

# A REESTRUTURAÇÃO E A MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO<sup>1</sup>

Eliana Castello Branco (relatora)<sup>2</sup>

## 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro vem passando por uma reforma institucional profunda desde o início de 1995. O que se busca é o aumento da competição intra setorial, da qualidade e da confiabilidade dos serviços, bem como atrair capitais para viabilizar a sua expansão. Os principais mecanismos de competição já introduzidos vão ao encontro das tendências de reestruturação que ocorrem em outros países.

Contudo, diversas questões estão ainda em aberto, gerando incertezas sobre a configuração futura do setor.

Este estudo tem por objetivo avaliar o processo de reforma em curso no Brasil, destacando seus principais pontos de indefinição, a importância e os limites da atuação do novo órgão regulador, e os principais impactos das mudanças no conjunto do setor, nas empresas, nas tarifas e para os usuários.

Na Seção 2 são apresentadas as principais justificativas para as mudanças, assim como as tendências predominantes internacionalmente na reestruturação do setor elétrico. A Seção 3 descreve as suas atuais características no Brasil e faz um retrospecto de sua evolução e da sua crise, iniciada nos anos 80. A Seção 4 apresenta uma síntese da nova Regulamentação da indústria brasileira de eletricidade e destaca os principais pontos de indefinição da reforma institucional. Na Seção 5, é destacado o novo papel do Estado no setor elétrico e são discutidos os limites à autonomia do órgão regulador. Além disso, se faz aí uma comparação entre a estrutura do atual Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e a da futura Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), prevista no projeto de lei

- 1 Trabalho a ser apresentado no Seminário da Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER), integrado pelas empresas de energia elétrica dos países da América do Sul.
- 2 Grupo de Trabalho: Kátia Nápoli (Copel) – Coordenadora, Eliana Castello Branco (Cemig) – Relatora, Carlos Magno Goulart (Light), José Luiz Brunetti (CPFL), Marcos Spinelli (CPFL), Mário Rocha (Furnas), Paulo Matsubara (Cemat) e Paulo Sérgio Menezes (Chesf).

encaminhado pelo Poder Executivo ao Congresso Nacional. A Seção 6 avalia os possíveis impactos da reforma sobre a estrutura do setor, sobre as empresas, sobre as tarifas e sobre os usuários. Por fim, a Seção 7 reafirma a importância de se avançar na definição do novo modelo institucional.

## **2 TENDÊNCIAS MUNDIAIS NA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

### **2.1 Principais justificativas para a reforma**

A indústria de energia elétrica vem passando por uma profunda transformação em âmbito mundial desde a última década, tanto nos países desenvolvidos, quanto nos países em desenvolvimento. Esse processo, que atinge os diversos países em ritmos e formas variadas, tende a se intensificar nos anos 90, afetando a estrutura da indústria, a natureza da propriedade das suas empresas e os mecanismos de sua regulamentação.

Essa reestruturação se encontra numa fase mais avançada, embora com formatos distintos, na Inglaterra, Chile, Argentina, Noruega e Estados Unidos. Tendo em vista que o desenvolvimento do setor elétrico da maioria dos países contou com uma significativa participação direta do Estado, o processo de mudanças é comumente associado à privatização, à excessão dos Estados Unidos, onde o capital privado sempre foi predominante, e da Noruega, cuja reforma não incluiu a privatização de empresas. Neste país, as vinte empresas estatais verticalizadas existentes em 1990 foram transformadas em cerca de 300 novas empresas, sendo 220 distribuidoras, em 1994 (Moen, 1995).

A reforma do setor elétrico brasileiro deve ser entendida dentro de um contexto de transformações que não se restringem ao setor e nem mesmo ao Brasil. Antes disso, ela está sintonizada com a redefinição do papel do Estado que vem ocorrendo em diversos países.

A principal justificativa para as mudanças está na crise fiscal do Estado, que culminou na ausência de recursos públicos para a realização de novos investimentos. No caso específico da indústria de eletricidade, destaca-se também a proclamada ineficiência das empresas estatais concessionárias e o aumento de seus custos e dos preços da energia elétrica.

O aumento dos custos e dos preços da energia elétrica ocorreu fundamentalmente nos países desenvolvidos, onde os choques do petróleo na década de 70 puseram fim à denominada “Época de Ouro” de um setor majoritariamente de base térmica. Entre os anos 50 e 70, as elevadas taxas de crescimento da demanda, as economias de escala obtidas com o maior porte das instalações, a interligação dos sistemas elétricos e as taxas de juros

relativamente baixas criaram um ambiente favorável ao desenvolvimento da indústria de energia elétrica a custos reais decrescentes. A partir dos anos 70, outros fatores passaram a pressionar os custos da eletricidade. Entre eles, a questão ambiental.

Nas economias latino-americanas, a intervenção estatal foi um dos principais fatores de desenvolvimento no pós-guerra. A grande disponibilidade de recursos no mercado internacional após o primeiro choque do petróleo nos anos 70 permitiu que esses países mantivessem, através do endividamento, taxas de crescimento significativas e políticas fiscais expansivas. Entre 1970 e 1980, a dívida pública externa da região passou de US\$ 20 bilhões para US\$ 160 bilhões.

A condição econômica favorável a esses países reverteu-se drasticamente a partir do choque dos juros e da posterior interrupção do fluxo de recursos externos em 1981/82. O esgotamento da capacidade financeira dos Estados prejudicou a continuidade dos investimentos necessários à expansão do setor elétrico. Como agravante, as tarifas de eletricidade foram abusivamente utilizadas como instrumento de combate à inflação, impossibilitando o retorno adequado dos projetos implantados.

Estudo realizado pelo Banco Mundial, a partir de uma amostra de 60 países em desenvolvimento, mostra que a tarifa média real em 1989 era inferior a US\$ 40,00/MWh (dólar constante de 1986) (Newbery, 1994). Já a taxa de retorno havia recuado para menos de 4%, bem abaixo dos tradicionais 10% usualmente utilizados como parâmetro pelas agências de desenvolvimento internacionais.

Outros estudos do Banco Mundial concluíram ainda que, embora os países em desenvolvimento tivessem obtido sucesso em disseminar o uso da eletricidade por consideráveis parcelas da população, o desempenho das empresas de eletricidade vinha se deteriorando ao longo do tempo em decorrência do gigantismo, da falta de flexibilidade e da excessiva interferência política na gestão dos seus negócios (Oliveira, *et al.*, 1993)

Diante desse quadro, não tardou que, do próprio Banco Mundial, emanassem recomendações que invariavelmente preconizavam a reestruturação e privatização das empresas do setor, em consonância com o ideário liberal praticamente hegemônico após a debacle do mundo comunista.

## 2.2 Tendências gerais

Embora os países, em decorrência de suas características, venham adotando diferentes modelos de organização do setor elétrico, é possível identificar algumas tendências comuns de reestruturação (Quadro 1). O principal objetivo da reforma do setor tem sido introduzir competição naque-

les segmentos não caracterizados como monopólio natural. Subjacente à introdução da competição está a idéia de que as empresas atingem maiores níveis de eficiência quanto mais estejam submetidas à concorrência.

As atividades do setor elétrico podem ser subdivididas em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e, em alguns casos, comercialização de energia. Grande parte dos países que se lançaram na reforma têm optado por separar as atividades não caracterizadas como monopólio natural (geração e comercialização) daquelas tradicionalmente monopolistas (transmissão e distribuição). A transmissão é, geralmente, realizada por uma empresa independente, não envolvida com qualquer outro segmento do setor, mas submetida ao regime de monopólio regulamentado.

No âmbito da oferta, a geração é realizada por empresas que competem entre si pelo mercado, sendo objeto de regulamentação relativamente menor. Surgem novos atores, com destaque para o produtor independente de energia, o autoprodutor, o cogenerador e as empresas exclusivas de comercialização (*brokers*). Estes, sem possuírem qualquer instalação de geração, transmissão ou distribuição, comercializam energia, comprando de geradores e vendendo a consumidores finais. A participação de produtores independentes e autoprodutores na geração de eletricidade tem sido facilitada pela emergência da tecnologia de ciclo combinado que requer menor investimento inicial do que as alternativas tradicionais de geração hidráulica ou térmica<sup>3</sup>.

### Quadro 1

#### TENDÊNCIAS MUNDIAIS NA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

- Desverticalização das empresas;
- competição na geração e no suprimento aos grandes consumidores;
- livre acesso às redes de transmissão e distribuição;
- introdução da figura do produtor independente;
- nova regulamentação do setor;
- fim do sistema do custo do serviço.<sup>4</sup>

3 A aplicação da tecnologia dos ciclos combinados vem crescendo em virtude de, entre outros fatores, exigir investimento inicial reduzido e menor prazo de construção, o que facilita o planejamento da oferta. Além disso, ela apresenta menores problemas ambientais e exibe rendimentos excepcionais para ciclos térmicos. A todas essas vantagens, alia-se uma crescente oferta de gás no mercado mundial, o combustível por excelência desse processo de produção.

4 No sistema do "Custo do Serviço", as tarifas devem ser suficientes para recompor a receita necessária à cobertura das despesas operacionais e a remuneração do investimento.



As geradoras, além de competirem pelo fornecimento tradicional às empresas distribuidoras, também disputam o suprimento aos grandes consumidores. Estes deixam de ser clientes cativos da concessionária de distribuição local. Cabe à regulamentação estabelecer o livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição – independentemente da propriedade desses ativos e das suas áreas de concessão -, e, também, as tarifas de transporte.

Nos novos arranjos, seria fundamental que o Estado minimizasse o poder de mercado das empresas, de forma a assegurar a competição, a eficiência e a confiabilidade do setor. No que se refere aos aspectos econômicos das atividades monopolistas, tem havido rejeição ao tradicional modelo de remuneração pelo custo. Este padrão de tarifação apresenta a vantagem de reduzir os custos financeiros dos empreendimentos, devido ao baixo risco. No entanto, é oneroso e favorece a ineficiência, na medida em que não incentiva a redução de custos e induz as empresas a sobre-investir como forma de aumentar os lucros (Efeito Averch-Johnson).

### **3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **3.1 Características atuais**

O setor elétrico brasileiro apresenta perfil bastante peculiar e distinto do de outros países. Compreende os seguintes sistemas:

- sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- sistema interligado Norte/Nordeste; e,
- sistemas isolados da região Norte.

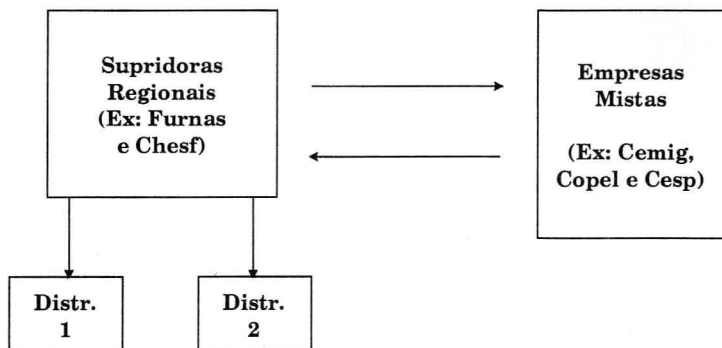
A estrutura da indústria é mista, formada por diversas empresas que atuam em segmentos específicos e por outras verticalmente integradas (Quadro 2). É constituída basicamente por empresas estatais federais e estaduais, cuja operação e expansão ocorre sob a égide de um planejamento centralizado. As concessionárias privadas são somente 27 (incluindo as recém privatizadas Escelsa e Light) em um total de 62 empresas, e respondem por apenas 10,9% do mercado brasileiro de energia elétrica.

A geração nacional é concentrada em quatro empresas federais (37%), quatro estaduais (35%) e pela binacional Itaipu (25%).

As maiores empresas do setor estão atualmente assim distribuídas:

- quatro empresas supridoras  
(atuam na geração e transmissão de energia);
- cinco empresas mistas  
(atuam na geração, transmissão e distribuição de energia);
- treze empresas distribuidoras.

**Quadro 2**  
ESTRUTURA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



O aspecto mais peculiar do setor elétrico do Brasil é a predominância da geração hidráulica, constituída por usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual e de grande porte. Os dados sobre a oferta de energia elétrica no País são apresentados no Quadro 3.

**Quadro 3**  
OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA<sup>1</sup>  
1995

Capacidade Nominal Instalada <sup>2</sup>			Geração Bruta de Energia Elétrica <sup>3</sup>	
	MW	%	GWh/ano	%
Hidráulica	50.687	91	250.481	96
Térmica	4.825	9	10.038	4
TOTAL	55.512	100	260.519	100
Extensão das Linhas		Transmissão: 153.406 Km (tensão acima de 34 KV)		
		Distribuição: 1.600.000 Km		

Fonte: MME/DNDE-DNAEE-ELETROBRÁS. Boletim Trimestral SIESE (Síntese 1995).

1) A capacidade nominal instalada, medida em Megawatts (MW), representa uma unidade de potência referente a  $1 \times 10^6$  Watts. A geração bruta de energia elétrica, medida em Gigawatts-hora por ano, representa uma unidade de energia verificada no ano de 1995 referente a  $1 \times 10^9$  Watts-hora

2) Inclui 50% da capacidade instalada de Itaipu.

3) Inclui 50% da geração bruta total de Itaipu.

Outros aspectos relevantes são:

- grandes distâncias entre as usinas geradoras e os principais centros consumidores;
- diversidade hidrológica das bacias hidrográficas;
- elevado grau de interligação elétrica entre os subsistemas dessas bacias;
- reservatórios de regularização plurianual com capacidade de armazenamento suficiente para alimentar as usinas vários anos em períodos de estiagem; e,
- grande potencial hidrelétrico ainda disponível para aproveitamento. São cerca de 200 GW de capacidade, equivalendo a uma energia firme de aproximadamente 100 GW/ano, o que equivale a 876.000 GWh/ano (Eletrobrás, 1994).

O mercado destaca-se por apresentar elevadas taxas de crescimento de consumo de eletricidade, obrigando o País a praticamente decuplicar a sua capacidade instalada nos últimos 30 anos. Apresenta também uma diversidade bastante acentuada, especialmente entre a região Norte, esparsamente habitada, e a região Sudeste, densamente povoada. Além disso, a concentração regional da renda no País leva a que o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste represente cerca de 78% do mercado. Os dados sobre o mercado brasileiro de energia elétrica estão resumidos na Tabela 1.

**Tabela 1**  
MERCADO DE ENERGIA - 1995

Mercado Consumo	(GWh)	%
Industrial	117.966	48
Residencial	63.522	25
Comercial	32.143	13
Outros	36.226	14
<b>TOTAL</b>	<b>249.857</b>	<b>100</b>

Fonte: MME/DNDE-DNAEE-ELETOBRÁS.  
Boletim de Mercado e Carga Própria, dez. 95.

### 3.2 Desenvolvimento e crise do Setor Elétrico brasileiro

De forma simplificada, pode-se dividir o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro em quatro períodos. O primeiro tem início na histórica inauguração, em 1879, da iluminação da Estrada de Ferro D. Pedro II,

hoje Central do Brasil, até o início da década de 30. O setor caracteriza-se pela existência de diversas empresas voltadas ao atendimento de um mercado consumidor restrito, normalmente municipal, principalmente para iluminação pública e, no caso de centros urbanos mais desenvolvidos, transporte público. No final dessa fase, o setor começa a concentrar capital, através de uma série de fusões e incorporações de empresas, obtendo as economias de escala decorrentes da maior capacidade das centrais geradoras (Viana, s.d).

A segunda fase, que vai do início da década de 30 até o final da II Guerra Mundial, caracteriza-se por uma maior concentração de capital e pelo predomínio de empresas estrangeiras no setor. Entre estas, os grupos Light, que se tornou praticamente o único produtor de energia elétrica no eixo Rio-São Paulo, e o grupo Amforp que, através de aquisições de várias empresas nacionais e estrangeiras, passou a atuar em várias capitais do Nordeste e Sul do País.

Nesta fase, verifica-se também uma maior presença do Estado nas atividades disciplinadoras do setor. A promulgação do Código de Águas, em 1934, introduz modificações substanciais na regulamentação até então existente. Por exemplo, a transferência para a União da propriedade das quedas d'água e da exclusividade de outorga de concessões para qualquer aproveitamento hidráulico, o estabelecimento do prazo de 30 anos para as concessões, e, ainda, a introdução do sistema tarifário sob o regime de "serviço pelo custo", que substituiu o sistema até então em vigor de definir a tarifa no momento da efetivação da concessão. O Código de Águas estabeleceu, ainda, que as concessões só poderiam ser outorgadas a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil.

Este período é também marcado pelo descompasso entre o crescimento da oferta e o da demanda. Enquanto o consumo das duas maiores cidades brasileiras cresceu 250% entre 1930 e 1945, a capacidade geradora teve um aumento de apenas 74% no estado de São Paulo e de 64% no Rio de Janeiro (Viana, s.d).

A terceira fase tem início no pós-guerra e se estende até o final da década de 70. Caracteriza-se pela crescente presença do Estado no setor, agora como produtor direto. Neste período, são criadas a Companhia Hidrelétrica de São Francisco (CHESF), em 1945, as Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), em 1952, o Ministério das Minas e Energia e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), em 1960, e a Eletrobrás, em 1962, bem como todas as demais empresas que formam a atual estrutura do setor. As empresas estrangeiras passam por um enfraquecimento progressivo, culminando na incorporação da Light pelo grupo Eletrobrás em 1979.

Após a grave crise de escassez de energia na região Sudeste na primeira metade dos anos 50, em virtude, dentre outros fatores, de uma

enorme seca na região, o setor elétrico experimenta crescimento substancial da oferta. Foram realizados vultosos investimentos estatais especialmente na geração e na transmissão de energia. A potência instalada passou de 1.342 MW em 1945 para 30.068 MW em 1979.

O quarto período, com início na década de 80 até os dias atuais, caracteriza-se pela crise econômico-financeira do setor, a partir da exacerbação da crise da dívida externa. Neste período, assistiu-se a uma aguda deterioração da situação econômico-financeira das empresas, em decorrência especialmente dos seguintes fatores:

- redução artificial das tarifas, como medida de combate à inflação, num momento em que o setor realizava pesados investimentos (Itaipu, Tucuruí, Água Vermelha, São Simão, Paulo Afonso IV, Sobradinho, Itumbiara, Angra I, *etc*). Entre 1979 e 1982, a tarifa média anual de fornecimento passou de US\$68/MWh para US\$52,76/MWh (Eletrobrás, 1993). O nível tarifário estabelecido pelo governo federal não garantia às empresas a remuneração mínima de 10%, prevista na Lei n. 5.665/71. Essa Lei criou a denominada Conta de Resultados a Compensar (CRC) para o registro contábil das eventuais insuficiências de remuneração das empresas cujos custos não fossem adequadamente cobertos pela tarifa;
- queda nas taxas de crescimento do mercado de um patamar de 12% ao ano, na década de 70, para 6% na década seguinte;
- elevados juros externos, que chegaram a atingir 17,1% em termos nominais, em 1982 (Barbosa, La Cal, 1992). Além de suportar os ônus decorrentes do endividamento externo referente ao programa de obras, as empresas foram utilizadas como instrumento de captação de recursos para ajuste do balanço de pagamentos do País.

Diante desse quadro, configurou-se um cenário de generalizada inadimplência, com a suspensão dos pagamentos da energia comprada às supridoradoras do Grupo Eletrobrás pelas empresas estaduais. Além disso, a capacidade de investimento do setor foi substancialmente reduzida, levando a uma progressiva paralisação do seu ambicioso programa de obras de geração, da ordem de 10.000 MW, no qual já tinham sido investidos mais de dez bilhões de dólares.

Os planos elaborados no período, como o Plano de Recuperação Setorial (PRS), de 1985, e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), iniciada em 1987, não foram capazes, por motivos diversos, de fazer frente à crise. Esta só agora começa a ser equacionada, a partir das radicais mudanças institucionais recentemente introduzidas.

## 4 MARCO LEGAL REGULATÓRIO

### 4.1 Reforma legal

A nova legislação do setor elétrico brasileiro tem como principais objetivos promover a competição e a eficiência técnica e econômica do setor, bem como atrair novos agentes – capitais privados nacionais e estrangeiros -, de forma a viabilizar a sua expansão. No novo modelo, o papel do Estado na operação setorial é diminuído, sendo fortalecidas suas funções reguladoras. O monopólio natural passa a ser restrito aos sistemas de transmissão e de distribuição, sendo imprescindível a sua regulamentação.

As principais mudanças introduzidas no setor vão ao encontro das tendências gerais de reestruturação que ocorrem em outros países: livre acesso às linhas de transmissão, produtores independentes e consumidores livres (Quadro 4). No entanto, ainda não é possível antecipar qual será o impacto dessas mudanças sobre a estrutura da indústria no médio prazo: número de empresas em cada segmento (geração, transmissão e distribuição), poder de mercado de cada uma, se haverá ou não uma única empresa na área de transmissão, dimensão do processo de privatização e a atratividade do negócio energia elétrica para o capital estrangeiro. Além disso, faltam ainda outras definições, especialmente relacionadas à regulamentação, tema que será tratado a seguir.

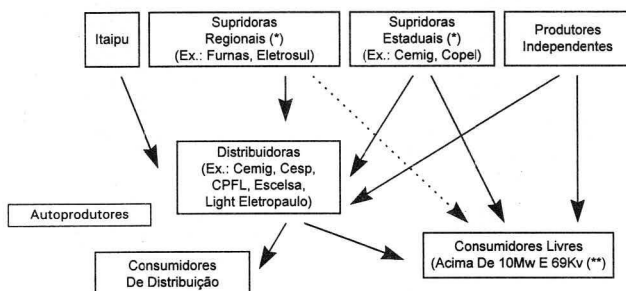
#### Quadro 4

##### REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO PRINCIPAIS ASPECTOS

- concessão de serviços públicos outorgada através de licitação;
- a essência da concessão passa a ser o contrato, que deverá especificar preço, prazo, bens reversíveis e não reversíveis, entre outros aspectos;
- competição na geração;
- criação da figura do produtor independente;
- obrigatoriedade do livre acesso à linhas de transmissão;
- grandes consumidores (no início aqueles acima de 10 MW e 69 Kv) escolhem livremente seu fornecedor de energia;
- apuração de custos/tarifas por segmento (geração, transmissão e distribuição).

As novas regras para o setor elétrico brasileiro sugerem um novo padrão de interação entre os seus agentes, provavelmente no formato apresentado na Figura 1.

**Figura 1**  
**FLUXOS DE ENERGIA NO NOVO MODELO**



\* Decorridos cinco anos, os consumidores livres poderão comprar energia das atuais supridoras regionais.

\*\* Em cinco anos, os consumidores entre 3 MW e 10 MW também serão considerados livres. Após 8 anos, esse limite poderá ser reduzido. Os novos consumidores, a partir de 7 de julho de 1995, com carga maior ou igual a 3 MW em qualquer nível de tensão, são livres para escolher seus fornecedores de energia.

Embora a desregulamentação da indústria – que possibilita a atração de capitais privados – tenha ocorrido somente em 1995, pode-se considerar que a reforma do setor foi iniciada em 1993 com a aprovação da Lei 8631. Esta, entre outras mudanças, extinguiu a remuneração garantida, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e instituiu a recuperação tarifária<sup>5</sup> Os efeitos dessa Lei, no tocante às correções das tarifas pela fórmula paramétrica, foram anulados pela reforma monetária que instituiu o Real (o Plano Real). A Medida Provisória n. 542, de 30/06/94, transformada na Lei 9.069/95, transferiu ao Ministério da Fazenda a competência para deliberar sobre tarifas.

Mudanças mais radicais vieram a ser introduzidas somente em 1995. A Lei 8.987/95 representa um marco na legislação sobre a concessão de serviços públicos no Brasil – não apenas de eletricidade -, na medida em que regulamenta o artigo 175 da Constituição Federal de 1988. De acordo com a Constituição, a prestação de serviços públicos é de competência do Poder Público, podendo ser realizada diretamente ou mediante a concessão, outorgada através de licitação. O tratamento específico para o setor elétrico se deu com a edição da Lei 9.074/95, que, entre outras medidas, criou a figura do produtor independente de energia.

Os principais pontos das leis e decretos relativos à reforma institucional do setor estão apresentados no Quadro 5.

5 A remuneração garantida foi instituída pela Lei 5.655/71. De acordo com esta Lei, a União garantiria às empresas a remuneração entre 10% e 12% sobre o investimento, a critério do Poder Concedente.



## Quadro 5

### REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO PRINCIPAIS LEIS E DECRETOS

(Continua)

Leis e Decretos	Principais Aspectos
<b>LEI 8631/93:</b> Dispõe sem a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público, extingue o regime de remuneração garantida, entre outras providências.	- Desequalização tarifária;
	- inicia um processo de recuperação tarifária;
	- cria conselho de consumidores;
	- fim do regime de remuneração garantida com a extinção da conta de resultado a compensar, reduzindo o nível de endividamento, através de encontro de contas entre as empresas e o governo;
	- estabelece a obrigatoriedade de contratos de suprimentos;
	- correção de tarifas através de Fórmula Paramétrica.
<b>DECRETO 915/93:</b> Autoriza a formação de consórcios	- Autoriza a criação de consórcios de autoprodutores e destes com concessionários de serviço público para a realização de projetos de geração.
<b>DECRETO 1009/93:</b> Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL	- Cria o SINTREL,, que tem o objetivo de assegurar o livre acesso às linhas do sistema de transmissão nacional;
	- a princípio, é integrado apenas pela geradoras federais;
	- possibilidade de adesão das empresas estaduais.
<b>LEI 9074/95:</b> Estabelece regras específicas para o setor elétrico e introduz a figura do produtor independente	- A União poderá prorrogar as atuais concessões por um prazo de até 35 anos;
	- cria a figura do produtor independente, sujeito a regras operacionais e comerciais específicas; dá aos novos consumidores de carga maior ou igual a 3 MW a liberdade de escolha do seu supridor de energia;
	- dependendo da carga e tensão do consumidor, este poderá escolher seu fornecedor de energia elétrica;
	- definição da rede básica dos sistemas interligados, com regras de operação definidas por agente sob controle da União;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- concessão de novas linhas de transmissão mediante licitação;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- autoriza a formação de consórcios com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviço público;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- reagrupamento das concessões de distribuição;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- assegura livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição dos concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica.</li> </ul>
<p>DECRETO 1.717/95: Estabelece procedimentos para a prorrogação das concessões</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O contrato de concessão será individualizado para os seguintes tipos de atividade, apuradas separadamente, com as correspondentes propostas tarifárias:</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geração;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sistema de transmissão integrante da rede básica;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- área reagrupada de distribuição;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- as concessões terão seus prazos de prorrogação contados em 20 anos, podendo se estender, conforme o caso a 35 anos;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- será encaminhada ao DNAEE pela Eletrobrás proposta de definição da rede básica de transmissão para o sistema interligado.</li> </ul>	

## 4.2 Indefinições da reforma institucional

Apesar de todo esse arcabouço legal, diversas questões estão ainda em aberto. O detalhamento estrutural do modelo, da organização e segmentação da indústria, das relações operacionais e comerciais e das regras de fixação de tarifas são imprescindíveis.

A definição completa sobre o novo modelo do setor elétrico brasileiro deverá se dar, no mínimo, em meados de 1997. Isso porque a consultoria externa a ser contratada pelo governo, para formular a política de reestruturação do setor, terá o prazo de aproximadamente um ano para concluir seus trabalhos.

No Quadro 6, estão resumidos os principais pontos ainda não definidos no novo modelo do setor elétrico brasileiro.

**Quadro 6**  
PRINCIPAIS PONTOS DE INDEFINIÇÃO

(Continua)

Autonomia do órgão regulador	- Independência patrimonial, administrativa e financeira;
	- capacidade para elaborar e implementar políticas;
	- capacidade de exercer as funções de poder regulador e fiscalizador;
	- autonomia para fixar tarifas.
Papel dos estados	- Descentralização ou não da função fiscalizadora e de fixação de tarifas para os Estados;
	- privatização das empresas estaduais de energia elétrica.
Estrutura da indústria	- Grau de desverticalização das empresas;
	- se distribuidoras terão ou não limite de compra de energia de suas próprias geradoras;
	- separação apenas contábil ou patrimonial dos segmentos geração, transmissão e distribuição.
Estrutura e organização da transmissão	- Empresa única associativa, com participação dos agentes e controle pulverizado ou empresa(s) de transmissão sob controle federal.
Utilização do sistema de transmissão e distribuição	- Na forma de acordo operativo, gerenciado pela empresa de transmissão única ou administrado pelo SINTREL;
	- definição da malha básica;
	- tarifas de transporte na subtransmissão e distribuição;
	- regras para o livre acesso.
Organização e estrutura da operação e despacho	- Sob controle da empresa única de transmissão ou de empresa federal subordinada ao órgão regulador;
	- futuro do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI).
Mercado <i>spot</i> de energia	- Se haverá ou não um mercado de curto prazo, complementar ao de contratos;
	- caso haja, a qual entidade caberá o gerenciamento desse mercado: sob controle da empresa de transmissão, da empresa responsável pela operação e despacho ou de outra empresa.

Comercialização de energia	- regras de comercialização da energia secundária;
	- se será ou não regulamentada a figura do “corretor de energia” ( <i>broker</i> ), que, sem possuir qualquer instalação de geração, transmissão ou distribuição, comercializa energia;
	- contratos garantem apenas preço ou também a energia.
Rateio da conta de consumo de combustíveis (CCC)	- Critério de rateio da CCC do sistema interligado diante da introdução de novos agentes no setor;
	- manutenção ou extinção da CCC do sistema isolado.
Fixação de tarifas	- Regulamentação das regras de reajuste e revisão das tarifas.
Planejamento da expansão	- Como será o planejamento da expansão;
	- a qual entidade caberá a execução desse planejamento: centralizado em empresa federal ou sob coordenação da empresa de transmissão;
	- futuro do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS).
Estudos de inventário, viabilidade e projeto básico	- Entidade responsável pelo estudo dos aproveitamentos hidrelétricos.
Financiamento setorial e administração da reserva global de reversão (RGR) *	- Entidade responsável pela política de financiamento do setor e pela administração da Reserva Global de Reversão (RGR);
	- estrutura de financiamento para vigorar especialmente durante o período de transição, até que se consolide o novo modelo, de forma a se evitar escassez na oferta de energia.
Pesquisa e desenvolvimento em energia elétrica	- Entidade responsável pela definição e coordenação de uma política de incentivo ao desenvolvimento tecnológico na área de energia elétrica;
	- futuro do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).
Uso múltiplo da água	- Conciliação de um sistema competitivo com o uso múltiplo dos recursos hídricos;
	- se o valor econômico da água será ou não incluído nas relações comerciais do sistema.

\* A Reserva Global de Reversão (RGR) tem por finalidade formar um fundo destinado a indenizar os concessionários pela reversão dos bens e instalações do serviço no fim da concessão, ou que sirva à encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

#### 4.2.1 A regulamentação do livre acesso às linhas de transmissão

O livre acesso às linhas de transmissão é, sem dúvida, um dos mecanismos-chave da competição no setor elétrico. Por um lado, rompe parcialmente com o monopólio da comercialização. Por outro, requer a constituição de uma entidade independente – ou mesmo, de um acordo operativo -, de forma a assegurar a neutralidade da transmissão. E isso porque não haverá mais empresa monopolista responsável por uma determinada região. Do contrário, os gargalos nesse segmento se tornarão um obstáculo à consolidação da concorrência, devido a pelo menos dois aspectos:

não basta ligar cada nova unidade de geração à malha de transmissão sem reforçá-la nos demais componentes atingidos;

num sistema integrado, existem riscos de sabotagem dos serviços de transmissão por parte de empresas que tentam evitar a perda de mercado para geradores concorrentes. Sem uma regulamentação adequada, a transmissão de energia pode ser de qualidade inferior e a preços proibitivos, ou, ainda, pode haver alegação de capacidade insuficiente.

No contexto atual, em que a malha de transmissão é de propriedade de diferentes empresas, é de suma importância que a tarifa de transporte seja determinada com base em metodologia única, remunerar o investimento e seja de fácil operacionalização.

#### 4.2.2 A questão da operação interligada

Sendo a geração de energia elétrica no Brasil predominantemente de origem hidráulica, algumas questões dificultam o estabelecimento de um sistema competitivo no segmento de geração.

Primeiro, como organizar um mercado em que os agentes produtores possam estabelecer livremente suas estratégias de comercialização, uma vez que, em um mesmo rio, as decisões tomadas nas usinas a montante afetam sobremaneira as estratégias das usinas a jusante. A proposta de privatização por bacia hidrográfica – constituir um único proprietário das usinas de um mesmo rio – soluciona, apenas em parte, esse conflito, uma vez que apresenta outros complicadores nada desprezíveis. Entre eles, destaque-se: a dificuldade de se operacionalizar a privatização, ao mesmo tempo, de todas as usinas em uma mesma bacia, em geral, pertencentes a diferentes empresas concessionárias; e o fato de que o porte significativo de algumas bacias, como as dos rios São Francisco, Paraná, Uruguai, possibilitaria a formação de oligopólios.

Um outro problema que se coloca é como conciliar a competição em um sistema de característica hidráulica com a operação otimizada. Isso

porque a estratégia de geração em cada usina que conduz à operação ótima de todo o sistema interligado dificilmente coincidirá com as estratégias privadas de cada gerador. Os objetivos de maximização dos resultados do negócio de produção de energia elétrica poderão, em um determinado momento, não ser coincidentes com o de minimização dos custos operativos globais do sistema. Doravante, tendo em vista a constituição de um ambiente competitivo, é imprescindível que sejam explicitadas as relações entre os agentes com base no valor econômico da água.

Ressalte-se, ainda, que esses conflitos não se restringem à utilização compartilhada dos recursos hídricos no âmbito do próprio setor elétrico, mas dizem respeito aos usos múltiplos da água (geração de energia, agricultura irrigada, navegação fluvial, abastecimento de água, controle de cheias *etc.*).

## 5 ORGANISMOS DE CONTROLE

### 5.1 Desregulamentação X Re-regulamentação

O termo desregulamentar é impróprio para representar as principais transformações do setor elétrico em âmbito mundial. Desregulamentar possui um significado bastante restrito, pois diz respeito apenas a reduzir as barreiras à entrada de novos agentes e flexibilizar a formação de preços, promovendo um aumento da competição no setor.

A necessidade de se promover a competição e a modernização do setor elétrico brasileiro não se resolve apenas pela privatização de empresas e entrada de capitais privados. Seria o mesmo que substituir o forte intervencionismo estatal que marcou o seu desenvolvimento por uma operação exclusivamente a cargo do mercado. As distorções da intervenção do governo dariam lugar ao risco de se enfrentar as distorções típicas do livre mercado (Quadro 7).

Imperativos de ordem econômica, social e ambiental exigem que o Estado continue participando do setor elétrico, não mais necessariamente como produtor direto, mas definindo regras, garantindo a competição e estabelecendo limites para a atuação das empresas.

A estrutura verticalmente integrada que marcou o desenvolvimento do setor elétrico teve como principal justificativa o monopólio natural. Nesse caso, economias de escala levam a que a demanda seja atendida de forma eficiente por apenas uma empresa.

**Quadro 7**  
**EMPRESA PÚBLICA X MONOPÓLIO PRIVADO**  
**PRINCIPAIS DISTORÇÕES**

Empresa Pública	Monopólio Privado
<ul style="list-style-type: none"> <li>- ingerência política na administração das empresas;</li> <li>- controle de preços;</li> <li>- ineficiência;</li> <li>- uso excessivo de poder pela corporação em benefício próprio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- concentração de poder em uma (ou poucas) empresas;</li> <li>- preços elevados;</li> <li>- impactos ambientais negativos;</li> <li>- possibilidade de oferta de energia insuficiente no longo prazo;</li> <li>- investimentos insuficientes em desenvolvimento tecnológico; e;</li> <li>- falta de acesso ao fornecimento de energia pela população de baixa renda.</li> </ul>

Atualmente, entende-se que o setor elétrico é formado por segmentos de natureza distinta. O conceito de monopólio natural não mais se aplica a todos os segmentos, podendo adotar-se a competição na geração e na comercialização de energia. Mesmo nos segmentos de transmissão ou distribuição, nos quais a duplicação no número de ofertantes é economicamente inviável, é possível implantar-se a competição pelo direito de prover o serviço por um tempo determinado. Nesse caso, conjuga-se a economia de custos proporcionada pelo monopólio natural com um maior grau de competição. A regulamentação da concessão de serviços públicos no Brasil mediante licitação representa um avanço nesse sentido.

Na realidade, os concessionários de energia terão vantagem competitiva em relação a seus concorrentes no momento da licitação, tendo em vista sua experiência e conhecimento do negócio, o que representa limites ao aumento da competição no setor.

Portanto, o sucesso da reforma da indústria brasileira de eletricidade está estreitamente relacionada à continuidade da participação do Estado no setor, não mais como empresário, mas nas funções de regulador e fiscalizador. Tal se justifica especialmente pela necessidade de:

- regras específicas para um sistema predominantemente hidráulico;
- promover a competição nos segmentos não mais tipificáveis como de monopólio natural;
- regulamentar as regras de reajustes e de revisão das tarifas;



- definir padrões de qualidade;
- coibir abusos das empresas monopolistas.

## 5.2 Principais Limites à Autonomia do Novo Órgão Regulador

Os debates sobre a reforma do setor elétrico têm enfatizado a importância de se constituir um organismo regulador forte e independente – um “novo DNAEE”. A viabilidade dessa proposta depende, contudo, de diversos fatores. Destaque-se dois problemas básicos da regulação dos serviços públicos:

- o risco de captura do órgão regulador pelos interesses que a ele deveriam estar submetidos;
- a dificuldade de monitoramento da atuação das empresas.

Afinal, o Estado não deve ser visto como uma entidade neutra, voltada exclusivamente para a promoção de alguma sorte de “bem comum”. Antes disso, a definição de políticas públicas é, em larga medida, resultado da disputa dos diversos grupos de interesse da sociedade – partidos políticos, governantes, burocracia, líderes de corporações e agentes econômicos – por ela afetados. A interação público/privado é tanto mais forte, quanto mais se observa o crescimento do papel do Estado e da organização desses grupos em defesa de benefícios específicos. A multiplicação de interesses, tanto dentro, quanto fora do governo, favorece a emergência de alianças entre frações do setor privado e parcelas da burocracia pública, eventualmente gerando decisões de regulação altamente ineficientes.

A redefinição do órgão de regulação do setor elétrico deve levar em conta a tendência das diversas parcelas da burocracia de buscar reforçar suas posições e autoridade, da mesma forma e em conjunto com grupos privados. A burocracia desenvolve interesses específicos que visam legitimar a sua existência e maximizar o seu poder, prestígio e recursos financeiros concentrados em cada agência.

Portanto, em hipótese alguma, a construção da autonomia do novo órgão regulador do setor elétrico é tarefa simples e de fácil execução, tendo em vista os inúmeros aspectos que conduzem à sua permeabilidade em relação aos interesses privados<sup>6</sup>

Apesar dessas limitações, a satisfação de algumas condições favoreceriam um maior grau de autonomia do órgão regulador (Quadro 8).

---

6 Trata-se de enfrentar o risco de novas possibilidades de “Falhas de Estado”, como indicado em WOLF JR. (1979).

## Quadro 8

### ALGUMAS CONDIÇÕES PARA UMA AGÊNCIA REGULATÓRIA EFETIVA

- autoridade garantida em Lei;
- definição clara de objetivos e mecanismos de ação;
- autonomia financeira;
- quadro de pessoal próprio e bem qualificado;
- independência em relação à política governamental (autonomia decisória).

A supervisão e o controle das atividades das empresas concessionárias de serviços públicos também não é nada trivial e depende fundamentalmente do contrato de concessão. A esse respeito, cabem as seguintes observações:

- a definição clara das regras em contrato, com especificação das obrigações e direitos, reduz as possibilidades de captura do órgão regulador pelos grupos de interesse – empresas concessionárias ou grandes consumidores de energia;
- os contratos facilitam a supervisão direta da operação e das decisões de investimento das empresas, inclusive a correção de diretrizes, na medida em que estabelecem as penalidades para o não cumprimento das cláusulas contratuais;
- sendo os contratos de concessão de prazo longo, é necessário que tenham alguma flexibilidade capaz de acomodar alterações não previstas;
- cláusulas específicas devem coibir a prática oportunista de agentes que ofertam um serviço de alta qualidade a baixo preço e, após o fechamento do contrato, tentam uma renegociação.

A criação de um órgão regulador independente e a elaboração de contratos com regras bem definidas são condições necessárias, mas dificilmente suficientes para viabilizar a competição e a eficiência do setor elétrico brasileiro. A dimensão geográfica e a diversidade sócio-econômica do País certamente representam um entrave à fiscalização eficaz da qualidade dos serviços prestados pelos diversos concessionários de energia. Além disso, a dificuldade de acesso ao órgão regulador leva a que apenas os consumidores com maior capacidade de organização e mobilização possam encaminhar suas demandas com maior eficácia, implicando a geração de políticas para beneficiar interesses específicos.

Nesse sentido, seria conveniente que a reforma do setor elétrico brasileiro viabilizasse a divisão das funções de regulação/fiscalização entre o governo federal e os estados, seja através de agências estaduais do órgão federal regulador ou de comissões estaduais. A estadualização da regulação/fiscalização do setor elétrico esbarra, contudo, no papel que os diversos estados têm hoje como proprietários de empresas locais de energia.

A descentralização deve ser analisada sob os seguintes aspectos:

- as dimensões geográficas do Brasil dificultam o controle e a fiscalização do grande número de empresas espalhadas por todo o território nacional;
- a especificidade de cada região exige muitas vezes soluções locais, o que pode ser agilizado por um sistema regulatório descentralizado;
- consolida a desigualização tarifária;
- possibilita que cada estado funcione como um laboratório, a exemplo do que ocorre nos Estados Unidos. Mecanismos bem sucedidos podem ser difundidos para outros estados;

possibilita a maior transparência e controle das decisões por parte dos consumidores. Embora haja possibilidade de captura do órgão regulador por grupos de interesse privados também ao nível local, a descentralização torna viável uma maior participação de entidades representativas de pequenos consumidores. É o caso, por exemplo, dos Conselhos de Consumidores e das Coordenadorias de Proteção e Defesa do Consumidor (PRO-CONS), que vêm se destacando na defesa dos consumidores.

O governo de São Paulo já trabalha nesse sentido, adiantando-se à reforma do órgão regulador em âmbito federal. Em dezembro último, foi assinado projeto de lei pelo governador do Estado que cria a Comissão de Serviços Públicos de Energia, vinculada à Secretaria de Energia (Gazeta Mercantil, 11/12/95). Caberá à Comissão regular, controlar e fiscalizar a qualidade do fornecimento de energia, o preço, a tarifa e o atendimento ao consumidor. Haverá representantes de trabalhadores, consumidores e do PROCON na Comissão.

Trata-se apenas de um Projeto de Lei, sendo, portanto, indefinida a legalidade e as funções possíveis para um organismo de controle do setor elétrico em âmbito regional. Além disso, até que as empresas estaduais de energia de São Paulo sejam privatizadas, permanece o acúmulo das funções do governo local como empresário e regulador/fiscalizador de suas próprias empresas.

### 5.3 Estrutura do órgão regulador: Atual X Futura

Em abril de 1996, o governo federal encaminhou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 1.669, criando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o órgão regulador que deverá substituir o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.

A ANEEL deverá ter as seguintes características:

- será uma autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia;
- deverá ter autonomia patrimonial, financeira e administrativa;
- sua principal fonte de receitas será a taxa de fiscalização sobre serviços de energia elétrica, a ser cobrada das empresas.

O Projeto de Lei cria ainda o Conselho do Serviço Público de Energia Elétrica, composto por sete membros nomeados pelo Presidente da República, com a função de assessorar o Ministro das Minas e Energia nas questões setoriais.

As principais funções da ANEEL estão relacionadas no Quadro 9.

#### Quadro 9

##### PRINCIPAIS FUNÇÕES DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>– implementar as políticas e as diretrizes para os serviços de energia elétrica;</li><li>– expedir regulamentação técnica e supervisionar os serviços de energia elétrica;</li><li>– conceder, permitir e autorizar a exploração de serviços e instalações de energia elétrica;</li><li>– fiscalizar – técnica, econômica, contábil e financeiramente – as concessões, permissões e autorizações de serviços de energia elétrica e de aproveitamentos de energia hidráulica;</li><li>– alterar os valores das tarifas de energia elétrica, mediante revisão ou reajuste;</li><li>– credenciar, mediante convênios de cooperação, órgãos dos Estados e do Distrito Federal para a realização de atividades de fiscalização e controle dos serviços de energia elétrica;</li></ul> |
|--|

As funções do novo órgão regulador não diferem muito das especificadas para o DNAEE – a estrutura regulatória atual. As mudanças mais substanciais dependem das reais condições de autonomia que terá a ANEEL. A esse respeito, são fundamentais a viabilização das receitas próprias previstas no Projeto de Lei – independentes de dotações orçamentárias

– e do quadro de pessoal próprio. Em contraste, a estrutura do DNAEE é composta basicamente por empregados emprestados pelas próprias empresas que são objeto de sua fiscalização.

Um outro aspecto é que a descentralização de funções para os Estados está restrita à fiscalização dos serviços, não contemplando a definição de tarifas de políticas regionais.

Na questão tarifária, o Projeto de Lei que cria a ANNEL mantém o poder de interferência do Ministério da Fazenda na definição dos reajustes e revisões pelo período de 48 meses, a partir da data de publicação da Lei, embora, paradoxalmente, esteja também previsto o respeito aos acertos entre provedores e consumidores dos serviços. Esse dispositivo é fator de incerteza para os investidores, tendo em vista que a estabilização da economia brasileira ainda não está consolidada e representa uma prioridade de política econômica do atual governo, uma situação que leva ao risco de “artificialismo (T) tarifário”.

Por fim, o poder da ANEEL de aprovar e fiscalizar a produção independente de energia, previsto no Projeto, tem sido questionado. A regulamentação específica para esses produtores, em elaboração, deverá corrigir essas distorções, facilitando-lhes a instalação de usinas termelétricas e concedendo-lhes maior autonomia na definição de tarifas para o suprimento a consumidores livres.

## **6 PRINCIPAIS IMPACTOS DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

A reestruturação da indústria de eletricidade no Brasil há de ter conseqüências sobre uma série de aspectos relevantes: no perfil e na dinâmica do setor, na atuação das suas empresas, no sistema de tarifação, assim como para os seus usuários/consumidores. Cabe destacar:

### **6.1 No Setor**

- Mudança do papel fundamental do Estado da função de empresário para a de regulador, fiscalizador e poder concedente;
- aumento da participação do capital privado, inclusive estrangeiro;
- repasse dos riscos do negócio para acionistas privados e consumidores;

- desverticalização das empresas ou segregação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição;
- enfraquecimento relativo das organizações sindicais do setor;
- empregados poderão vir a ser sócios do empreendimento ou empresários fornecedores/prestadores de serviços nas atividades terceirizadas;
- financiamento setorial através do mercado de capitais e de *project finance*;
- redução dos subsídios intra-setoriais;
- aumento da oferta de energia térmica.

### 6.1.1 Expansão do Setor

Além do aumento da eficiência das empresas, um dos principais objetivos da reforma do setor é a expansão da oferta de energia elétrica. A previsão de crescimento do consumo brasileiro no horizonte decenal 1996/2005, elaborada pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), é apresentada na Tabela 2.

**Tabela 2**  
PREVISÃO DE CRESCIMENTO ANUAL MÉDIO  
DO PIB E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Período	Crescimento do PIB	Crescimento do Consumo	Elasticidade
1996/2005	5,0 %	4,9 %	0,98

Fonte: GCPS. Plano Decenal de Expansão 1996/2005, dez. 1995.

O Programa de Obras de Geração para os próximos dez anos prevê a elevação da capacidade instalada do País dos atuais 55.500 MW para 83.100 MW de potência em 2005 (incluída a parcela brasileira de Itaipu), representando um aumento médio de 2.800 MW/ano. No período 1970-1990, esse aumento foi, em média, de 2.250 MW/ano.

O Plano Decenal prevê, ainda, a instalação de 4.900 km de linhas de transmissão e de 100.000 MVA em subestações. Os custos marginais de expansão decorrentes deste Plano são, atualmente, de US\$ 38/MWh (Eletrobrás, 1996), no sistema Interligado do Norte/Nordeste (FGCPS, 1994).

Com base nesse Plano de Expansão, o Ministério das Minas e Energia vem elaborando programas de licitação para outorga de concessões de aproveitamentos hidrelétricos.

Dentre os investimentos previstos em linhas de transmissão, destaque-se a licitação da obra que deverá interligar o sistema Norte/Nordeste ao Sul/Sudeste/Centro-Oeste (o “linhão”, como é comumente chamado), desde a subestação de Imperatriz (MA) até a hidrelétrica de Serra da Mesa (GO). São mil quilômetros de linha de transmissão, com potência de 1.000 MW, representando um investimento da ordem de US\$ 550 milhões com a participação da iniciativa privada (Carraro, 1996). A interligação está prevista para entrar em operação no segundo semestre de 1999, gerando ganhos da ordem de 500 MW médios para o Sistema (Eletrobrás, 1995).

Os investimentos previstos no Plano Decenal de Expansão são da ordem de US\$ 6,5 bilhões ao ano até o ano 2.000, sendo 52% na geração, 18% na transmissão e 30% na distribuição e instalações gerais. A geração interna de recursos deverá ser equivalente a 50% do investimento previsto, indicando a necessidade de viabilização de novas fontes de financiamento (Eletrobrás, 1995).

O Programa de Obras e a previsão de mercado para os próximos dez anos apontam para diferentes níveis de risco nos dois sistemas interligados (Eletrobrás, 1996).

- no Sistema Interligado Norte/Nordeste, o atendimento é satisfatório, com riscos anuais de déficit de energia inferiores ao limite técnico aceitável de 5%;
- no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, esses riscos, no período 1997-2000, são superiores ao aceitável, atingindo cerca de 11% no ano de 1999.

Esse quadro de risco de déficit levou à análise das seguintes alternativas de aumento da oferta de energia em prazo mais reduzido (Carraro, 1996).

- interligação com a Argentina;
- implantação de Usinas Térmicas a gás natural, associadas ao gasoduto Brasil-Bolívia ou a gás importado da Argentina;
- instalação de unidades adicionais na UHE Itaipu.

A adoção de qualquer dessas soluções exige equacionamento financeiro, a definição da responsabilidade da execução do empreendimento e a garantia da comercialização da energia.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro provavelmente terá como um dos seus resultados o aumento da geração termelétrica no País. Os



fatores que favorecem essa tecnologia são o menor risco e o menor capital investido e prazos de implantação e de maturação também relativamente menores. Os principais insumos que viabilizarão o aumento da geração térmica são a oferta de gás natural boliviano, de carvão mineral nacional e importado, bem como a cogeração de energia.

O contrato entre a Petrobrás e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), de 17/02/93, prevê o fornecimento de gás natural ao Brasil pelo prazo de vinte anos. As regiões Sul e Sudeste brasileiras serão supridas inicialmente com 8 milhões de metros cúbicos por dia, volume que será duplicado em sete anos. A partir do oitavo ano o volume fornecido será de 16 milhões de metros cúbicos por dia. O início do fornecimento de gás natural deverá ocorrer em 1998. O investimento total previsto para o projeto é de US\$ 1,8 bilhão.

A nova regulamentação do setor elétrico deverá, ainda, incentivar o aumento da cogeração, especialmente pelos grandes consumidores de energia. Considerando-se os setores sucro-alcooleiro, siderúrgico, químico e de papel e celulose, o potencial para a cogeração é de 5.000 MW a 7.000 MW, ou seja, aproximadamente 15% da capacidade instalada brasileira (Eletricidade Moderna, p. 39).

### 6.1.2 Desigualdades regionais

O impacto da reestruturação e privatização do setor será, muito provavelmente, diferenciado entre as regiões do País. Sendo a energia um bem essencial ao desenvolvimento econômico e social, é imprescindível que o Estado busque mecanismos que viabilizem a produção e o fornecimento de energia elétrica naqueles locais não atrativos para o setor privado.

Esses mecanismos podem ser, por exemplo, o reagrupamento de concessões através de composições entre áreas rentáveis e não rentáveis – o que exige regulamentação e fiscalização eficazes – subsídios e incentivos fiscais ou, ainda, a continuidade da atuação do Estado como produtor direto. De qualquer forma, é imprescindível que o sistema político explicita a origem dos recursos destinados a esses programas.

### 6.1.3 Concorrência X Oligopolização

O aumento da competição e da eficiência tem sido uma das principais justificativas para a reestruturação do setor elétrico. Contudo, na maioria dos setores econômicos, não se verifica a competição perfeita. Especialmente naqueles intensivos em capital, como no elétrico, há uma tendência

para a formação de oligopólios. O atual processo de fusões e aquisições de empresas do setor que se observa em outros países, especialmente nos EUA, é reflexo dessa realidade. No caso da reestruturação da indústria de eletricidade brasileira, é bastante provável que o resultado não seja muito diferente e que algumas empresas se sobressaiam no mercado. Essa tendência aumenta a responsabilidade do órgão regulador, seja buscando evitar uma grande concentração da indústria, como ocorreu na privatização do segmento de geração na Inglaterra, ou mesmo coibindo o abuso do poder de mercado das empresas.

#### 6.1.4. Repartição dos riscos e formação de parcerias

A reforma do setor elétrico alteraria substancialmente os riscos que, por um longo período, estiveram concentrados nas empresas estatais. Uma das principais tendências do setor deverá ser a diluição desses riscos, através da participação de diferentes empresas nos novos projetos na forma de *project financing*. A própria legislação já permite a formação de consórcios para a realização de projetos de geração. Alguns grandes empreendimentos vêm sendo desenvolvidos com a participação da iniciativa privada. São eles:

- Usina Hidrelétrica (UHE) Serra da Mesa (GO): Empreendimento com concessão outorgada à empresa Furnas, subsidiária da Eletrobrás, com potência instalada de 1.200 MW, a ser concluído em parceria com a empresa Nacional Energética, através de arrendamento mercantil de bens. A operação da usina está prevista para 1998;
- UHE Igarapava (MG): Primeira experiência de consórcio no setor elétrico, é formado pela Cemig (MG) (14,5%), Companhia Vale do Rio Doce (35%) e autoprodutores, para a geração de 210 MW. A operação da usina é prevista para o final de 1997;
- UHE Itá (SC): Consórcio formado pela Eletrosul e autoprodutores para construção do aproveitamento com 1.450 MW;
- UHE Dona Francisca (RS): de 125 MW, deverá ser concluída com a participação privada em regime de *turn-key*<sup>7</sup> A garantia de pagamento dada pela empresa CEEE é a cessão de direitos sobre os contratos de fornecimento com os grandes consumidores de energia.

---

7 O contrato *turn-key* consiste no repasse do risco de construção a terceiros.

### 6.1.5 Contrato de fornecimento X Produção própria

Embora a nova legislação do setor represente um incentivo à entrada de capitais privados, ainda não se sabe qual será a efetiva participação de autoprodutores, especialmente dos consumidores eletrointensivos, na geração de energia. Cabe destacar que estes consumidores respondem atualmente por 20% do total de energia elétrica consumida no País (Eletricidade Moderna, p. 64).

Pesam a favor da autoprodução, a disponibilidade de energia e o melhor controle de custos, especialmente num cenário de recuperação das tarifas de energia elétrica. Em contraposição, pode-se relacionar alguns aspectos desfavoráveis:

- risco do investimento (construção e garantia de mercado para a energia excedente, etc.);
- disponibilidade de energias interruptíveis com tarifas incentivadas;
- licitação onerosa, no caso do julgamento da licitação pelo critério do maior pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão.

## 6.2 Conseqüências prováveis da reestruturação do Setor Elétrico nas empresas

### 6.2.1 Aumento da produtividade e da lucratividade

Um dos efeitos mais prováveis da reforma do setor elétrico é o aumento da produtividade e lucratividade das empresas, em virtude da privatização e da concorrência. Os fatores que levariam ao aumento da produtividade das empresas são:

- redução de custos operacionais, especialmente do quadro de pessoal;
- redução da intervenção política;
- diminuição do corporativismo;
- flexibilidade administrativa;
- redução de perdas;
- controle mais eficaz pelas empresas dos seus custos;
- redução do custo das obras.
- redução dos custos inerentes à burocracia estatal.

## 6.2.2 Retorno para o acionista

O aumento da produtividade e da lucratividade traz, de imediato, retorno para os acionistas. Na experiência inglesa, os acionistas passaram a auferir elevados ganhos, gerando especulações no mercado acionário. Desde a privatização, o valor das ações das empresas cresceu cinco vezes mais o índice FT-SE 100, que acompanha o valor das ações na Bolsa de Londres (Sá, 1995, p.140). Após a reestruturação do setor elétrico brasileiro, é bastante provável que haja uma expressiva valorização das ações das empresas, cujo valor de mercado encontra-se atualmente bem abaixo do valor patrimonial.

## 6.3 Reestruturação do Setor Elétrico e Política tarifária

A Lei 8.631/93 trouxe avanços no aspecto tarifário, especialmente pela extinção da remuneração garantida, recuperação e desequalização tarifária. Contudo, o mecanismo da correção das tarifas pela fórmula paramétrica foi abortado logo no ano seguinte, devido ao Plano de Estabilização Econômica. O Plano Real transferiu ao Ministério da Fazenda o poder para a sua fixação.

A tarifa média do Brasil é atualmente de US\$ 69,00/MWh. A comparação com outros países, em 1994, é apresentada na Tabela 3.

**Tabela 3**  
TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA - 1994  
(US\$/MWh)

	Residencial	Industrial
Brasil	77	48
Alemanha	168	89
Espanha	177	85
EUA	83	49
Reino Unido	113	67
Itália	146	92
Argentina	112	68
Chile	108	62
Japão	231	162

Fonte: Eletrobrás.

A tarifa média do Brasil é atualmente de U\$ 69,00/MWh. A comparação com outros países, em 1994, é apresentada na tabela 3.

Diante da segmentação do mercado entre consumidores livres e cativos, os preços de energia elétrica serão formados através da negociação de contratos, no primeiro caso, e regulados, no segundo.

**Quadro 10**  
DEFINIÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA  
NO NOVO MODELO

Segmento	Sistema	Tarifa
Geração	- Livre Competição	- Contratos de Longo Prazo, - Mercado de Curto Prazo (ainda não regulamentado)
Transmissão	- Monopólio - Livre Acesso	- A ser regulamentada.
Distribuição	- Consumidores Cativos - Consumidores Livres	- Regulada: preço-teto - Contratos

A reforma institucional do setor elétrico brasileiro certamente implicará uma mudança no cenário tarifário sob diversos aspectos. Os principais impactos do novo modelo sobre as tarifas estão resumidos no Quadro 11.

**Quadro 11**  
REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO  
PRINCIPAIS IMPACTOS SOBRE AS TARIFAS

- Aumento da taxa de retorno exigida para o investimento tendo em vista a participação do setor privado;
- controle mais eficaz pelas empresas dos seus contratos;
- redução nos custos das obras;
- tarifas por unidades de negócio e por mercados regionais;
- fim dos subsídios a consumidores eletrointensivos, residenciais, rurais etc. Caberá ao órgão regulador evitar subsídios cruzados entre os segmentos cativos e competitivos do mercado;
- eletricidade deixa de ser comercializada como um produto único. Preços serão ainda mais diferenciados em função da época e hora de consumo, bem como da confiabilidade e garantia de suprimento.

Cabe considerar a necessidade de adequação do retorno ao risco, tendo em vista a participação do setor privado. A atratividade do negócio energia elétrica para novos agentes certamente depende de uma recuperação das tarifas. Em suma, alguns dos fatores que favorecem o aumento dos preços em um primeiro momento no novo modelo institucional do setor são:

- é possível que haja necessidade de ajustes nos atuais níveis tarifários, mesmo após alguma recuperação da rentabilidade das empresas através de uma expressiva redução de custos;
- a privatização de supridoras já depreciadas;
- a rentabilidade exigida pelo capital privado é superior aos tradicionais 10% utilizados como parâmetro pelo setor elétrico;
- os custos marginais de expansão são crescentes, mesmo que menores do que os projetados nos Planos de Expansão do setor.

A possibilidade real de recuperação das tarifas e as regras de reajuste durante a vigência dos contratos de concessão são algumas das incertezas que ainda afastam os investidores. Essas incertezas são especialmente reforçadas pela continuidade do controle das tarifas pelo Ministério da Fazenda, que tem como prioridade a manutenção da relativa estabilidade econômica iniciada pelo Plano Real.

Por outro lado, com o intuito de estimular a participação dos investidores privados, especialmente estrangeiros, no setor elétrico, o governo vem considerando a necessidade de elaborar contratos de concessão mais atraentes do que o realizado com os novos proprietários da Escelsa. Nesse sentido, o contrato da recém privatizada Light incluiu os seguintes pontos:

- revisão das tarifas de energia elétrica de sete em sete anos;
- o concessionário poderá absorver todos os ganhos de eficiência que obtiver entre as revisões das tarifas;
- os custos das empresas serão divididos em custos gerenciáveis e não-gerenciáveis. Os não-gerenciáveis, como aumento de impostos e da tarifa de suprimento, serão repassados automaticamente para a tarifa da distribuidora, independente da revisão dos cinco anos.
- reajuste anual dos custos gerenciáveis tendo por base um índice de preços - O IGP-M.

Tudo indica que os contratos de prorrogação das atuais concessões terão as mesmas regras de reajuste tarifário.

A fórmula de reajuste e revisão de tarifas implantada no setor elétrico brasileiro a partir da privatização da Light e considerada também nos editais de licitação para construção de usinas hidrelétricas é semelhante à utilizada no setor elétrico inglês – a fórmula do preço teto (price-cap), também conhecida como fórmula do RPI-X. Nesse caso, partindo-se de um preço baseado no custo dos serviços, as tarifas são reajustadas pelo índice de inflação, descontado o efeito líquido da variação na produtividade e no crescimento da demanda e considerado o retorno adicional por eventuais novos investimentos. Na fórmula brasileira, o fator X, a ser definido pelo Poder Concedente, não é claramente especificado, gerando incertezas para os investidores.

#### **6.4 Conseqüências esperadas da reestruturação do Setor Elétrico para os usuários**

A nova legislação do setor elétrico (Leis 8.987/95 e 9.074/95) assegura ao consumidor a prestação de “Serviço Adequado”, entendido como satisfação a certas condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade nas tarifas. Os critérios de serviço adequado terão que ser quantificados no contrato de concessão, de forma a evitar interpretações subjetivas e a facilitar a fiscalização.

No entanto, o usufruto de boas condições de atendimento está estreitamente relacionado à capacidade de fiscalização do órgão regulador.

Na área de distribuição de energia elétrica, a competição estará restrita aos grandes consumidores, que poderão escolher livremente seu fornecedor de energia. Para os consumidores cativos, que estarão inevitavelmente vinculados à distribuidora local, cabe destacar a importância de:

- evitar subsídios cruzados, isto é, que a prática de baixas tarifas no mercado competitivo seja compensada com tarifas altas no mercado cativo;
- assegurar a venda da energia das supridoras regionais federais a serem privatizadas às distribuidoras. Do contrário, a energia proveniente de usinas já depreciadas – mais barata – poderá ser contratada predominantemente pelos consumidores livres. Esses, sendo em número limitado e com poder econômico, possuem capacidade de mobilização e barganha nos processos de negociação;
- estabelecer pesados custos – incentivos negativos – às distribuidoras, quando da baixa qualidade dos serviços e do não cumprimento das exigências contratuais;



- limitar a diferença entre os preços praticados no mercado livre e o cativo, a exemplo do Chile. Lá, é previsto um realinhamento automático das tarifas reguladas quando a diferença em relação às desreguladas ultrapassa 10%;
- evitar que os custos da compra de capacidade de emergência, que atenderá a todos que estejam conectados ao sistema interligado, recaiam somente sobre os consumidores cativos. Pode-se, por exemplo, impor pesados custos aos consumidores livres pela entrada e saída do sistema;
- assegurar uma participação efetiva das entidades representativas dos consumidores – Coordenadorias de Proteção e Defesa do Consumidor (PROCON's) e Conselhos de Consumidores, entre outras – nos processos de reajuste tarifário. Isso depende, contudo, da sua capacidade de organização e mobilização.

## 7 CONCLUSÃO

A reforma do setor elétrico brasileiro deve ser entendida dentro de um contexto de transformações amplas que não se restringem ao setor e nem mesmo ao Brasil. Antes disso, ela está sintonizada com a redefinição do papel do Estado que vem ocorrendo em diversos países.

Entre as principais motivações para as mudanças está a crise fiscal, que culminou na ausência de recursos públicos para a realização de novos investimentos. Por outro lado, evidenciou-se a necessidade de aumento da competitividade e da eficiência das empresas estatais, não só do setor elétrico, mas de todos os segmentos com atuação preponderante do governo.

O setor elétrico brasileiro passou por uma intensa expansão ao longo das últimas décadas sob a liderança das empresas estatais, atingindo uma capacidade nominal instalada de 55 mil MW em 1995. Sua principal característica é a preponderância da geração hidráulica, constituída por usinas de grande porte e com grandes reservatórios de regularização plurianual. A geração térmica representa apenas 9% da capacidade nominal instalada e 4% da geração bruta de energia do País. Desde os anos 80, o setor elétrico brasileiro é marcado pela crise econômico-financeira das suas empresas, decorrência, em especial da contenção tarifária, a que se soma a queda nas taxas de crescimento do mercado e a elevação dos juros externos incidentes sobre empresas endividadas.

A atual reforma institucional do setor elétrico brasileiro tem como principais objetivos promover a competição e a eficiência técnica e

econômica do setor, bem como atrair capitais para a sua expansão. As mudanças introduzidas pela nova legislação vão ao encontro das tendências gerais de reestruturação que também ocorrem em outros países: livre acesso às linhas de transmissão, produtores independentes de energia e consumidores livres. No entanto, diversas questões estão ainda em aberto, como o detalhamento estrutural do modelo, a organização e a segmentação da indústria, as relações operacionais e comerciais e as regras de fixação de tarifas.

Entre os os principais objetivos de regulamentação estão o livre acesso às linhas de transmissão e a sua operação interligada. No primeiro caso, ainda não se definiram a estrutura e a organização da transmissão no novo modelo, bem como as regras para a sua utilização, de forma a viabilizar a neutralidade e a expansão desse sistema. Quanto à operação interligada, trata-se de conciliar a competição em um sistema de característica hidráulica com a sua operação otimizada. Isso porque a estratégia de geração em cada usina que conduziria à operação ótima de todo o sistema interligado dificilmente coincidirá com as estratégias privadas de cada gerador. Cabe considerar também a existência de conflitos adicionais decorrentes dos usos múltiplos da água.

A modernização do setor elétrico brasileiro não se resolve apenas pela privatização e pela entrada de capitais privados. É fundamental que o Estado minimize o poder de mercado das empresas, de forma a assegurar a competição, a eficiência e a confiabilidade do setor. Do contrário, as distorções decorrentes do histórico de forte intervencionismo estatal dariam lugar ao risco de se enfrentar as distorções típicas do livre mercado, como o abuso do poder econômico, as tarifas elevadas e a má qualidade dos serviços. A intervenção do Estado no setor elétrico, não mais necessariamente como produtor direto, é também fundamental para balizar um planejamento de longo prazo que leve em conta variáveis usualmente não priorizadas pelo setor privado, como a sua expansão futura, e as questões ambientais, dentre outros.

A mudança do papel do Estado no setor elétrico de empresário para regulador, fiscalizador e poder concedente teve início com a privatização das distribuidoras federais Escelsa e Light. Outras empresas federais de energia foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização e diversos estados iniciaram processos de privatização das concessionárias locais de energia.

Contudo, há grande preocupação quanto à possibilidade de transferência das empresas para o setor privado quando o seu valor econômico é bastante baixo. Seria importante que as empresas fossem previamente reestruturadas, de forma a elevar esse valor. Além disso, as indefinições do modelo institucional ainda afastam investidores e não dão aos consumidores a confiança quanto à suficiente disponibilidade de energia e quanto aos preços e à qualidade dos serviços.

Por outro lado, seria conveniente a divisão das funções de regulação/fiscalização entre o governo federal e os estados, através de agências estaduais do órgão federal regulador ou de comissões estaduais. A dimensão geográfica e a diversidade sócio-econômica do País representam um entrave à fiscalização eficaz da qualidade dos serviços prestados pelos diversos concessionários de energia. A descentralização possibilita, dentre outros benefícios, a maior transparência e algum controle das decisões por parte dos consumidores.

A reestruturação da indústria de eletricidade no Brasil há de ter conseqüências relevantes no perfil e na dinâmica do setor, na atuação das suas empresas, no sistema de tarifação, assim como para os seus usuários/consumidores. Nesse processo Destaque-se:

- 1) o aumento da participação do capital privado, inclusive estrangeiro, e, como conseqüência, o aumento da taxa de retorno exigida para os investimentos;
- 2) a desverticalização das empresas ou a segregação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição;
- 3) o financiamento setorial através do mercado de capitais e de *project finance*;
- 4) a redução dos subsídios intra-setoriais;
- 5) o aumento da oferta de energia térmica; e
- 6) a redução dos custos gerais das empresas.

Em termos ideais, se espera que a reforma do setor elétrico brasileiro traga benefícios aos diversos agentes envolvidos:

- ao governo, pela desoneração das contas públicas e pela atração de novos capitais para viabilizar a expansão do setor;
- às empresas, pelo crescimento de sua produtividade e de sua lucratividade, e por melhores retornos para os acionistas;
- aos consumidores/usuários, pelo estabelecimento de preços competitivos e pela maior qualidade e confiabilidade dos serviços.

As indefinições ainda existentes sobre o novo modelo do setor elétrico brasileiro podem ser bastante prejudiciais à sua bem sucedida reestruturação e à sua configuração futura. Por se tratar de serviço essencial ao desenvolvimento sócio-econômico do País, a reforma e privatização do setor devem ser criteriosas, dado risco de a sociedade, que tem tantas expectativas sobre o atual processo, demandar o retorno do modelo estatizado em um futuro próximo.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRITO, J. S. Abertura de investimentos privados no setor elétrico: aspectos legais. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 55-61, jul. 1995.
- BARBOSA, F. H., DE LA CAL, M. S. Crescimento econômico e renegociação da dívida externa. *Revista de Economia Política*, v. 12, n. 1, jan./mar. 1992.
- CARRARO, B. A expansão do setor elétrico. In: SEMINÁRIO “REFORMA DO SETOR ELÉTRICO”, 1996, Foz do Iguaçu.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S. A. Plano 2015, relatório executivo, síntese. Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1994.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. Plano 2015; a questão institucional e a participação privada no setor elétrico – projeto 9. Rio de Janeiro : MME, 1993.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. Programa decenal de geração 1995-2004. Rio de Janeiro, 1994.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. A reforma do setor elétrico; principais tendências. Belo Horizonte, 1996.
- CONSELHO NACIONAL DE DESESTATIZAÇÃO. Relatório gerencial. Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1995.
- COSTA, J. C. A. Enfim é aberta, a competição no setor elétrico. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 76-81, jul. 1995.
- FOGAÇA, J. Lei de Concessões é a chance de mudar o país. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 82-87, jul. 1995.
- GARRIDO, J. L. P. O setor elétrico no Brasil: situação atual e perspectivas. In: CONFERENCIA INTERNACIONAL – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. E A PARTICIPAÇÃO DA INICIATIVA PRIVADA. Salvador, 1995.
- GAYLE, D. J., GOODRICH, J. N. *Privatization and deregulation in global perspective*. New York : Quorum Books, 1990.
- GREINER, P. Regulamentação do setor elétrico; em busca de um novo código de energia. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 108-112, jul. 1995.
- MELLO, J. C. P. Vale a pena investir em autoprodução com as novas regras no setor elétrico. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 64-71, jul. 1995.

- MOEN, J. Regulation and competition without privatization: experiences from the norwegian electric supply industry. IEEE International Forum on Deregulation and Restructuring in the Electrical Sector, Belo Horizonte, dez. 1995.
- MOGAMI, S. Lei de Concessões inaugura nova etapa histórica para o setor elétrico. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 36-53, jul. 1995.
- NEWBERY, D. M. Regulatory policies and reform in the electric supply industry. Cambridge : Department of Applied Economics, 1994.
- OLIVEIRA, A., MACKRRON, G. El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y la privatización de la electricidad en el Reino Unido. *Desarrollo y Energía*, 1993.
- PROJETO de gas natural Brasil – Bolívia. Brasil Energia, Rio de Janeiro, n. 184, jan. 1996.
- RESENHA ECONÔMICA. Belo Horizonte, v. 8, n. 26, dez. 1995.
- RODRIGUES, A. P. DIAS, D. S. Estado e energia elétrica; experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro. Rio de Janeiro : IL, 1994.
- SANTOS, M. Acesso a transmissão: o SINTREL como elemento indutor da competitividade. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 88-107, jul. 1995.
- SINTESE 1995. Boletim Trimestral SIESE, Rio de Janeiro, dez. 1995.
- VASCONCELLOS JR., C. Dificuldades subsistentes para uma ação imediata do empreendedor. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 13, n. 140, p. 72-73, jul. 1995.
- VIANNA, E. C. Um estudo sobre as causas da crise do setor elétrico e do movimento em prol da sua privatização. Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ, [19--]. (Tese).
- WOLF. JR., C. A theory of non-market failure: framework for implementation analysis. *Journal of Law and Economics*, v. 22, n. 1, p. 107-139, 1979.