante de uma queda na taxa de crescimento do consumo de energia elétrica de 5,9%<sup>aa</sup> para 4,1% para o mesmo período, o país está vivendo à beira de uma crise energética.

Diante dessa situação de escassez, surgiu o Programa Prioritário de Termelétricidade que prevê a construção de 49 usinas abastecidas com o gás comprado da Bolívia.

No entanto, devido ao descasamento entre o custo de produção em dólares pois o gás é comprado da Bolívia é cotado em dólares e o valor de venda em reais, os concessionários queriam que tarifas fossem indexadas ao dólar.

Do ponto de vista do Governo, aceitar esse repasse, no caso de uma desvalorização cambial, seria uma forma de indexação de preços o que poderia levar a um percentual de aumentos maiores do que os do índice de inflação.

Logo, estava dado o nó cambial das termelétricas, o Governo ,que pretendia deixar o sistema elétrico nas mãos da iniciativa privada, volta a investir no setor através da presença da Petrobras que está sendo responsável por 13 das 15 usinas que estão saindo do papel.

Agora, quer seja pela baixa afluência ou pela falta de investimentos, o Brasil vai enfrentar um período de racionamento que custará muito a sua população em termos do menor crescimento econômico e, conseqüentemente, do menor nível de emprego. Quanto ao país, esse racionamento deverá afetar não apenas o crescimento econômico desse ano mais também os próximos anos.

### **III. TRANSFORMAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NA DÉCADA DE 90<sup>1</sup>.**

Esse capítulo, tem como objetivo mostrar as principais transformações pelas quais o setor elétrico está passando ao longo dos últimos anos. Para tanto, esse capítulo está subdividido em 3 subseções: desregulamentação e privatização, regulação e, conseqüentemente, do Novo Modelo Setorial ( cada uma dessas alterações será uma subseção desse capítulo).

Na primeira subseção, falaremos da privatização, caracterizaremos o processo de privatização brasileiro em quatro fases distintas: Programa Nacional de Desburocratização, Programa Nacional de Destatização, Governo Itamar Franco e Governo Fernando Henrique Cardoso. Após traçarmos esse pano de fundo, falaremos especificamente das medidas de desregulamentação e privatização que o setor elétrico brasileiro enfrentou na década de 90.

---

<sup>1</sup> Esse capítulo se baseia principalmente nos seguintes textos: Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro, Privatização do Setor Elétrico no Brasil, Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e A Energia do Brasil Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro, Privatização do Setor Elétrico no Brasil, Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e A Energia do Brasil.

Com o processo de privatização surge, então, a necessidade da regulação dos serviços privatizados ou das concessões. Assim, na segunda subseção, apresentaremos aspectos básicos da regulação mas concentraremos nossas atenções nos modelos de regulação de preços e de qualidade.

Por fim, mostraremos como o Mercado de Energia Elétrica está se estruturando destacando os principais órgãos recentemente criados como: ANEEL, ONS e MAE.

### **III.1 – Privatização e Desregulamentação do Setor Elétrico.**

Começaremos essa subseção, dando um panorama da privatização brasileira ao longo da década de 90. Falaremos da discussão em torno do papel do Estado e mostraremos as diferentes fases do processo de privatização ao longo da última década. Posteriormente, falaremos das transformações que estão ocorrendo no setor elétrico brasileiro.

#### **➤ Histórico da Privatização Brasileira.**

O papel do Estado na economia ao longo das últimas décadas tem sofrido uma intensa modificação não apenas no Brasil mas também em toda a América Latina. Como resposta a esse movimento de busca de maior disciplina fiscal e diminuição do Estado, podemos ver inúmeras modificações na maior parte dos países latinos americanos como, por exemplo, um processo de ajuste fiscal, abertura comercial e privatização.

Com os choques do petróleo de meados da década de 70 e a crise da dívida na década de 80, era necessário a busca por uma maior disciplina fiscal para que esses países

conseguissem acesso a capitais externos e a privatização era um ótimo sinalizador para o propósito de diminuição do papel do Estado na Economia.

Já, no final da década de 70, se lançou o Programa Nacional de Desburocratização que acabou não causando grandes impactos no que se refere à privatização mas permitiu que o Governo exercesse maior controle sobre a expansão das Empresas Estatais.

Além da falta de um real compromisso do Governo em reduzir o tamanho do Estado, a crise do início da década de 80 e a crescente inflação limitavam o número de potenciais compradores que tinham que ser brasileiros<sup>2</sup>.

Apesar da inflação limitar a adoção de um processo de privatização mais ambicioso, o Brasil começa a década de 90, com o governo do Presidente Fernando Collor, adotando um Programa Nacional de Desestatização que sinalizava que a privatização seria uma das prioridades de sua administração.

Acredita-se que um dos motivos para o congelamento das contas correntes era de, além de diminuir a liquidez da economia, incentivar as pessoas a usar esse dinheiro retido para a compra de ações de Empresas Estatais que seriam privatizadas. No entanto, a privatização através do PND se mostrou muito mais lenta do que o esperado, devido em parte a má situação financeira das Empresas e a necessidade de se derrubar judicialmente inúmeras liminares que suspendiam a venda dessas empresas.

---

<sup>2</sup> Nesse período, a participação do capital estrangeiro na privatização de ativos nacionais era proibido.

Uma característica muito discutida à época era a permissão de utilização de moedas podres para o pagamento das Empresas Privatizadas que nada mais eram do que títulos públicos que eram aceitos pelo seu valor nominal apesar de serem negociados no mercado com deságio.

Devido a demora do processo de privatização das Empresas Estatais, quando do descongelamento das contas correntes, dezoito meses após o congelamento que seriam pagas em 12 parcelas, o processo de privatização pouco avançou.

Com o impeachment do Presidente Fernando Collor, o vice-presidente Itamar Franco assume a presidência. Apesar de o presidente já ter se mostrado contrário a privatização da Usiminas, o Governo Itamar Franco deu prosseguimento ao processo de privatização dando maior ênfase aos pagamentos em moeda e participação do capital estrangeiro que até então tinha sua participação limitada com respeito as ações com direito a voto<sup>3</sup>.

O lançamento do Plano Real e seu sucesso levou a uma queda muito grande na Inflação. Tal fato possibilitou que o Brasil começasse a brigar por uma fatia cada vez maior no fluxo de capitais internacionais que a essa altura era relativamente abundante. Durante o Governo de Itamar Franco foi realizada a venda de empresas do setor de petroquímica, siderurgia e fertilizantes.

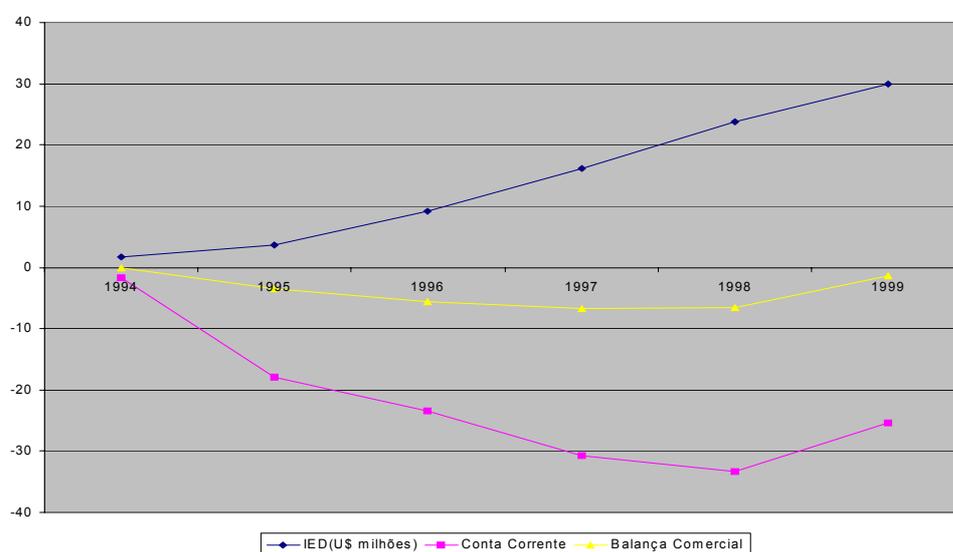
---

<sup>3</sup> O capital estrangeiro estava impedindo de comprar ações com direito a voto. No entanto, tinha a possibilidade de comprar até 40% do capital de Empresas Estatais sem direito a voto.

No Governo de Fernando Henrique Cardoso, a inflação anual já se encontrava em um patamar bastante razoável baseada num processo de abertura comercial e de sobrevalorização cambial.

Devido a sobrevalorização cambial e o aquecimento da economia resultante do aumento na oferta de crédito, o país começou a acumular crescentes déficit em conta corrente. E, dada à necessidade de capital, o processo de privatização foi ampliado e intensificado. A receita gerada pela venda das Empresas Estatais era usada para o abatimento da dívida e não para aumentar os gastos do Governo.

**Gráfico 5 – Comparação entre a evolução dos Investimentos Diretos , o déficit em conta corrente e déficit na balança comercial.**



**Fonte: UBS Warburg**

Como podemos ver com o auxílio do gráfico, desde a implementação do Plano Real, o país acumulou déficit crescente na balança comercial e, conseqüentemente, em conta corrente. No entanto, o déficit em conta corrente cresceu numa proporção ainda maior em resposta a elevação do risco do país que era visto como uma possível desvalorização a fim de corrigir a balança comercial brasileira.

Logo, fica evidente a importância dos investimentos direto externo para minimizar os efeitos adversos do aumento de necessidade do financiamento externo.

Durante a gestão de Fernando Henrique Cardoso, deu-se talvez a parte mais importante da privatização que inclui as empresas de mineração e infra-estrutura e a ampliação da privatização em âmbito Estaduais e Municipais.

Além disso, esse período difere dos outros pois a promulgação da Lei das Concessões (Lei 8.987) trouxe modificações nas normas que regem a concessão dos serviços públicos e acabou por inclui-los no programa de privatizações.

Logo, o alcance da privatização foi ampliado com a privatização se estendendo em âmbito estadual e a extensão do PND a outros setores como telecomunicações, energia elétrica.

Com a crise asiática de 1997, a privatização assumiu um papel crucial para o Governo uma vez que o Brasil teria algum tipo de vantagem sobre outros países que poderiam ser vítimas de ataques especulativos dando tempo para o Governo solucionar os dois principais desequilíbrios: o déficit em conta corrente e fiscal. Além disso, a

privatização cumpria , na verdade, o papel de comprometimento com os fundamentos da economia.

Devido a crescente necessidade de capitais para financiar um grande déficit em conta corrente, o Brasil acaba sofrendo uma maxidesvalorização cambial no início do ano de 1999 que levou a uma queda no valor dos ativos a privatizar e dificultar a privatização devido a perda de credibilidade do Governo e ao fraco crescimento do PIB.

Quanto a capacidade futura de geração de capital através das privatizações, podemos considerar que essas receitas são consideráveis devido a privatização incompleta das empresas energéticas e também devido as participações minoritárias que permanecem nas mãos do Governo Federal.

#### ➤ **A Privatização do Setor Elétrico Brasileiro.**

Após termos traçado um panorama do processo de privatização brasileiro na década de 90, voltaremos a atenção para o processo de desregulamentação e privatização do setor elétrico brasileiro.

A trajetória de reformas do setor elétrico brasileiro começou em meados da década de 90 e adquiriu um caráter mais abrangente após 1997 com a implementação de inúmeras políticas regulatórias propostas pela consultoria Coopers & Lybrand.

Esse processo se caracteriza pelo aspecto gradual e ter como objetivo: a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização; a criação de um instrumental

que garanta a defesa da concorrência e, especialmente, para garantir o livre acesso ao sistema de transporte e , por último, o desenvolvimento de mecanismos de regulação incentivada nos segmentos que permaneceram sendo monopólio natural.

O primeiro movimento em direção a reforma ocorreu em 1993 com a aprovação da lei 8631 que eliminou o nivelamento geográfico das tarifas e os 10% mínimos de retorno sobre ativos.

Com a lei 8631, foram definidos dois conjuntos de tarifas de energia elétrica. A tarifa de suprimento é o índice de atacado cobrado por uma geradora de energia elétrica na venda para as empresas de distribuição que inclui o custo de utilização da linha de transmissão de alta voltagem. A tarifa de fornecimento é o índice cobrado das pelas empresas de distribuição do consumidor que difere para cada setor e quantidade de energia consumida.

Outra importante mudança ocorrida não apenas no setor de energia elétrica mas também em todos os setores de infra-estrutura foi a Lei das Concessões que ocorreu logo no início do primeiro mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

A Lei das Concessões fornecia as regras gerais para a licitação das concessões em vários setores de infra-estrutura. Essa lei cria a figura do produtor independente de energia elétrica e estabelece a possibilidade dos consumidores livres terem direito à contratação de energia no curto prazo de produtores independentes e, após um período de cinco anos, de qualquer concessionária ou produtor de energia.

No início de 1996, a Eletrobras contratou a consultoria Coopers & Lybrand para projetar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro cujas principais recomendações eram: a) criação de um Mercado Atacadista (MAE); b) o estabelecimento de contratos iniciais para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo e d) a criação de um operador independente do Sistema.

É interessante destacar que a privatização de empresas de distribuição em âmbito federal e estadual em paralelo a reestruturação do setor com a adoção desse novo modelo proposto pela Coopers & Lybrand que era de fundamental importância para a privatização de ativos de geração e estimular os novos projetos privados de geração.

O Governo priorizou a venda das empresas do segmento de distribuição por entender que seria muito difícil privatizar os ativos de geração sem que fossem eliminados os riscos de crédito por parte das distribuidoras. Durante a década de 80, foram inúmeros estados fizeram caixa ao não repassar o pagamento das contas para as geradoras federais.

Assim, o Governo Federal além de privatizar as distribuidoras federais. Através do BNDES, o Governo Federal também procurou incentivar a venda das distribuidoras estatais através da antecipação da receita futura que seria obtida com o leilão.

Apesar de ser quase um pré-requisito para a privatização das geradoras, a manutenção do controle da geração sob a mão dos Governos foi também uma fonte de incerteza sobre os rumos e ritmo da abertura do setor o que pode ter desencorajado novos investimentos.

A privatização dos ativos de geração constitui o segundo estágio da privatização do Setor Elétrico Brasileiro. Seguindo as recomendações do relatório da consultoria Coopers & Lybrand, o Governo deve tentar uma desverticalização das empresas federais que é de fundamental importância para o objetivo de estimular a concorrência ao impedir a concentração do poder de mercado. No entanto, esse processo deverá sofrer uma paralisação ou um atraso em virtude da necessidade de investimentos no curto prazo resultante do momento atual do setor elétrico brasileiro.

### **III.2 - Regulação**

Abordaremos inicialmente nessa seção, aspectos básicos sobre a Regulação como , por exemplo, o risco de captura do Órgão Regulador, as características comuns dos setores regulados e, bem como, a justificativa econômica para a Regulação.

Apresentaremos ainda, os modelos de regulação tarifária adotados no Setor Elétrico Brasileiro que são: tarifação a custo de serviço ou pela taxa interna de retorno, tarifação pelo custo marginal e o price-cap. Nosso objetivo é mostrar os principais pontos de cada um desses modelos de regulação.

Além do modelo tarifário, devido a necessidade de mecanismos mais sensíveis de controle, apresentaremos alguns mecanismos complementares a tarifação que as agências reguladoras acabaram por adotar como: intervalos regulatórios, yardstick competition e as licitações para concessão de serviço público.

➤ **Aspectos Gerais da Regulação.**

Um dos principais pontos de transformação pelo qual o setor elétrico brasileiro está passando é a busca por um modelo tarifário que seja capaz de preservar os interesses dos consumidores, garantir a rentabilidade dos investidores e estimular a eficiência setorial.

A regulação envolve além da escolha do critério tarifário que inclui a forma de controle e ajuste de preços a serem cobrados, a definição de mecanismos complementares capazes de assegurar qualidade e confiabilidade dos serviços prestados pelas firmas reguladas.

A regulação de atividades econômicas tem como finalidade controlar a estrutura e o funcionamento de alguns setores específicos que apresentam algumas características em comum como, por exemplo: a essencialidade de seus produtos, a presença de externalidade em seu funcionamento, existência de economias de escala; tendência a necessidade de investimentos com longo prazo de maturação e específicos a determinado setor.

Podemos apontar as falhas de mercado como uma justificativa econômica para a regulação. A falha de Mercado mais comum em setores de infra-estrutura é a de existência de economias de escala que configura um monopólio natural.

Quando falamos de regulação, existem sempre três agentes que estão representados independente da forma de regulação: Firms Reguladoras, Governo e Órgão Regulador.

Enfocando a participação desses agentes, podemos notar que existe uma ambigüidade no papel do Regulador que deve responder aos interesses da sociedade e aos interesses da firma regulada que podem ser conflitantes entre si.

De maneira geral, a maior parte do conhecimento técnico sobre a indústria regulada encontra-se em funcionários das empresas reguladas. Assim, parte do pessoal técnico do órgão regulador pode ter sido funcionário ou vir a ser contratado por elas.

Essa situação ilustra um possível fenômeno de captura do regulador pelas firmas reguladas o que pode levar a perda de credibilidade do Órgão Regulador como arbitrador de conflitos implicando no aumento de custos e diminuição da eficácia da regulação.

Outro ponto, além do conhecimento técnico, que pode vir a ser uma fonte de problemas para a atividade de regulação é a questão de assimetria essencial de informação entre o regulador e firmas reguladas.

O regulador tem como tarefa fazer a firma cumprir objetivos sociais distintos dos objetivos da firma sem ter pleno conhecimento de suas atividades. Esse problema é conhecido como Problema do Principal e do Agente.

Logo, devido a essa assimetria informacional, as ações dos reguladores podem ter conseqüências distintas daquelas previstas quando da tomada de suas decisões.

➤ **Modelos de Regulação.**

• **Tarifação pelo Custo de Serviço.**

Esse é o modelo tradicionalmente utilizado na regulação dos setores de monopólio natural.

Esse modelo consiste na fixação de um nível de preços que é estipulado de maneira a cobrir os custos totais e, além disso, deve garantir uma determinada margem de remuneração atrativa ao investidor.

Existem duas fontes principais de problema nesse modelo de tarifação:

A determinação do custo de oportunidade do capital é de fundamental importância. Quando da fixação da taxa interna de retorno, se o órgão regulador estabelecer uma taxa de retorno acima do custo de oportunidade do capital, a firma regulada terá incentivos a sobreinvestir.

Outro problema adicional é a dificuldade de determinação do valor-base, ou seja, o investimento sobre o qual será aplicada a taxa interna de retorno. Quanto maior a base de capital, maior será o valor absoluto do retorno aos investimentos realizados pelo Órgão Regulador.

Esse modelo ao permitir a cobertura dos custos e garantir uma determinada taxa de retorno, acabou por estimular a má alocação de recursos e a adoção de métodos produtivos ineficientes tendo-se em vista que esses custos são repassados para os consumidores<sup>4</sup>.

- **Tarifação Custo Marginal.**

O modelo de tarifação pelo Custo Marginal tem como idéia fundamental a transferência ao consumidor os custos incrementais necessários ao Sistema para o seu atendimento. Portanto, para se calcular a tarifa dos consumidores, deve-se levar em consideração os seguintes aspectos: categorias de consumidores e horários de consumo, voltagem e regiões geográficas.

Existem três aspectos básicos para a determinação da tarifa de fornecimento com base no modelo dos custos marginais: a potência requerida, a energia total consumida e a desagregação das categorias de consumo, horário de utilização.

Um problema fundamental desse modelo é que os serviços de infra-estrutura envolvem pesados investimentos, custos marginais decrescentes. Logo, a tarifação simples pelo método dos custos marginais gera o risco da não remuneração do capital para o atendimento do consumidor.

Além desse problema, o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para a sua aplicação prática ao se confrontar com restrições regulatórias.

---

<sup>4</sup> Outro ponto que ajudou a revelar os pontos fracos desse modelo com relação à eficiência econômica foi o controle exercido pelo Governo sobre as tarifas durante boa parte da década de 80 com o intuito de minimizar o repasse para a inflação.

Apesar dessas dificuldades, o critério tarifário baseado no princípio do custo marginal representa uma evolução e, para contornar tais dificuldades, sua adoção tem ocorrido em conjunto com outros critérios tarifários.

- **Price Cap**

O modelo de Price Cap se baseia na definição de um preço teto para os preços médios da firma regulada que serão corrigidos de acordo com um índice de preços ao consumidor menos um percentual pré determinado de ganho de produtividade. Tal modelo pode envolver também um percentual de repasse de custos variáveis sobre o qual a firma não tem controle.

A intenção ao adotar o modelo de Price Cap é a eliminação de riscos e custos da ação de regulação. Esse modelo poderia propiciar um maior grau de liberdade de gestão as empresas reguladas uma vez que se estipulava um teto apenas para o preço médio dos seus produtos e, além disso, estimularia ganhos de produtividade que seriam futuramente transferidos ao consumidor.

No entanto, esse modelo de tarifação requer a fixação de inúmeras variáveis como: o indexador de preços, o fator de produtividade e o mecanismo de transmissão de custos variáveis que não estão sobre controle direto da firma.

Quanto ao indexador de preços, devido a problemas de assimetria informacional entre Órgão Regulador e Empresas Reguladas é preferível a adoção de um indexador que

não seja passível de manipulação como poderia ser o caso de um indexador setorial. Além disso, o indexador de preços tem que dar transparência aos consumidores.

Com relação à produtividade, o Órgão regulador deve levar em consideração os seguintes pontos: a necessidade de autofinanciamento das operações por parte da firma regulada; a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores.

De maneira geral, quanto maior o dinamismo tecnológico do setor, maior será o fator de produtividade estipulado pelo Órgão Regulador.

Quanto ao repasse das variações de custos variáveis fora do controle da firma regulada, esse fator funciona como uma proteção para as firmas reguladas ao diminuir os seus riscos. Porém, quanto maior esse fator menor será o benefício momentâneo dos consumidores.

No caso brasileiro, no setor de geração, busca-se eliminar a presença do regulador deixando às forças do mercado a fixação do nível de preço. No entanto, no caso do transporte e da distribuição, que permanece sendo um monopólio, a presença do regulador continua sendo indispensável na busca por um regime tarifário independente. Para tanto, serão usados diferentes modelos tarifários para diferentes segmentos do Setor.

No caso de transporte e distribuição, a julgar pelo caso da concessão da Light, poderíamos dizer que o Governo optou pelo Regime de Price Cap incentivado. Quando da

concessão da Light, o fator de produtividade estipulado foi em zero para os oito primeiros anos e se escolheu o IGP-M como índice de reposição para a tarifa inicial.

Ao fixar em zero o fator de produtividade, sem qualquer critério de determinação para anos futuros, o Governo Talvez não tenha sido capaz de enviar sinal econômico para os transportadores de eletricidade. Frente ao risco de uma possível compressão tarifária, o investidor tem incentivos a evitar investimentos e cortar custos para maximizar seu lucro.

Esse fator talvez explique porque o nível tarifário das distribuidoras ocorreu acima do índice de inflação. Com os custos fora do controle da empresa regulada sendo corrigido pelo preço da energia elétrica adquirida pela concessionária e com o fator de produtividade fixado em zero, podemos explicar em parte essa elevação das tarifas desde a privatização das distribuidoras.

- **Mecanismos complementares a tarifação.**

Como a regulação por preço tem seus próprios efeitos colaterais, ou seja, tende a prejudicar a qualidade dos bens ou serviços. Tal fato despertou a necessidade da definição e monitorização de níveis de qualidade na tentativa de minimizar os impactos negativos da regulação do preço.

Além dos regimes tarifários, existem alguns mecanismos complementares que podem aumentar a flexibilidade e a capacidade de intervenção do regulador ao diminuir as assimetrias tais como: intervalos regulatórios, as licitações à concessão para definição da

tarifa inicial a ser cobrada na prestação dos serviços públicos e a competição padrão (yardstick competition).

✓ **Intervalos Regulatórios.**

Os intervalos regulatórios são definidos de acordo com o grau de aversão ao risco dos agentes econômicos. Uma vez estabelecidas as condições iniciais do contrato, qualquer modificação em suas condições levaria a perdas ou ganhos para consumidores ou firmas.

Considerando-se o método da taxa interna de retorno, três aspectos devem ser levados em consideração quando da determinação do lag regulatório: quanto maior o espaçamento entre os intervalos regulatórios menores são os custos incorridos durante o processo revisional; com preços fixos durante o intervalo regulatório, existe um incentivo potencial para que a concessionária se beneficie da redução dos custos de serviço e se o Regulador tentar diminuir lucros extraordinários pode levar as firmas a subinvestirem no período final do intervalo regulatório.

No regime de tarifação com base no custo marginal, quanto maior a aversão ao risco da concessionária, maior será seu esforço em repassar para os preços, durante os processos revisionais, um mark up sobre os custos marginais com o objetivo de minimizar os custos encalhados.

Com o price-cap, o intervalo regulatório não deve ser muito extenso, tendo se em vista a dificuldade do Regulador em fiscalizar as empresas e observar as mudanças que

possam gerar lucros ou prejuízos excessivos. A definição da extensão com preço teto é um instrumento importante para reduzir os riscos e balancear os benefícios entre os agentes.

✓ **A licitação para a definição da tarifa pelo preço.**

A tarifa pelo preço é aquela definida no processo de licitação para a exploração dos serviços, segundo o critério do menor preço. O objetivo desse mecanismo é assegurar a prestação dos serviços com preços reduzidos além de criar estímulos à eficiência produtiva das firmas.

Entretanto, o regulador tem poucos instrumentos para resolver o trade off entre preço e qualidade. Tendo se em vista a diminuição dos custos, a empresa regulada pode se sentir estimulada a diminuir a qualidade de seus investimentos.

✓ **Yardstick Competition.**

É uma forma de regulação que estabelece padrões de avaliação dos custos e preços. A remuneração da firma é definida de acordo com o seu desempenho em relação as outras empresas do setor, observando se os padrões estabelecidos, o que faz com que ela seja sensível aos custos e comportamento de outras firmas que operam no mesmo setor.

O regulador, por ter acesso aos balanços anuais das concessionárias, fixa o preço para os anos seguintes baseado naquelas empresas mais eficientes. A idéia é reduzir o custo da assimetria informacional e o custo da regulação uma vez que as próprias empresas estão fornecendo seus dados para o julgamento das empresas do setor.

Assim, consegue-se diminuir o impacto da assimetria informacional que é maior na regulação individual da firma do que na regulação por comparação.

Embora a yardstick competition represente uma inovação regulatória importante, seu uso é mais adequado para o caso em que o Mercado apresente uma quantidade de firmas que seja suficiente para evitar o comportamento colusivo ao manipular dados entre eles.

### **III.3 - Novo Modelo Setorial do Mercado de Energia Elétrica.**

No caso brasileiro, as reformas introduzidas no setor elétrico tem como objetivo o estabelecimento de uma maior competição no segmento da geração. Enquanto que o setor de transporte e distribuição continuariam sendo monopólios naturais e, por isso, é necessário a regulamentação desse setor.

No início de 1996, a Eletrobras contratou a consultoria Coopers & Lybrand para projetar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro cujas principais recomendações eram: a) criação de um mercado atacadista (MAE), b) o estabelecimento de contratos iniciais para criar uma fase de transição em direção ao mercado competitivo e c) a criação de um operador independente do sistema.

De acordo com o novo modelo setorial, o regime tarifário do segmento de geração seria implementado em duas formas distintas: a) a constituição de um mercado spot que sinaliza os custos marginais de curto prazo e b) contratos bilaterais que sinalizam os custos marginais de longo prazo.

As transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados ocorrerão através do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

Os geradores deverão declarar sua disponibilidade de energia ao Operador Nacional do Sistema (ONS) que é o responsável pela coordenação e controle da geração e transmissão, estabelece um programa de despacho a fim de otimizar o sistema hidrelétrico brasileiro. A receita da geradora será determinada em razão da energia colocada a disposição do sistema independentemente da carga total ser despachada ou não.

Espera-se que o preço da energia comercializada nos mercados spot devem apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e sua capacidade de atendimento da demanda. Logo, para diminuir a volatilidade, a energia comercializada no Mercado Spot corresponda a aproximadamente 10-15% do total negociado no MAE.

O Mercado Spot deve envolver principalmente as ofertas de sobra de energia bem como a demanda complementar para atender as exigências contratuais. Em oposição ao Mercado Spot, os contratos de longo prazo terão o preço da energia pré-fixado.

Como a entrada imediata em vigor da livre negociação levaria a um choque no preço da eletricidade, o Governo estabeleceu um período de transição no qual serão constituíram contratos iniciais entre geradores e compradores.

Esses contratos iniciais apresentam como ponto positivo aumentar a rentabilidade dos ativos de geração a serem privatizados ao garantir um fluxo de receita no futuro. Por outro lado, tem como desvantagem o adiamento da concorrência no setor de geração.

Até o ano de 2003, a competição no segmento de geração ficará restrito a energia acrescida ao sistema. Após essa data, durante os próximos quatro anos, o percentual de energia que imigra para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica será acrescido em 25% ao ano.

Quanto as tarifas do segmento de transporte, serão reguladas pelo critério de revenue cap que é uma variante do price cap e se baseia na receita estabelecida pelo regulador para cada uma das firmas e, sobre essas receitas, se aplica um fator de eficiência. A eficácia da aplicação do revenue cap depende do valor inicial a ser definido para as tarifas que deverão remunerar os custos e investimentos necessários para a expansão do sistema.

Devido a característica de monopólio natural do sistema de transmissão requer uma modelagem que não permita a discriminação das tarifas de transmissão, adequação das tarifas. Logo, a melhor resposta é o desmembramento do segmento de transmissão dos demais setores.

Outro órgão de extrema importância para os objetivos do novo modelo setorial é o Operador Independente do Sistema de Transmissão (OIS).

O OIS seria responsável pela administração do sistema de transmissão cujos ativos serão inicialmente compartilhados pelo Governo Federal e Estadual. As empresas do segmento de transmissão seriam responsáveis pela manutenção dos seus ativos. No entanto, estas podem ser solicitadas a expandir o sistema de transmissão pelo OIS. Esse ponto

reforça ainda mais a necessidade de que as tarifas do setor de transmissão reflita o custo adicional da utilização da rede em diferentes locais.

Como as bacias hidrográficas estão em diferentes regimes fluviais, a coordenação da operação é a forma mais adequada de otimizar a operação do sistema elétrico. Logo, para preservar essa característica do sistema foi criado a figura do Operador Nacional do Sistema que tem como missão o despacho coordenado do sistema.

No caso brasileiro, o Governo criou a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que tem como função: garantir o livre acesso à rede de transmissão, promover a otimização da operação do sistema elétrico, incentivar a operação do sistema ao menor custo e administrar as redes básicas de transmissão.

A implementação de um modelo demandava uma mudança no ambiente regulatório. Assim, no final de 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que tem como objetivos: garantir a qualidade dos serviços prestados aos consumidores, solicitação de licitações para novas concessões do setor, garantir a operação competitiva do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, o estabelecimento de critérios para o custo de transmissão e fixar e implementar as revisões tarifárias.

Outra responsabilidade da ANEEL que é, no entanto, compartilhada com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) é com relação a política do gás natural que deverá ser mais importante para o aumento da oferta de energia elétrica do país uma vez que estamos passando para um sistema hidrelétrico complementado pelas termelétricas. Vale a ressaltar

de que o Governo lançou um programa para incentivar as termelétricas em 1999 que acabou não saindo do papel devido a falta de definição a cerca do possível ônus caso ocorresse uma desvalorização cambial. Não apenas o próprio gás natural mas também grande parte das maquinas eram cotadas em dólar, enquanto que a receita dessas firmas era em moeda local.

Como esse impasse não foi prontamente resolvido, os investimentos não se materializaram na medida prevista. Agora, com o agravamento da crise de energia que o país está enfrentado, a resolução desse impasse deve acontecer.

#### **IV. CONCLUSÕES**

Como vimos anteriormente, as principais características do setor elétrico brasileiro são: a quase dependência exclusiva com relação a geração hidráulica, a alta elasticidade do consumo de energia elétrica com relação a taxa de crescimento do produto interno, o despacho centralizado para aproveitar as diferenças pluviométricas entre as diversas regiões do país e a não neutralidade do setor de transmissão quanto a geração de energia elétrica.

Essas características são diferentes das características dos países que experimentaram um processo de privatização do setor elétrico como, por exemplo, Estados Unidos e Inglaterra. Logo, a privatização do setor elétrico brasileiro é uma experiência que requer soluções originais e deverá ser feito na base da tentativa e erro.

Como é de se esperar, não apenas o processo de privatização tem que apresentar soluções específicas como também a tarefa de regulação tende a ser mais complexa no caso brasileiro.

Outro ponto de extrema importância, para a consecução do objetivo de maior concorrência no setor elétrico brasileiro é a necessidade de desmembramento das Grandes Empresas que ainda estão sob controle do Governo Federal e Estadual para impedir a manutenção da concentração de mercado.

Atualmente, o processo de privatização do setor elétrico brasileiro encontra-se em um período de transição onde os principais pilares do novo marco regulatório já foram constituídos como: ONS, MAE e ANEEL.

A privatização do setor elétrico brasileiro começou pelo segmento de distribuição para a diminuição do risco de crédito das geradoras. Com isso, a privatização das grandes geradoras federais e companhias mistas (distribuição e geração) como: CESP e CEMIG deverão ser os próximos ativos a serem privatizados.

Acredita-se que a maior parte do potencial hidrelétrico, que se localiza na região Sul e Sudeste do país, já estaria esgotado. No entanto, existe a possibilidade de exploração de determinados lugares na região Norte do país. Porém, devido aos altos custos ambientais e de transmissão, acredita-se que o aumento da oferta de energia elétrica deve passar pela maior utilização do gás natural na matriz energética brasileira.

Quanto aos investimentos em termelétricas, vale ressaltar que a indefinição a cerca da política de preços do gás natural fez com que o Programa Prioritário de Termelétricas não saísse do papel de maneira esperada, ou seja, da maior participação do capital privado e

na quantidade de usinas previstas que montavam a 43 usinas sendo que apenas 13 usinas saíram do papel.

Ainda quanto a viabilização das usinas termelétricas, essas poderão se estabelecer de duas maneiras: as usinas flexíveis e as inflexíveis.

As usinas flexíveis atuam em complementaridade ao sistema hidrelétrico em períodos de pico. Tal tipo de usina ao oferecer pouca autonomia decisória para a unidade produtiva é pouco estimulante para os produtores independentes.

Quanto as usinas inflexíveis que são despachadas independentemente da disponibilidade de energia hidrelétrica. De maneira geral, o produtor termelétrico apresenta uma desvantagem competitiva com relação ao parque hídrico instalado.

Logo, há a necessidade de se estabelecer uma política de preços para o gás natural e também possibilitar um maior grau de competitividade as usinas termelétricas comparativamente as usinas hidrelétricas. Além disso, é necessário estimular a construção de contratos de longo prazo com preços certos e garantidos.

Com respeito a política de preços para o gás natural, passa pela coordenação da ANEEL e da ANP (Agência Nacional do Petróleo), e que muito provavelmente deverá ser resolvida com a eclosão da crise energética brasileira.

Outro segmento de extrema importância é o de transmissão devido ao aspecto de não neutralidade quanto a geração de energia elétrica. Com o estabelecimento do critério de

tarifação pelo custo marginal do serviço e com o controle exercido pela OIS, os órgãos reguladores tem a sua disposição um aparato capaz de incentivar a expansão do sistema. Ainda assim, existe a necessidade de que os órgãos reguladores estejam atentos quanto a uma possível tentativa de geração de renda de congestão<sup>5</sup> como ocorreu, por exemplo, na Inglaterra.

O processo de reformas do setor elétrico brasileiro não seguiu a seqüência ideal que seria a definição do marco regulatório e, em seguida, privatizar e abrir o mercado, talvez por isso a iniciativa privada não tenha realizada grandes investimentos devido a riscos de mudanças de direção nas reformas.

Levando-se em consideração a não materialização dos investimentos privados e a queda do nível de investimento das Empresas Estatais em período pré-privatização criou-se uma situação de potencial risco de déficit e que, durante algum tempo, acabou consumindo a capacidade de geração futura, ou seja, a água armazenada nos reservatórios.

Como vimos o processo de privatização brasileiro se caracteriza por ser um processo gradual e complexo de reestruturação do setor acabou levando a diminuição do nível de investimentos no setor.

Na verdade, ocorreu um gritante descompasso entre a velocidade de desmonte do modelo anterior e a velocidade com que se conseguia fazer avançar a implantação do novo modelo.

---

<sup>5</sup> A renda de congestão resulta da diminuição do nível de investimento que implica na elevação do custo de atendimento aos clientes. E, com o critério de tarifação pelo custo marginal, esse custo seria repassado para os clientes.

Consequentemente, vivemos hoje uma crise energética que deverá diminuir o ritmo de crescimento da economia brasileira. E, devido a grande necessidade de financiamento externo do país, com a esperada diminuição do nível de investimento direto teremos um dólar mais alto o que pode trazer na carona uma elevação da inflação e, conseqüentemente, uma elevação do nível da taxa de juros interna reduzindo ainda mais o crescimento econômico.

Assim, enquanto o Governo torce pela elevação do nível de precipitação, o país deve torcer pelo investimento emergencial de curto prazo a fim de minimizar o período de duração da crise energética.

**BIBLIOGRAFIA**

1. Ferreira, Pedro C. e Malliagos, Thomas G. – Investimentos, Fontes de Financiamento e Evolução do Setor de Infra estrutura no Brasil:1950-96; Texto EPGE – FGV, Julho de 1997.
2. Werneck, Rogério – Privatização do Setor Elétrico: Especificidades do caso brasileiro; Texto para discussão PUC-Rio no. 373, Maio de 1997.
3. Ferreira, Carlos K. L. - Privatização do Setor Elétrico no Brasil; Texto do Livro “A privatização no Brasil” BNDES, Fevereiro de 2000.
4. Pires, José Cláudio L. – Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro; Texto para discussão BNDES no. 76, Março de 2000.
5. Gambiagi, F., Pires, José Cláudio L. e Gostkorgervicz, Joana – O cenário macroeconômico e as condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil; Texto para discussão BNDES no. 85, Março de 2001.
6. Pires, José Cláudio L. e Piccinini, Maurício S. – Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro; Texto para discussão BNDES no. 64, Julho de 1998.
7. Abreu, Marcelo P. (org.) – “A ordem do progresso”; Editora Campus, 1989.

8. Abreu, Marcelo P., Carneiro, Dionísio e Lamounier, Bolivar – “50 anos de Brasil”  
Editora FGV, 1995.
  
9. Leite, Antonio D. – “A energia do Brasil”; Editora Nova Fronteira, 1997.