

de Mello, Marina Figueira

Working Paper

Os impasses da privatização do setor elétrico

Texto para discussão, No. 365

Provided in Cooperation with:

Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Suggested Citation: de Mello, Marina Figueira (1996) : Os impasses da privatização do setor elétrico, Texto para discussão, No. 365, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Departamento de Economia, Rio de Janeiro

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/186610>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PUC-RIO**

**TEXTO PARA DISCUSSÃO
N.º 365**

OS IMPASSES DA PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

MARINA FIGUEIRA DE MELLO (*)

DEZEMBRO 1996

(*) Professora do Departamento de Economia da PUC - Rio. A autora agradece a Marcelo Abreu e Rogério Werneck pelos comentários, a Carlos Henrique Brasil de Carvalho pelo competente trabalho de assistência à pesquisa e ao CNPq - Conselho Nacional de Pesquisas pelo apoio.

ABSTRACT

This paper contains an analysis of the reasons for the slow implementation of the Brazilian privatization program. Though focusing on the electricity sector, the article indicates the three main factors that hinder privatization in the country: i) The necessity of collaboration between federal and several state governments with conflicting interests; ii) The complexity involved in the designing of the new regulatory framework, and; the little fiscal impact due to the specific institutional characteristics of our state enterprises. The paper also presents a description and evaluation of the first sales made by federal government in the electricity sector.

ÍNDICE

I - INTRODUÇÃO	4
II - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	8
II.1 - EVOLUÇÃO HISTÓRICA E SITUAÇÃO ATUAL	8
II.2 - O SISTEMA ELETROBRÁS	12
II.3 - REFORMULAÇÕES PRÉ-PRIVATIZAÇÃO	14
III - A MODELAGEM DAS VENDAS	18
IV - DESAFIOS DA NOVA REGULAÇÃO	23
V - O IMPACTO FISCAL	26
V.1 - VENDA FRAGMENTADA COM PAGAMENTO EM DINHEIRO	28
V.2 - VENDA FRAGMENTADA COM PAGAMENTO EM TÍTULOS DA DÍVIDA PÚBLICA FEDERAL	29
V.3 - ALTERNATIVAS	29
V.4 - REGRAS PARA A UTILIZAÇÃO DAS RECEITAS DAS VENDAS	30
VI - RESULTADO DAS VENDAS EFETIVADAS	31
VI.1 - A VENDA DA ESCELSA	32
<i>VI.1.1 - Histórico da Empresa</i>	<i>32</i>
<i>VI.1.2 - Modelagem da Venda</i>	<i>33</i>
<i>VI.1.3 - Resultados da Venda</i>	<i>33</i>
VI.2 - A VENDA DA LIGHT	35
<i>VI.2.1 - Histórico da Empresa</i>	<i>35</i>
<i>VI.2.2 - Modelagem da Venda</i>	<i>37</i>
<i>VI.2.3 - Resultados da Venda</i>	<i>38</i>
VII - CONCLUSÕES	40
VIII - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46

I - INTRODUÇÃO

A privatização do setor elétrico tem sido feita em muitos países do mundo. Mas, isto não significa que o governo tenha deixado de participar da indústria. De fato, muitas características do setor elétrico demandam a interferência governamental. Em primeiro lugar, a instalação de redes de distribuição implica na utilização pública de terras, limitando o direito de seus proprietários. Em segundo lugar, recursos naturais como bacias hidrográficas e reservas de gás e petróleo são utilizadas como insumo do setor elétrico. Em terceiro lugar, muitas atividades desenvolvidas na indústria são monopólios naturais que demandam regulação. A impossibilidade de estocagem num contexto de demanda flutuante, a dependência do consumidor em relação a seu fornecedor e a natureza essencial do serviço criam a necessidade da regulação.

Entretanto, a divisão de papéis entre os setores público e privado no setor não tem uma forma pré-definida e depende das características individuais de cada país. Nos novos modelos que vêm sendo implementados, o papel a ser desempenhado pelo setor privado varia muito.¹ No Brasil, os principais objetivos da privatização do setor elétrico são a transferência dos encargos de investimento para o setor privado e a redução do custo dos investimentos. A modelagem da privatização deve atender, portanto, a estes objetivos fundamentais.

De 1964 até o final da década de setenta o setor público brasileiro expandiu-se acentuadamente chamando a si praticamente toda a responsabilidade pelo investimento em infraestrutura. A crise financeira do setor público iniciada nos anos oitenta foi reduzindo cada vez mais as disponibilidades de recursos para investimento e, atualmente, o novo investimento no setor elétrico não poderá ser feito sem o concurso do setor privado.

A reversão do processo de crescimento das empresas estatais no Brasil teve início em 1979 com a implantação do Programa Nacional de Desburocratização². Este programa procurava apenas deter a expansão continuada do setor público brasileiro, dificultando a criação de novas empresas estatais e diminuindo a interferência governamental em suas diversas dimensões regulatórias. Dentro desta perspectiva, as iniciativas de privatização dos anos oitenta limitaram-se à devolução ao setor privado de empresas originalmente privadas, operando em setores freqüentemente competitivos, cujo controle tinha passado ao setor público de forma involuntária, em consequência da falta de pagamento de dívidas com o sistema financeiro estatal.

Com a eleição de Collor em 1990, a privatização recebeu uma dimensão muito mais ampla, inspirada numa filosofia liberal, que valorizava sua contribuição para a estabilização e a internacionalização da economia. O foco do programa passou a ser o resgate da dívida pública, um dos problemas mais relevantes da política

¹ Para uma análise detalhada dos diferentes regimes regulatórios do setor elétrico ver Gilbert, R.J. e E.P. Kahn eds. [1996] **International Comparisons of Electricity Regulation**, Cambridge University Press, E.U.A.

² Criado através do Decreto nº 83740 de 18/07/79.

econômica da época. O Programa Nacional de Desestatização³ era considerado uma peça fundamental na estrutura do plano Collor I.

Ao assumir a presidência, Collor tornou indisponíveis aproximadamente US\$ 35 bilhões de poupança financeira do setor privado. Assim, uma parte substancial da poupança privada nacional ficaria bloqueada até setembro de 1991, quando começaria a ser devolvida a seus titulares em doze prestações mensais. Antes desse prazo, tais recursos só poderiam ser utilizados para finalidades muito específicas, como o pagamento de impostos e aquisição de ações de empresas privatizadas. A desconfiança dos poupadores acerca da devolução futura desses recursos deveria levar a sua utilização no programa de privatização, ainda que em condições desfavoráveis.

Algumas das empresas incluídas no programa nesta fase eram empresas grandes, que foram criadas como empresas estatais e que faziam parte de setores considerados estratégicos no passado recente. Na maioria dos casos, importantes falhas de mercado garantiam a necessidade de regulação posterior.

Na medida que, no biênio 1990/91, esperava-se arrecadar US\$ 17 bilhões com o programa, meta largamente anunciada, os estoques de poupança privada retida e de Certificados de Privatização⁴, somando US\$ 42 bilhões, eram mais do que suficientes para garantir a oferta privada de fundos domésticos.

A estratégia do governo não funcionou porque o início do programa de privatização foi sendo sistematicamente adiado. O governo subestimou o período de tempo necessário para a montagem de um programa transparente, com regras bem definidas e politicamente viável. Enquanto isso, durante o ano de 1990 e nos primeiros meses de 1991, diversas liberações da poupança retida foram sendo feitas para casos específicos, por iniciativa do próprio governo, como a liberação de parte das poupanças das pessoas de mais de 65 anos, ou em cumprimento de sentenças judiciais, ou ainda para pagamento de tributos.

Quando o programa afinal começou, em outubro de 1991, com a venda da Usiminas, a primeira parcela da devolução dos cruzados novos já tinha sido paga, o estoque total de ativos retidos havia sido consideravelmente diminuído e o incentivo para sua utilização no programa havia praticamente desaparecido.

A consciência de que, dado o inesperado atraso do programa, essas duas moedas não seriam mais capazes de garantir a demanda, levou o governo a ir ampliando a lista de títulos da dívida pública aceitos para pagamento. Na medida que os diversos títulos da dívida pública federal são negociados no mercado secundário com deságios muito altos, sua aceitação no programa pelo valor de face⁵ deu origem a inúmeras críticas e incompreensões. As vendas feitas durante o governo Collor

³ Lei nº 8031 de 12/04/90.

⁴ Os Certificados de Privatização, criados também criados pela Lei nº 8031, são títulos de aquisição compulsória pelo sistema financeiro para utilização na privatização.

⁵ Com exceção dos títulos da dívida externa que eram aceitos por 75% do valor de face.

totalizaram US\$ 3.496,7 milhões, tendo sido alienadas 15 empresas. Deste total, apenas US\$ 51,7 milhões (1,4%) foram pagos em dinheiro.⁶

O “impeachment” do presidente Collor em setembro de 1992 provocou uma interrupção no programa de privatização. O novo presidente, Itamar Franco, jamais esteve em sintonia com Collor nesta questão, tendo se manifestado várias vezes publicamente contra ao programa.⁷ Ao assumir a presidência, adiou os leilões agendados para revisão de alguns pontos, principalmente a possibilidade do pagamento com títulos da dívida, e, em agosto de 1994, suspendeu a venda da Copene ao primeiro sinal de resistência.⁸

Há que se considerar que o presidente Itamar Franco cumpriu um mandato tampão, sem o respaldo político necessário para dar continuidade a um programa que sofria tanta resistência. Limitou-se a dar andamento às vendas que já haviam sido iniciadas no governo anterior. Embora não tenha conduzido o programa de modo entusiasmado, vendeu 18 empresas, fez leilões de sobras de ações e arrecadou US\$ 5.098,7 milhões, sendo US\$ 1.553,0 milhões (30,4%) em dinheiro.

Finalmente, em janeiro de 1995, Fernando Henrique Cardoso assumiu a presidência. Quase dois anos depois de sua posse, ainda é muito lento o ritmo do programa. Até agora, as vendas realizadas dizem respeito a empresas cuja privatização já havia sido definida pelo presidente Collor. Entre janeiro de 1995 e julho de 1996, foram arrecadados US\$ 3.738,3 milhões, sendo US\$ 2.204,5 milhões em moeda corrente (58,9%). Foram privatizadas 13 empresas dos setores petroquímico (9); de distribuição de eletricidade (2) e de transporte ferroviário (2).⁹

É tentador fazer um paralelo entre esta fase do desenvolvimento brasileiro e a fase da substituição de importações. O convite formulado naquela ocasião às empresas privadas para produzir no Brasil itens que costumavam constar da pauta de importações custou uma fortuna aos cofres públicos em financiamentos subsidiados, isenções fiscais, criação de infraestrutura e outras medidas destinadas a criar “condições favoráveis” ao investimento privado.¹⁰ Dentre as condições favoráveis necessárias naquela ocasião, incluía-se uma política tarifária protecionista que acabou permitindo ao setor privado a extração de vantagens (“rents”).

⁶ Indicadores Iesp nº 54.

⁷ Por exemplo, em visita ao senado, às vésperas da privatização da Usiminas, o vice-presidente Itamar Franco deixou mais uma vez muito evidente seu desconforto no governo e seu inconformismo com a privatização da Usiminas. “Estamos no mesmo barco desde a campanha. Se o presidente está remando e me tiraram o remo, continuo no barco até quando julgar conveniente”, disse ele. Pouco antes, havia comentado que se fosse o presidente não faria a privatização da empresa, mas como vice, não se sentia com forças para pressionar o governo para suspender o processo. “Não adianta, sou apenas o vice”. *Jornal do Brasil*, 3/10/91.

⁸ Comunicado Relevante da Comissão Diretora do Programa Nacional de Desestatização publicado na imprensa em 31/08/94, mesmo dia para o qual o leilão estava marcado.

⁹ Fonte: Indicadores Iesp [1996], julho, nº 53.

¹⁰ Por exemplo, no período 1975 -1987, o setor público doou o equivalente a aproximadamente 3,8% do PIB de 1976 ao setor privado através de financiamentos do BNDES com cláusulas de correção monetária limitada. A respeito ver Najberg [1989].

O programa de privatização ora em curso também tem a função de criar “condições favoráveis” ao investimento privado. Desta vez, não mais na produção de bens privados com proteção contra os competidores estrangeiros, mas em serviços públicos e infraestrutura, com proteção contra a interferência intempestiva do poder público. A tarefa agora é muito mais difícil. O setor privado teme que seu alto investimento, depois de realizado, possa ter sua remuneração deprimida por falhas na regulação, como por exemplo, na indexação de preços. Há suficiente evidência histórica de que este receio tem fundamento.

O setor privado exigirá, portanto, garantias de que seu direito de propriedade será respeitado. Por outro lado, a regulação deve cuidar de impedir que o setor privado, uma vez instalado, explore o poder de monopólio freqüentemente existente nestes setores. A modelagem da venda e a qualidade da regulação são portanto os elementos-chave para o sucesso do programa de privatização do setor elétrico.

Neste trabalho pretende-se abordar vários fatores que contribuem para que o programa de desestatização do setor elétrico esteja sendo implementado num ritmo relativamente lento. Embora tratemos apenas da eletricidade, alguns dos pontos analisados têm importância também para os demais setores incluídos na privatização.¹¹ Pretende-se argumentar que, independentemente da vontade política dos dirigentes, o ritmo do programa de privatização é lento por três motivos principais, que serão detalhados mais adiante neste trabalho:

1. **Necessidade da colaboração dos governos estaduais** - O setor elétrico brasileiro é composto basicamente de empresas estatais. Entretanto, empresas de propriedade do governo federal dividem, em partes balanceadas, com empresas de propriedade dos governos estaduais, a responsabilidade pela operação do setor. Por isto, o sucesso do programa de privatização do governo federal depende em larga medida da coordenação de seus esforços com os que vem sendo feitos por alguns dos governos estaduais. A necessidade de harmonização de interesses freqüentemente divergentes pode implicar em retardamento do programa.
2. **Complexidade da regulação** - a concepção de um projeto de um novo setor elétrico que possa operar eficientemente em bases privadas é uma tarefa que apresenta muitos desafios. Atualmente o setor elétrico brasileiro é centralmente planejado e nacionalmente integrado. A acomodação de agentes privados, com interesses independentes, operando segundo as regras do mercado, certamente implicará numa completa reformulação do setor.
3. **Reduzido impacto fiscal** - Talvez o fator mais importante para o retardamento do programa brasileiro de privatização venha a ser exatamente seu reduzido impacto fiscal. O setor elétrico federal está organizado a partir de uma controladora setorial, a Eletrobrás, que é uma sociedade anônima, de direito

¹¹ O setor elétrico foi incluído no Programa Nacional de Desestatização em abril de 1995.¹¹

privado, com ações negociadas em bolsa, cujo controle acionário é detido pelo Tesouro Nacional. Se a privatização visasse o levantamento de fundos para o Tesouro de uma forma direta, teríamos que vender a participação do Tesouro na Eletrobrás. Isso significaria vender ao mesmo tempo, para um único novo controlador, a propriedade de uma parte substancial do parque elétrico nacional. Obviamente, esta estratégia não é defendida por muitos porque leva a uma piora no padrão de eficiência alocativa da economia. No modelo de venda fragmentada a geração direta de recursos para o governo federal é difícil porque as empresas vendidas são subsidiárias ou coligadas das controladoras e, então, o verdadeiro vendedor é a Eletrobrás. Por isso mesmo, o programa de privatização não tem para o governo brasileiro o mesmo atrativo que tem ou teve em outras economias onde as receitas de privatização freqüentemente desafogaram governos em séria crise fiscal, constituindo-se essas mesmas receitas no principal fator gerador da chamada "vontade política" para privatizar.

II - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

II.1 - Evolução Histórica e Situação Atual

A produção brasileira de eletricidade nasceu como resultado da iniciativa privada e foi utilizada no princípio do século principalmente para iluminação e transportes públicos. Entretanto, rapidamente a eletricidade tornou-se um importante insumo industrial. Em 1907, apenas 5% da energia consumida pela indústria era de fonte elétrica. Em 1920, os dados do recenseamento mostravam que esta percentagem tinha aumentado para 47%. Até meados da década de quarenta, o setor era composto de muitas empresas privadas e serviços municipais relativamente pequenos de âmbito local, com exceção da Light e da Amforp, que eram empresas estrangeiras que operavam basicamente no eixo Rio-São Paulo. A Amforp atendia algumas outras cidades de fora da região como Porto Alegre, Pelotas, Curitiba, Salvador, Natal e Vitória.

O notável crescimento da população urbana brasileira, particularmente depois da Segunda Guerra Mundial, aliado ao desenvolvimento do setor industrial, fez com que a demanda por eletricidade crescesse muito mais rapidamente do que a oferta. Durante toda a década de cinquenta e nos primeiros anos da década de sessenta, os racionamentos de energia e a necessidade de instalação de geradores próprios foram os principais aliados dos intervencionistas nacionalistas. A insuficiência dos investimentos realizados nesta época esteve intimamente relacionada à política tarifária não remuneradora implementada na ocasião.

Ainda na década de quarenta os governos estaduais começaram a intervenção no setor em sintonia com o governo federal. Paulatinamente, durante as três décadas seguintes, o modelo do setor elétrico foi se alterando. A iniciativa privada foi sendo progressivamente encampada até praticamente desaparecer e os novos projetos

dos governos federal e estaduais foram feitos numa escala sem precedentes, despendendo enormes volumes de recursos para transformar a estrutura fragmentada da indústria no modelo nacionalmente integrado e centralmente

planejado que conhecemos hoje em dia. Entre 1945, quando foi criada a Chesf, e 1979 com a aquisição do controle da Light, o setor que era 100% privado, tornou-se 98% público.¹²

A intervenção estatal no setor elétrico permitiu uma expansão muito rápida da oferta de energia elétrica no país. De fato, a capacidade instalada cresceu, em média, quase 7% ao ano, passando de 6000 MW em 1960 para 57000 MW em 1996. Isto significa uma expansão no período de quase dez vezes, crescendo, em média, 1500 MW por ano, com investimentos de cerca de 2% do PIB.¹³ Se, no futuro, mantida a atual estrutura tarifária, a taxa esperada de crescimento do consumo de energia elétrica for 5% ao ano, cerca de 2500 MW terão que ser instalados por ano nos próximos anos, um investimento estimado em US\$ 6 bilhões de dólares anuais.

Entretanto, nos últimos anos, o nível de investimento no setor elétrico tem sido pequeno. Na década de oitenta o sistema Eletrobrás investiu, em média, 0,8% do PIB e no período 1990-1994, a metade, 0,4% do PIB.¹⁴ Se dividirmos o setor elétrico brasileiro por data de instalação, veremos que 9% da capacidade instalada é anterior a 1960, 16,5% da capacidade foi instalada entre 1961 e 1970, 48% entre 1971 e 1980 e apenas 26% entre 1981 e 1989.¹⁵ Esta taxa de crescimento da oferta tem sido incapaz de atender o crescimento da demanda levando a um aumento do risco de racionamento. Durante o ano de 1996, as usinas térmicas, que normalmente só são utilizadas quando há excesso de demanda, permaneceram produzindo energia para que os grandes reservatórios pudessem acumular água suficiente para enfrentar o verão. Também estão voltando à operação as usinas nucleares e foi feita uma extensão do horário de verão.

Uma alternativa ao racionamento seria uma reforma tarifária indutora de poupança no consumo. Entretanto, o setor elétrico brasileiro não tem uma tradição de tarifação orientada para a eficiência alocativa. Entre 1975 e 1993 vigorou no país a uniformização das tarifas em todo o território nacional, política comandada pelo governo federal e orientada por critérios distributivos entre as regiões do país. Também, durante toda a década de oitenta, a política tarifária esteve subordinada às necessidades da política anti-inflacionária, implicando reajustes inferiores à inflação. Por esta razão, as atividades de planejamento do setor restringiram-se à expansão da oferta para acompanhar o crescimento da demanda, para um nível tarifário dado.

É muito interessante observar nos documentos de planejamento de longo prazo do setor de eletricidade que, mesmo atualmente, apenas a elasticidade-renda da

¹² Eletrobrás [1994] Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, mimeo.

¹³ Furnas [1996] Privatização e Expansão: Uma proposta para a transição.

¹⁴ Giambiagi, F. & A. Castelar [1996]

¹⁵ Ver Spiller, T & L.V. Martorel [1996]

demanda costuma ser considerada.¹⁶ De modo geral, não se faz qualquer menção à utilização do sistema de preços como uma forma de afetar a demanda, ainda que isto signifique apenas uma sistemática mais efetiva de tarifação horo-sazonal. O setor carece de boas estimativas da elasticidade-preço que permitam avaliar o potencial da política tarifária como instrumento de contenção da demanda.

No setor elétrico não há uma divisão nítida de tarefas entre as esferas de governo envolvidas. O governo federal é responsável por cerca de 40% da geração e na transmissão opera principalmente as linhas de longa distância, de tensões mais elevadas. Com as recentes vendas da Light e da Escelsa, o governo federal deixou de operar empresas distribuidoras. Operam na distribuição concessionárias de âmbito estadual de propriedade dos governos estaduais com as exceções dos estados de Tocantins, Espírito Santo e Rio de Janeiro. Além destas concessionárias estaduais, há uma empresa do Distrito Federal em Brasília, e grupos privados operam pequenas concessionárias locais. As distribuidoras estaduais, principalmente as do sudeste, são responsáveis por cerca de 36% das atividades de geração, além de operar linhas de transmissão e de sub-transmissão.

A tabela I a seguir contém dados sobre a divisão da responsabilidade de geração por nível de governo em 1993:

TABELA I - Participação do Sistema Eletrobrás na Geração

<i>Empresa</i>	<i>Participação em %</i>
Eletrobrás	40,0
Itaipu Brasil	9,5
Itaipu Importação	9,5
Concessionárias Estaduais	36,0
Autoprodutores	4,7
Concessionárias Privadas e Municipais	0,3
Total	100,0

Fonte: Eletrobrás [1994] Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, mimeo.

No caso das redes de transmissão, o panorama é o mesmo. Há dois grandes subsistemas: o subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o subsistema

¹⁶ Por exemplo "O consumo de energia elétrica faturado pelas concessionárias totalizou 243,3 Twh em 1995, ficando 7,6% acima daquele verificado em 1994.... Esse crescimento do consumo total, superior à expansão de 4,2% do PIB, reforça a tese de que o mercado de energia elétrica fica normalmente à frente da expansão da economia, quando há aumento de renda da população." Eletrobrás [1995], Relatório Anual. Ou ainda "A estrutura do mercado consumidor de eletricidade tem exigido, em média, um crescimento de 1,3 vez para cada 1% de crescimento do PIB. Tal correlação tem levado o setor a crescimentos da ordem de 5 a 6% nos últimos anos. Essa realidade demandou pesados investimentos na ampliação constante dos sistemas elétricos. .. Nos próximos quatro anos, serão necessários investimentos mínimos da ordem de US\$ 25 bilhões." Benedito Carraro, Diretor de Planejamento e Engenharia da Eletrobras, Gazeta Mercantil, 04/11/96.

Norte/Nordeste. Faz parte dos investimentos planejados da Eletrobrás a melhora da interligação destes dois subsistemas, obra que deverá estar pronta nos próximos dois anos. No entanto, a propriedade da rede de transmissão é muito segmentada com participação de diversas empresas federais e estaduais. Também esta rede costuma ser administrada centralmente.

A tabela II a seguir mostra a divisão de responsabilidades entre governos federal e estaduais na área de transmissão, onde pode-se observar que a transmissão nas tensões mais baixas é principalmente feita pelas empresas estaduais, acontecendo o contrário nas tensões mais altas para transmissão a longa distância.¹⁷

A participação de empresas privadas no setor elétrico brasileiro antes do início do programa de desestatização era muito pequena, aproximadamente 2%. Em 1988 eram 29 as empresas privadas (24 geradoras e 5 distribuidoras), concentradas sobretudo no sul e sudeste do país. Estas pequenas empresas privadas atendem principalmente mercados regionais.

TABELA II - Participação do Sistema Eletrobrás na Distribuição Km - 1994

	69kV	88kV	138kV	230kV	345 kV	440kV	500kV	600kV	750kV
Grupo Eletrobrás	920,4	0,0	8.080,4	13.332,4	5.364,0	0,0	8.162,7	1.612,0	1.783,0
Concessionárias Estaduais	37.676,4	3.437,4	42.562,0	14.302,6	3.154,8	5.923,2	5.836,7	0,0	0,0
Brasil	38.596,8	3.437,4	50.642,4	27.635,0	8.518,8	5.923,2	13.999,4	1.612,0	1.783,0

Fonte: Siese - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica

Curiosamente, tanto a estatização como a privatização tiveram origem na insuficiência dos investimentos¹⁸. As dificuldades de financiamento do setor elétrico agravaram-se no final da década passada, com o fim dos recursos do Banco Mundial e a extinção, pela Constituição de 1988 do IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica e dos empréstimos compulsórios que alimentavam o setor. Uma recessão prolongada e uma série de anos com hidrologia favorável contribuíram para atenuar as necessidades imediatas de investimento, mas a retomada do crescimento econômico exigirá um ritmo mais acelerado na expansão da capacidade instalada.

¹⁷ A rede detalhada na tabela não é urbana. Dentro das cidades a transmissão é feita em níveis de tensão inferiores a 69kV.

¹⁸ São pelo menos dezesseis as obras de construção de usinas paradas por faltas de recursos.

II.2 - O Sistema Eletrobrás

A Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A., controladora setorial federal do setor elétrico, a exemplo das demais controladoras dos grupos estatais brasileiros foi criada em 1962 como uma sociedade anônima de capital aberto¹⁹, com sócios no setor privado, nacional e estrangeiro, e no setor público, governos subnacionais e outras entidades e empresas estatais. Em 1964, a Eletrobrás comprou o controle das concessionárias de propriedade do grupo Amforp - American & Foreign Power. Em 1979, adquiriu o controle da Light.

Atualmente, depois da privatização da Light e da Escelsa, o grupo Eletrobrás é composto pela controladora Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; e mais quatro empresas de âmbito regional que atuam nas áreas de geração e transmissão de energia elétrica cobrindo todo o território nacional: Chesf - Cia. Hidroelétrica do São Francisco, fundada em 1945 para a região nordeste; Furnas - Centrais Elétricas S.A., fundada em 1957 para a região sudeste e centro-oeste; Eletrosul - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., fundada em 1968 para a região sul; e Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., operando nas regiões norte e centro-oeste, fundada em 1972. Faz parte ainda do grupo Eletrobrás, a Nuclen - Nuclebrás Engenharia S.A., que presta serviços de engenharia e desenvolve projetos relacionados com o sistema nuclear e o Cepel, um centro de pesquisas. A empresa tem também participação acionária em Itaipu Binacional.

A Eletrobrás participa acionariamente de 28 concessionárias de energia elétrica, sendo 25 estaduais, uma municipal e 2 privadas. De todas as grandes controladoras setoriais, a Eletrobrás é aquela na qual o governo federal detém a maior participação acionária, 87,5% do capital total e 77,3% do capital ordinário.²⁰ É importante observar que nem todas estas ações pertencem ao Tesouro Nacional. Uma parte substancial da dita propriedade do governo federal na Eletrobrás é de outras entidades do governo federal com personalidade jurídica distinta. Por exemplo, a participação da própria União no capital total da Eletrobrás era de 48,23% em dezembro de 1995, a Bndespar detinha 19,98%; e o FND - Fundo Nacional de Desenvolvimento, 7,76%.²¹

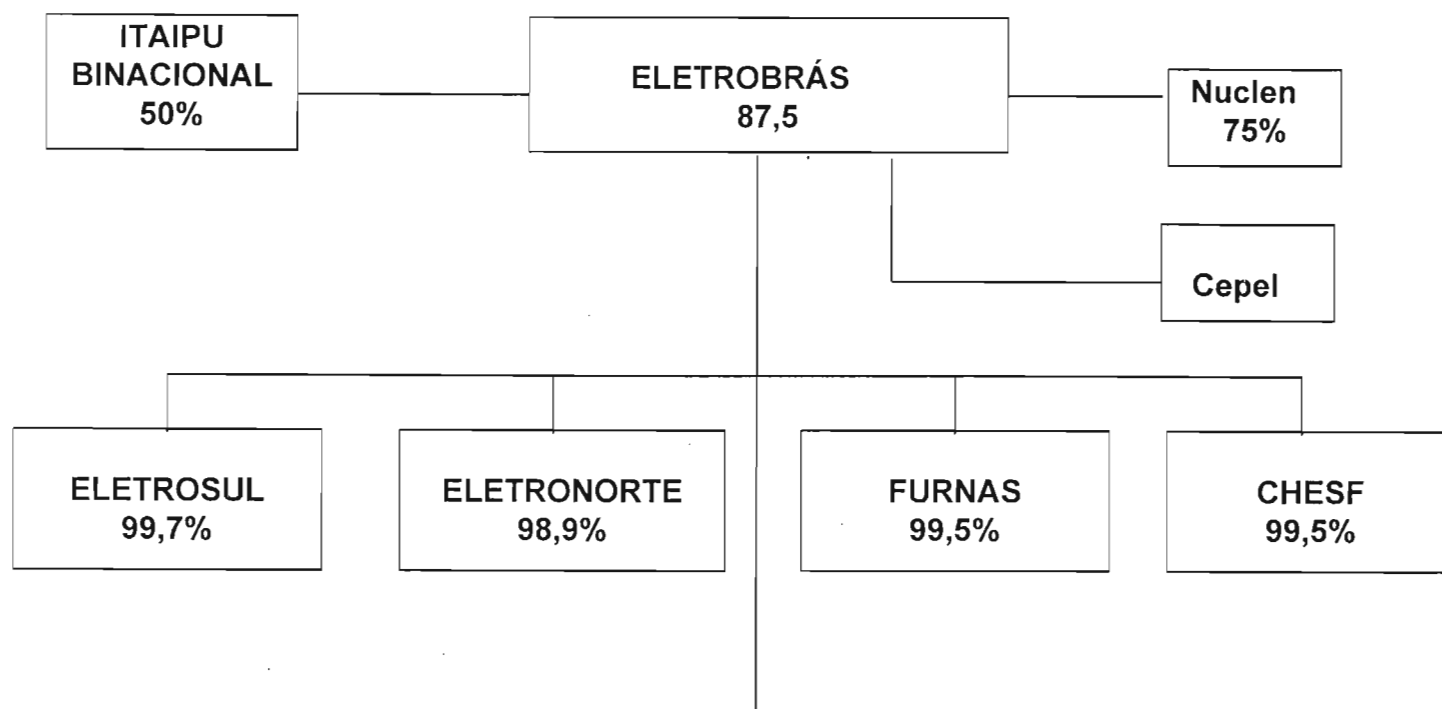
É importante observar também que a participação acionária da Eletrobrás no capital total das concessionárias, como registrada no quadro I a seguir, é praticamente simbólica, com as exceções da Light, Saelpa e Cepisa, onde a participação de Eletrobrás excede 15% do capital. As participações acionárias na Light e na Escelsa são sobras do leilão de privatização, que deverão ser alienadas no futuro próximo. O diagrama abaixo representa a propriedade do governo federal no capital total da Eletrobrás e desta no capital total de cada uma de suas subsidiárias.

¹⁹ Lei nº 3809-A de 25/04/61.

²⁰ Relatório Sest [1993] - Secretaria de Coordenação e Controle das Empresas Estatais. A participação do governo federal no capital total das demais controladoras é: Cvrtd 53,3%, Telebras 24,1% e Petrobrás 68,8%. Dados relativos a 31/12/93.

²¹ Eletrobrás, [1995] Relatório de Atividades.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DO GRUPO ELETROBRÁS



Participação minoritária nas concessionárias estaduais

Eletoacre - AC	3,1%	Coelba - BA	7,9%
Ceam - AM	2,06%	Cemig - MG	1,7%
Ceron - RO	0,002%	Escelsa - ES	14,7%
Cer - RR	0,4%	Light RJ	28,8%
Cea - AP	0,01%	Cerj - RJ	14,3%
Celpa - PA	4,3%	Cpfl - SP	4,4%
Cemar - MA	2,3%	Cesp - SP	10,09%
Cepisa - PI	23,7%	Copel - PR	5,6%
Coelce - CE	9,4%	Ceee - RS	1,0%
Cosern - RN	4,5%	Celesc - SC	11,1%
Saelpa - PB	16,8%	Enersul - MS	5,6%
Celpe - PE	1,6%	Celg - GO	1,6%
Ceal - AL	9,6%	Ceb - DF	3,3%
Energipe - SE	6,2%	Cemat - MT	4,4%

Fonte: Eletrobrás [1995] Relatório Anual.

É importante ressaltar que, com exceção da Chesf, todas as demais subsidiárias da Eletrobrás são sociedades anônimas de capital fechado. Algumas concessionárias controladas pelos governos estaduais são sociedades anônimas de capital aberto.

II.3 - Reformulações Pré-privatização

De acordo com a recomendação do Banco Mundial os passos ideais para a implementação de um programa de privatização do setor elétrico seriam os seguintes: i) mudanças na legislação; ii) aprovação da nova regulação; iii) implementação da nova estrutura; e, por último, iv) mudança na estrutura de propriedade. A reforma do sistema brasileiro está longe de seguir este receituário, e todas as etapas, inclusive a privatização, têm sido implementadas ao mesmo tempo, o que tem acrescentado às dificuldades naturais de iniciativas deste tipo.

No entanto, embora a desestatização brasileira não esteja sendo feita desta forma ordenada, algumas medidas de impacto estrutural já foram implementadas com efeitos benéficos para a melhoria da eficiência do setor. A mais importante delas foi sem dúvida a reforma do sistema tarifário. Em 1993, o Brasil abandonou o ultrapassado método de regulação com base nas taxas de retorno²² e aboliu a equalização das tarifas em todo o território nacional.

A regulação pela taxa de retorno nasceu na Europa, ainda no século passado, inspirada em critérios de equidade, e tinha por objetivo impedir que os monopólios de então, principalmente as estradas de ferro, derivassem uma taxa de retorno muito maior do que aquela considerada justa.²³ No caso do Brasil, a regulação pela taxa de retorno foi introduzida como uma garantia, fornecida pelo governo brasileiro, de uma taxa mínima de retorno para os investimentos estrangeiros nas primeiras estradas de ferro.²⁴ No caso da energia elétrica brasileira, a taxa de retorno considerada justa foi estabelecida em torno de 10-12% ao ano sobre o capital investido no setor.

Como a tarifa de energia elétrica era unificada em todo território nacional e fixada pelo governo federal, o teto da remuneração de 12% ao ano foi sendo gradualmente transformado num piso de 10% denominado "regime de remuneração garantida". Esse sistema de remuneração não teve ainda qualquer relação com a qualidade da gestão das empresas com os efeitos previsíveis sobre a referida qualidade da gestão.

Uma das conseqüências deste longo período de vigência da regulação pela taxa de retorno, que tem implicações no processo de privatização, diz respeito a superestimativa dos investimentos realizados. Como o retorno da empresa dependia do gasto de investimento, independentemente de sua legitimidade, abriu-se espaço para o descuido com relação a gastos desnecessários. Entretanto, a regulação pela taxa de retorno não foi a única responsável pelos gastos excessivos. As defeituosas

²²A Lei nº 8631 de 4/03/93 estabeleceu um regime de regulação pelo custo do serviço, extinguiu o regime de remuneração garantida, a CRC - Conta de Resultados a Compensar e a RENCOR - Reserva Nacional de Compensação de Remuneração. Essa Lei foi regulamentada posteriormente pelo Decreto 773 de 18/03/93.

²³Foster, C.D. [1992] Privatization, public ownership and the regulation of natural monopoly, Blackwell Publishers; Cambridge, EUA.

²⁴Trebat, T.J. [1983] Brazil's state-owned enterprises: a case study of the state as entrepreneur, Cambridge University Press, EUA.

normas de contratação do setor público e as paralisações de obras por falta de recursos também desempenharam papéis relevantes. Como resultado, tanto o ativo como o patrimônio líquido do sistema Eletrobrás alcançaram cifras muito elevadas.

Em 1994, o patrimônio líquido da União aplicado em ações de empresas estatais alcançava US\$ 88 bilhões dos quais US\$ 31 bilhões, cerca de um terço da carteira, eram ações da Eletrobrás.²⁵ O ativo total do sistema Eletrobrás era, na mesma ocasião, de US\$ 106,8 bilhões. Parece claro que se no programa de privatização o setor elétrico vai ser avaliado por seu **valor econômico**, ou seja, pelo fluxo de caixa que pode gerar no futuro, é muito provável que sua participação no total da carteira de propriedade da União seja inferior a um terço.

Uma outra consequência deste longo período de vigência da regulação pela taxa de retorno, que tem implicações no processo de privatização, diz respeito às deficiências na contabilização de custos. Por isto, atualmente, não é possível verificar a relação entre a tarifa cobrada para cada classe de consumidores e o custo marginal de atendimento daquela classe. Às vésperas da privatização, a Light, por exemplo, não dispunha de estudo que permitisse avaliar o custo de atendimento de cada tipo de consumidor e, conseqüentemente, tornou-se inviável uma avaliação dos subsídios cruzados embutidos em sua política tarifária.

O conhecimento da estrutura de custos das empresas é fundamental para se fazer uma avaliação mais precisa de sua estrutura tarifária adequando-a a critérios de eficiência. Sua inexistência torna mais difícil constatar a crença largamente difundida de que o consumo industrial de energia elétrica é subsidiado pelos demais segmentos consumidores. Na tabela III abaixo, contendo dados sobre a divisão do mercado no Brasil para 1994, pode-se verificar que quase metade da energia gerada no Brasil é vendida para consumo industrial que, no entanto, responde por apenas 35,8% da receita total de vendas.

Tabela III - Divisão do Mercado em 1994 (inclusive setor privado)

Classe	Consumo		Receita	
	(GWh)	%	(US\$ milhões)	%
Residencial	55.955	23,77	4070	27,88
Industrial	116.570	49,52	5240	35,89
Comercial	28.879	12,27	2540	17,40
Outras	34.015	14,45	2750	18,44
Total	235.420	100%	14600	100%

Fonte: Eletrobrás - SIESE

²⁵ Giambiagi, F. & A. Castelar [1996] "Lucratividade, Dividendos e Investimentos das Empresas Estatais: Uma contribuição para o debate sobre privatização no Brasil", **Texto para Discussão** nº 34, BNDES.

A regulação pelo custo do serviço tem exatamente o propósito de introduzir critérios de eficiência no sistema de determinação de preços do setor elétrico, chamando a atenção para os custos de atendimento. A partir de 1993, as tarifas passaram a ser fixadas ao nível dos custos, aí incluída uma remuneração para o capital. De acordo com o novo sistema, as planilhas de custos são propostas pelas distribuidoras e homologadas pelo DNAEE para vigorar por um período fixo de três anos, findo o qual é feita uma revisão.

Durante o intervalo compreendido entre duas revisões de tarifa, as empresas poderão apropriar-se das diferenças entre preço e custo que forem capazes de gerar. Nesse intervalo, as tarifas serão reajustadas nominalmente de acordo com uma fórmula paramétrica que reflete a variação nominal dos custos. Esta nova regulação implicou também o abandono da equalização tarifária permitindo que o sistema de preços passasse a refletir de forma mais adequada a escassez relativa de recursos.

Uma outra reforma que poderá vir a ter grande impacto diz respeito à criação do Sintrel - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica.²⁶ O Sintrel visa ampliar o acesso à rede de transmissão de energia elétrica incorporando os novos agentes engajados na geração, principalmente aqueles provenientes do setor privado. Caso o Sintrel venha a funcionar como planejado, o acesso à malha de transmissão será franqueado a qualquer entidade legalmente habilitada pelos órgãos competentes a produzir energia elétrica podendo, portanto, transmiti-la a qualquer ponto do país mediante pagamento de tarifa que cubra e remunere os custos correspondentes. Assim, os contratos de suprimento poderão ser feitos entre geradores e consumidores em qualquer ponto do território nacional, sendo a energia transacionada transportada pela malha do Sintrel.

Uma outra medida de reforma implementada sem a qual o programa de privatização não teria sido possível diz respeito ao novo ordenamento legal com relação às concessões de serviços públicos.²⁷ Esta nova lei permitiu a participação de empresas privadas nos serviços públicos. Em 1995, foram aprovadas pelo Congresso: a abertura à iniciativa privada da exploração de serviços de gás canalizado; a autorização para que empresas constituídas sob a lei brasileira realizem pesquisa e lavra de minérios; a autorização para que a União contrate com empresas privadas a exploração de petróleo; a autorização para que empresas privadas prestem serviços de telecomunicação; e a eliminação da diferença entre empresa brasileira e empresa brasileira de capital nacional, que veio a permitir a operação de empresas privadas, nacionais ou estrangeiras, como concessionárias de serviços de eletricidade.²⁸

²⁶O Sintrel foi criado através do Decreto nº 3009, de 22/12/93, e regulamentado pela Portaria do DNAEE nº 337, de 22/04/94.

²⁷ Leis nºs 8987 de 13/02/95 e 9074 de 7/07/95. Disciplinam as concessões de serviços públicos nas áreas de energia elétrica, transportes, rodovias, portos, aeroportos, saneamento básico e abastecimento de água.

²⁸ Medida Provisória nº 1481 de 5/06/96 que altera a Lei 8031 de 12/04/90.

Tal permissão para participação do capital estrangeiro no programa de privatização significou uma rutura com a tradição do passado na qual restrições eram impostas como uma forma de diminuir a resistência política ao programa. Nas alienações realizadas antes do governo Collor, o capital estrangeiro estava proibido de participar dos leilões. Também proibía-se, naquela ocasião, que o controle das empresas privatizadas fosse alienado ao capital estrangeiro posteriormente. A Lei 8031, que deu início ao programa do presidente Collor, impedia que o capital estrangeiro comprasse o controle das empresas que estavam sendo alienadas, fixando um teto de 40% das ações com direito a voto. Tal legislação não continha, no entanto, proibições quanto a alienações futuras.

A recente decisão de permitir a alienação ao capital estrangeiro teve origem no reconhecimento da restrição de poupança agregada. Tornou-se claro que o setor público não teria condições de manter os ambiciosos programas de investimento das empresas estatais, particularmente no setor elétrico e decidiu-se transferir esta responsabilidade ao empresariado privado. Entretanto, a menos que fosse possível aumentar significativamente a propensão marginal a poupar do setor privado nacional, ele não teria condições de fazer face aos investimentos que historicamente estiveram sob sua responsabilidade e ainda arcar com a responsabilidade dos investimentos que costumavam ser feitos pelo setor público. Sabidamente, uma mudança tão radical na taxa de poupança do setor privado não seria viável, pelo menos no curto prazo.

A aprovação da nova lei de concessões não foi uma tarefa fácil do ponto de vista político. O governo teve que firmar alguns acordos como, por exemplo, a não discussão na mesma ocasião de mudanças na área de telecomunicações, e também a prorrogação do prazo das concessões em vigor das empresas estaduais por mais vinte anos. Esta prorrogação facilitaria os futuros programas estaduais de privatização, porque haveria um ativo a ser transferido para o setor privado. Tais prorrogações foram utilizadas pelo governo federal também como uma forma de pressionar os governos estaduais para que colocassem em dia seus débitos com as concessionárias federais de energia.

Antes de sancionar a nova lei de concessões, o presidente vetou o artigo que estabelecia que não mais seria possível a concessão de benefícios tarifários sem a necessária provisão orçamentária. O artigo foi vetado sob a alegação de que o subsídio tarifário nas tarifas para os pobres não deveria ser cortado. Ocorre que, pelo menos no caso do setor elétrico, os subsídios tarifários não beneficiam apenas os pobres, mas também, e principalmente, os grandes consumidores, como os produtores de alumínio da região norte, por exemplo, que gozam de tarifas especiais e que puderam, com isso, manter os seus privilégios. Há muitos contratos em vigor com as chamadas *tarifas especiais* no setor industrial.

Finalmente, em setembro de 1996, foi aprovada a regulação da atuação dos produtores independentes e autoprodutores, com processos de concessão e comercialização muitos mais flexíveis do que os dos concessionários de serviços públicos.

III - A MODELAGEM DAS VENDAS

Embora o programa de privatização brasileiro do setor elétrico já tenha iniciado, com a venda da Light e da Escelsa, e a formação de algumas parcerias com o setor privado para a retomada de obras paradas, o modelo da participação do setor privado na indústria de energia elétrica ainda não está claramente definido. Entretanto, é possível vislumbrar algo de seu provável formato.

Em primeiro lugar, pretende-se, seguindo o modelo inglês, fragmentar a indústria em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. Com a privatização da Light e da Escelsa, o governo federal não opera mais no segmento de distribuição. Neste segmento, o programa federal deverá restringir-se à venda das participações minoritárias da Eletrobrás nas concessionárias estaduais de energia elétrica cujas ações já estão depositadas no Fundo Nacional de Desestatização. As demais distribuidoras, de propriedade dos governos estaduais, passarão ou não à iniciativa privada dependendo dos programas estaduais de privatização. Como se pretende manter a malha de transmissão sob o controle do governo federal, o programa federal de desestatização deverá concentrar-se na geração, ampliando primeiramente a formação de parcerias com o setor privado para conclusão de obras paradas.

Cogita-se manter as atividades de transmissão na mão do setor público porque no sistema brasileiro, as usinas estão interligadas, não só eletricamente, mas também hidraulicamente. Muitas usinas foram construídas em seqüência no leito de um mesmo rio e, por esta razão é muito importante que a operação seja feita de forma coordenada e otimizada sob pena de se perder cerca de 20% a 30% da energia disponível, o que reforça a idéia do controle centralizado da rede.

A transmissão, principalmente num país tão grande como o Brasil, não é um mero transporte de energia. A rede de transmissão permite a integração da força representada pelos geradores à distância, incorporando, além do serviço básico do transporte, todos os elementos associados ao processo de conversão e transmissão de energia, que constituem os chamados "serviços secundários": compensação reativa e controle da tensão; acompanhamento de carga e geração; controle de carga e frequência nas interligações; compensação das perdas de transmissão; despacho ótimo; recuperação pós-emergências; proteção, supervisão e controle do sistema.

Atualmente, o livre acesso de todos os agentes ao sistema de transmissão é assegurado por lei. Contudo, do ponto-de-vista prático, até o presente momento, só se dispõe do Sintrel integrado, basicamente, pelas linhas das empresas geradoras federais. O Sintrel não alcança os consumidores finais, já que somente as linhas das empresas distribuidoras estaduais estão conectadas a estes consumidores. Para um efetivo funcionamento do Sintrel seria necessário que os governos estaduais cedessem ao governo federal o direito de operação de suas linhas de transmissão. No que diz respeito à distribuição, alguns governos estaduais já decidiram vender suas distribuidoras. Por exemplo, no Estado do Rio de Janeiro, onde a Light já foi vendida, opera também a Cerj - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro que

também já foi privatizada pelo governo estadual. A Cemat - Centrais Elétricas Matogrossenses, a Celg - Companhia de Eletricidade de Goiás, a Eletropaulo, a Cesp - Centrais Elétricas de São Paulo, a Cpfl - Cia Paulista de Força e Luz, a Coelba - Cia de Eletricidade da Bahia, a Enersul do Mato Grosso do Sul, a Ceron de Rondônia e a Cosern - Companhia Energética do Rio Grande do Norte já estão com sua privatização decidida. Independentemente da decisão de vender as distribuidoras ainda falta decidir com clareza se e como as redes de transmissão atualmente de propriedade dos governos estaduais serão integradas ao Sintrel.

A modelagem da privatização tem se dirigido também para a alienação de alguns sistemas isolados das regiões norte e nordeste. Sem ligação com o resto do sistema estas pequenas unidades geradoras, freqüentemente termoelétricas, poderiam ser repassadas ao setor privado imediatamente. Em toda a região norte, nas localidades do interior dos estados, a energia elétrica é produzida por geradores a diesel. Ao todo existem 308 sistemas isolados na região que fornecem 408 MW à população. Espera-se que a iniciativa privada possa reduzir os atuais custos de geração nesta região que são no entorno de R\$ 200 por Mwh.

A privatização desenvolver-se-á também, provavelmente, mediante a livre contratação por parte de novos produtores independentes da malha do Sintrel para transmissão de sua energia, inclusive sobras de autoprodutores. A privatização da atividade de geração deverá ser precedida do necessário rearranjo das concessões de acordo com a legislação aprovada. Antes da aprovação desta lei, a maioria das concessões estavam sincronizadas e no fim de seu prazo de 30 anos, apesar de, em alguns casos, as usinas ainda estarem em processo de construção ou mesmo recém-inauguradas. As concessões cujos prazos serão adiados deverão passar por um reagrupamento prévio de forma a evitar que no processo de privatização se faça a venda das mais lucrativas, deixando nas mãos da União as deficitárias.

Resumidamente, podemos presumir que, em linhas gerais, a privatização do setor elétrico federal será feita através da transferência ao setor privado das atividades de geração e incentivo à entrada de auto-produtores e produtores independentes. A prioridade será dada à venda das usinas cujas obras estejam paradas por falta de recursos e aos sistemas isolados.

A urgência da retomada das obras paradas tem determinado que as parcerias com o setor privado sejam feitas imediatamente tanto pelo governo federal como pelos governos estaduais num ambiente de dispositivos regulatórios ainda dispersos e, conseqüentemente, sem consistência global. Este ambiente de incerteza quanto às novas regras de operação do setor tem, de certa forma, determinado o tipo de parceria que vem sendo feita com o setor privado. Poucas experiências tem sido implementadas com novos produtores de energia elétrica que desejam produzir energia para vender a terceiros. De uma maneira geral, os parceiros tem sido grandes consumidores que tem preferido simplesmente financiar a construção das usinas recebendo o pagamento na forma de energia gerada no futuro.

Quando a formação da parceria visa a retomada de uma obra que estava parada, muito cuidado tem sido tomado em evitar as discussões sobre os custos desnecessariamente altos já incorridos, causados inclusive pelo próprio atraso no

cronograma de execução. Esta discussão tem sido evitada mediante um modelo especial de licitação no qual o custo total do projeto não é o foco principal das atenções. Para tanto, inverte-se a pergunta. Em vez de partir-se do custo total da obra para definir a parte da energia gerada que seria de propriedade do setor privado, dado o seu aporte de capital para o projeto, as licitações vem sendo feitas com lances que informam quantos por cento da capacidade de geração futura da usina a iniciativa privada gostaria de reter em troca da finalização da obra.

Este foi o caso de Serra da Mesa, uma experiência pioneira com uma usina que vinha sendo construída por Furnas no rio Tocantins cuja obra foi paralisada por falta de recursos. Quando ficar pronta, esta usina terá uma capacidade de geração de 1275 MW (13º lugar no ranking nacional), o equivalente a 2,5% do sistema elétrico brasileiro. O vencedor do leilão foi o consórcio Energisa e Nacional Energética, controlados respectivamente pelos grupos Cataguases Leopoldina e Nacional que propuseram receber 51,54% da potência da hidroelétrica. O único concorrente do leilão, o grupo privado Rede, foi derrotado em sua proposta de receber 51,57%. A concessão era de 30 anos, mas como já havia transcorrido sete anos desde o início das obras, seu prazo foi reduzido a 23 anos a partir do leilão.

O consórcio ganhador do leilão obteve junto ao BNDES um financiamento do valor necessário à conclusão da obra, no valor de R\$ 611 milhões, corrigido pela TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo, mais juros de 4% ao ano. O término da obra foi orçado em R\$ 700 milhões. Tal financiamento público chama a atenção para as dificuldades que o Estado brasileiro vem enfrentando para repassar realmente ao setor privado a responsabilidade pelos novos investimentos em infraestrutura.

Infelizmente, alguns meses após a licitação, a obra da usina de Serra da Mesa foi novamente paralisada em consequência da intervenção do Banco Central no Banco Nacional, este em sérias dificuldades financeiras. Com a intervenção, a Nacional Energética, passou ao controle do Banco Central dentro do Regime de Administração Especial Temporária (Raet), em novembro de 1995. Em 15/08/96 o Banco Central tentou leiloar a empresa, mas o leilão fracassou. Nenhum dos três grupos pré-identificados, Bozzano Simonsen, Camargo Corrêa e a estrangeira Powerfin, fez qualquer lance, pondo em risco a conclusão da obra.

O motivo alegado foi o descasamento entre o índice de reajuste das tarifas e o índice de correção das dívidas financiadas pelo BNDES. Pelo contrato de opção de venda assinado com Furnas, as tarifas de energia, que vão gerar a receita da empresa, são indexadas ao IGP-M. Com isto estimou-se que a dívida da empresa cresceria 19% ao ano enquanto o faturamento da companhia aumentaria em torno de 15% ao ano.

Outra parcela do risco envolvido para o setor privado neste e noutros projetos de retomada de obras de usinas paradas diz respeito à indefinição com relação às tarifas de transporte de energia e à falta de clareza da regulação do setor de uma maneira geral. Por exemplo, por não estarem definidas as tarifas de transmissão, não foi possível a determinação dos preços finais de venda da energia que vai ser gerada no projeto de Serra da Mesa. A Nacional Energética tem comprometidos com Furnas 48,5% da sua parte da energia gerada e pode vender a terceiros todo o

resto. Estes contratos com terceiros não puderam ser feitos até agora, apesar de haver um número razoável de interessados.

Num modelo parecido com o de Serra da Mesa foi feita uma licitação para a retomada das obras da usina de Itá, no Rio Uruguai, divisa entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O vencedor da licitação foi um consórcio formado pelas empresas Poliolefinas, do complexo petroquímico do Rio Grande do Sul, Cimento Itambé e Cia. Siderúrgica Nacional, entre outras. As empresas vencedoras vão terminar a obra que vinha se arrastando há dez anos e operar a nova usina com uma capacidade de geração de 1450 MW. Cerca de US\$ 680 milhões do total de US\$ 1,1 bilhão em que a obra está orçada, vão ser financiados pelo consórcio, que tem 62% do capital da Itá.²⁹

Também na divisa do Rio Grande do Sul com Santa Catarina, no Rio Pelotas, a iniciativa privada vai construir a usina de Machadinho com 1050 MW de potência e que está orçada em US\$ 950 milhões. Vencerá a concorrência da usina quem oferecer a maior participação no empreendimento à Eletrosul, a partir de um mínimo de 17%. Um outro consórcio formado pelas empresas americanas Betchel e Pacific Gas está interessado na usina de Jacuí, que demandará menos de US\$ 260 milhões para o término das obras. Jacuí deverá gerar 350 MW.³⁰ Um consórcio formado pela Delp Engenharia, Mineração Rio Novo, Samarco e Minas Ligas está finalizando a documentação junto ao Dnaee para obter da Cemig a concessão da usina do Funil, também no Rio Grande no sudoeste de Minas. O projeto exigirá US\$ 180 milhões para uma capacidade de geração de 180MW.

Há outros projetos de parceria do Estado com grandes consumidores. Por exemplo, a concessão da nova usina de Igarapava, representando 20% da capacidade total de geração do Estado de Minas Gerais foi transferida da Cemig para um consórcio de seis empresas: Cemig (14,5%); Mineração Morro Velho - grupo Bozzano Simonsen (11,5%); Csn (6%); Cia. Mineira de Metais - grupo Votorantim (20%); Eletrosilex (13%); e Cvrld (35%). O consórcio deverá investir US\$ 270 milhões para construir a usina no Rio Grande, na divisa entre os estados de Minas e São Paulo, no triângulo mineiro, com capacidade de 210 MW. Trata-se de um consórcio misto com 50,5% do empreendimento a cargo da iniciativa privada e o restante, 49,5% com a Cemig e a Cvrld. Quando a usina ficar pronta, vai ser integrada ao parque da Cemig que comprará a parte dos empresários privados em energia que será transportada na sua própria rede de transmissão.

Há outros dez projetos já articulados ou em andamento da iniciativa privada isoladamente que poderão significar um acréscimo na capacidade instalada total de até 1100 MV com um investimento total de US\$ 1,5 bilhão. São exemplos as hidroelétricas de Sá Carvalho no Vale do Rio Doce, e Guilman Amorin, no Vale do Aço. O primeiro se refere à ampliação por conta da Acesita, da capacidade de produção da usina atual de 40 para 70 MW ao custo total de US\$ 25 milhões. A segunda visa a construção de uma nova usina no Rio Piracicaba, por um consórcio

²⁹ Informações prestadas pelo Ministro Raimundo Brito, Ministro das Minas e Energia, no seminário Reforma do Setor Elétrico, Foz do Iguaçu, junho de 1996. Gazeta Mercantil, 8 e 9 de junho de 1996.

³⁰ Relatório da Gazeta Mercantil, Setor Elétrico, 8 e 9 de junho de 1996.

formado pela Belgo-Mineira e Cimento Cauê. O custo previsto é de US\$ 127 milhões para a geração de 140 MW.

Um dos maiores consumidores de energia do estado de Minas Gerais, o grupo Fiat também decidiu construir uma usina, a do Pilar de 150 MW, no Rio Ipiranga, com um investimento de US\$ 140 milhões. O grupo Samarco também pretende começar no início de 1996 a implantação da usina do Baú, com 74 MW de produção e US\$ 65 milhões de investimento. Outro projeto acertado com a Cemig é a usina de Sobragi, de 60 KW que ficará a cargo da Cia Paraibuna de Metais, com investimento de US\$ 50 milhões.

Estas parcerias tornaram-se possíveis com a aprovação descrita anteriormente da nova lei de concessões. Com apoio desta lei o governo federal cassou 55 concessões para a construção de usinas geradoras, que haviam sido dadas a concessionárias estaduais. Destas, 33 não tinham iniciado as obras (com potência instalada de 18,9 mil MW) e demandavam investimentos da ordem de US\$ 21,1 bilhões. As outras 22 estavam com as obras paralisadas. As empresas titulares destas 22 concessões paralisadas foram obrigadas a apresentar novos cronogramas das obras para a aprovação do Dnaee, observando a exigência legal de que no mínimo um terço dos investimentos necessários à conclusão das usinas deveria ser proveniente da iniciativa privada. São ao todo 111 usinas geradoras, 97 hidroelétricas e 14 termoeleétricas, que somam potência instalada de 36,1 mil MW, com a necessidade de investimentos de US\$ 37,3 bilhões que o governo pretende ir buscar na iniciativa privada até 2004.

No passado recente as concessionárias estaduais, principalmente as do Estado de São Paulo, deixaram de pagar pelo fornecimento de energia que lhes era feito pelas empresas do governo federal, sem que este encontrasse formas eficientes de defesa. A origem deste problema pode ser identificada no regime de remuneração garantida. Com tarifas fixadas pelo governo federal, freqüentemente as concessionárias não obtinham os 10% de rentabilidade que lhes foi assegurada. A diferença entre a rentabilidade obtida e a garantida transformava-se num débito da Eletrobrás para com as concessionárias "deficitárias" e era creditada numa conta intitulada CRC - Conta de Resultados a Compensar. Com o passar dos anos, a acumulação de saldos nesta conta, tornou-se a desculpa para a inadimplência.

Este estado de coisas fez com que investidores privados demonstrassem mais interesse nas distribuidoras do que nas geradoras, evitando a posição de fornecedores do Estado. Para que o interesse da participação do setor privado no setor de geração pudesse ser efetivo seria necessário que a privatização tivesse início pelas distribuidoras que são de propriedade dos governos estaduais. Esta é a razão pela qual tem-se cogitado de vender em primeiro lugar as usinas de propriedade de Furnas já que atendem principalmente a região do Rio de Janeiro e Espírito Santo cujas distribuidoras já foram privatizadas.

Como uma forma de induzir os governos estaduais a fazer a privatização de suas empresas, o governo federal vem implementando um programa de "adiantamento" de receitas de privatização para os Estados altamente endividados. Ao conceder

estes novos financiamentos,³¹ o governo federal tem conseguido que alguns governos estaduais se comprometam com a venda de ativos de sua propriedade.

O modelo final de reestruturação do setor elétrico foi contratado com a Coopers & Lybrand, inglesa, por R\$ 7 milhões em 30/07/96. A definição do novo modelo vai ser feita pela consultora em comum acordo com representantes do setor elétrico brasileiro. A empresa terá dez meses para formular todos os princípios básicos da reestruturação do setor incluindo a elaboração de um arcabouço que balize a elaboração de um código de energia. Também em 1996 aprovou-se a criação do novo órgão regulador do setor elétrico, a Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, uma agência de âmbito nacional.

IV - DESAFIOS DA NOVA REGULAÇÃO

O marco regulatório da eletricidade no Brasil foi o Código de Águas promulgado em 1934 pelo governo federal. A propriedade do solo em todo o território nacional foi separada da propriedade da água e todos os direitos sobre os recursos hídricos foram transferidos para o governo federal. Até hoje, as concessões do setor elétrico continuam a ser feitas pelo governo federal. O Código de Águas, que foi o primeiro passo no sentido da estatização da indústria, determinou que novas concessões seriam feitas apenas às empresas brasileiras.

O Código de Águas também deu início à regulação pela taxa de retorno sobre o capital investido. Até meados da década de sessenta, quando foi introduzida a correção monetária, esta regulação gerou enormes distorções que tiveram um impacto negativo sobre o ritmo de crescimento da taxa de investimento no setor. Depois da introdução da correção monetária, tal sistema de regulação continuou produzindo resultados pobres até que foi substituído em 1993 por uma regulação pelo preço. Uma nova reforma tarifária implementada em 1995 eliminou parte da tarifação progressiva no consumo doméstico reclassificando a categoria residencial em “residencial” e “residencial baixa renda” .

Uma das tarefas mais importantes dos consultores encarregados da modelagem do setor é a definição dos poderes e da forma de atuação do novo órgão de regulação de âmbito nacional, o Aneel. Os governos estaduais já começaram a reivindicar o poder de regulação dentro de seus territórios, em franca oposição à idéia da criação de um órgão de regulação a nível federal.³² Uma solução deste tipo praticamente

³¹ Já foram adiantados recursos para os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais, Bahia, Paraná, Rio Grande do Sul e Mato Grosso totalizando mais de R\$ 1 bilhão. Nos próximos dias serão feitos acordos de adiantamento com Sergipe, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Norte. Gazeta Mercantil, 16/10/96.

³² Por exemplo, por pressão do fórum de secretários de energia, o relator do projeto da Anel incluiu de última hora no projeto um dispositivo que permite delegar aos estados e municípios que tiverem estrutura apropriada o papel de fiscalização das atividades do setor elétrico em seus respectivos territórios.

inviabilizaria a plena operação do novo modelo com competição no segmento de geração.

Espera-se também que os consultores definam a unidade básica para a privatização, ou seja, se serão as empresas regionais, bacias ou usinas independentes. A nova regulação deverá cuidar de inúmeros outros aspectos que permitam a operação privada e certamente deverá constituir-se em peça muito complexa. Deverá ser regulada a operação interligada, a atuação dos produtores independentes, o planejamento da expansão necessária, a constituição da rede básica de transmissão com livre acesso, as regras de comercialização, a política tarifária, a atuação do órgão de fomento do setor, as atividades de pesquisa e os compromissos de investimento.

Esta nova regulação deverá, portanto, responder às perguntas fundamentais sobre o tamanho das novas empresas, sua possibilidade de fusão futura, o grau de integração do mercado que vai ser tolerado, regras para contratos de longo prazo e criação de um mercado livre ("spot") de energia, segurança do abastecimento, compatibilização dos contratos comerciais com a operação técnica, segmentação de tarifas e muitas outras.

No Brasil, praticamente só há usinas hidroelétricas, 96% da geração é de origem hidráulica,³³ e numa mesma bacia hidrográfica é comum encontramos instaladas usinas e reservatórios de diferentes esferas de governo entremeadas. Nas bacias do Rio Grande e Paraná, por exemplo, há reservatórios e usinas de propriedade de empresas estaduais, Cemig - Centrais Elétricas de Minas Gerais e Cesp - Centrais Elétricas de São Paulo, de propriedade do governo federal, Furnas, e até da empresa binacional Itaipu. Este cenário se repete em quase todas as outras bacias aproveitadas. A nova regulação da operação interligada e da malha de transmissão deverá cuidar para que a criação de um mercado de energia elétrica não implique em perdas técnicas de energia.

A exploração conjunta base hidrológica pela União e pelos Estados apresenta uma dificuldade para a desestatização porque vem sendo feita até hoje de forma centralmente coordenada, levando-se em consideração ótimos globais de cada bacia e, até, de todo o território nacional. Habitado a fazer otimizações globais nos níveis de operação das usinas e na vazão dos rios sem qualquer restrição, o órgão encarregado de fazer a otimização do sistema passará a enfrentar uma situação na qual os proprietários das usinas são diferentes, importando então, de qual delas e a que nível de custos marginais será adquirida a produção. A alocação das perdas inerentes à transmissão também terá que ser feita de forma cuidadosa.

A possibilidade de geração de externalidades positivas e negativas neste ambiente integrado é uma variável que não pode ser menosprezada tanto na regulação do setor como na definição da unidade básica de privatização. A localização de diversos reservatórios e usinas num mesmo rio faz com que as decisões quanto à vazão dos rios, tomadas pelos proprietários a montante, possam vir a prejudicar os interesses daqueles que estão instalados a jusante. Pode não ser fácil usar o

³³ Eletrobrás [1994] Plano 2015, vol I.

próprio mercado para resolver este problema, por exemplo, mediante o pagamento de taxas de compensação. Há que considerar ainda o interesse público na vazão, tendo em vista as necessidades dos projetos de irrigação³⁴ e de abastecimento de água.³⁵ Neste novo modelo no qual o Estado continuaria encarregado da transmissão, a geração e a transmissão de energia elétrica continuariam sujeitas a critérios de otimização.

A efetiva implantação do Sintrel vem sendo retardada porque uma parte substantiva da malha de transmissão está nas mãos de empresas de âmbito estadual, como a Cemig (21.781 Km), a Cesp (19.087 Km), a Copel (6.102 Km) e a Eletropaulo (4.444 Km) que têm resistido à idéia de transferência de suas redes de transmissão para o controle do governo federal. Sem a adesão das concessionárias estaduais, principalmente as situadas nas zonas mais desenvolvidas do país, o Sintrel não poderia funcionar porque o transporte da energia gerada não poderia ser garantido para todo o país. A integração do território nacional via rede de transmissão é fundamental caso se pretenda realmente atrair o empresariado privado para o setor, pois os novos produtores certamente gostariam de ter a garantia de poder fornecer aos diversos pontos do território nacional e deveriam, portanto, ter livre acesso à malha de transmissão.

Há também problemas no que diz respeito à determinação das tarifas de suprimento. Em relação às tarifas de suprimento vale ressaltar que dois rios não são iguais, duas quedas não são iguais, e o custo de seu aproveitamento também não é o mesmo. Conseqüentemente, o custo marginal do Mwh gerado é diferente dependendo não apenas do custo de capital, mas também da própria qualidade da queda. Este aspecto deve ser destacado porque as usinas atualmente de propriedade das empresas estatais foram construídas aproveitando-se os melhores saltos do país e, conseqüentemente, têm custos marginais mais baixos. A parte da energia hidroelétrica não aproveitada contém agora saltos menos produtivos, com custos marginais mais altos, ainda que se possa contar com tecnologias mais modernas de construção. Também terão custos mais altos as novas usinas de fonte não hidráulica. Em dezembro de 1995 a tarifa média de fornecimento à totalidade dos consumidores finais era de R\$ 68,8, e a tarifa média de suprimento do sistema Eletrobrás era R\$ 30,17 Mwh, sendo a tarifa de suprimento de Itaipu ligeiramente superior, R\$ 33,64 Mwh. A margem bruta das distribuidoras era, portanto aproximadamente 100%.

Os novos empresários privados provavelmente não poderão fornecer energia a este mesmo preço. Ainda que se possa tomar em consideração que o custo de capital do setor privado seja menor, especialistas estimam em mais de US\$ 50 o custo marginal do Mwh de uma usina nova. Caso este mercado sem diferenciação de produto venha a operar em competição, os novos empresários privados não terão condições de concorrer com as usinas estatais integralmente depreciadas. Caso um aumento de tarifa seja permitido de modo a acomodar os novos projetos neste

³⁴ A competição entre irrigação e eletricidade é um problema particularmente importante no Rio São Francisco.

³⁵ Por exemplo, 95% da água que abastece o Grande Rio é proveniente do reservatório da Light, em Lages.

mercado, a margem de lucro do Estado será substancialmente elevada. Esta margem de lucro elevada nas usinas mais produtivas poderia ser associada na regulação às obrigações de novos investimentos.

Também é claro que o preço de venda das usinas em operação depende da tarifa que vai vigorar no setor. Uma vez determinada a tarifa, as usinas de custo marginal mais baixo poderiam ser alienadas por um preço mais alto, permitindo ao Estado a arrecadação de uma renda extraordinária. Porém, o fato de que várias usinas compartilham das águas de uma mesma bacia faz com que exista a possibilidade dos proprietários a montante causarem externalidade negativas e, conseqüentemente perdas substantivas para os proprietários a jusante. Ainda que o preço de venda possa vir a refletir esta capacidade de geração de perdas a outros, elas devem ser evitadas para benefício da eficiência global do sistema energético.

As dimensões continentais do Brasil agravam o problema da determinação das fórmulas de cálculo das tarifas de transporte. Em primeiro lugar tais tarifas, se adequadamente estimadas, podem representar até 30% do valor da energia transportada. O método de cálculo das tarifas de transporte pode conter incentivos à localização dos novos projetos. Todos estes problemas tem que ser responsável e adequadamente tratados na regulação prévia.

Desde que assumiu o controle do setor elétrico, o setor público procurou desenvolver a capacitação nacional da produção de equipamentos elétricos e desenvolver tecnologia nacional de construção de barragens. Como no caso de outros grandes grupos estatais, este esforço foi implementado dando-se preferência ao produtor e ao empreiteiro nacionais. O resultado indesejado desta política foi o estabelecimento de cartéis de fornecedores de produtos e serviços mais caros do que se poderia obter no mercado internacional. Um dos principais objetivos da privatização é justamente contornar os interesses de tais grupos adotando técnicas de compras de bens e serviços mais eficientes de forma a diminuir o custo de capital que é o item relevante para o setor.

V - O IMPACTO FISCAL

Talvez o fator mais importante para o retardamento do programa brasileiro de privatização venha a ser exatamente seu reduzido impacto fiscal. O Estado brasileiro, cresceu "para fora" do setor público propriamente dito. Os grandes grupos estatais federais brasileiros foram construídos a partir de controladoras setoriais que são sociedades de "economia mista". Estas empresas são sociedades anônimas, de direito privado, com ações negociadas em bolsa, cujo controle acionário é detido pelo Tesouro Nacional. Essas grandes controladoras detêm o controle, ou mesmo simples participação acionária, em muitas outras empresas que lhes são subsidiárias ou coligadas. Portanto, o Tesouro Nacional não é o único e, freqüentemente, nem mesmo o maior sócio de uma controladora federal.

Se a privatização visasse o levantamento de fundos para o Tesouro Nacional de uma forma direta, teríamos que vender a participação do Tesouro na controladora. No caso do setor elétrico, na própria Eletrobrás. Isso significaria vender ao mesmo tempo, para um único novo controlador, a propriedade de uma parte substancial do parque elétrico nacional. Obviamente, esta estratégia não é defendida por muitos porque leva a uma piora no padrão de eficiência alocativa da economia. Assim sendo, a privatização brasileira vem sendo feita mediante a venda das empresas separadamente.

No modelo de venda fragmentada a geração direta de recursos para o governo federal é difícil porque as empresas vendidas são subsidiárias ou coligadas das controladoras e, então, o verdadeiro vendedor não é o Tesouro Nacional e sim uma sociedade anônima da qual o Tesouro detém o controle. É fácil perceber que, neste caso, o trânsito dos recursos obtidos com a privatização para o caixa do Tesouro é muito mais lento e complicado do que se as ações do Tesouro na controladora tivessem sido vendidas.

Por isso mesmo, o programa de privatização não tem para o governo brasileiro o mesmo atrativo que tem ou teve em outras economias onde as receitas de privatização freqüentemente desafogaram governos em séria crise fiscal, constituindo-se essas mesmas receitas no principal fator gerador da chamada "vontade política" para privatizar.

Esta é a principal razão pela qual, dentre os grandes grupos estatais, decidiu-se privatizar primeiro os grupos Siderbras e Cia. Vale do Rio Doce. No caso das empresas do grupo Siderbras, a União era a única proprietária da controladora e pôde vender suas participações acionárias em outras empresas e extinguir a controladora. No caso da Cia Vale do Rio Doce decidiu-se vender as ações da União na controladora, ou seja, decidiu-se vender todo o grupo CVRD em bloco.

A venda da CVRD em bloco permitirá a geração de receitas diretamente para o governo federal. Cogita-se, é claro, da venda imediata de toda a empresa em um único bloco, por dinheiro, de forma a permitir a geração de recursos para o financiamento do déficit do governo federal.

Esta solução simplesmente não é um caminho possível no caso do setor elétrico. Sabendo-se que a venda será feita de forma fragmentada, tem sido grande a preocupação do governo em evitar problemas com os acionistas minoritários (mais de 100 mil). É claro que os acionistas minoritários não veriam com bons olhos esta decisão do controlador de ir vendendo a empresa por partes até que a empresa fosse transformada num saldo em dinheiro que pudesse ser dividido entre os acionistas.

Caso se venha a optar pela cisão da empresa, o governo teme que os acionistas minoritários exerçam seu direito de recesso, ou seja, de vender suas ações pelo

valor patrimonial.³⁶ O fato de que o valor patrimonial da Eletrobrás é muito maior do que a cotação de suas ações no mercado, pode inclusive funcionar como um estímulo ao exercício do direito.³⁷ Para evitar este problema, há um projeto de lei em tramitação no Congresso, do ex-deputado Antonio Kandir, eliminando tal direito em caso de cisão.

É importante enfatizar que, no modelo da venda fragmentada, os recursos gerados pelo programa de privatização tem uma capacidade muito reduzida de financiar o déficit do governo ou de reduzir a sua dívida, pois são propriedade da Eletrobras. Não há como contornar o problema de que o Tesouro não pode fazer caixa vendendo o que é seu apenas indiretamente.

V.1 - Venda Fragmentada com Pagamento em Dinheiro

Para facilitar a venda fragmentada, e considerando-se que algumas das atuais atividades da empresa permanecerão nas mãos do Estado, tem sido analisadas propostas envolvendo a divisão da Eletrobras em duas empresas: uma a ser privatizada, que ficaria com as participações acionárias nas subsidiárias, e a outra, que permaneceria estatal com Itaipu Binacional, a coordenação do setor, as usinas term nucleares, que têm proteção constitucional e, por isto deverão ser transferidas de Furnas para a Nuclen e a malha de transmissão. A parte da Eletrobrás que permaneceria pública não é, de acordo com esta proposta, uma empresa pequena.

A empresa que vai ser privatizada, por sua vez, seria uma empresa “de papel” no sentido de que seria composta apenas das participações acionárias nas quatro grandes empresas regionais. Estas participações seriam vendidas, por exemplo, com pagamento em dinheiro. Finda a venda, far-se-ia a distribuição das receitas por todos os acionistas da Eletrobrás na proporção de sua participação no capital total.

Caso, como dissemos, os acionistas privados da Eletrobrás recebam a receita de venda das subsidiárias na proporção de suas participações no capital da empresa, esta parte da venda não seria uma privatização porque seria uma venda do setor privado para o setor privado, o que não poderia naturalmente ter qualquer efeito sobre as contas públicas. A parte da receita de venda de propriedade do Tesouro poderia ser utilizada para financiar o déficit público ou quitar dívida pública.³⁸ Entretanto, manda a lei que os recursos arrecadados em dinheiro pelas empresas sejam aplicados na aquisição de títulos da dívida do Tesouro de longo prazo. Caso o Tesouro arrecade dinheiro com a privatização, deverá aplicar tais recursos nas

³⁶ De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6404/76, no caso de incorporação, fusão ou cisão, o acionista dissidente terá direito de retirar-se da companhia mediante reembolso do valor de suas ações por não menos do que seu valor patrimonial.

³⁷ Por exemplo, em 1995, a Eletrobrás teve uma cotação em bolsa de apenas 20% a 25% de seu patrimônio líquido.

³⁸ É importante observar que, freqüentemente, a parte de propriedade do Tesouro Nacional na venda de uma subsidiária pode ser muito pequena tendo em vista o fato de que o número de ações com direito a voto em uma S.A. pode ser de apenas 33% do capital total. Portanto, o controle acionário de uma subsidiária pode ser obtido com apenas cerca de 17% do capital total.

áreas de saúde, ciência e tecnologia, meio ambiente e segurança pública ou no resgate de dívida pública.³⁹

Como uma forma de evitar o prejuízo aos acionistas privados decorrente do esvaziamento da controladora causado pela venda fragmentada, o BNDES vem estudando também um modelo para a privatização que consiste em abrir o capital das subsidiárias da Eletrobrás e dar aos acionistas da Eletrobrás a opção de transferir suas ações na controladora por ações destas subsidiárias.

V.2 - Venda Fragmentada com Pagamento em Títulos da Dívida Pública Federal

Caso mantivéssemos o modelo da venda fragmentada mas o pagamento fosse feito em títulos da dívida pública, manda a lei que tais títulos, agora de propriedade da controladora (da Eletrobrás ou da "Eletroluxo") sejam trocados por novos títulos de emissão do Tesouro Nacional as NTN-p, Notas do Tesouro Nacional da série de privatização. Tais títulos têm rentabilidade reduzida, semelhante à da Caderneta de Poupança, e prazo longo de até 30 anos.

Esta alternativa para a modelagem das vendas, que tem sido muito criticada com o argumento de que tais títulos são "moedas podres", tem a vantagem de não permitir a cobertura de déficits ou a expansão do gasto corrente com as receitas de privatização. Entretanto, seriam sem dúvida alguma consideradas ainda mais lesivas aos interesses dos acionistas minoritários. Foi exatamente este o modelo adotado para a venda das ações de propriedade da Petroquisa e da Petrofértil.⁴⁰ A receita gerada pela privatização dos setores petroquímico e de fertilizantes até agosto de 1996 está dividida da seguinte maneira: US\$ 230,6 milhões em dinheiro e US\$ 2.639,5 milhões em títulos da dívida. O estoque de dezembro de 1995 de NTN-p era de US\$ 2.645 milhões.

V.3 - Alternativas

Uma forma alternativa de arrecadar recursos diretamente para o Tesouro Nacional, diferente da venda das ações do Tesouro na controladora, seria fazer a licitação das concessões em vez de licitar empresas. As novas concessões e aquelas que forem vencendo seriam licitadas ao setor privado. Esta estratégia parece interessante para construção das usinas novas porque permitiria o aporte de recursos ao Tesouro mas, no caso das já existentes, teria também o efeito de prejudicar o acionista privado da Eletrobrás. A licitação ao setor privado das usinas em operação por

³⁹ Medida Provisória nº 1486 de 7/06/96.

⁴⁰ "Não sei o que tenho nas mãos" diz Eduardo Duvivier, acionista minoritário da Petroquisa. "É uma coisa que não é nada, não é empresa, não está no setor petroquímico, virou um banco de moeda podre". Eduardo Duvivier está processando a Petrobrás no valor estimado em US\$ 25 milhões, equivalente à diferença entre a rentabilidade das "moedas podres" e a das empresas vendidas. **Gazeta Mercantil**, 22/05/96.

ocasião de seu vencimento prejudicaria também as atuais concessionárias estaduais.

É interessante observar que o impacto fiscal dos programas de privatização estaduais pode ser bem maior do que o do governo federal, dependendo da estrutura de propriedade das empresas. Uma vez que atualmente os maiores contribuintes para o déficit público consolidado são justamente os governos sub-nacionais, é possível que um impacto fiscal positivo nas contas dos governos estaduais altamente endividados venha a dar uma contribuição indireta importante para as contas do governo federal. Por enquanto, não se tem completa segurança de que os governos estaduais cumprirão realmente os compromissos que vem assumindo em troca dos referidos adiantamentos de receita.

V.4 - Regras para a Utilização das Receitas das Vendas

A decisão de permitir o pagamento das empresas privatizadas com títulos da dívida está intimamente relacionada com a preocupação de impedir que as receitas do programa sejam utilizadas para financiamento do déficit público, abrindo espaço para um adiamento do requerido ajuste fiscal. No entanto, a circunstância de que tais títulos são comercializados por valores muito inferiores ao valor de face, deu a eles a qualificação de "podres" e abriu espaço para muito debate e franca oposição.

Talvez o ponto menos compreendido seja que quem "apodreceu" estes títulos foi o próprio governo, que através de sua indisciplina fiscal, deu a impressão de que não teria recursos para fazer face a seu pagamento. Alguns deles, já não são os títulos originais, e sim títulos de emissão recente em substituição a títulos vencidos que haviam sido renegociados adiando-se a data do vencimento por até dez anos. Este fato criou uma nova fonte de incompreensões criticando-se o governo por aceitar como pagamento títulos da dívida vincenda em vez de títulos da dívida vencida.

Partindo-se de um ponto no tempo no qual os títulos da dívida eram negociados por valores muito inferiores a seu valor de face, sua aceitação como meio de pagamento do programa representou uma substantiva transferência de riqueza. Alguns títulos, como os TDA - Títulos da Dívida Agrária, por exemplo, vinham sendo negociados no mercado secundário entre 5% e 15% do valor de face quando foi anunciada sua aceitação como moeda da privatização, o que aumentou subitamente a demanda de mercado para estes títulos e elevou suas cotação para valores entre 40% e 50% de seu valor de face.⁴¹ Esta transferência de riqueza foi tão mais intensa quanto mais desagiada fosse a cotação do título no mercado secundário em perfeita consonância com a Lei de Gresham.⁴²

⁴¹ Mello M. [1992]

⁴² Quando o mercado determina valores intrínsecos diferentes para duas moedas que circulam simultaneamente com o mesmo valor legal, a moeda mais valorizada é retirada de circulação e estocada. Uma formulação simples desta lei diz que a moeda ruim expulsa a boa.

No processo de aceitação de títulos da dívida como moeda para pagamento, deu-se prioridade aos credores internos pois até setembro de 1995 o deságio de 25% para os títulos da dívida externa não havia sido eliminado. A decisão de ampliar o leque de títulos da dívida para incluir os da dívida externa, em igualdade de condições, esteve baseada principalmente no fato de que o estoque dos títulos da dívida interna aceitos como meio de pagamento estava praticamente esgotado. Uma vez que o custo da dívida interna é maior que o custo da dívida externa, alguns esforços têm sido feitos no sentido de admitir novos títulos da dívida pública interna como meios de pagamento, como os recursos do FGTS - Fundo de Garantia do Tempo de Serviço e do FCVS - Fundo de Compensação das Variações Salariais.

A principal defesa do pagamento em dinheiro é, portanto, sua utilização para financiamento do déficit público, expansão do gasto público e como uma forma de angariar apoio político para o programa. Por exemplo, após a venda da Escelsa o ministro do Planejamento José Serra demonstrou satisfação com o fato de que 67% do preço da Escelsa tinha sido pago em dinheiro e declarou sua intenção de exigir que a totalidade do preço da Light fosse feita em dinheiro. Segundo ele declarou na ocasião, uma parte dos recursos oriundos da venda da Light seria utilizada para novos investimentos na área do Rio de Janeiro. "A notícia gerou um largo sorriso no rosto do governador fluminense Marcello Alencar, que também compareceu ao leilão da Escelsa"⁴³

Ainda considerando como exemplo o caso da Escelsa, cogitava-se que a parte recebida em dinheiro pela Eletrobras deveria ser transferida para o Tesouro Nacional em troca de NTN-p, mas esta idéia foi abandonada logo após a realização do leilão. Dois argumentos foram apresentados como justificativa: O Secretário do Tesouro Murilo Portugal afirmou que "o caso da Escelsa é diferente porque a controladora, a Eletrobrás, não é totalmente do governo que não quer impor a operação aos demais acionistas"⁴⁴ e ainda que tal operação implicaria em desvalorização das ações da Eletrobrás prejudicando os acionistas não-controladores, dada a reduzida rentabilidade das NTN-p.

VI - RESULTADO DAS VENDAS EFETIVADAS

As principais vendas realizadas foram duas distribuidoras regionais, a Escelsa e a Light, e a formação de parcerias para a retomada de obras paradas por falta de recursos. Na medida que estas iniciativas foram tomadas ainda num ambiente de muito pouca clareza no que diz respeito à regulação do setor, muitas dificuldades foram enfrentadas. Não obstante, a orientação do programa até agora tem sido criar as condições para que venha a haver competição no setor.

⁴³ Gazeta Mercantil, 12/07/95.

⁴⁴ O Globo, 18/07/96

VI.1 - A Venda da Escelsa

VI.1.1 - Histórico da Empresa

A Escelsa foi constituída em 1968, a partir da fusão de duas empresas atuantes no Espírito Santo: Espírito Santo Centrais Elétricas (controlada pelo Governo Estadual) e a Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (controlada pelo Governo Federal). No ano de 1973 a Escelsa incorporou a Companhia Espírito Santo Meridional de Eletricidade - Cesmel.

A Escelsa foi a primeira concessionária estadual a ser vendida. Depois de sua inclusão no programa de privatização,⁴⁵ o governo do Estado do Espírito Santo decidiu vender sua participação antes do leilão do governo federal. Vendeu 20% de suas ações ordinárias para o grupo Iven - Investimento Energético S.A. Restaram 3,4% em poder do governo estadual. Naquela ocasião faziam parte do grupo Iven os bancos Nacional (25%), Pactual (25%), Icatu (12,5%), Bozzano (25%) e Opportunity (12,5%).

A Escelsa atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, numa área de 40,7 mil Km², correspondente a 90% da área do Estado do Espírito Santo, atingindo 66 municípios e atendendo cerca de 651 mil consumidores. O parque gerador da empresa, constituído por 10 usinas hidroelétricas, a maioria de pequeno porte, tem 159,8 MW instalados e produz cerca de 20% da energia que a empresa distribui. Os demais 80% são comprados de Furnas.

A extensão total de suas linhas de transmissão (com tensão igual ou superior a 34,5 kV) é de 2.669 Km. A rede de distribuição da empresa tem uma extensão total 29.909 Km. Suas perdas são de aproximadamente 12%, que vem a ser a média nacional, e a relação cliente-empregado na época da privatização era de 250 clientes por empregado. Os maiores consumidores industriais da Escelsa são: Itabira Agro-industrial, Aracruz Celulose, Samarco, Cvrld, Cst, Nibrasco, Itabrás, Hispanobrás e Cofavi.

Em dezembro de 1994 a Escelsa tinha 2.602 empregados e um ativo total de R\$ 895 milhões. Apesar da empresa ter apresentado fortes resultados negativos no período de 1991-93 (-R\$ 40,2 milhões anuais, em média), teve, em 1994, um lucro de R\$ 32,3 milhões apurado a partir duma receita operacional líquida de R\$ 236,7 milhões.

Os aportes indiretos de capital da União, via Eletrobrás, para a Escelsa montaram, no período de 1969-94, a US\$ 211 milhões, corrigidos pelo deflator utilizado para o PIB norte-americano. No mesmo período foram pagos dividendos de US\$ 38,6 milhões pela Escelsa à Eletrobrás, também em valores corrigidos, resultando um aporte líquido de recursos de US\$ 172,4 milhões.

⁴⁵ Decreto-Lei nº 572 de 22/06/92.

VI.1.2 - Modelagem da Venda

A Escelsa só tem ações ordinárias. Embora a participação da Eletrobrás no capital da empresa atingisse 72,34%, a Eletrobrás deteve 14,65% do capital da Escelsa para vender em outra oportunidade. Portanto, a decisão de alienação envolveu apenas 57,6% do capital total. A venda foi planejada da seguinte maneira: 50% mais uma ação do capital social da empresa, em leilão público, pelo valor mínimo de R\$ 320,2 milhões (R\$ 140,72 por ação), com pagamento mínimo de 66,91% em moeda corrente; oferta aos empregados de 7,68% das ações pelo preço fixo de R\$ 13,33 milhões (R\$ 38,12 por ação).

De acordo com a nova legislação de concessão de serviços públicos, foram outorgadas novas concessões à empresa, por 30 anos, tendo o Dnaee elaborado uma minuta de contrato de concessão que se tornou parte integrante do edital de venda da empresa. Segundo o contrato, os novos controladores da Escelsa se obrigam a operar de acordo com as normas do GCOI - grupo Coordenador da Operação Interligada e a aderir ao Sintrel. A aquisição, por capital estrangeiro, de ações da Escelsa no leilão foi limitada a 50% menos uma ação do bloco ofertado, por força da legislação constitucional vigente na época do leilão. Atendendo à demanda do governo do Estado do Espírito Santo foi permitida sua participação no leilão da Escelsa.

O edital de privatização, autorizou a Escelsa a utilizar as linhas de transmissão para distribuir o serviço de TV a cabo e o sistema de transmissão de dados por fibra ótica. Os editais de venda contemplaram também a permissão para que consumidores de 10 MW ou mais tenham o direito de optar entre diversos fornecedores de energia e, num segundo momento, tal limite seria reduzido a 3 MW.

O consultor vencedor da licitação pública, contratado para o processo de desestatização foi a Trevisan Consultores de Empresas Ltda., que avaliou a empresa pelo preço mínimo de US\$ 625,1 milhões, correspondendo a parte alienada a US\$ 360,6 milhões. O patrimônio líquido da Escelsa era de US\$ 848 milhões e, assim, a empresa foi avaliada por 73% de seu patrimônio líquido. A causa deste desvio é provavelmente o regime de regulação pela taxa de retorno e seus efeitos sobre a contabilização dos valores de investimentos.

Por ocasião da privatização, a tarifa média de venda da Escelsa era R\$ 59,30 por Mwh e a tarifa de suprimento R\$ 32 por Mwh, acompanhando o padrão nacional de margem de aproximadamente 100%.

VI.1.3 - Resultados da Venda

Os novos compradores, uma associação do grupo Iven S.A. com a GTD - Participações venceram o leilão em 11/07/95, com um lance de US\$ 357,92 milhões, um valor 11,78% acima do preço mínimo, e fizeram o pagamento em duas partes: um cheque no valor de US\$ 239,45 milhões, (66,9%), referente a parcela em dinheiro, e US\$ 118,47 milhões (33,1%) em títulos da dívida pública.

A Iven, que já detinha cerca de 20,1% do capital da Escelsa, passou a deter 45% do capital total. A GTD ficou com 25%. O único concorrente do leilão foi a Power do Brasil, grupo integrado pelo Chase Manhattan, Vicunha, Denerge (grupo rede), Csn, Banco Safra, Odebrecht e duas concessionárias americanas, a Houston e a CSW.

Para o leilão, associaram-se à Iven, a fundação Centrus e o Citybank. A GTD - Participações é um consórcio formado por 11 fundos de pensão totalizando mais de 500 mil segurados, organizado para participar desta e de outras privatizações da área de eletricidade. São eles: Previ, do Banco do Brasil; a Fapes, do BNDES; a Sistel da Telebrás; a Petros da Petrobrás; a Valia da Cia Vale do Rio Doce; a Escelsos da própria Escelsa; a Baneses, do Banco do Estado do Espírito Santo; a Eletros, da Eletrobrás; a Fachesf da Chesf; a Real Grandeza de Furnas; e a Aerus, o único fundo patrocinado por uma empresa privada, dos aeroviários empregados da Varig e da Transbrasil.

Com a privatização da Escelsa, seus empregados, que subscreveram todo o pacote ofertado, tiveram um lucro médio estimado em US\$ 14.170 (quatorze mil cento e setenta dólares) por empregado. Cada funcionário ou participante do fundo de pensão Escelsos teve o direito de adquirir até 110 ações pelo preço de 30% do valor de avaliação mínima da empresa que foi de R\$ 140,72 por ação e tiveram portanto um dispêndio médio de R\$ 4.643 pagando R\$ 42,21 por cada ação. Como o preço alcançado no leilão foi R\$ 157,3, as mesmas 110 ações passaram a valer R\$ 17.303, resultando no ganho líquido mencionado de R\$ 12.660, ou sejam, US\$ 14.170. Os empregados ganharam o equivalente a 15 salários médios da empresa que era de R\$ 842,00 por mês.⁴⁶ Como o direito de aquisição foi estendido aos participantes da Escelsos, que inclui aposentados e pensionistas, o número de adquirentes foi 3.180, embora o número de empregados fosse apenas 2.602, em dezembro de 1994.

A tabela IV a seguir mostra a distribuição do capital da Escelsa antes e depois do leilão:

Tabela IV - Acionistas da Escelsa Antes e Depois da Privatização

Acionistas de Capital Ordinário	Capital Antes	Capital Depois
Iven S.A. (Investimento Energético)	20,1%	45,0%
GTD Participações	-	25,0%
Eletrobrás	72,3%	14,7%
Reserva para empregados	-	7,7%
Banco Pactual	1,1%	1,1%
Estado do Espírito Santo	3,4%	3,4%
Prefeituras	1,2%	1,2%
Outros	1,9%	2,0%
Total	100%	100%

Fonte: BNDES

⁴⁶ O Globo, 21/07/95

VI.2 - A Venda da Light

VI.2.1 - Histórico da Empresa

A Light, fundada como uma empresa privada de capital estrangeiro, foi autorizada a operar no Brasil em 1899. O grupo Light (atual Brascan), com sede no Canadá, passou a atuar em São Paulo com o objetivo de explorar energia hidráulica e serviços de bondes, daí seu nome: The São Paulo Tramway, Light and Power Ltda., passando a denominar-se The São Paulo Tramway, Light and Power Co. Ltda. em 1900. Em 1905, o grupo de investidores canadenses assumiu os mesmos serviços na cidade do Rio de Janeiro, fundando outra empresa com características iguais à que operava em São Paulo, denominada The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Co. Ltda. A empresa adquiriu todas as companhias de carris urbanos e unificou-as em 1907.

Em 1910, a Light adquiriu o controle acionário da empresa concessionária de iluminação a gás denominada Société Anonyme du Gaz de Rio de Janeiro. Em 1922, o grupo adquiriu de um consórcio alemão a concessão do serviço telef nico, passando, assim, a controlar todos os serviços públicos nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo: energia elétrica, transportes, telefone e gás.

A partir de 1947, as empresas Light começaram um movimento no sentido de concentrar suas atividades em energia elétrica, transferindo, paulatinamente, as demais concessões de serviços públicos para os Governos Municipais, Estaduais e Federal. Procedeu-se então   incorpora o das diversas empresas ao grupo Light: Light - São Paulo; Light S.A. - Serviços de Eletricidade; Rio Light S.A. - Serviços de Eletricidade; Cia. Fluminense de Energia Hidrelétrica; Cia. de Eletricidade de São Paulo e Rio; Cidade de Santos - Serviços de Eletricidade e Gás S.A. e Força e Luz Vera Cruz. Esta incorpora o, que possibilitou inclusive a unifica o tarifária da região Rio-São Paulo, deu origem à empresa Light - Serviços de Eletricidade S.A., com sede em São Paulo⁴⁷. Em janeiro de 1979, a Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. adquiriu o controle da Light, 12 anos antes de sua concessão terminar, por US\$ 809,1 milhões a preços de dezembro de 1994. Caso tivesse aguardado o fim da concessão, a empresa passaria ao governo sem ônus.

Em 1981, foi celebrado um convênio com o Governo do Estado de São Paulo e criada a Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., com a interveniência do Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás e Dnaee, destinado a estabelecer as condi es de aliena o do Subsistema Light - São Paulo   Eletropaulo. Em 1981, a Eletropaulo assumiu os serviços prestados pela Light inerentes às concessões transferidas.

A Light foi incluída no programa de privatiza o em 1992 e sua venda arrastou-se por quase quatro anos,⁴⁸ devido aos inúmeros acordos que tiveram que ser feitos

⁴⁷ Decreto Federal n  61.232, de 23/08/67

⁴⁸ Decreto-Lei n  572 de 22/06/92

antes da venda: o acerto da CRC - Conta de Resultados a Compensar e outros tipos de regularização de dívidas do setor; separação da Eletropaulo, e a mudanças na regulação como, por exemplo, a aprovação da nova lei de concessões.

Certamente a medida que tomou mais tempo no processo foi a separação da Light de sua participação acionária na Eletropaulo, que vem a ser a maior distribuidora de eletricidade do país. Esta cisão teve que ser feita com muito cuidado para não ferir os interesses dos acionistas minoritários. A Light foi dividida em duas empresas, a Light - Serviços de Eletricidade e Light - Participações. Com a Light - Participações ficaram apenas os 48% das ações da Eletropaulo detidas pela Light e mais os créditos junto à empresa paulista no valor de R\$ 1,2 bilhão. O investimento permanente da Light no capital da Eletropaulo representava 47% do ativo total da Light e 56% do seu patrimônio líquido. O resultado desta separação foi a diminuição substantiva do passivo da empresa, tornando a Light uma empresa mais atraente ao setor privado.

A Light, com 11.961 empregados atende a 28 municípios do território fluminense, representando cerca de 80% do mercado consumidor do Estado. O parque gerador da empresa, constituído por 5 usinas hidroelétricas, a maioria de pequeno porte, tem 719,11 MW instalados, e supre cerca de 15,5% da energia que a empresa distribui. Os demais 79,5% são adquiridos de Furnas. O sistema de distribuição da Light é composto de linhas nas tensões de 230 e 138 kV, num total de 2195,78 Km. Por ocasião da sua privatização, as perdas de faturamento da Light atingiam 15,4%, um índice muito acima do padrão internacional, que é de 5 a 10%, praticamente equivalente à sua geração própria. Tais perdas distribuíam-se em 6,5% de perdas técnicas e 9% de perdas comerciais. Das perdas comerciais, 3,5% são provenientes de ligações clandestinas em residências e 2% nas favelas da cidade.

Na época da privatização, a Light era responsável por 9% do consumo de energia elétrica do país, suprindo diretamente em 138 kV a 2,7 milhões de consumidores. Dentre os grandes consumidores destacam-se: CSN, Cosigua, Valuvale, Valesul, Cedae, Sbm, CBTU, Aga, Bayer do Brasil, Aeroporto Internacional do Rio de Janeiro, Michelin, Metrô do Rio de Janeiro, Cia. Mercantil e Comercial Ingá, Panamericana S.A. Indústrias Químicas e Papel Pirahy.

A relação cliente-empregado era de 225,8, menor que a da Escelsa que era de 250, apesar da grande concentração urbana do Rio de Janeiro. Por ocasião da privatização, a tarifa média de venda da Light era R\$ 73 por Mwh e a tarifa de suprimento R\$ 33 por Mwh, gerando uma margem de mais de 100%.

A empresa apresentou fortes resultados negativos no período de 1991-93 (-R\$ 288,78 milhões anuais, em média): Em 1994, teve um lucro de R\$ 127,34 milhões; mas no ano de 1995, de novo, teve um prejuízo líquido em torno R\$ 110 milhões, a partir de uma faturamento de R\$ 1,8 bilhão por ano.

VI.2.2 - Modelagem da Venda

A Light, assim como a Escelsa, tem apenas ações ordinárias e foi avaliada em sua totalidade em US\$ 3.717 milhões. Dado que decidiu-se alienar apenas 70% do capital, permanecendo 11,61% do capital no Fundo Nacional de Desestatização para alienação futura, o preço mínimo de alienação foi reduzido a US\$ 2.697,94 milhões. O leilão foi programado da seguinte forma:

- 60% das ações ordinárias em leilão público
- 10% para os empregados e participantes da Braslight, o fundo de pensão dos empregados da Light.

O leilão admitiria sobras, desde que pelo menos 50% + uma ação fossem vendidas. Os participantes do leilão teriam direito preferencial a adquirir as sobras pelo preço do leilão.

O lote de 10% reservado aos empregados foi dividido em dois, contendo 4,1% e 5,9%, respectivamente. Os primeiros 4,1% foram oferecidos com descontos de 70% em relação ao preço mínimo e os outros 5,9% com descontos de 9%. Aos acionistas minoritários da Light, que detinham 18,39% do capital da empresa, foi apresentada a opção de fazer um leilão junto com o da Eletrobrás. Os acionistas minoritários exerceram esta opção para aproximadamente 13% das ações.

De acordo com a nova legislação de concessão de serviços públicos, foram outorgadas novas concessões de 30 anos à empresa, tendo o Dnaee elaborado uma minuta de Contrato de Concessão que se tornou parte integrante do Edital de Venda da empresa.

O contrato de concessão da Light prevê um sistema de reajuste de preços diferente do que foi definido para a Escelsa. Os reajustes serão feitos com base em dois conceitos distintos. O primeiro diz respeito meramente à correção monetária das tarifas e deverá acontecer anualmente em função da evolução do custo. O segundo diz respeito à transferência para os preços de eventuais ganhos de produtividade e deverá ocorrer a cada cinco anos. A primeira revisão, porém, só ocorrerá depois de transcorridos oito anos. O objetivo é alinhar a lucratividade da empresa ao padrão internacional que se situa atualmente entre 10 e 12% e significa, na prática, um controle também sobre a taxa de retorno da empresa.

Inicialmente, o governo anunciou, em diversas ocasiões, sua intenção de que todo o pagamento da Light fosse feito em dinheiro. Não obstante, dada a aparente falta de demanda pelo preço mínimo estabelecido, em 28/03/96, cerca de dois meses antes do leilão, o Conselho Nacional de Desestatização permitiu o pagamento de até 30% do preço mínimo em títulos do governo, reduzindo, desta forma, o preço da empresa. Um dos consórcios interessados, o Transcon-Amurada e a empresa International Brasil Export conseguiram no Supremo Tribunal Federal o direito de pagar 100% do valor adquirido com um título que representava uma dívida não honrada do governo federal com a própria empreiteira.

O consórcio encarregado de fazer a avaliação da Light foi também foi a Trevisan que fixou o preço mínimo da empresa 23% acima de seu patrimônio líquido que era de US\$ 3 bilhões.

VI.2.3 - Resultados da Venda

A Light foi a segunda distribuidora a ser alienada pelo governo federal. Foram tensos os dias que precederam ao leilão de privatização da empresa. De um lado, havia desinteresse por parte dos concorrentes, e de outro, muitas ações judiciais ameaçavam adiar a venda. Finalmente, o leilão foi realizado na BVRJ, em 21/05/96, e a empresa vendida pelo preço de US\$ 2,26 bilhões, sem ágio. A maior parcela, 34,04%, foi comprada pela Estatal francesa EDF - Electricité de France, com as americanas Houston Industries Energy, do Texas e AES Corporation, da Virgínia, (cada uma ficou com 11,35%). A demanda teria sido insuficiente para viabilizar o leilão não fora a interferência da Bndespar, que adquiriu 9,14% do total das ações leiloadas.

Esta interferência da Bndespar deu origem a inúmeras críticas no sentido de que a privatização teria sido um fracasso dado que uma parte substantiva das ações foi vendida para o próprio setor público. A Bndespar não escondeu que sua intervenção ocorreu justamente para garantir o sucesso do leilão e anunciou sua disposição de revender suas ações no futuro próximo, abrindo mão imediatamente de seu direito de interferência na gestão da empresa, transformando-se num "parceiro silencioso". Como os grupos francês e americano não compraram ações suficientes para adquirir o controle, tiveram que se unir-se à Companhia Siderúrgica Nacional (Csn) para assumir a administração da Light.

Houve sobras de 5,33% dos 60% do capital social da empresa ofertado em leilão, mesmo tendo a Bndespar adquirido 9,14%, para garantir o leilão. As sobras foram alocadas à Bndespar tendo em vista o fato de que se deu prioridade na venda às ações de propriedade dos acionistas minoritários, que tinham 18,39% do capital ordinário da empresa e, após o leilão, passaram a ter 6,93%.

O preço total de US\$ 2,26 bilhões ficou dividido da seguinte maneira: US\$ 1,48 bilhão em dinheiro e US\$ 780,9 milhões em títulos da dívida pública. Como 11,5 % das ações alienadas eram de propriedade dos acionistas minoritários, a receita da venda foi reduzida a R\$ 1,74 bilhões já que foi necessário deduzir R\$ 524 milhões em dinheiro reservados aos acionistas minoritários.⁴⁹ Como 9,14% do capital da empresa foi adquirida pelo próprio BNDES, a receita da Eletrobrás foi reduzida a R\$ 1,36 bilhão sendo R\$ 780,9 milhões em moedas de privatização e R\$ 577 milhões em dinheiro. A Eletrobrás não recebeu os R\$ 378 milhões referentes à parte adquirida pelo BNDES, porque a Bndespar acordou com a Eletrobras diminuir tal montante de uma dívida de cerca de R\$ 500 milhões que a Eletrobrás tinha com o BNDES. É a seguinte a distribuição do capital da Light após o leilão.

⁴⁹ Gazeta Mercantil, 13/06/96.

Tabela V - Acionistas da Light Antes e Depois da Privatização

Acionistas de Capital Ordinário	Capital Antes	Capital Depois
Eletrobrás	81,61%	28,80%
Acionistas Minoritários	18,39%	6,93%
AES Virgínia Coral Reef Inc.	-	11,35%
Houston Industries Energy	-	11,35%
EDF - Electricité de France	-	11,35%
Bndespar	-	9,14%
Csn	-	7,25%
Consórcio Transcon/Amurada	-	2,40%
Reserva para os funcionários	-	10,00%
GTD Participações	-	1,43%
Total	100,00%	100,00%

Fonte: BNDES

O lote reservado aos empregados, com preço mínimo total de US\$ 265,05 milhões, foi dividido em dois. O primeiro, contendo 4,1% das ações, com desconto de 70% em relação ao preço mínimo, foi adquirido no prazo. Entretanto, o segundo, que continha o desconto de 9%, enfrentou dificuldades na alienação. Em princípio, a aquisição deste lote seria financiado pelo BNDES com o aval da Eletrobrás. Entretanto, descobriu-se mais tarde que o estatuto da Eletrobrás proibia avais deste tipo e, portanto, a data da liquidação foi adiada por 30 dias até que este problema fosse solucionado.

Finalmente, o BNDES aprovou uma linha de crédito para que a Investlight, um clube de investimento dos funcionários da Light, pudesse adquirir as ações por intermédio de agente financeiro a ser escolhido pelos empregados, dentre os 170 agentes financeiros do sistema bancário brasileiro. Entretanto, os empregados tiveram dificuldades para encontrar agentes interessados em financiar estas operações, porque, na ocasião, o preço estipulado para as ações, R\$ 328,20 por mil ações, era superior à cotação da bolsa, na casa dos R\$ 280 a R\$ 290 o lote de mil ações.

O exemplo da Light serve para mostrar que a reserva de uma parte das ações para os empregados nem sempre cumpre o motivo alegado de democratização do capital e aumento do interesse dos empregados nos resultados da empresa. O lote de ações da Light que foi vendido aos empregados com desconto de 70% foi revendido pelos empregados no mesmo dia. Mais da metade dos empregados (7.500 dos 13.000) vendeu as ações imediatamente.

Dentre as ações com desconto de 70% em relação ao preço mínimo, cada empregado tinha direito a 29,5 lotes de mil ações (a R\$ 107 o lote). Sem dinheiro para desembolsar os R\$ 3.167,20 necessários, a maior parte dos empregados recorreu a um sistema de financiamento que transferiu aos bancos, na prática, o lucro do negócio oferecido a eles pela privatização.

No plano de maior adesão, o do clube de investimentos Investlight, cada funcionário recebeu R\$ 3.250,00. No pregão do dia 3/06/96, nas bolsas do Rio e de São Paulo, a mesma quantidade de ações valia R\$ 8.850,00. As ações compradas com financiamento deste tipo através do Investlight, continuariam na carteira do clube para serem vendidas no prazo máximo de um ano. O resultado da venda então, será propriedade dos bancos, que assessoraram e financiaram o clube, à título de pagamento pelos serviços de financiamento, corretagem e assessoria.

Além do Investlight, muitas outras instituições financeiras participaram do negócio. A oportunidade de bons lucros levou mais de dez delas a montar escritórios nas vizinhanças da Light, às vésperas do leilão, para disputar o financiamento aos empregados. Algumas preferiram emprestar o dinheiro e cobrar juros sobre o valor financiado de 6% ao mês. A maior parte entretanto, ofereceu o adiantamento em dinheiro em troca da receita pela venda das ações. No dia 03/06/96 tais instituições financeiras venderam tantas ações da Light que o preço das ações da ex-estatal teve forte queda no mercado. Na bolsa do Rio, onde foram negociados R\$ 6 milhões em ações da Light, o papel abriu custando R\$ 325 por lote e, devido à grande oferta, chegou a estar cotado a R\$ 289,29. O mesmo ocorreu em São Paulo, onde os títulos movimentaram R\$ 3 milhões. A queda em relação ao dia anterior foi de mais de 8%, mas ainda assim a operação trouxe bons lucros.⁵⁰ Um mês depois da venda, este lote de 4,1% já havia se reduzido a 1,4%.⁵¹ Aparentemente, a determinação de um prazo de carência de 365 dias registrada no edital pôde ser facilmente contornada.

O novo grupo controlador da Light vem atuando com cuidado para contornar a difícil questão das perdas comerciais. Numa das primeiras entrevistas à imprensa os novos dirigentes da Light apressaram-se a afirmar que as ligações clandestinas nas áreas carentes não tinham um significado muito grande no total das perdas, desfazendo a ameaça de que o suprimento a estas regiões fosse cortado ou cobrado, pelo menos no curto prazo.

VII - CONCLUSÕES

A intervenção do Estado na economia brasileira até o final dos anos oitenta teve como princípio orientador a promoção do desenvolvimento através da criação de condições favoráveis à atuação do setor privado, que não dispunha nem de capital nem de tecnologia para fazer face à imensa tarefa de promoção do desenvolvimento econômico. Basicamente, o Estado criou infraestrutura e operou diretamente naqueles setores industriais onde o volume de capitais requerido era muito alto, a taxa de retorno baixa e o prazo de maturação muito longo. Algumas vezes, a intervenção estatal evitou deliberadamente a entrada de capital estrangeiro.

⁵⁰ O Globo, 4/06/96.

⁵¹ O Globo, 19/06/96.

A promoção do desenvolvimento econômico não se deu apenas através da criação de um setor produtivo estatal, mas também pela regulação e concessão de financiamento a longo prazo. Adotando um modelo de substituição de importações foi possível reservar o mercado interno à iniciativa privada nacional, possibilitando a implantação de um moderno parque industrial.

O esgotamento do processo de substituição de importações, a necessidade de integração da economia brasileira ao mercado internacional e, principalmente, a falência do Estado vem forçando, desde o princípio da década de oitenta, sua reforma radical. Tal reforma, do ponto de vista do setor produtivo, consiste em passar à iniciativa privada as responsabilidades pelo investimento em parte da infraestrutura e alguns outros setores básicos da economia.

As dificuldades inerentes a esta tarefa não devem ser menosprezadas e têm se refletido na lentidão da implementação do Programa Nacional de Desestatização. Durante o processo de industrialização da economia coube ao setor privado investir e operar setores de caráter essencialmente privado. A privatização pretende agora aprofundar a responsabilidade da iniciativa privada em direção à produção de bens e serviços em setores onde há importantes falhas de mercado como, por exemplo, os monopólios naturais, atividades geradoras de externalidades positivas e serviços de utilidade pública.

A presença simultânea de muitas falhas de mercado faz com que o desenho da participação do setor privado nestes setores envolva uma cuidadosa regulação que idealmente permita impor incentivos similares aos que importaria um mercado competitivo, protegendo ao mesmo tempo os novos empreendimentos da manipulação política que lhes é característica.

Neste trabalho pretendeu-se, utilizando-se o caso do setor elétrico, abordar as três principais razões pelas quais o programa de privatização brasileiro tem tido um ritmo lento: i) Necessidade da colaboração dos governos estaduais; ii) Complexidade da regulação; e iii) Reduzido impacto fiscal.

A participação dos governos federal e estaduais em segmentos imbricados do setor cria uma necessidade de colaboração estreita entre as diferentes esferas de governo. Para conseguir a adesão ao programa de privatização dos governos estaduais, o governo federal vem lhes concedendo empréstimos novos, cuja garantia é a promessa de alienação futura das empresas e a adesão ao Sintrel. Também a privatização das concessionárias estaduais vem se transformando numa pré-condição para a atração do investimento privado para o segmento de geração devido a ameaça de inadimplência das distribuidoras para com as geradoras federais.⁵² O risco desta estratégia que vem sendo implementada pelo governo federal é aceitar acomodar imediatamente as necessidades de financiamento de Estados que podem não honrar seus compromissos no futuro.

⁵² Em novembro de 1995 as dívidas das empresas paulistas alcançavam o vultoso montante de US\$ 2,1 bilhões.

A geração hidroelétrica depende do regime de chuvas com um ciclo que, no Brasil, costuma ter uma duração de até cinco anos. Dentro de cada bacia explorada e até do ponto de vista do país como um todo, os ótimos locais não coincidem com os ótimos globais e, portanto uma operação privada que procurasse obter ótimos locais levaria a uma enorme perda de eficiência na administração dos recursos hídricos que hoje é feita centralizadamente.

A consciência de que não se poderá desprezar a coordenação nacional, ou pelo menos regional, na administração dos recursos hídricos levou o governo a pensar na solução de manter as atividades de otimização do sistema e operação da rede de transmissão nas mãos do governo federal. Desta maneira, os novos proprietários das usinas comprariam plantas com uma determinada capacidade de geração mas não teriam direito de determinar o seu nível efetivo de operação, que continuaria sendo comandado pela coordenação central da operação do sistema. Assim, seria criado um mercado virtual de energia elétrica no Brasil no qual os diversos proprietários privados de usinas geradoras entrariam vendendo níveis virtuais ou potenciais de produção às concessionárias de distribuição e demais grandes consumidores participantes deste mercado.

A solução analisada no parágrafo acima é um exemplo de como a simulação da operação do mercado no setor de energia elétrica brasileiro constitui-se num complicado problema que desafia a capacidade analítica e exige imensa competência técnica dos encarregados do desenho do modelo de regulação, que inclui não apenas tais variáveis técnicas mas também a política tarifária.

A energia elétrica produzida no Brasil é em sua quase totalidade de origem hidráulica e, portanto, a exploração do setor implica coordenação com os demais setores dependentes da água como o abastecimento de água e a irrigação. Existe uma reconhecida tendência para que estes problemas de uso alternativo da água venham a se agravar no futuro.

Como dissemos, a nova malha estatal de transmissão, o Sintrel, depende para sua efetiva operação da adesão dos governos estaduais que atualmente são proprietários de uma parte relevante da malha. É importante ressaltar que tendo em vista que o importante seria transferir a responsabilidade por novos investimentos para a iniciativa privada, esta solução tem o defeito de mantê-la nas mãos do governo federal. O investimento necessário à expansão e manutenção da malha de transmissão não é pequeno nem pode ser amortizado rapidamente via tarifação de transporte. Num país de dimensões continentais como o Brasil, a tarifa de transmissão representa uma parte substantiva do custo final e sua fórmula de cálculo pode ter importantes efeitos sobre as decisões de localização dos novos investimentos.

Uma outra questão levantada diz respeito à política tarifária que tem vários aspectos de difícil abordagem pela nova regulação. Em primeiro lugar, o custo marginal de geração das usinas novas é substancialmente maior que a tarifa de suprimento praticada atualmente pelo setor público de aproximadamente US\$ 30 o Mwh e, como tal custo depende da qualidade da queda d'água, o novo modelo de regulação

Um outro fator importante a ser cuidado diz respeito aos impasses políticos causados pela disputa pelas receitas do programa. Este aspecto insere-se na perspectiva global de realização do ajuste fiscal necessário à economia brasileira, na medida que a utilização dos recursos para quitação de dívida pública impedem o financiamento do déficit corrente ou mesmo a expansão do gasto corrente. A questão política tem-se centrado na disputa entre pagamento em moeda e em títulos da dívida pública porque, caso o pagamento fosse feito em dinheiro, o governo federal poderia propor sua utilização de forma a dobrar a resistência política ao programa, anulando praticamente toda sua contribuição para o saneamento das contas públicas.

Em consonância com o modelo do governo federal, também as empresas estaduais vem sendo divididas em unidades menores antes da privatização tomando-se o cuidado de separar não apenas as áreas de concessão para distribuição, mas também separando a geração, a transmissão e a distribuição. A Eletropaulo, por exemplo, foi dividida em oito unidades. É possível que o impacto fiscal dos programas estaduais de desestatização venham a ter um efeito benéfico sobre as contas federais.

Nos últimos anos tem sido necessário mudar a mentalidade em relação à participação do capital estrangeiro no programa de privatização e ao próprio papel do Estado na economia. A constatação de que o setor público não poderá enfrentar sozinho as grandes necessidades de investimento do setor, e também que não é possível mudar a propensão a poupar do setor privado nacional no curto prazo, produziram o arrefecimento da animosidade contra o capital estrangeiro.

No caso da formação de parcerias para retomada das obras paradas, como dissemos, tem sido importante evitar a discussão dos custos incorridos desnecessariamente. Espera-se que os melhores frutos do sistema de parcerias sejam colhidos na redução do custo de capital e esta é uma das principais contribuições do programa de privatização. Tal redução poderia advir não apenas das melhores técnicas de compras do setor privado no que diz respeito aos serviços de construção das usinas mas também da aquisição de equipamentos na melhor oportunidade do mercado internacional. No Brasil, a administração pública está sujeita a uma legislação de concorrências que praticamente impede uma efetiva redução do custo de capital. O foco não está, portanto, na questão secundária da capacidade de gestão mais eficiente de uma usina pronta.

Finalmente, concluímos que o ritmo do Programa Nacional de Desestatização não poderia ser muito acelerado tendo em vista a complexidade dos problemas que devem ser adequadamente analisados e regulados. Trata-se de organizar a entrada do setor privado em atividades onde as falhas de mercado são grandes e há inúmeras questões ligadas ao interesse público que impedem sua atuação em liberdade.

O reconhecimento da importância vital das atividades que estão sendo privatizadas não é o único fator que assusta o empresário privado. Se o país não tem estabilidade política, não tem um poder judiciário eficiente e atuante e não tem tradição de instituições reguladoras, o investimento privado não será feito nos

setores com grandes economias de escala e custos irrecuperáveis. Em suma, o setor privado teme a excessiva interferência do poder público. Uma total garantia de não interferência é, como dissemos, impossível, dado o grau de interesse público dos setores em questão. Este é, como vimos, apenas um dos impasses.

VIII - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Araújo, J.L. & R.I. Besnosik, [1994] "Regulation, Institutional Structure and the Performance of the Brazilian Electricity Sector, mimeo, Coppe/Ufrj

Armstrong, A; S. Cowan and J. Vickers, [1995] **Regulatory Reform: Economic Analysis and the British Experience**, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

BNDES [1995] Prospecto de Alienação de Ações do Capital Social da Light - Serviços de Eletricidade S.A., 1995.

BNDES [1995] Prospecto de Alienação de Ações do Capital Social da Escelsa - Serviços de Eletricidade S.A., 1995.

Eletrobrás [1994] Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, mimeo.

Foster, C.D. [1992] **Privatization, Public Ownership and the Regulation of Natural Monopoly**, Blackwell Publishers, Cambridge, EUA.

Giambiagi, F. & A. Castelar [1996] "Lucratividade, Dividendos e Investimentos das Empresas Estatais: Uma contribuição para o debate sobre privatização no Brasil", **Texto para Discussão** nº 34, BNDES.

Gilbert, R.J. e E.P. Kahn eds. [1996] **International Comparisons of Electricity Regulation**, Cambridge University Press, E.U.A.

Furnas [1996] Privatização e Expansão: Uma proposta para a transição. mimeo.

Mello, M.A.R.F. [1992] **A privatização no Brasil: análise de seus fundamentos e experiências internacionais**, Tese de Doutorado, FEA-USP.

Mello, M.A.R.F. [1994] "**Privatização e Ajuste Fiscal no Brasil**", **PPE - Pesquisa e Planejamento Econômico**, vol 24, nº 3, dezembro.

Memória da Eletricidade [1988] **Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil**, Eletrobrás, Rio de Janeiro.

Najberg, S. [1989] "**Privatização de Recursos Públicos: Os empréstimos do sistema BNDES ao setor privado nacional com correção monetária parcial**", tese de mestrado, Departamento de Economia da PUC-Rio.

Serra e Bitrán [1993] "Regulatory issues in the privatization of public utilities: theory and analysis of the case of Chile", trabalho apresentado no **Latin America 2000 Conference**, novembro, University of Texas, Austin, EUA.

Souza, F.A.G. [1996] Os Possíveis Impactos Redistributivos da Reforma Estrutural do Setor Elétrico, monografia, Puc-Rio.

Spiller, T & L.V. Martorel [1996] "How should it be Done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay and Chile" em Gilbert, R.J. & E. Kahn (eds.) **International Comparisons of Electricity Regulation**, Cambridge University Press, EUA.

Trebat, T.J. [1983] **Brazil's State-Owned enterprises: a case study of the state as entrepreneur**, Cambridge University Press, EUA.

Vickers, J. & G. Yarrow [1988] **Privatization: an economic analysis**, MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity, Cambridge, Massachusetts, EUA.

Textos para Discussão:

0350 - BONOMO, M. ; GARCIA, R. Infrequent information, optimal time and state dependent rules, and aggregate effects. dez. 1995. 41p.

0351 - CARNEIRO, D.D. Política monetária e a remonetização Pós Real. dez. 1995. 24p.

0352 - BEVILAQUA , A. S. Public external debt and dual resource transfers. fev. 1996. 27p.

0353 - AMADEO, E. J. ; PERÓ, V. Adjustment , stabilization and the structure of employment in Brazil. mar. 1996. 38p.

0354 - FRANCO, G. B. F. The Real Plan. abr. 1996. 16p.

0355 - GONZAGA, G. Rotatividade, qualidade do emprego e distribuição de renda no Brasil. abr. 1996. 26p.

0356 - AMADEO, E. J. ; SOARES, R. R. Quebra estrutural da relação entre produção e emprego na indústria brasileira. jul. 1996. 15p.

0357 - GARCIA, M. G. P. ; BARCINSKI, A. Capital flows to Brazil in the nineties: Macroeconomic aspects and the effectiveness of capital controls. jul. 1996. 30p.

0358 - AMADEO, E. J. Rentabilidade do setor tradable e geração de empregos. ago. 1996. 18p.

0359 - ALMEIDA, H. ; BONOMO, M. Optimal state-dependent rules, credibility and the cost of disinflation. set. 1996. 45p.

0360 - GARCIA, M. P. G. ; REZENDE, L. B. Leilões de títulos da dívida pública pelo Banco Central do Brasil: um estudo dos fatores condicionantes da dispersão das propostas para os BBCs. out. 1996

0361 - AMADEO, E.J. The knife's edge of exchange rate based stabilization. Impacts on growth, employment and wages. nov. 1996. 30p.

0362 - GONZAGA, G. The effects of openness on industrial employment in Brazil. nov. 1996, 23p.

0363 - ABREU, M. P. BEVILAQUA, A. Brazil as an export economy, 1880-1930. dez. 1996, 27p.

0364 - CORSEUIL, C.H.; GONZAGA, G.; ISSLER, J.V. Desemprego regional no Brasil: Uma abordagem empírica. dez. 1996