

6

Privatização do setor elétrico no Brasil

Carlos Kawall Leal Ferreira*

* Professor de Economia na Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, com PhD em Economia na Universidade de Campinas. Em 1995 e 1996, foi responsável pela relação com investidores na Cesp e Eletropaulo e também participou da elaboração do processo de privatização do setor de energia elétrica no Estado de São Paulo. O autor agradece as sugestões e os comentários esclarecedores de Antonio Parkinson de Castro a uma versão preliminar deste artigo. Rich Gasparre deu o suporte inestimável à edição em inglês e Adriana Dupita editou os gráficos e tabelas. Nenhum deles é responsável por qualquer insuficiência ou erro no texto, que devem ser totalmente atribuídos ao autor.

“O Brasil é *sui generis*; talvez seja hora de rever a sabedoria latina de privatização do setor elétrico herdada sob a ótica brasileira” [Feldman (1997, p. 13)].

Resumo executivo

A privatização em andamento no setor elétrico do Brasil e a implementação de um novo modelo para esse setor são parte da transição econômica do Brasil, do modelo de crescimento impulsionado pelo Estado, para o crescimento impulsionado pelo mercado. Também é consistente com a necessidade do setor de serviços públicos de aumentar a produtividade e reduzir os custos através do aumento de eficiência, um objetivo a ser atingido pela economia como um todo, para uma integração bem-sucedida no mercado global. A privatização do setor elétrico também ajuda a reduzir a dívida do setor público, contribuindo para o ajuste fiscal necessário para a sustentação do crescimento a longo prazo do Brasil.

Do ponto de vista macroeconômico, esses objetivos podem não diferir daqueles de outros países da América Latina ou da Europa que adotaram a privatização. No entanto, certas características singulares do setor elétrico impediram que o país, simplesmente, copiasse os modelos do setor de serviços públicos bem-sucedidos em outros países.

Primeiro, as *características técnicas* do sistema elétrico brasileiro foram impulsionadas pela extensa rede fluvial do país. A conseqüente ênfase do setor elétrico na geração de energia hidrelétrica levou à criação de um modelo centralizado de despacho de carga e um sistema interligado de transmissão.

Segundo, a *estrutura acionária* no setor elétrico brasileiro era relativamente complicada. Embora o setor de serviços públicos como um todo fosse propriedade pública, o governo federal era proprietário dos ativos de geração e transmissão, enquanto os governos estaduais eram proprietários das empresas de distribuição, bem como de algumas empresas de serviços públicos com integração vertical. Além disso, muitas das empresas de serviços públicos estatais sofriam de excessiva *alavancagem*. Tanto a situação acionária como a da dívida constituíam entraves à implementação da privatização do setor como um todo.

Terceiro, atualmente há necessidade de *grandes investimentos em ativos de nova geração* resultante do aumento na demanda de energia elétrica, especialmente de residências, ainda não suprida com investimentos adequados na geração de energia elétrica nos últimos 10 anos, devido à falta de financiamento.

Quando o presidente Fernando Henrique Cardoso decidiu-se pela privatização do setor elétrico no início de seu primeiro mandato em 1995, os críticos dessa decisão argumentaram que essas características singulares não iriam permitir que as privatizações fossem bem-sucedidas porque o núcleo central do sistema elétrico não poderia ser desmembrado ou descentralizado. Se tais argumentos fossem verdadeiros, a venda do setor como um monopólio para o setor privado resultaria em custos de monopólio típicos do setor privado sem a geração de qualquer benefício econômico da competição e assim, teria sido contraproducente.

No outro extremo, os defensores da privatização apoiavam um processo acelerado que acreditavam ser necessário para aumentar os investimentos imediatamente (principalmente na capacidade de nova geração) e melhorar a administração. Sustentavam que os benefícios da rápida transferência acionária, resultando na melhoria das condições financeiras e operacionais do setor, suplantavam os riscos inerentes à não introdução da estrutura regulatória adequada antes da privatização. Não surpreende que as propostas visando ao “desmembramento” ou à desverticalização do setor elétrico e à criação de um novo modelo competitivo para a geração e a distribuição de energia elétrica fossem criticadas como “acadêmicas” pelos defensores da privatização acelerada, que as culpavam pelo retardamento do processo de privatização.

Felizmente, ficou provado que ambos estavam equivocados. Aproximadamente três anos após o início da privatização dos ativos do setor, mais de 50% da distribuição da energia elétrica está nas mãos do setor privado e as maiores empresas de geração estão começando a ser totalmente vendidas. Em três anos, os governos federal e estaduais já receberam US\$ 20,8 bilhões da privatização dos serviços públicos.

Embora os números sugiram que os céticos da privatização apostaram suas fichas em uma causa perdida, também é um fato que a privatização e a implementação de um novo modelo para o setor elétrico prosseguiram de mãos dadas, ao contrário da expectativa dos defensores da privatização. Foi criado um novo sistema regulatório e um mercado atacadista de energia elétrica está sendo gradualmente introduzido. E, o que é significativo, os preços pagos nos leilões de privatização aumentaram, à medida que as regras e regulamentações relativas ao novo ambiente privatizado foram esclarecidas. Além disso, novos projetos de energia elétrica estão começando a surgir, auxiliados pela mudança secular para um ambiente macroeconômico com baixa inflação.

É evidente que ainda existem desafios e dilemas e é provável que ainda perdurem por algum tempo. Os novos órgãos regulatórios em nível federal

e estadual acabaram de ser criados e ainda precisam construir um histórico de atuação confiável para garantir um serviço de qualidade para os consumidores, e retornos atraentes para os investidores. O sistema de geração elétrica deve ser ampliado para enfrentar o desafio imposto pelo aumento do custo marginal do suprimento de energia elétrica enfrentado pelo segmento de geração de energia hidrelétrica. Uma solução ideal demandaria um equilíbrio entre a energia mais barata, fornecida pelas velhas usinas hidrelétricas, e a energia resultante das novas usinas termoeletricas a gás. Por fim, os “custos ilíquidos” ou o capital de investimento sem liquidez, resultante das usinas hidrelétricas inacabadas, fizeram com que elas fossem incapazes de competir em um mercado absolutamente competitivo.

No entanto, o ritmo cuidadoso mas constante do processo é tranquilizador, evitando que o Brasil desse grandes passos errados ou entrasse em becos sem saída, permitindo ao país maximizar a receita gerada pelo setor e facilitar o desenvolvimento de financiamento com base em projeto de geradoras de energia elétrica.

O artigo foi dividido em 10 tópicos. O início descreve o nascimento do modelo centralizado do setor elétrico no Brasil nos anos 60, analisando principalmente a criação da Eletrobrás. O objetivo é mostrar que o modelo centralizado justificava-se naquela época tanto pelos motivos técnicos – a extensão geográfica do país e a ênfase na geração de energia hidrelétrica – como pelos fatores políticos e econômicos relacionados ao crescimento impulsionado pelo Estado, experimentado pelo país dos anos 50 aos anos 70.

A exaustão do modelo centralizado nos anos 80 é o objeto do segundo tópico. A exaustão se refletiu nas distorções inerentes a esse modelo, principalmente no que se refere à falta de estímulo para melhoria da eficiência microeconômica. No entanto, também refletiu a crise no financiamento do setor público após a crise da dívida externa que se seguiu à inadimplência do México em 1982, crise que levou várias empresas de serviços públicos a apresentar altos e insustentáveis níveis de endividamento.

Os tópicos seguintes relacionam-se à implementação do novo modelo. Iniciamos com a descrição das características importantes da nova legislação, implementada na primeira metade desta década, que começou a romper o modelo centralizado de *status quo*. A nova legislação, que regulamenta a licitação de concessões dando início ao processo de desmembramento do setor elétrico em suas atividades integrantes de distribuição, transmissão e geração também foi crucial. A seguir, analisamos as principais recomendações do estudo da bacia hidrográfica realizado pela Coopers & Lybrand (encomendado pela Eletrobrás): o objetivo do estudo

é o estabelecimento de um mercado de energia elétrica competitivo no Brasil. O quinto tópico diz respeito à lei, promulgada em maio de 1998, que implementa as sugestões da Coopers & Lybrand, principalmente o Mercado Atacadista de Eletricidade e o Operador Nacional para o Sistema Elétrico (responsável pelos sistemas de transmissão e despacho). No sexto tópico, discutimos a criação de uma nova entidade normativa (Aneel) e o processo de fixação das tarifas para as empresas de serviços de distribuição privatizadas (utilizando o conceito de teto de preço).

Os tópicos seguintes dizem respeito ao processo de privatização. O sétimo tópico concentra-se nos modelos de privatização na esfera estadual, concentrando-se nos casos de São Paulo e do Rio Grande do Sul, que envolveram o desmembramento de empresas de serviços públicos verticalmente integradas. Prosseguimos com a discussão dos resultados atuais do processo de privatização, tanto em nível federal como estadual, demonstrando como a renda dos leilões aumentou depois que a estrutura regulatória foi desenvolvida e esclarecida. No entanto, a receita das privatizações em 1998 sofreu um impacto negativo resultante das restrições financeiras relacionadas à crise dos mercados emergentes, que aumentou o custo do financiamento da aquisição.

As perspectivas de investimento no setor elétrico são abordadas no nono tópico, em que enfatizamos principalmente os novos investimentos na geração de energia elétrica através de usinas termoeletricas a gás. As conclusões constituem o último tópico.

1. O legado histórico: o modelo centralizado e a criação da Eletrobrás

O desenvolvimento do setor elétrico no Brasil foi influenciado pelas dimensões continentais do país e pelo enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais. As significativas economias de escala, resultantes da construção de enormes usinas elétricas, levaram à criação de um sistema interligado de transmissão de energia no qual as empresas de serviços públicos dividiam os custos relativos às linhas de transmissão. O grande dispêndio com ativos fixos envolvidos nesse processo mostrou que a cooperação, e não a competição, era a melhor opção para as empresas de energia elétrica. O primeiro passo na implementação do modelo centralizado foi a criação de monopólios regionais de distribuição [Oliveira (1997, p. 48)].

O estabelecimento de distribuidores monopolistas foi seguido pelo desenvolvimento de um “sistema centralizado de despacho” que maximizou a

eficiência das instalações de energia hidrelétrica como um todo. Como várias usinas hidrelétricas (que pertenciam com frequência, a várias empresas) podem operar na mesma bacia fluvial, o fluxo de água advindo de uma usina é o “combustível” para outras usinas rio abaixo. Ao determinar quando e quanto cada usina elétrica irá gerar de energia, o sistema centralizado de despacho garante que a água disponível seja utilizada da maneira mais eficiente, otimizando assim a saída total de energia ao menor custo. Se uma empresa gera menos energia do que o previsto em contrato, irá obter energia de outra que gerou energia elétrica acima de sua necessidade, pagando o custo operacional da energia adquirida. Em 1996, a Eletrobrás estimou que, com a otimização da utilização do fluxo de água, o sistema centralizado de despacho gerou uma economia total por eficiência de US\$ 3,7 bilhões, equivalente a 2.200 MW de capacidade [Santos (1996)].

O sistema centralizado não era apenas considerado como o modelo mais eficiente em termos técnicos e econômicos, mas também se ajustava ao modelo de crescimento impulsionado pelo Estado que prevaleceu no Brasil após a Segunda Guerra Mundial, quando o país fez a transição de uma economia agrícola de exportação para uma nova economia industrializada. De acordo com o modelo de substituição da importação, o setor público foi responsável pelos investimentos na infra-estrutura de capital intensivo, mas de baixo retorno, como eram tipicamente os “monopólios naturais”. Tais investimentos iriam criar a demanda por empreiteiras do setor privado e indústrias de bens de capital. Com base no modelo de substituição da importação, o Brasil também desenvolveu um sistema de subsídio de tarifas, que visava baratear a energia elétrica para as indústrias, repassando o custo residual aos domicílios dos consumidores e a outras empresas fora do setor industrial.

O sistema centralizado foi implementado diretamente após a criação da Eletrobrás em 1963, *holding* federal com controle acionário da maioria dos ativos de transmissão e geração através de suas quatro subsidiárias (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas). Também controla os ativos de energia nuclear (uma usina está em funcionamento) e detém 50% do controle da Itaipu Binacional (em conjunto com o Paraguai), atualmente a maior usina de energia elétrica no mundo, com capacidade de 12 mil MW.

Além da autorização para expandir o fornecimento de energia elétrica e fazer os investimentos necessários em transmissão, a Eletrobrás também se tornou o patrocinador e organizador de duas entidades setoriais. Em 1973, o Grupo de Coordenação para Operação Interligada (GCOI) foi criado para controlar o sistema centralizado de despacho através da otimização do fluxo

de água, como descrito acima. Em 1982, o Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema de Energia Elétrica (GCPS) foi criado para projetar a demanda de energia elétrica através de previsões macroeconômicas e, com base nos resultados, definir os investimentos necessários para a expansão das atividades de geração, transmissão e distribuição. Também estabeleceu o cronograma dos projetos de investimento, priorizando os mais eficientes.

A Eletrobrás também foi responsável pela administração de significativos recursos financeiros destinados aos investimentos no setor elétrico (muitos dos quais voltados para as regiões Norte e Nordeste). Seus recursos financeiros incluíam o RGR, uma contribuição cobrada das empresas de energia elétrica proporcional a seus ativos, além de receitas obtidas diretamente dos usuários finais. Essas receitas incluíam não apenas impostos específicos sobre a utilização de energia, como também empréstimos compulsórios que os grandes consumidores de energia eram obrigados a fazer para a Eletrobrás, para financiar a expansão da infra-estrutura.

Por sua vez, os recursos assim criados eram re-emprestados pela Eletrobrás para várias empresas de serviços públicos com base em seu plano decenal de investimentos, anualmente atualizado pelo GCPS. No entanto, as empresas de energia elétrica também começaram a contrair nos mercados de capitais quantidades cada vez maiores de dívidas, utilizando especialmente o mercado de empréstimos sindicalizados que floresceu nos anos 70. Tais empréstimos contavam com garantia soberana.

Embora o modelo centralizado parecesse funcionar razoavelmente bem, não era totalmente abrangente. Teoricamente, o modelo deixava para os governos estaduais apenas a responsabilidade da distribuição de energia elétrica, através de empresas monopolistas que operavam no mesmo nível. No entanto, os governos dos estados mais ricos nas regiões Sul e Sudeste resistiram a esse modelo centralizado e implementaram programas agressivos de investimento para a criação de seus próprios ativos de geração e transmissão, para melhor acomodação de sua maior base industrial e economias com crescimento mais acelerado. A longo prazo, esses programas transformaram os ativos de geração e transmissão em parte importante do setor de serviços públicos. Como mostra a Tabela 1, Cesp, Cemig, Copel e CEEE detinham uma fatia considerável dos ativos de geração de energia elétrica em 1995, além do controle das atividades de distribuição.¹

1 Light e Eletropaulo também tinham ativos de geração significativos, mas eram principalmente empresas de distribuição.

Em relação ao sistema de transmissão, dois principais sistemas interligados foram criados: o primeiro para as regiões Norte/Nordeste; e o segundo para as regiões Sul/Sudeste.² No Norte (principalmente na região amazônica), foram desenvolvidos alguns sistemas isolados para atender as áreas urbanas ao longo da floresta amazônica.

Devido às tendências históricas em favor do desenvolvimento de energia hidrelétrica, as usinas termelétricas são minoria na geração de energia elétrica no Brasil (como mostra a Tabela 1), exceto pelos sistemas isolados na região Norte. As usinas termelétricas operam no sistema interligado em condição de *stand-by* por causa de seus altos custos. Em geral, são ligadas

Tabela 1
Capacidade instalada das usinas elétricas – 1995
(MW)

Empresas	Usinas hidrelétricas	Usinas termelétricas	Total
Elettronorte	4.718	783	5.501
Chesf	8.617	290	8.907
Furnas	7.212	1.297	8.509
Eletrosul	2.602	620	3.222
Eletrobrás (total)	23.149	2.990	26.139
Itaipu	6.300		6.300
Cesp (São Paulo)	9.461		9.461
Cemig (Minas Gerais)	4.928	125	5.053
Copel (Paraná)	3.324	20	3.344
CEEE (Rio Grande do Sul)	896	511	1.407
Light (Privada)	768		768
Celg	675	3	678
Eletropaulo	820	470	1.290
Total	27.172	1.129	28.301
Outras	514	558	1.072
Total geral	50.835	4.677	55.512

Fonte: Oliveira (1997, p. 12).

2 Atualmente, a Eletrobrás está investindo em uma linha de transmissão que irá interligar os dois sistemas.

durante as estações especialmente secas e operam com carga máxima, para otimizar seu funcionamento e a geração de energia hidrelétrica. Os altos custos das usinas termelétricas são compartilhados por todas as empresas no sistema interligado, através de uma “conta de consumo de combustível” (CCC), que subsidia efetivamente os custos adicionais incorridos pelas usinas termelétricas, em comparação com os custos das usinas hidrelétricas.

A contribuição de Itaipu, a usina binacional Brasil-Paraguai, também é significativa. De acordo com uma lei promulgada em 1973, as empresas de distribuição de energia elétrica são obrigadas a comprar uma porção predefinida da capacidade de geração da Itaipu proporcional a sua fatia de mercado. O custo da energia adquirida de Itaipu baseia-se no serviço da dívida da usina, acrescido de uma taxa de transmissão.

O sistema centralizado também incluía uma agência regulatória, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), criado em 1965. Essa agência, anteriormente sob a jurisdição do Ministério das Minas e Energia, era responsável pela distribuição de concessões para as atividades de geração, transmissão e distribuição. No entanto, com base no velho modelo, não havia necessidade da solicitação de licitações na distribuição de concessões.

O Dnaee, no entanto, não era independente e, na verdade, não tinha nem mesmo um papel preponderante na fixação das tarifas para o setor. Como a maioria de seus funcionários vinha das próprias empresas de serviços públicos, ocorreu o típico problema do regulamentador ficar na mão do regulamentado [Pires e Piccinini (1998, p. 35)]. O envolvimento do Dnaee na administração das tarifas foi reduzido ainda mais após 1975, quando o Ministério da Fazenda começou a tratar dos reajustes de tarifas, como parte do esforço para controlar o crescimento da inflação.

Em 1974, as tarifas de energia elétrica foram unificadas em todo o país. Dada uma inflação de 30/40 pontos percentuais por ano em meados dos anos 70, os reajustes de tarifa eram cruciais para a preservação dos retornos reais de todas as empresas do setor elétrico. Assim, adotou-se um princípio para garantir às empresas um retorno mínimo de 10% sobre seus ativos. Como as tarifas eram iguais, enquanto a estrutura de custos e ativos era diferente, era necessário compensar as empresas com retornos menores, obtendo receita adicional daquelas com retornos maiores. O mecanismo adotado foi a Conta de Resultados a Compensar (CRC), na qual as empresas acumulavam resultados positivos ou negativos para posterior acerto. A CRC foi projetada como um mecanismo de soma zero para o setor como um

todo, embora mais tarde a alta inflação tenha causado reais prejuízos líquidos no setor.

Através da centralização do planejamento da operação e, de certo modo, até mesmo dos recursos financeiros para investimento, o setor elétrico do Brasil cresceu rapidamente no final dos anos 60 e 70, espelhando o crescimento da economia brasileira como um todo, enquanto continuava a subsidiar os consumidores industriais. Esse crescimento foi auxiliado pela supressão de questões não-econômicas, principalmente a ausência de legislação referente a questões ambientais (enormes porções de terra eram inundadas para criar a barragem para as usinas hidrelétricas) durante esse período, devido às prioridades do governo militar, então no poder.

No entanto, o sistema centralizado alcançou seus objetivos estratégicos. Por volta de 1995, o Brasil havia construído 55.512 MW de capacidade de geração de energia elétrica, 153.406 km de linhas de transmissão (incluindo aquelas de 34 KV ou mais) e 1,6 milhão de km de linhas de distribuição [Oliveira (1997, p. 11)]. Mesmo que ao final o sistema centralizado tenha sido esmagado por seu peso financeiro, ele deve ser visto como um sucesso histórico.

2. A crise do modelo centralizado nos anos 80 e a necessidade de reestruturação

No início dos anos 80, o modelo centralizado começou a mostrar sinais de fraqueza econômica e financeira. Fundamentalmente, a centralização do planejamento e a facilidade de obtenção de financiamento não submeteram as decisões de investimentos ao mesmo tipo de exame usado na avaliação de investimentos privados – isto é, análise de fluxos de caixa descontado.³

No ambiente centralizado, as empresas de energia elétrica em geral eram administradas por engenheiros, deixando para os administradores financeiros a tarefa de “pagar as contas” e obter os financiamentos necessários. Embora seja coerente com a estratégia liderada pelo Estado nos anos 70, essa cultura pressupunha a ausência de restrições de financiamento. Como a economia de escala era a prioridade que definia a maior parte das decisões sobre investimentos, as usinas maiores eram preferidas às menores. Isto resultou em projetos enormes, demandando grandes dispêndios com ativos

3 Por exemplo, nenhuma das 20 usinas elétricas construídas no Estado de São Paulo pela Cesp foi avaliada através da análise de fluxo de caixa.

fixos e períodos de maturação longos – fatores que, posteriormente, impediram o término da construção de muitas delas [Oliveira (1997, p. 27)]. Por volta de 1992, os investimentos paralisados nas usinas de energia elétrica alcançaram a cifra de US\$ 10 bilhões e os ativos ociosos representavam 10 GW de capacidade potencial adicional [Pires e Piccinini (1998, p. 35)].

Além disso, como um retorno confortável sobre o ativo era garantido, não havia incentivo para o aumento da eficiência. Em um problema compartilhado por outras empresas estatais de outros setores, as empresas de serviços públicos de eletricidade não tinham controle sobre os custos operacionais, basicamente porque não tinham motivação para compreender (e assim, não tinham conhecimento) dos fluxos de caixa operacionais até mesmo nos níveis mais básicos. Tal ignorância foi especialmente nociva considerando-se a natureza distinta dos investimentos, dos custos de manutenção e dos retornos envolvidos nas diferentes atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os custos tinham um papel importante apenas no que se referia ao aspecto contábil, já que eram a linha de base na fixação de tarifas para a obtenção de uma remuneração mínima garantida.

Em 1982, o colapso do financiamento internacional que se seguiu à inadimplência da dívida externa do México produziu no Brasil um choque intenso que resultou em uma severa crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta. Para aliviar o efeito da crise econômica sobre os consumidores, as tarifas do setor público eram freqüentemente utilizadas como uma ferramenta antiinflacionária pelos legisladores que mantinham os índices de reajuste abaixo dos índices de inflação. As empresas de serviços públicos reagiram, em princípio, reduzindo seus programas de investimento à medida que caía a demanda e explodiam os custos dos empréstimos. No entanto, essa reação mostrou-se insuficiente, dada a necessidade de investimentos para a manutenção e a expansão mínimas necessárias; na verdade, algumas receitas não conseguiam nem cobrir os custos operacionais. Portanto, a maior parte das empresas não teve outra escolha senão expandir as atividades de empréstimo e aumentar sua alavancagem.

Ao mesmo tempo, ao não atingirem o mínimo de 10% de retorno sobre ativos, as empresas do setor elétrico, como um grupo, começaram a acumular cada vez mais uma posição de credor líquido nas suas contas CRC (isto é, o sistema não era mais de soma zero). Como o governo não permitia um reajuste adequado das tarifas, as empresas tentaram obter do governo uma compensação via mecanismo CRC que, em vista de seus próprios problemas, o governo se recusou a fornecer.

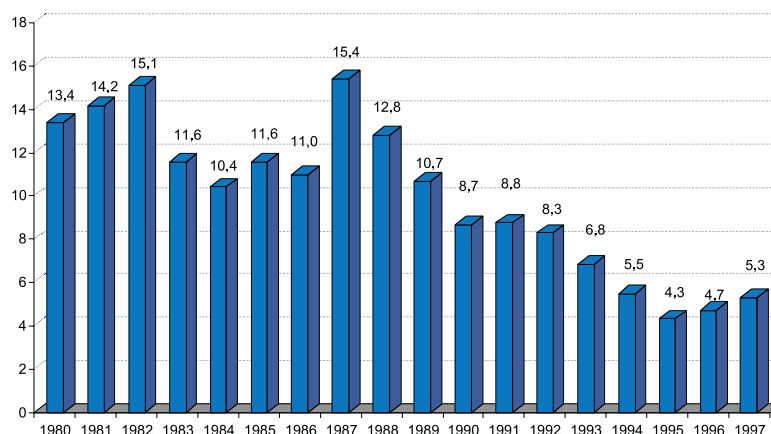
Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo centralizado do financiamento a baixo custo. As empresas não podiam mais basear seu financiamento na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Como resultado, os custos de financiamento dispararam ao mesmo tempo em que os empréstimos tornaram-se uma fonte de capital mais importante (e, em alguns casos, crítica). O Gráfico 1 mostra o impacto desse fenômeno sobre os níveis de investimento no setor elétrico. De um total de US\$ 14 bilhões/ano verificados no período 1980/82, os investimentos caíram para US\$ 12 bilhões até o final da década. Nos anos 90, os investimentos continuaram em queda, atingindo níveis abaixo de US\$ 5 bilhões em 1995/96.

A Tabela 2 mostra como essa crise financeira afetou as receitas e despesas das empresas do setor elétrico. Sob a ótica da receita, os empréstimos e financiamentos externos aumentaram como proporção da receita total, enquanto as tarifas decresceram em termos reais. No que diz respeito às despesas, os investimentos experimentaram uma queda significativa na medida em que foram suplantados pelo aumento no serviço da dívida. Conseqüentemente, o setor elétrico apresentou capital de giro líquido negativo a partir da segunda metade da década de 80 em diante.

Gráfico 1

Investimentos históricos do setor elétrico – 1980/97

(US\$ bilhões)



Fonte: Eletrobrás (1998).

Tabela 2

Fontes financeiras agregadas e utilizações no setor elétrico do Brasil – 1970/94
(%)

	1970	1975	1980	1985	1989	1994
Fontes de captação de recursos	100	100	100	100	100	100
Recursos gerados internamente	42	44	44	38	11	67
Receita operacional	25	20	29	25	8	54
IUEE	7	8	4	3	0	0
Empréstimos compulsórios	10	7	5	4	2	0
RGR	0	9	6	6	1	13
Governos federal e estaduais ^a	21	18	5	2	44	21
Empréstimos e financiamento do mercado	37	38	51	60	45	12
Utilizações dos recursos	100	100	100	100	100	100
Investimentos	76	75	54	40	25	70
Pagamento dos juros da dívida	14	15	31	68	98	66
Dividendos e outros	0	2	7	2	19	8
Mudança no capital de giro líquido	10	8	8	-10	-42	-44

Fonte: Oliveira (1997, p. 130).^aIncluindo a apropriação CRC; a alta dessa categoria em 1989 representa a falta de compensação do governo discutida no texto.

Uma fonte de exacerbação da crise financeira foi a importância crescente dada às questões ambientais nos anos 80. Após o retorno à democracia em 1985, foram promulgadas leis que obrigam o empreendedor de qualquer investimento de porte, como um projeto de construção de usinas, a realizar um Estudo/Relatório de Impacto Ambiental, o assim chamado EIA/RIMA. Na maior parte dos casos, esse novo procedimento resultou em pagamentos significativos de ressarcimento a municípios e comunidades cujas propriedades foram inundadas pelos reservatórios das novas usinas hidrelétricas. Esses pagamentos, que naturalmente elevaram os custos desses projetos, tornaram-se mais freqüentes e onerosos à medida que os governos locais recuperaram poder durante a restauração da democracia.

Mesmo assim, a eficiência administrativa parece explicar por que a crise financeira afetou algumas empresas mais do que outras. Ao final de 1995, a dívida total do setor elétrico atingiu US\$ 25 bilhões ou 14,43% do total de ativos. Esse índice difere significativamente entre as empresas como visto na Tabela 3. Em algumas empresas, o total da dívida excedia 25% do total

Tabela 3

Razão dívida/ativos no setor elétrico
(US\$ Milhões)

Empresa	Dívida	Ativo	Razão dívida/ativo (%)
Furnas	1.433.770	27.744.757	5,17
Eletrosul	1.114.887	7.650.299	14,57
Chesf	4.712.543	21.441.668	21,98
Eletronorte	1.584.606	21.724.591	7,29
Light	585.904	8.162.073	7,18
Ceal	115.248	337.401	34,16
Ceam	7.013	328.403	2,14
CEB	25.416	551.580	4,61
CEEE	1.516.150	5.710.198	26,55
Celesc	74.844	1.748.243	4,28
Celg	753.468	2.572.262	29,29
Celpa	129.432	955.995	13,54
Celpe	30.187	863.437	3,50
Cemar	83.285	713.028	11,68
Cemat	106.638	950.707	11,22
Cemig	777.763	11.860.565	6,56
Cepisa	24.741	263.707	9,38
CER	5.425	32.097	16,90
Cerj	195.695	622.686	31,43
Ceron	63.719	313.600	20,32
Cesp	6.409.024	24.277.892	26,40
Coelba	352.002	1.875.663	18,77
Coelce	110.244	676.351	16,30
Copel	619.268	5.912.560	10,47
Cosern	59.772	348.150	17,17
CPFL	243.637	3.192.332	7,63
Eletroacre	12.385	92.991	13,32
Eletropaulo	1.777.539	12.870.639	13,81
Energipe	19.591	163.884	11,95
Enersul	265.094	962.492	27,54
Escelsa	1.543	926.102	0,17
Saelpa	14.490	246.683	5,87
Total	23.225.325	166.093.034	13,98

Fonte: Oliveira (1997, p. 38).

de ativos. Em especial, apenas uma empresa (Cesp) respondia por mais de 25% do total da dívida, enquanto (como indica a Tabela 3) empresas similares como a Cemig e a Copel, que também eram empresas com integração vertical como a Cesp, apresentavam um índice dívida/ativo muito mais baixo, 6,56% e 10,47% respectivamente.

A crise foi pior nas empresas estaduais. No momento em que os bancos comerciais estaduais tiveram dificuldades no início dos anos 80, alguns estados começaram a utilizar suas empresas de energia elétrica para o financiamento indireto de seus déficits públicos. Isso podia ser feito responsabilizando-se essas empresas por algumas atividades não relacionadas com o seu ramo de negócios.

Diferentes variações desse esquema ocorreram no Estado de São Paulo, por exemplo. A Cesp, que detém quase todos os ativos de geração no estado, fez investimentos significativos na hidrovía Tietê-Paraná (na verdade subsidiando os interesses do setor privado na região) sem receber nenhum ressarcimento. A Eletropaulo, maior empresa de distribuição do país à época, ficou responsável pelas operações de controle de inundações nos principais rios da cidade de São Paulo, mas não foi ressarcida pelo governo estadual, seu principal acionista.

Em alguns casos, as empresas de energia elétrica foram utilizadas como uma frente de contratação de funcionários com altos salários, que não trabalhavam na empresa ou que eram emprestados para outras entidades governamentais sem compensação. Uma prática comum também era a do não-pagamento das contas de energia elétrica por algumas entidades – prática que envolveu também alguns governos locais em alianças políticas com o governador do estado.

3. A formação de um novo modelo nos anos 90: as novas leis de tarifas e de concessões

No início dos anos 90, o modelo centralizado ainda estava em circulação, mas suas diversas falhas – ineficiência econômica, vulnerabilidade a reveses financeiros e serviço da dívida elevado – indicavam que essa já não era a melhor maneira de progredir. Assim, começou a busca por um novo modelo de operação, extremamente necessário.

3.1. O fim do nivelamento das tarifas e do retorno mínimo sobre ativos

O primeiro movimento em direção à reforma foi feito em 1993, com a aprovação da Lei 8.631, que eliminou o nivelamento geográfico das tarifas e os 10% mínimos de retorno sobre ativos. A nova fórmula para a fixação de tarifas foi baseada na estrutura de custos das empresas e projetada para refletir as necessidades de fluxo de caixa das empresas, em vez de constituir uma meta arbitrária para o retorno sobre ativo.

A subsequente eliminação dos créditos acumulados de CRC, no valor aproximado de US\$ 25 bilhões, também foi muito importante. Esses créditos não saldados foram parcialmente utilizados para compensar os US\$ 5 bilhões em atrasados devidos pelas empresas do setor, relativos à compra de energia da Eletrobrás. Em outras palavras, a Eletrobrás absorveu o subsídio implícito, concedido aos consumidores nos anos anteriores, através da redução do valor real das tarifas de consumo, que foi o principal causador da acumulação dos créditos CRC. Os restantes US\$ 20 bilhões em créditos foram utilizados para pagamentos de impostos federais [Pires e Piccinini (1998, p. 38)]. Além disso, as empresas com créditos excedentes puderam vendê-los a outras empresas do setor ou utilizá-los em dívidas futuras que viessem a contrair com o governo.

Na esteira da Lei 8.631, 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; esse índice também inclui o custo de utilização da linha de transmissão de alta voltagem. (No novo modelo, a cobrança de geração e transmissão será separada.) A tarifa de *fornecimento* é o índice cobrado pelas empresas de distribuição do consumidor final. Esse índice é diferente para cada setor (por exemplo: domicílio, indústrias, empresas comerciais) e para a quantidade de energia consumida.⁴

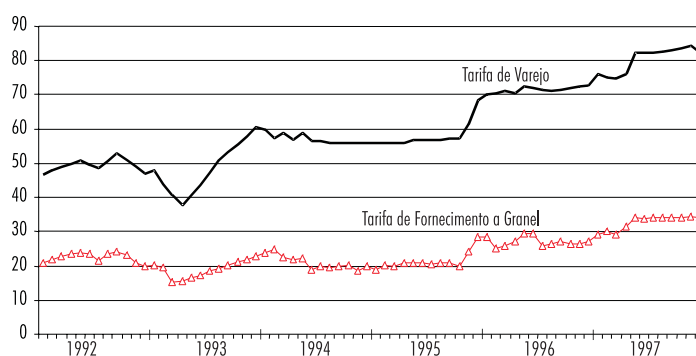
No entanto, o Gráfico 2 mostra que a Lei 8.631 não foi inicialmente eficiente em ajudar as tarifas do setor elétrico a recuperar seu valor real. Imediatamente após a promulgação da lei, o presidente Itamar Franco decidiu que o reajuste das tarifas públicas deveria ficar abaixo do índice de inflação para beneficiar a população. Nessa ocasião, o programa de priva-

4 Em Pires e Piccinini (1998) há uma discussão detalhada dos processos de fixação de tarifas no setor elétrico brasileiro.

Gráfico 2

Preços médios para energia elétrica – 1992/97

(Preços atuais, R\$/MWh, sem Itaipu)



Fonte: Eletrobrás (1998).

tização já havia sido iniciado, pelo menos do ponto de vista técnico, mas havia um compromisso limitado por parte do presidente para sua implantação mais agressiva.

Entretanto, como ilustra o Gráfico 2, os valores reais das tarifas de energia elétrica começaram sua recuperação no final de 1993 e continuaram a ganhar terreno nos anos seguintes. O estímulo inicial para a recuperação surgiu das empresas de serviços públicos que exerceram um *lobby* contra a política de manter as tarifas abaixo da inflação, logrando algumas modificações ao longo do tempo. Mais importante, no entanto, foi a adoção do Plano Real em julho de 1994 e a subsequente queda da inflação.

3.2. As novas leis de concessão

A real reestruturação e privatização do setor elétrico só ocorreu efetivamente após a posse do presidente Fernando Henrique Cardoso em 1995. Nesse mesmo ano, o Congresso aprovou a Lei Geral de Concessões (oficialmente, Lei 8.987). Conceitualmente, essa lei foi projetada para ser uma expressão prática e efetiva da Constituição de 1988, que exigia que as concessões fossem distribuídas por meio de licitações. Portanto, a Lei Geral de Concessões fornecia as regras gerais para a licitação das concessões em vários segmentos de infra-estrutura, incluindo o setor elétrico. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos, e a necessidade de um sistema tarifário e regulador, que garantisse o “equilíbrio econômico e financeiro” da concessão, foi reconhecida.

Complementando a base estabelecida pela Lei 8.987, a Lei 9.074 foi aprovada em meados de 1995. Essa lei estabelece vários princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico. As concessões antigas poderiam ser renovadas ou novas concessões concedidas após o desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição. As tarifas para novas concessões ou para sua renovação deveriam ter como base a estrutura de custos de cada segmento do mercado de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). A tarifa de suprimento original deveria ser dividida em custos separados e visíveis de geração e a transmissão de energia elétrica.

No que se refere às concessões de geração de energia elétrica, a Lei 9.074 estendeu por 20 anos as concessões das usinas de energia elétrica que estavam em construção. Nos casos em que os projetos foram formalmente declarados “em atraso”, a empresa foi obrigada a apresentar um plano para sua conclusão em que o capital privado respondesse por, no mínimo, um terço do financiamento total, como forma de estimular a aplicação de técnicas de *project finance*. Várias tentativas foram feitas para introduzir capital privado para a conclusão das usinas inacabadas (algumas delas foram feitas ainda antes da promulgação da Lei 9.074), como as usinas de Serra da Mesa, Itá, Jacuí e Canoas.

A Lei 9.074 também foi importante porque introduziu o conceito de produtor independente de energia elétrica (IPP). Antes, as geradoras de energia elétrica privadas podiam apenas produzir energia para seu próprio consumo ou para venda às concessionárias de distribuição. A Lei 9.074 estabelece que um IPP pode vender sua energia para “consumidores livres”, definidos como aqueles com uma carga de energia igual ou superior a 10 MW e voltagem utilizada de 69 KV ou mais.

4. O novo modelo proposto pela Coopers & Lybrand

No início de 1995, o governo de São Paulo propôs um modelo pioneiro para a reestruturação que visava ao desmembramento das três empresas pertencentes ao governo estadual (Cesp, Eletropaulo e CPFL) para fins de privatização. Essa proposta foi recebida com violenta crítica, tanto daqueles que se opunham ao desmembramento e à privatização das empresas por princípio como também daqueles que, apesar de aprovarem a privatização em geral, desejavam um processo mais rápido, mesmo ao custo da não implementação de um ambiente competitivo no setor elétrico.

Apesar dessas características pioneiras, o modelo de São Paulo não poderia progredir, se determinados fatores que teriam um impacto sobre o modelo em nível federal não fossem definidos. Esses fatores incluem questões relativas ao sistema centralizado de despacho, o tratamento das linhas de transmissão, a necessidade de divisão das tarifas de geração e transmissão e outras questões relacionadas. Além disso, os investidores provavelmente não iriam comprometer seu capital em novos projetos a não ser que o novo ambiente regulatório, e especialmente o processo de fixação de tarifas, estivesse claramente definido com antecedência.

No início de 1996, a Eletrobrás contratou a firma americana de consultoria e contabilidade Coopers & Lybrand, através de licitação, para projetar um novo modelo para o setor elétrico no Brasil. Como iremos notar mais adiante, isso não impediu que o governo federal e alguns governos estaduais comesçassem a privatizar as empresas de distribuição por conta própria. No entanto, um novo modelo era crucial para a privatização de ativos de geração de energia elétrica, bem como a criação do ambiente adequado para a estimulação de novos projetos privados de geração. O desafio para a Coopers & Lybrand foi a criação de um modelo descentralizado e funcional que fosse efetivo, mesmo se alguns participantes do setor não levassem a cabo as suas privatizações.

A Coopers & Lybrand apresentou o seu relatório em meados de 1997. As suas principais recomendações, que analisamos a seguir, foram: a) a criação de um mercado atacadista de eletricidade (MAE); b) o estabelecimento de “contratos iniciais” para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo; c) o desmembramento dos ativos de transmissão e a criação de um Operador Independente do Sistema (OIS) para administrar o sistema interligado; e d) a organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário.

4.1. O Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE), os Contratos Iniciais e o Operador Independente do Sistema (OIS)

A criação de um novo ambiente competitivo através de um mercado atacadista de eletricidade no Brasil enfrentou inúmeros desafios. A primeira questão foi a necessidade de considerar o destino do sistema centralizado de despacho, que havia sido criado para otimizar a exploração dos recursos hidrológicos exógenos do ponto de vista técnico. Os especialistas da

Eletrobrás sempre se opuseram ao desmembramento do sistema centralizado de despacho com a justificativa de que isto, no final, iria aumentar não apenas os custos, mas também os riscos de falta de energia.

Outra questão crucial era que, diferentemente de outros países, a energia fornecida pelas usinas existentes, a “velha energia”, é na verdade mais barata do que a energia resultante dos novos projetos, a “nova energia”, tanto porque as usinas hidrelétricas antigas representavam os projetos eficazes em termos de custo ou porque os custos de capital já foram totalmente amortizados.

Além disso, algumas empresas têm custos de investimento ilíquidos encailhados em projetos inacabados. As despesas de manutenção desses investimentos de capital iriam aumentar significativamente o custo da energia das empresas de geração (denominadas “gencos” pela Coopers & Lybrand) que carregavam tais custos. Em outras palavras, empresas altamente eficientes iriam competir com outras que seriam inerentemente menos competitivas porque carregariam o fardo adicional desses custos.

O MAE, como proposto pela Coopers & Lybrand, irá substituir o antigo sistema de comando regulatório na fixação das tarifas e dos termos dos contratos de energia elétrica existentes. O MAE será o foro para a fixação de um preço de referência para a energia vendida através de contratos bilaterais entre gencos e empresas distribuidoras ou relacionados a um IPP e seus consumidores livres. O MAE irá também estabelecer um preço à vista da energia que irá refletir o custo adicional de curto prazo da geração de energia marginal; esse preço à vista será determinado pelas empresas de serviços públicos e o regulamentador. O preço à vista irá refletir apenas os custos de geração, com o pagamento em separado dos custos de transmissão pela empresa de distribuição.

A maior parte da energia consumida continuará a ser negociada através de contratos bilaterais que visam reduzir a volatilidade de preço experimentada por todos os participantes do mercado. Além disso, acordos de compra de energia (PPA) ou contratos de longo prazo entre IPPs e empresas de distribuição/consumidores livres serão necessários para a execução das técnicas de *project finance* para novos projetos de geração. Estima-se que o mercado à vista irá atingir apenas 10% a 15% do MAE [Pires e Piccinini (1998, p. 44)]. A entrega física especificada nos contratos bilaterais será garantida por uma nova entidade, o OIS, que irá ter um papel similar ao do GCOI no modelo centralizado.

O OIS é projetado para manter os benefícios técnicos do sistema centralizado de despacho, permitindo ao mesmo tempo a descentralização da

propriedade de ativos. O OIS terá sob seu controle todos os fluxos de energia negociados tanto no mercado bilateral como no mercado à vista, de maneira a otimizar a produção dos ativos de geração das hidrelétricas e das termelétricas. Se houver necessidade de um racionamento de energia devido a uma estação excepcionalmente seca, o OIS, unilateralmente, irá definir a distribuição de energia para todos os participantes do mercado, substituindo os termos dos contratos bilaterais e obrigando todas as empresas a compartilhar o ônus proporcional a seus contratos.

Para resolver o problema da variação estrutural de custo causada pelos custos de investimentos sem liquidez, e pelas diferenças entre “nova energia” e “velha energia”, o estudo da Coopers & Lybrand apresentou a idéia dos “Contratos Iniciais”. São contratos mandatórios que devem ser assinados entre os geradores de energia e as empresas de distribuição como parte da introdução do novo modelo. O conceito é fazer com que as empresas eficientes assinem contratos com preços mais baixos do que outras menos eficientes (especialmente aquelas com altos custos de investimentos ilíquidos) que cobram preços mais altos. Todos os compradores de energia seriam então obrigados a aceitar o mesmo *mix* de contratos de preço alto e preço baixo – procedimento que tornaria o novo custo médio da aquisição de energia similar ao custo anterior a tais contratos. Por esse mecanismo, os fornecedores de baixo custo não teriam que racionar a demanda através de aumento de preço e os fornecedores de preço alto não seriam imediatamente forçados a assumir o papel de produtor “sobressalente”, com todas as conseqüências econômicas resultantes.

A proposta da Coopers & Lybrand sugeriu que tais contratos vigorem por 15 anos (20 anos no caso de usinas no Norte e Nordeste). Após seis anos (11 para as usinas no Norte e Nordeste), haveria uma remoção gradual a tais contratos, liberando as empresas para a aquisição de energia no mercado livre, tanto através de contratos bilaterais como no mercado à vista. Isto daria aos produtores de alto custo tempo para diminuir seus custos e concluir ou dar baixa contábil em projetos inacabados. De acordo com Feldman (1998, p. 45):

“O modelo não propõe uma única enorme explosão, mas uma série de detonações controladas através das quais irá introduzir progressivamente um mercado de energia elétrica competitivo. Embora isto deixe o capital privado inseguro, é mais realista do que o sistema de mercado livre na Europa Oriental.”

A energia adquirida através dos Contratos Iniciais também irá incluir a energia gerada em Itaipu, nas usinas de energia nuclear e nas usinas termelétricas existentes que recebem subsídios via CCC. Para que as

empresas com integração vertical (especialmente a Copel e a Cemig, que não estão no cronograma da privatização) não tenham vantagens de custo, no máximo 50% das necessidades de energia de uma empresa podem ser autofornecidas. O restante de sua própria geração deve ser vendido através de contratos bilaterais ou no mercado à vista no MAE.

4.2. Administração do sistema de transmissão

O estudo da Coopers & Lybrand recomenda que o OIS seja estruturado como um órgão independente, sem fins lucrativos, atuando com neutralidade sob a supervisão do órgão regulamentador (a Aneel, que será discutida neste artigo). O controle acionário do OIS englobaria cinco grupos de acionistas: as gencos, as empresas de transmissão, as empresas de distribuição, os consumidores livres e o setor público.

O OIS seria responsável pela administração do sistema de transmissão (também conhecido como “rede básica”), definido de maneira tal que inclui as linhas de transmissão de 230 KV ou superior. A autoridade do OIS sobre esta tarefa é necessária porque a propriedade dos ativos de transmissão serão compartilhados pelos governos federal e estaduais, pelo menos nos estágios iniciais do novo modelo. Embora as empresas de transmissão possam ao final ser privatizadas, este passo não é prioritário porque a maior parte dos ativos do setor elétrico é constituída pela geração e distribuição e porque o sistema de transmissão não se presta à competição como os sistemas de geração ou de distribuição.

No entanto, as taxas de transmissão seriam unificadas sob a administração do OIS, já que as empresas de transmissão (denominadas *transcos* pela Coopers & Lybrand) iriam estabelecer um contrato segundo o qual o OIS administraria suas operações diárias em troca dos pagamentos recorrentes.

As *transcos* continuarão a ser responsáveis pela manutenção de seus ativos e podem ser solicitadas pelo OIS a investir na expansão do sistema, o que implicaria pagamentos adicionais do OIS às *transcos*. Alternativamente, o OIS pode solicitar licitações para uma nova concessão de linha de transmissão. Com base neste acordo, as gencos e as empresas de distribuição iriam assinar contratos tanto com o OIS como com as *transcos*. A tarifa de transmissão iria refletir o custo adicional da utilização da rede em diferentes locais, com base na metodologia do custo marginal de longo prazo, de maneira a garantir a viabilidade de novos investimentos.

4.3. Planejamento e financiamento no novo modelo

Apesar da defesa geral de soluções competitivas para questões estruturais, o modelo da Coopers & Lybrand recomenda que o planejamento estratégico centralizado, atualmente utilizado pela GCPS, continue como “planejamento indicativo”. No entanto, o planejamento seria realizado por uma nova entidade, o Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico, com uma estrutura acionária similar a do OIS. O planejamento indicativo englobaria um período de 25 anos e envolveria o estudo das capacidades hidrológicas, impactos ambientais e questões relacionadas. O objetivo da pesquisa seria o de encontrar os melhores propósitos para os investimentos privados no setor sem a criação de prioridades predeterminadas e vinculadas ao investimento privado.

Uma proposta mais polêmica do relatório da Coopers & Lybrand sugere a manutenção da Eletrobrás como o Agente Financeiro (AFS) para o setor elétrico. Seus recursos incluiriam os retornos a serem recebidos pela Eletrobrás referentes aos empréstimos em carteira feitos para empresas de energia elétrica, incluindo Itaipu. O AFS também poderia repassar empréstimos de entidades como o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento, que negociam apenas com instituições estatais. O AFS poderia contribuir para o projeto de financiamento fazendo empréstimos subordinados, assumindo os riscos relativos às questões ambientais ou a mudança regulatória. Em tal papel, a atuação da Eletrobrás seria igual à de uma verdadeira *holding* comercial.

Embora a Eletrobrás tenha demonstrado claramente habilidade no financiamento do setor elétrico, questões como o risco de crédito devem ser melhor administradas por uma instituição financeira, que também tem alternativas mais amplas de obtenção de recursos. Ferreira (1995) propõe que a tarefa do suporte do financiamento do projeto através de dívida subordinada e outros veículos seja atribuída ao BNDES, o banco de desenvolvimento do governo brasileiro. Ao final, os fundos atualmente administrados pela Eletrobrás poderiam formar um fundo específico visando o financiamento de projetos de energia elétrica sob a administração do BNDES.

5. Implementação do modelo da Coopers & Lybrand

O último passo na conclusão da estrutura para a privatização dos ativos de geração brasileiros foi dado pela Lei 9.648, promulgada em maio de 1998, que incorpora as recomendações feitas pelo relatório da Coopers & Lybrand.

Essa lei cria formalmente o MAE, que irá estabelecer o preço de referência para a energia comprada por meio de contratos bilaterais, ao mesmo tempo em que administrará o mercado à vista. A coordenação do sistema de despacho será atribuída a uma entidade similar ao OIS, chamada de Operador Nacional do Sistema Elétrico, entidade que irá absorver as atividades atualmente sob a coordenação do GCOI.

A Lei 9.648 também regulamenta os Contratos Iniciais. Todas as empresas de energia elétrica são obrigadas a assinar novos PPAs válidos para o período 1998/2005, com a quantidade de energia comprada definida pelo GCOI para 1998 e pelo GCPS (através de suas diretrizes de planejamento) para os anos restantes até 2002. Nos três anos seguintes, a quantidade de energia adquirida sob esse esquema sofrerá uma redução anual de 25% da quantidade adquirida em 2002. Portanto, os contratos iniciais irão vigorar por apenas sete anos, um período muito menor do que os 15 anos recomendados no relatório da Coopers & Lybrand.

As usinas termelétricas integrantes do sistema interligado tiveram, a partir de 6 de fevereiro de 1998, seus custos mais altos compartilhados com todos os participantes do sistema interligado (através da conta CCC) até 2002. A conta CCC será gradualmente extinta durante os três anos seguintes a 2002. As usinas termelétricas que ingressaram no sistema após 6 de fevereiro de 1998 não receberão tal compensação através da CCC. Também por volta de 2002, a RGR (a contribuição paga pelas empresas à Eletrobrás) será eliminada e a redução dos custos repassada aos consumidores por meio da redução de tarifas.

Por fim, a lei autoriza a reestruturação das três subsidiárias remanescentes da Eletrobrás. A privatização de sua primeira *genco*, Gerasul, foi bem-sucedida em meados de setembro de 1998, iniciando efetivamente a privatização da Eletrobrás. Gerasul é a *genco* resultante da cisão da Eletrosul, que também deu origem a uma *transco*.

O valor da tarifa de suprimento para a Gerasul é de R\$ 28/MW. Os ativos de transmissão da Eletrosul, ainda em posse da Eletrobrás, serão remunerados de acordo com o princípio do “teto de remuneração”. Esse critério estabelece uma quantia nominal máxima para a receita anual da *transco* após a análise de considerações de eficiência [Pires e Piccinini (1998, p. 45)].

No que se refere às outras subsidiárias da Eletrobrás, Furnas pode ser dividida em até três empresas (duas *gencos* e uma *transco*). Uma decisão anterior já dividiu seus ativos de geração de energia nuclear. A Eletronorte

pode ser dividida em seis empresas (cinco *gencos* e uma *transco*), enquanto a Chesf pode dar origem a duas *gencos* e uma *transco*. A privatização das *gencos* assim criadas deve ocorrer em 1999 e 2000.

Por volta de agosto de 1998, todos os participantes do MAE, incluindo as *gencos*, empresas de distribuição e consumidores livres, ratificaram a constituição que regulamenta o MAE. Ao mesmo tempo, foram assinados os Contratos Iniciais, marcando assim o início do novo mercado competitivo de energia elétrica.

6. A Aneel e o novo ambiente regulatório

A implementação de um modelo competitivo no setor elétrico também demandou uma mudança no ambiente regulatório. No final de 1996, a Lei 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que substituiu o Dnaee. Estabelecida como um órgão autônomo, a Aneel tem uma diretoria independente cujos cinco membros cumprem mandato de quatro anos. As principais tarefas da Aneel são:

- a elaboração de parâmetros técnicos para garantir a qualidade do serviço aos consumidores;
- a solicitação de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;
- a garantia da operação do MAE de forma competitiva;
- o estabelecimento de critérios para custos de transmissão; e
- a fixação e a implementação de revisões de tarifas no varejo.

No que se refere ao estabelecimento de parâmetros técnicos para a qualidade e supervisão dos serviços, a Aneel pode dividir a responsabilidade com os regulamentadores locais que operam em nível estadual, caso as duas partes assinem um acordo formal. Um dos primeiros acordos dessa natureza foi fechado com o Estado de São Paulo. Desde o início, o modelo de privatização do Estado previa a criação de uma entidade regulatória independente. Conseqüentemente, a Comissão Estadual de Serviços de Energia (CSPE) foi criada por lei em 1997. Em abril de 1998, a CSPE assinou um contrato de cooperação com a Aneel.

A Aneel também divide a responsabilidade com outros órgãos governamentais. Em relação às usinas termelétricas a gás, deverá operar em parceria com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), já que este órgão será responsável pelas concessões para a exploração e o transporte de gás natural.

Os contratos de concessão e a introdução do teto de preço

Por mais importantes que tenham sido a criação da Aneel, o relatório da Coopers & Lybrand e a legislação promulgada para sua implementação, a privatização das empresas de distribuição já havia começado antes do surgimento desses fatores. Em 1995 e início de 1996, o governo federal privatizou com sucesso suas duas empresas de distribuição (Escelsa e Light). Ao final de 1996, a primeira empresa de distribuição de um governo estadual foi privatizada (Cerj, no Rio de Janeiro). Desde então, várias empresas estatais foram privatizadas. Os estados puderam privatizar essas empresas de distribuição antes da completa reestruturação do setor elétrico porque seus contratos de concessão incluíam cláusulas para reajustes de tarifas, eliminando assim a maior incerteza do ponto de vista do investidor.

Após a aprovação das novas leis de concessão (Leis 8.987 e 9.074) em 1995, os contratos de concessão deveriam se basear no princípio de que as tarifas seriam reajustadas quando o “equilíbrio econômico-financeiro” do contrato fosse afetado pelo aumento dos custos. Em outras palavras, aumentos de custos que ocorrem naturalmente seriam repassados aos consumidores. Esse princípio foi adotado na primeira privatização do setor, a venda da Escelsa, em meados de 1995.

No entanto, o contrato de concessão para a Escelsa não definiu claramente os parâmetros para os reajustes das tarifas. Também não determinou claramente se os ganhos de produtividade seriam repassados ao consumidor. Conseqüentemente, a omissão no contrato de concessão da Escelsa significou o surgimento de negociações intensas e difíceis a cada ano entre a empresa e o regulamentador, um processo oneroso e demorado [Gomes e Monnerat (1996, p. 8-10)].

Estas incertezas foram eliminadas no contrato de concessão da Light, a segunda empresa de distribuição pertencente ao governo federal a ser privatizada. Nesse contrato, o conceito de “teto de preço” (não apenas um limite superior, mas um mecanismo pleno de reajuste de preço) foi claramente adotado. Com base nesse plano, as tarifas estão sujeitas a um *reajuste* anual com base na inflação medida pelo índice geral de preços. Além disso,

há também um processo periódico de *revisão* de tarifas, no qual a própria ligação com a inflação está sujeita a alterações. No caso da Light, as revisões serão feitas a cada oito anos.

Após a privatização, as tarifas iniciais foram fixadas de forma a garantir o “equilíbrio econômico-financeiro” da concessão, como também o foram os reajustes anuais de tarifas. Até o oitavo ano, os ganhos de produtividade serão absorvidos pela empresa. Após o oitavo ano, a revisão da tarifa pode determinar um percentual x a ser deduzido do reajuste de preço anual, de maneira a transferir uma parte dos ganhos de produtividade para o consumidor. Fica implícito nesse procedimento que o fator x será zero no período inicial de oito anos.

O mecanismo de teto de preço tem a vantagem de estimular a empresa na busca pelos ganhos de produtividade acima do fator x , já que ele será fixado para o período entre as revisões de tarifa. Restam ainda algumas dúvidas sobre como a revisão será feita, pois o conceito de equilíbrio econômico-financeiro poderia ser interpretado como representação da taxa de retorno sobre ativo visto nos mercados de capitais por ocasião da privatização ou por ocasião da revisão. Uma incógnita é também o que aconteceria se a inflação atingisse índices muito altos, já que os reajustes serão efetuados anualmente [Gomes e Monnerat (1996, p. 14-15)].

No entanto, a adoção do conceito de teto de preço foi o passo primordial que abriu caminho para a privatização das empresas de distribuição estatais. Os termos dessas vendas demandam um período de revisão de quatro a cinco anos.

O primeiro processo de revisão de tarifa para a Escelsa foi concluído em agosto de 1998. As tarifas da empresa foram reduzidas em 3,4 pontos percentuais em média. Como a empresa é a única empresa privatizada não sujeita a um esquema de teto de preço, o nível da tarifa atualmente usado permanecerá em vigor até a próxima revisão de tarifa. As tarifas da Escelsa também serão reajustadas anualmente com base na inflação.

7. Reestruturação do setor elétrico em nível estadual

Como mencionado anteriormente neste artigo, o modelo centralizado teoricamente deixava apenas o controle acionário das empresas de distribuição para os governos estaduais. Mas houve grandes exceções a esta

regra. A Eletrobrás, *holding* federal, era proprietária de duas empresas de distribuição (Escelsa e Light), as primeiras a serem privatizadas.

No entanto, um aspecto mais importante é que os governos estaduais eram proprietários das quatro maiores empresas com integração vertical: Cesp, Cemig, Copel e CEEE, que pertenciam aos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Rio Grande do Sul, respectivamente. Essas empresas eram não somente responsáveis por 34,7% da capacidade total de geração em 1995 (ver Tabela 1), mas também tinham ativos de transmissão em locais estratégicos nas regiões industrializadas mais importantes do Brasil. No entanto, um dado mais significativo é que as empresas estatais respondiam pela maior parte dos ativos de distribuição do Brasil.

São Paulo foi o primeiro estado a anunciar sua decisão de reestruturar e privatizar seu setor elétrico. Esse anúncio foi feito apenas três meses após a posse da nova administração em janeiro de 1995. A reestruturação incluía suas três empresas: Cesp, sua subsidiária CPFL e a Eletropaulo. O plano original previa o desmembramento das empresas e sua divisão em no máximo 20 *gencos*, *transcos* e empresas de distribuição.

A privatização foi amplamente considerada como a única saída viável, tanto para as empresas em dificuldades financeiras, como para o governo estadual. Tanto a Eletropaulo quanto a Cesp haviam herdado altíssimos níveis de endividamento do governo, bem como acumulado dívidas não pagas nas suas aquisições de energia da Eletrobrás (incluindo a energia adquirida de Itaipu). Apesar desses obstáculos à privatização, o Plano de Reestruturação para o Estado de São Paulo baseou-se em uma visão de longo alcance: a criação de um ambiente competitivo para o setor elétrico – um passo importante para um estado responsável por 40% da produção industrial do país.

A lei estadual de privatização foi aprovada em 1996 e foram contratados imediatamente consultores para elaborar o modelo de privatização. Sua recomendação inicial foi a de vender a CPFL primeiro, pois era basicamente uma empresa de distribuição. A Eletropaulo foi dividida em quatro diferentes empresas: uma *genco*, uma *transco* e duas empresas de distribuição. O governo decidiu não privatizar a *genco*, já que suas duas maiores usinas (uma hidrelétrica e uma termelétrica) estão envolvidas com problemas ambientais. A lei estadual de privatização proíbe a privatização majoritária da *transco*, mas permitiu a venda de 49% de seu capital votante.

O governo tentou privatizar as duas empresas de distribuição (Eletropaulo Metropolitana e Eletropaulo Bandeirante) em abril de 1998, mas conseguiu

apenas vender a última. Em meados de setembro de 1998, a segunda tentativa de privatização da Eletropaulo Bandeirante foi bem-sucedida.

A reestruturação da Cesp foi muito mais complexa porque envolvia a privatização de ativos de geração. Ao final, a empresa foi dividida em seis partes: quatro *gencos*, uma *transco* e uma empresa de distribuição. A empresa de distribuição Elektro foi privatizada com sucesso em junho de 1998. As empresas de geração devem ser privatizadas ainda em 1999, já que o governo estadual decidiu esperar a promulgação e a implementação da regulamentação referente ao novo modelo de geração e transmissão de energia elétrica.

O Estado do Rio Grande do Sul também implementou um programa de reestruturação de sua única empresa de energia elétrica, a CEEE. O principal objetivo do plano de reestruturação era o de melhorar a qualidade do serviço, bem como reduzir os custos e aumentar os investimentos. A reestruturação da CEEE foi implementada através de sua divisão em seis novas empresas: duas *gencos* (uma hidrelétrica e uma termelétrica), uma *transco* e três empresas de distribuição. Destas, apenas duas das empresas de distribuição foram privatizadas no final de 1997, enquanto a terceira continua sob controle do estado. O governo também não irá privatizar a *transco* e a *genco* hidrelétrica, mas a *genco* termelétrica pode vir a ser transferida para o governo federal como parte das negociações para o reescalonamento da dívida do estado.

Até o momento, os Estados de Minas Gerais e do Paraná ainda não tomaram a decisão em favor da privatização da Cemig e da Copel, consideradas as empresas estatais com melhor desempenho no país. Em lugar de privatizar a Cemig, Minas Gerais decidiu criar uma parceria estratégica com uma empresa estrangeira. Em maio de 1997, um consórcio formado pela Southern Energy International, AES (uma empresa norte-americana) e fundos de pensão locais adquiriram 33% das ações com direito a voto da Cemig, detendo o direito de nomear quatro dos 11 diretores da empresa.

O acordo de parceria enfatiza a elaboração de projetos de alto retorno e de redução de custos e demanda uma estratégia de marketing mais agressiva para a empresa. Os dividendos podem também aumentar até 50% da receita líquida da empresa caso seu fluxo de caixa seja fortalecido. Além disso, a empresa está se reestruturando para criar três subsidiárias separadas para suas operações de geração, transmissão e distribuição até o final do ano 2000, já tendo obtido a separação contábil (ao final de 1997) desses três segmentos.

8. Resultados e perspectivas da privatização do setor elétrico

A Tabela 4 resume os resultados dos leilões de privatização no setor elétrico até setembro de 1998. Um total de 16 empresas de distribuição foi vendido até esta data, bem como duas usinas hidrelétricas (Cachoeira Dourada e Gerasul).⁵ A receita total é de US\$ 20,7 bilhões, dos quais US\$ 3,8 bilhões foram para o governo federal e US\$ 16,9 bilhões para os governos estaduais. Essa quantia também inclui a venda de US\$ 1,7 bilhão de capital minoritário de várias empresas de distribuição, bem como US\$ 1 bilhão pago por um terço de participação na Cemig.

Após a adoção do teto de preço ter tranquilizado os investidores em relação aos reajustes de tarifas, a privatização das empresas estatais teve um rápido progresso, especialmente porque a maior parte das empresas vendidas não necessitava de reestruturação prévia, exceto nos casos mencionados acima da CEEE, Eletropaulo e Cesp (Elektro). Atualmente, mais de 50% das empresas de distribuição do país estão nas mãos da iniciativa privada.

A crônica falta de caixa dos governos estaduais constituiu um ímpeto adicional para a privatização em nível estadual, estimulado também pelo governo federal de duas maneiras. Primeiro, o BNDES ofereceria empréstimos garantidos por receita futura para os governos estaduais que aprovassem leis de privatização, aceitando como garantia um bloco acionário de controle da(s) empresa(s) objeto da privatização. Se, posteriormente, o governo estadual não privatizasse a empresa, o BNDES iria cobrar o empréstimo, tomar posse das ações e privatizar a empresa.

Em alguns casos, o acordo envolvia a transferência direta do controle da empresa para a Eletrobrás para posterior privatização. Várias empresas de distribuição foram federalizadas com base nesse esquema, como Cemat, Enersul, Celpa, Ceal, Ceron, Cepisa, Eletroacre. As três primeiras já foram privatizadas.

O segundo incentivo concedido pelo governo federal relacionava-se ao processo global do reescalonamento da dívida entre os governos estaduais e o governo federal. Nesse processo, foram oferecidos aos governos es-

5 Anteriormente propriedade da empresa de serviços públicos estatal Celg, a usina de Cachoeira Dourada foi vendida com um acordo PPA de 15 anos com a Celg, que será a única compradora de sua energia nos primeiros cinco anos. Nos 10 anos seguintes, as compras serão reduzidas em um ritmo anual de 10%.

Tabela 4

Resultados dos leilões de privatização do setor elétrico

Empresa	Data da venda	Valor da licitação (US\$ milhões)	Prêmio (%)	% do capital total	Valor da empresa (US\$ milhões)	Vendas (GWh/ano)	Grupo que adquiriu o controle
Distribuição							
Escelsa	12.07.95	385	11,78	50,00	770	5.487	Iven e GTD (Brasil)
Light	21.05.96	2.217	—	50,44	4.395	21.689	EDF (França) AES (Estados Unidos) Houston (Estados Unidos)
Cerj	20.11.96	588	30,27	70,26	837	5.733	Chilectra/Enersis (Chile) EDP (Portugal)
Coelba	01.07.96	1.602	77,38	62,54	2.561	7.985	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
CEEE Centro-Oeste	01.10.97	1.372	93,55	90,91	1.510	5.772	AES (Estados Unidos)
CEEE Norte-Nordeste	21.10.97	1.487	82,62	90,75	1.637	4.611	VBC (Brasil) CEA (Estados Unidos) Previ (Brasil)
CPFL	01.11.97	2.741	70,15	41,06	6.615	16.704	VBC (Brasil) Bonaire (Brasil)
Enersul	19.11.97	568	83,79	48,67	1.167	2.513	Escelsa
Cemat	27.11.97	356	21,09	86,91	406	2.139	Grupo Rede/Inepar (Brasil)
Energipe	01.12.97	525	96,05	86,42	596	1.492	Cataguases-Leopoldina (Brasil)/CMS (Estados Unidos)
Cosern	01.12.97	616	73,90	85,75	718	2.084	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
Coelce	02.04.98	868	27,20	53,11	1.635	4.778	Enersis (Chile) Endesa (Espanha)
Eletropaulo Metropolitana	15.04.98	1.776	—	29,80	5.960	34.779	EDF/AES/Houston
Celpe	01.07.98	388	—	51,26	761	3.014	Grupo Rede/Inepar (Brasil)
Elektro	16.07.98	1.273	98,90	46,62	2.731	10.295	Enron Brasil Power Holding
Eletropaulo Bandeirante	17.09.98	860	—	29,80	2.885	23.170	CPFL/EDP
Geração							
Cachoeira Dourada	05.09.96	663	43,49	78,88	908	3.820	Endesa/Enersis
Gerasul	15.09.98	801	—	42,10	1.904	19.815	Tractebel (Bélgica)
Outras empresas^a (Participação minoritária)		1.676					
Empresas federais		3.403			7.068	46.991	
Empresas estaduais		15.681			30.925	128.889	

Fonte: Citibank.^aInclui US\$ 410 milhões da participação minoritária da Eletrobrás e US\$ 1.053 bilhão e US\$ 213 milhões da venda de participações minoritárias na Cemig e na Copel, respectivamente.

taduais prazos favoráveis ao reescalonamento de suas dívidas, incluindo um prazo de 30 anos e taxas de juros subsidiadas. No entanto, o reescalonamento incluiu apenas 80% das dívidas em aberto, com os 20% restantes a serem pagos com antecedência em ativos físicos. A única opção para a maioria dos governos foi a de repassar para o governo federal o controle de suas empresas públicas ou a receita obtida da privatização.

O reescalonamento da dívida estadual, embora tenha sido claramente uma política macroeconômica relacionada ao equilíbrio fiscal do setor público, teve um efeito positivo na aceleração da privatização das empresas de distribuição estaduais já que, como observado anteriormente, os estados controlavam uma proporção relativamente alta dos ativos de distribuição. A privatização das empresas de distribuição em princípio foi considerada como um passo crucial não apenas para a venda das *gencos*, mas também para a viabilização dos projetos IPP. Como as empresas de distribuição seriam os compradores da energia vendida pelas *gencos* e pelos novos produtores IPP, o risco de crédito para os novos investidores seria reduzido se as empresas de distribuição já estivessem com sua situação financeira sanada e sob propriedade privada.

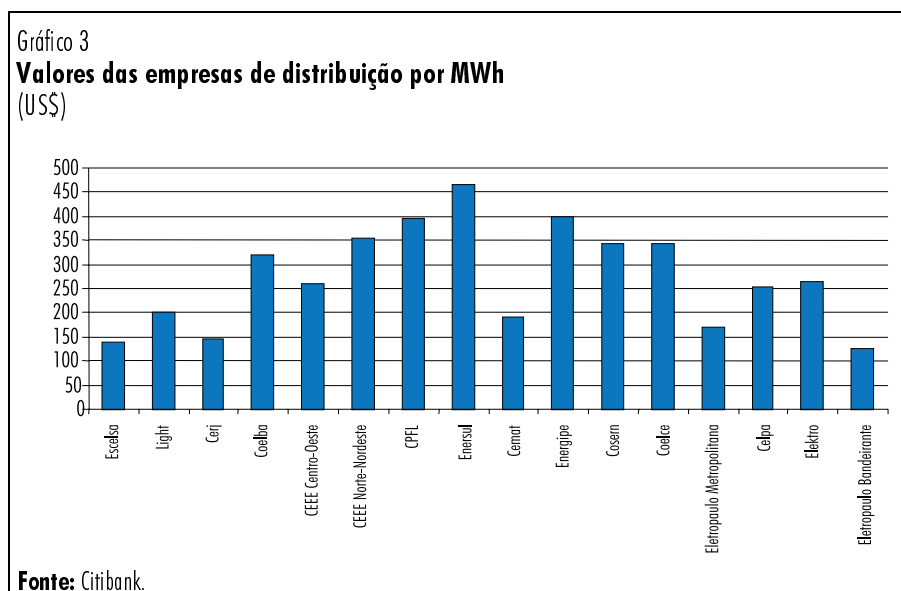
Como mostra a Tabela 4, a privatização das empresas de distribuição atraiu muitas empresas estrangeiras dos Estados Unidos – AES, Houston, Enron, CEA, CMS –, da Europa – Electricité de France (EDF), Eletricidade de Portugal (EDP), Iberdrola, Endesa-Spain, Tractebel – e da América Latina – Chilectra, Enersis, Edegel e Endesa (Chile). Internamente, os maiores participantes foram a VBC Energy, uma *joint venture* entre Bradesco (maior banco privado do país), Votorantim (fabricante de alumínio e cimento) e Camargo Corrêa (uma das maiores empreiteiras). Outros participantes brasileiros, tais como os Grupos Rede/Inepar e Cataguazes-Leopoldina, já atuavam no setor de distribuição de eletricidade no Brasil antes da privatização.

Outra característica importante foi a participação dos fundos de pensão (especialmente o Previ, do Banco do Brasil) em alguns dos consórcios. Exemplos importantes da atividade dos fundos de pensão podem ser encontrados na Escelsa (GTD é um grupo de fundos de pensão), Coelba, CEEE Norte-Nordeste e Cosern. É também interessante notar que nas últimas privatizações alguns dos compradores eram, na verdade, empresas privatizadas anteriormente, tais como Escelsa (que adquiriu a Enersul) e Light (que adquiriu a Eletropaulo Metropolitana). No entanto, não é provável que esse fenômeno se repita muitas vezes, já que foram estabelecidos limites máximos de participação no mercado para impedir a formação de oligopólios.

O Gráfico 3 mostra que os preços pagos pelas empresas nos leilões aumentaram após a privatização inicial da Escelsa e da Light, principalmente as vendas ocorridas em 1997, que produziram altos prêmios. Essa tendência deve-se ao aumento de credibilidade adquirido pelo processo de privatização após a adoção do mecanismo de teto de preço e também ao contínuo declínio da inflação nos últimos quatro anos. Além disso, muitas empresas estrangeiras viram a privatização como uma oportunidade de penetrar no mercado brasileiro e estavam dispostas a pagar preços altos para adquirir seu primeiro ativo, por motivos estratégicos.

Além de garantir a presença no país, os ativos dessas empresas foram considerados como uma base para a alavancagem financeira para outras aquisições com a continuidade do processo de privatização. Em casos nos quais as empresas de distribuição foram adquiridas, os compradores estrangeiros, com certeza, também estavam conscientes de que as margens de lucro para os distribuidores de energia são mais altas no Brasil do que na maioria dos outros países. Internacionalmente, a relação entre as tarifas de suprimento e fornecimento é de cerca de 60%, mas apenas de 40% no Brasil.

Embora os preços pagos em 1998 se situassem abaixo da alta de 1997 – especialmente começando com a privatização da Eletropaulo Metropolitana –, as condições de crédito externo mais severas para investimento em mercados emergentes, aliadas à volatilidade dos preços, reduziu o interesse de alguns participantes no cenário da privatização.



No futuro, a privatização do setor elétrico deverá ainda gerar receitas significativas estimadas em US\$ 18,9 bilhões, como mostra a Tabela 5. A maior parte deverá vir da privatização das *gencos* criadas da Eletrobrás e Cesp. No que se refere às receitas devidas ao governo federal, algumas pequenas empresas de distribuição foram federalizadas antes de sua privatização, como parte de pagamento dos estados no reescalonamento de suas dívidas com o governo federal (ver abaixo).

A lista apresentada na Tabela 5 não inclui empresas que não estão na programação atual de privatização. Tais empresas incluem a Cemig, a Copel, a Celesc e outras, bem como as *transcos* e os ativos de energia nuclear de propriedade da Eletrobrás. Presumindo que a maioria desses ativos seja privatizada (se não todos), a receita total da privatização de todo o setor elétrico do Brasil poderia facilmente atingir a cifra de US\$ 50 bilhões ao final do processo.

9. Perspectivas de investimento no setor elétrico

Com o estabelecimento das principais diretrizes para o novo modelo competitivo e com a entrada em funcionamento das agências regulatórias, a privatização do setor elétrico brasileiro irá prosseguir nos próximos dois anos com as *gencos*. Provavelmente, ocorrerão algumas tentativas de repassar o controle das *transcos*, embora não exista nenhum plano dessa natureza.

O maior desafio enfrentado pelo setor elétrico é o estabelecimento de uma boa trajetória operacional e administrativa. Resultados positivos reais irão contribuir em muito para aumentar a credibilidade do setor e a confiança no modelo de privatização, o que por sua vez deve estimular a entrada de investimentos suficientes para atender à crescente demanda.

Na versão do Plano Decenal da Eletrobrás de 1998, elaborado pelo GCPS, a necessidade de investimentos adicionais foi estimada com base em um cenário de crescimento macroeconômico moderado. No entanto, há também duas suposições alternativas de crescimento. Na verdade, o mais realista dos três cenários criados é o do lento crescimento econômico, em que o PIB teria um aumento médio de 2,8% no período 1997/2002 e de 4,9% no período 2002/2007.⁶

6 O cenário de crescimento moderado indica um crescimento anual do PIB de 4,8% em média para o período 1997/2007, enquanto o cenário de alto crescimento supõe um crescimento do PIB anual médio de 5,9% para o mesmo período.

Tabela 5

Estimativa de receita das privatizações programadas no setor elétrico – 1998/2000
 (US\$ bilhões)

1998		
Celpe	10-Nov	1,00
Total		1,00
1999		
Furnas I	1º tri	1,80
Cemar	1º tri	0,70
Chesf I	2º tri	2,35
Eletronorte – Sistema isolado (Manaus)	3º tri	0,33
Furnas II	3º tri	1,50
Elektro (Participação minoritária)	3º tri	0,70
Ceron	3º tri	0,15
Eletrobrás (Participação minoritária)	3º tri	0,33
Cesp (Participação minoritária na CPFL)	4º tri	0,30
Eletroacre	4º tri	0,05
Eletrobrás (Participação na Eletropaulo – 1ª inst.)	4º tri	1,35
Ceal	1º sem	0,45
Eletronorte – Sistema isolado (Acre/Rondônia, Amapá e Boa Vista)	1º, 2º sem	0,40
Cesp – Usina elétrica (Pardo, Tietê e Paranapanema)	1º, 2º sem	1,00
Cepisa	2º sem	0,20
Cesp (49% da empresa de transmissão)	2º sem	0,20
Eletropaulo (49% da empresa de transmissão)	2º sem	0,12
Total		11,93
2000		
Chesf II	2º tri	1,50
Eletronorte (Tucuruí)	3º tri	1,50
Eletrobrás (Participação na Cesp)	1º sem	0,50
Cesp (20% propriedade do Banespa)	1º sem	1,50
Cesp (Ativos de geração do Paraná)	2º sem	1,00
Total		6,00

Fonte: Citibank.

Com base nesse cenário, o consumo de energia elétrica iria aumentar consideravelmente, de 293,6 TWh em 1997 para 492,9 TWh em 2007, com um crescimento médio anual de 5,32%. A Tabela 6 resume o investimento total necessário nos próximos 10 anos para a geração, transmissão e distribuição, com base em um cenário de crescimento médio que indica um aumento anual da demanda de energia de 5,88% (de 293,6 TWh em 1997 para 519,7 TWh em 2007). Nos próximos cinco anos (incluindo 1998), o investimento total deve chegar a quase US\$ 36 bilhões. Mesmo com a redução dessa quantia em um cenário de baixo crescimento para a faixa de US\$ 30 bilhões, o investimento total anual será em média de US\$ 6 bilhões até 2002.

Como observado anteriormente neste artigo, o investimento no setor elétrico no Brasil apresentou um declínio constante nos anos 90 à medida que as empresas do setor eram pressionadas pelas exigências de serviço da dívida e pela disponibilidade limitada de investimentos. Sob o novo modelo competitivo estabelecido até o momento, uma crescente proporção do investimento total será fornecida pelos investidores privados. O capital privado será muito importante para o desenvolvimento de nova capacidade de geração e distribuição, enquanto o capital para o investimento nas linhas de transmissão será fornecido principalmente pelas *transcos* estatais (pelo menos a médio prazo).

Como a maior parte do potencial hidrelétrico localizado nas regiões Sul e Sudeste do país já está esgotado, é provável que os principais projetos de hidrelétricas só sejam possíveis no Norte do país, onde o desenvolvimento implicaria custos ambientais significativos e altas despesas de transmissão. Conseqüentemente, há uma ênfase considerável no aumento da dis-

Tabela 6

Expectativa de investimentos no setor elétrico – 1998/2007

(US\$ milhões)

	1998/2002	2003/2007	1998/2007
Geração	16.599,8	10.362,9	26.962,7
Transmissão	11.838,0	n.d.	11.838,0
Distribuição	7.502,8	7.942,0	15.444,8
Total	35.940,6	18.304,9	54.245,5

Fonte: Eletrobrás (1998).

Obs.: Com base na mais recente versão GCPS do Plano Decenal da Eletrobrás.

n.d. = não-disponível.

ponibilidade de energia elétrica das usinas termelétricas (especialmente a gás) que operam com base nos esquemas IPP.

Até o momento, a utilização de gás natural na matriz energética do Brasil ficou limitada pela relativa ausência deste tipo de combustível nos depósitos de hidrocarbonetos conhecidos no país. O Brasil responde por apenas 2% das reservas de gás natural da América Latina. No entanto, estão sendo considerados alguns projetos de construção de gasodutos para a importação de gás dos países vizinhos. O maior gasoduto em construção é o que liga Brasil e Bolívia, que deve entrar em operação em 2000. Com capacidade plena, esse gasoduto deverá fornecer 30 milhões de metros cúbicos/dia. Dois outros gasodutos da Argentina para o sul do Brasil devem aumentar a oferta do gás natural em 55 milhões de metros cúbicos/dia.

Com o aumento das importações, estima-se que o Brasil aumente a proporção do gás natural na sua matriz de energia de 2,7% em 1997 para 12% em 2007. Este total inclui a utilização de gás natural em usinas termelétricas movidas a gás. Atualmente, há 28 projetos de usinas termelétricas a gás, representando uma capacidade adicional de 11.538 MW,⁷ planejadas para construção nos próximos três a quatro anos no Brasil. Esse aumento na capacidade corresponde a 55% da expansão total da capacidade de geração planejada pela Eletrobrás de 1997 a 2002, período em que a capacidade total deve ter um aumento de 20.756 MW (de 59.324 MW em 1997 para 80.080 MW em 2002).

De acordo com o Plano Decenal elaborado pela Eletrobrás, o custo marginal do suprimento de energia deve ser de US\$ 38/MW, mas o preço pode atingir US\$ 45/MW no caso das usinas termelétricas. Estes níveis, especialmente o último, representam um aumento substancial do nível de US\$ 30/MW no final de 1997 (ver Gráfico 2), principalmente porque os índices de suprimento no gráfico incluem os custos de transmissão que, a partir de agora, serão cobrados separadamente. Como ilustrado nesta discussão, as tarifas para o suprimento de energia devem aumentar até atingir um padrão internacional de cerca de 60% das tarifas cobradas aos consumidores (no máximo 40% atualmente).

No entanto, há evidências de que as usinas termelétricas a gás (especialmente as com tecnologia de ciclo combinado) podem chegar a tarifas abaixo

7 Os dados referentes à indústria de gás natural no Brasil foram obtidos nas diversas palestras feitas no seminário "Gás Natural: Perguntas e Oportunidades", realizado em junho de 1998 em São Paulo, sob o patrocínio do jornal *Gazeta Mercantil*.

dos US\$ 45/MW indicados no Plano Decenal da Eletrobrás. A licitação de um projeto no Estado do Mato Grosso teve como vencedora uma oferta de US\$ 41/MW, enquanto duas outras usinas (em São Paulo e no Rio Grande do Sul) apresentaram ofertas de US\$ 29/MW. Os dois últimos projetos, no entanto, ainda serão iniciados. Como os avanços tecnológicos na eficiência econômica das turbinas a gás foram imensos nos últimos anos, com certeza as usinas termelétricas terão um papel cada vez mais importante na geração de energia elétrica e ao final poderão ter uma melhor relação custo-benefício do que as principais novas hidrelétricas.

Apesar da previsão positiva em geral para os fatores de demanda e de oferta, muitas questões continuam a obscurecer as perspectivas de níveis suficientes de investimentos:

- *A fraqueza dos mercados de capitais do Brasil* – Apesar da trajetória de sucesso do Plano Real na obtenção de baixos índices de inflação, os mercados de capitais locais ainda são subdesenvolvidos, já que as empresas continuam a depender excessivamente dos mercados de capital internacionais. A curto e médio prazos, no entanto, as perspectivas são sombrias para entrada de capital nos países com mercado emergente, especialmente considerando-se o aumento do risco soberano genérico após a crise asiática e o inadimplemento da dívida externa da Rússia.
- *Riscos regulatórios e operacionais* – A nova estrutura regulatória já foi estabelecida, mas ainda não foi testada. Os investidores podem relutar em se comprometer nos estágios iniciais antes de testemunhar o desempenho da revisão de tarifas na prática para as empresas privadas atuais. Além disso, o novo modelo de despacho também deve comprovar que as operações normais não irão criar conflitos de interesse entre a fixação do preço nas novas negociações dos contratos bilaterais e a fixação do preço à vista no MAE.
- *Riscos associados à expansão do sistema de transmissão* – Como as empresas de transmissão continuarão a ser estatais, sua capacidade de obtenção de recursos suficientes para os investimentos necessários é incerta, dada a importância do ajuste fiscal (isto é, disciplina) na elaboração da política macroeconômica brasileira nos próximos anos.
- *A disparidade dos custos de energia e dos períodos de construção* – Sob um cenário de lento crescimento econômico, pode não haver incentivo suficiente para a construção de nova capacidade termelétrica a curto prazo, caso os custos operacionais de curto prazo não sejam competitivos com as antigas hidrelétricas ou até mesmo com as novas. Por outro lado,

duas vantagens da construção de usinas termelétricas são o período de construção mais curto e menor dispêndio de capital. Apesar dessas vantagens, o governo poderia insistir em uma ótica de curto prazo para justificar o financiamento de projetos de hidrelétricas através de empréstimos especiais, afetando a rentabilidade dos projetos de usinas termelétricas [Feldman (1998)]. Tal política poderia ser imprevidente caso houvesse um crescimento inesperado. Além disso, há alguns aspectos externos envolvidos nas usinas hidrelétricas (principalmente ambientais) que em geral são subestimados.

Apesar dessas incertezas, o Brasil continua a ser um mercado em rápido crescimento com um grande potencial para investimentos no setor elétrico, mesmo após a adaptação necessária aos riscos associados à implementação de um novo modelo nos estágios iniciais. Um estudo feito por DRI/McGraw Hill afirma que, por volta de 2020, o consumo no Brasil deve aumentar 3,5 vezes, em cujo caso a capacidade terá que ser expandida em 124 GW. O estudo classifica o Brasil como o país mais atraente para investimentos no setor elétrico [Chazyn (1997, p. 20-21)].

10. Conclusões

Até o momento, a privatização do setor elétrico do Brasil provou ser bem-sucedida em termos de geração de receita através da venda de ativos, atração do capital estrangeiro para financiamento de um novo modelo competitivo e substituição de um ambiente no qual a maior parte das empresas era afetada por resultados fracos, alto endividamento e níveis baixos de investimentos.

Além disso, as perspectivas parecem ser excelentes para a melhoria da qualidade dos serviços oferecidos ao consumidor, ao mesmo tempo em que os custos se situam em patamares mais razoáveis. Grande parte dessa melhoria será estimulada pelas previsões dos aumentos de produtividade que parecem resultar da privatização. A estrutura para o aumento de investimentos na capacidade de geração parece também ser adequada.

No entanto, devemos reiterar o que dissemos no início deste artigo: as características especiais do setor elétrico do Brasil demandaram soluções especiais não utilizadas em outros países, que até hoje foram bem-sucedidas. Portanto, o setor elétrico privatizado do Brasil continuará a se desenvolver sob o enfoque que só se aprende fazendo. Por exemplo, o novo

ambiente regulatório ainda deve comprovar sua eficiência, principalmente nos casos em que os órgãos federais e estaduais dividem a responsabilidade.

A privatização dos ativos de geração constitui o segundo estágio da privatização do setor elétrico. Esse estágio irá envolver esforços para vender alguns dos grandes ativos no contexto de limitada disponibilidade de financiamento dos mercados emergentes em um ou dois anos. A dimensão na qual as limitações financeiras devem influenciar o ritmo da privatização não está clara. Como já foi observado, a privatização dependerá também da eficiência do novo ambiente de despacho e do funcionamento do mercado atacadista de eletricidade.

A última barreira a ser superada é a criação de um ambiente na qual os investidores privados possam confiar no comprometimento de seu capital em grandes e novos projetos de geração, seja de termoeletricas ou hidrelétricas. Novamente, o financiamento é a principal questão. Neste caso, um pré-requisito para o sucesso será o apoio do governo, seja através do BNDES ou de um novo Agente Financeiro (AFS) para o setor elétrico, que irá gerir os fundos rotativos atualmente sob a administração da Eletrobrás.

Contudo, a transformação do setor elétrico do Brasil está em andamento e é irreversível para todos os propósitos práticos. Hoje, alguns dos céticos no início do processo estão ativamente engajados no progresso das privatizações. Muitas perguntas sem resposta há três anos, foram solucionadas e o quebra-cabeça está sendo montado, peça por peça.

Referências bibliográficas

CHAZYN, F. Toward a new approach to power project financing: the case of Brazilian distributed generation. *The Journal of Project Finance*, Institutional Investor Inc., Fall 1997.

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

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

FELDMAN, R. D. Brazil's power privatization: prelude to new infrastructure development actions. *The Journal of Project Finance*, Institutional Investor Inc., Fall 1997.

_____. Brazil: deregulation and the future of project finance. *The Journal of Project Finance*, Institutional Investor Inc., Spring 1998.

FERREIRA, C. K. L. *O financiamento da indústria e da infra-estrutura no Brasil: crédito de longo prazo e mercado de capitais*. Tese apresentada na Universidade de Campinas, set. 1995.

GAZETA MERCANTIL. Natural gas: issues and opportunities, São Paulo, jun. 1998, várias apresentações.

GOMES, F. B. M., MONNERAT, S. B. *A questão regulatória nas privatizações da Light e da Escelsa*. BNDES Staff Paper, 1996.

OLIVEIRA, A. (coord.). *Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro*. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap, maio 1997.

PIRES, J. C. L., PICCININI, M. S. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jul. 1998 (Texto para Discussão).

SANTOS, M. F. M. *Sistema interligado: benefícios e encargos*. Texto apresentado no seminário "The Electric Power Sector Reform", Foz do Iguaçu, maio 1996.