



**XVI SNPTEE**  
Seminário Nacional de Produção e  
Transmissão de Energia Elétrica

GAE/010

21 a 26 de Outubro de 2001  
Campinas - São Paulo - Brasil

**GRUPO VI**  
**GRUPO DE ESTUDOS DE ASPECTOS EMPRESARIAIS**

**PRIVATIZAÇÃO E EFICIÊNCIA ALOCATIVA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PRIMEIRAS  
DIFICULDADES DA TRANSIÇÃO PARA UM MERCADO COMPETITIVO**

Denizart do Rosário Almeida \*  
ELETROBRÁS

**RESUMO**

O setor privado vem preservando um comportamento estratégico com vistas a possibilitar sua participação na aquisição de ativos fixos, já existentes. Este comportamento difere do referente ao conjunto das estatais elétricas remanescentes, que mantêm ainda taxas de investimento acima das já privatizadas, e menor grau de endividamento.

Este artigo conclui que a viabilização do mercado competitivo e de seus benefícios em termos de eficiência alocativa pode passar pelo reforço de programas de empresas públicas convivendo com os de agentes privados.

**PALAVRAS -CHAVE**

Privatização-Eficiência-Investimento

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O objeto de estudo deste trabalho é o comportamento das empresas de eletricidade no Brasil neste período de transição para um mercado competitivo.

Inicia com uma síntese do marco teórico que justifica a presença da empresa pública em uma economia de mercado.

Depois apresenta evidências de que a eficiência alocativa não vem sendo concretizada pelas empresas privadas. Ao final, discute as dificuldades de concretização da eficiência alocativa no setor elétrico apenas através do mecanismo de mercado.

**2.0 ALOCAÇÃO EFICIENTE DE RECURSOS POR  
DIFERENTES EMPRESAS: UMA SÍNTESE DO  
MARCO TEÓRICO**

A produção direta de bens e serviços pelo governo seria justificada quando o mecanismo de mercado se revelasse incapaz de propiciar uma alocação eficiente de recursos para a produção de bens “meritórios”.

Pelo fato de sua produção gerar um elevado volume de economias externas, se a oferta desses bens não é julgada satisfatória pela coletividade, sua expansão deve se dar ou pela substituição da produção privada pela pública, ou pela interferência nas decisões de produção privada, através de incentivos e subsídios à expansão da produção.

O marco teórico que orienta a decisão da produção pública dos bens denominados “meritórios” - Musgrave (1959) (1); Rees (1979) (2), e, Rezende da Silva (1980) (3) - , aponta no sentido de que a alocação eficiente de recursos na economia só estaria assegurada se o financiamento da expansão da produção desses bens coubesse principalmente ao consumidor. Isso só ocorreria se o preço de venda refletisse o custo de oportunidade dos recursos deslocados de outros usos para serem alocados na produção desses bens. Com isso evitar-se-ia que o atendimento a um consumo, artificialmente estimulado por um preço baixo, absorvesse um excesso de recursos que poderia ser aplicado na produção de certa quantidade de bens alternativos, mais valorizada, na margem, pela coletividade.

Alternativamente, se a produção fosse fixada a um nível em que o preço excedesse o custo marginal (caso do

monopólio privado tradicional), os consumidores estariam dando à unidade marginal um valor maior do que o sacrifício envolvido em sua produção, predispondo-se, portanto, a retirar recursos de outros usos a fim de expandir a produção deste bem.

A eficiência alocativa seria conseguida pela empresa pública avaliando seus investimentos planejados com base nas técnicas de fluxo de caixa descontado. Isto, requer, conforme afirma Rees, "que a empresa defina um fluxo temporal das receitas e dos custos associados com um investimento, o que exige por sua vez que sejam feitas suposições explícitas sobre a demanda, a tecnologia, o suprimento de insumos e os preços, dentro de um prazo razoável no futuro. Esse fluxo temporal deve então ser descontado para se obter um valor presente líquido, usando-se uma taxa de desconto (conhecida como taxa de desconto de teste), especificada pela Fazenda para uso em todo o setor público" (pg 35).

Rees observa que, na prática, essa não era a forma como a empresa pública decidia seus investimentos na Inglaterra. Assim se expressa Rees: "na prática, o investimento da empresa pública não é de forma significativa determinado pela taxa de desconto de teste. Cada empresa determina sua escala total de investimento prevendo a demanda futura, com base (nos casos mais sofisticados) em suposições sobre as futuras rendas, preços, tecnologias etc. Encontra, então a capacidade correspondente à sua previsão adotada de demanda e planeja a despesa de investimento requerida para levar a capacidade instalada até esse nível" (idem pg 35). Esse comportamento evidencia um total afastamento da empresa pública na Inglaterra em relação ao marco teórico. O desafio em países como o Brasil em que a empresa pública por motivos diversos também agiu de forma semelhante, é aproximar seu comportamento à orientação fornecida pelo marco teórico.

### 3.0 PRIVATIZAÇÃO DA ELETRICIDADE E EFICIÊNCIA ALOCATIVA: PRIMEIRAS EVIDÊNCIAS

Na seqüência de tabelas a seguir (1, 2 e 3), observa-se que as empresas privadas (as 10 maiores em Ativo, sendo que a ESCELSA substituiu a ELEKTRO no quadro, porque os dados desta última, na fonte consultada, não foram julgados consistentes) têm, em média, elevadas receitas financeiras na composição de seu caixa.

Tabela 1

Ano de 1998: Receitas Financeiras/ Caixa médio e Investimento/Ativo - empresas privadas

EMPRESA	Receitas Financeiras/ Caixa médio	Investimento/ Ativo Em %
CERJ	2,87	9,01%
COELBA	0,61	7,79%
CPFL	0,75	3,40%
EBE	9,08	5,69%
ESCELSA	24,00	4,91%
GERASUL	0,21	1,15%
LIGHT	1,88	8,33%
METRO POLITANA	0,34	4,50%
RGE	8,12	2,33%
SERRA DA MESA	0,12	3,40%
TOTAL	0,81	4,99%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Tabela 2

Ano de 1998: Receitas Financeiras/ Caixa médio e Investimento/Ativo – empresas públicas

EMPRESA	Receitas Financeiras/ Caixa médio	Investimento/ Ativo Em %
CEEE	0,27	3,63%
CELESC	1,31	7,86%
CELG	0,74	6,67%
CELPE	4,19	12,07%
CEMAR	0,84	12,22%
CEMIG	0,79	4,77%
CESP	0	3,77%
COPEL	0,42	10,79%
EMAE	0,73	1,72%
EPTE	0,49	3,68%
TOTAL	0,26	5,27%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Tabela 3

Ano de 1998: Receitas Financeiras/ Caixa médio e Investimento/Ativo – controladas da ELETROBRAS

EMPRESA	Receitas Financeiras/ Caixa médio	Investimento/ Ativo Em %
CHESF	0,52	3,13%
ELETRO NORTE	0,71	4,20%
ELETRO NUCLEAR	0,14	5,01%
ELETROSUL	0,77	1,30%
FURNAS	0,86	6,14%
TOTAL	0,71	4,43%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Essa proporção receitas financeiras/caixa médio é de 81% nas empresas privadas, o que vem a ser mais que o triplo da que se verifica nas estatais remanescentes (em média 26%), evidenciando que, conforme Pires e Pinto Júnior (1999) (4) afirmam, os novos operadores vêm, estrategicamente, preservando grandes volumes de recursos financeiros, visando à aquisição de ativos nos leilões do programa de privatizações. As controladas da ELETROBRAS apresentam um valor elevado dessa participação de receitas financeiras no caixa médio (71%), o que se deve à indecisão quanto a investimentos (formação bruta de capital fixo) face à expectativa de privatização iminente da maioria delas.

A outra coluna das tabelas ao estabelecer relações entre investimento (formação bruta de capital fixo) e o ativo total dessas empresas, confirma a tendência de que essas taxas de investimento são maiores nas estatais remanescentes (5,3%) do que nas empresas privadas (5%), o que ratifica a opção estratégica das empresas pela liquidez em detrimento do investimento (formação bruta de capital fixo).

Uma outra seqüência de tabelas (4, 5 e 6) vêm corroborar a tese de que algumas das empresas já privatizadas no Brasil têm apresentado uma forte tendência à elevação no grau de endividamento pós-privatização.

Observa-se que, em média, a relação capital de terceiros/capital próprio atinge 1,53 nas empresas privadas, contra 0,69 nas estatais remanescentes e 0,55 nas controladas da ELETROBRAS.

Tabela 4

Ano de 1998: Dívida/Patrimônio Líquido e Lucro/Patrimônio Líquido – empresas privadas

EMPRESA	Dívida/ Patrimônio Líquido	Lucro/ Patrimônio Líquido Em %
CERJ	5,53	15,4%
COELBA	1,01	16,6%
CPFL	0,93	21,2%
EBE	2,24	-11,8%
ESCELSA	1,05	10,1%
GERASUL	0,75	0,3%
LIGHT	1,64	8,4%
METRO POLITANA	2,22	-20,3%
RGE	1,19	2,1%
SERRA DA MESA	2,16	-14,7%
TOTAL	1,53	1,5%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Tabela 5

Ano de 1998: Dívida/Patrimônio Líquido e Lucro/Patrimônio Líquido – empresas públicas

EMPRESA	Dívida/ Patrimônio Líquido	Lucro/ Patrimônio Líquido Em %
CEEE	3,14	-3,5%
CELESC	0,55	-3,9%
CELG	46,7	-362,2%
CELPE	0,66	8,7%
CEMAR	1,04	1,3%
CEMIG	0,41	6,0%
CESP	0,73	5,4%
COPEL	0,59	9,0%
EMAE	0,21	0,2%
EPTE	0,15	1,1%
TOTAL	0,69	4,7%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Tabela 6

Ano de 1998: Relações Dívida/Patrimônio Líquido e Lucro/Patrimônio Líquido

EMPRESA	Dívida/ Patrimônio Líquido	Lucro/ Patrimônio Líquido Em %
CHESF	0,60	0,1%
ELETRO NORTE	0,25	-4,8%
ELETRO NUCLEAR	1,89	0,0%
ELETROSUL	0,18	2,2%
FURNAS	0,31	4,4%
TOTAL	0,55	-0,3%

Fonte: Séries Econômico-Financeiras de Empresas de Energia Elétrica. UFRJ/ ELETROBRAS. 1999. Elaboração do autor.

Os níveis de endividamento atingidos limitam a capacidade de investimento das empresas privadas, dado o comprometimento com o serviço da dívida.

Por outro lado, a comparação dos índices de lucratividade observados não permite que se conclua que as empresas privadas apresentam melhores desempenhos ou maior potencial para realizar investimentos do que as públicas.

Como assinalam Pires e Pinto Júnior “a conciliação de novos comportamentos estratégicos com os encargos referentes às missões de serviço público pode ocasionar uma série de problemas para os consumidores e para os órgãos reguladores. De uma maneira geral, após as operações de aquisição de ativos de empresas privatizadas, o interesse de curto prazo é o retorno rápido do capital investido. Isto coloca em tela um *trade off* entre a política de dividendos da empresa e o incremento de investimentos. A médio e longo prazos, a questão principal diz respeito aos objetivos de expansão determinados pelos novos controladores. Nesse caso, o *trade off* se estabelece entre as decisões de investimentos de expansão e de melhoria da qualidade dos ativos do sistema elétrico e a busca de diversificação e/ou expansão transnacional, as quais comportam também a necessidade de mobilização expressiva de recursos financeiros”.

#### 4.0 DESAFIOS NA ATUALIDADE

A questão que se coloca no caso brasileiro é que os índices de elasticidade-renda do consumo da eletricidade têm se mantido bem superiores à unidade, durante as três últimas décadas. Mesmo nos períodos mais recentes, a

despeito de políticas de conservação de energia, e de aumentos reais na tarifa após o Plano Real, esses índices ainda superam os referentes à década de 80.

Pode-se afirmar que é raro o bem ou serviço que sustente, durante tanto tempo, coeficientes de elasticidade-renda de seu consumo tão elevados, conforme se observa na tabela 7 a seguir:

Tabela 7

Elasticidade-Renda do Consumo de Eletricidade no Brasil

Período	Expansão do PIB (%)	Expansão do Consumo (%)	Elasticida- de-Renda do Consumo
1971-80	8,6	11,8	1,37
1981-90	1,5	5,9	3,93
1991-93	2,3	3,7	1,61
1994-96	3,6	5,1	1,42
1997-99	0,6	3,4	6,5

Fonte: ELETROBRAS

Esses coeficientes evidenciam a condição da eletricidade como um bem “meritório”. Trata-se, como afirma Oliveira (1996) (5), de “um serviço essencial na vida moderna” e, sendo a eficiência econômica das empresas elétricas fator importante de competitividade sistêmica das economias, continua o autor, o Brasil não pode se dar ao luxo de ser constrangido a conter seu desenvolvimento industrial como consequência de uma reforma mal concebida do setor elétrico. Devido à dependência muito grande do aparelho produtivo nacional em relação à energia elétrica, o custo social do déficit de eletricidade é elevado.

Ao governo cabe, portanto, a tarefa de promover ajustes na alocação dos recursos no setor elétrico.

No caso brasileiro, a envergadura dessa tarefa é maior do que na maioria dos países, porque cerca de 91% da eletricidade produzida no país provém de fonte hidroelétrica. Nos países onde há relativo peso da termelétrica, tende a haver maior possibilidade de o mecanismo de preços levar à eficiência alocativa.

Nesses países, déficits de oferta de eletricidade podem ser cobertos pela reativação de usinas paralisadas por excesso de custos. Funciona, como assinala Bielschowsky (1998) (6), o “mecanismo de mercado, em que a escassez de oferta faz subir o preço, viabilizando produtores menos eficientes. Essa elevação de preços estimula a construção de novas termelétricas que, por seus menores custos, determinam novo fechamento ou

uma menor utilização das usinas temporariamente reativadas” (pg 8).

No Brasil não existe essa “reserva” de potência instalada termelétrica que possa ser acionada frente a eventuais déficits de energia provocados ou por insuficiência de chuvas ou por uma elevação não prevista na atividade econômica.

O valor atribuído pela sociedade à expansão da oferta de eletricidade, principalmente numa perspectiva de médio e longo prazo, remete aos seguintes desafios:

Do lado das tarifas, o desafio é fazê-las traduzir o custo de oportunidade dos recursos alocados no setor, cabendo destacar, entre outras, as seguintes sinalizações de que a tarifa ainda não está refletindo esse custo:

1. O Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico para o período 1998/2006 (7) avaliava que a taxa de desconto que viabiliza o interesse privado nas próximas expansões de geração no sistema elétrico (tomando por base de referência uma unidade térmica a ciclo combinado consumindo gás importado) era de 15% ao ano. As recentes mudanças cambiais e no mercado de gás levaram, certamente, a uma reavaliação para cima nessa taxa.
2. Segundo trabalho de Brunetti (1996) (8) a tarifa praticada para o grande consumidor industrial ligado nos níveis maiores de tensão (acima de 88 kV) corresponde a entre 55% e 65% da referente ao custo marginal que o setor incorre para suprir o aumento do consumo desses consumidores, o que significa que a expansão da oferta, para que, a médio prazo, um consumo adicional seja atendido, só se dará estimulada por alguma correção nesses preços.
3. Análise retrospectiva para o período 1982/97 realizada por Santos (1997) (9) indica que o consumidor ligado no nível de tensão A2 (entre 88 e 138 kV) já pagou em média, em termos reais, no período considerado, uma tarifa perto de 40% acima das referentes às de 1997 e que, em julho de 1987, pagava quase o dobro da mesma tarifa. Isso indica defasagem do preço relativo da tarifa de energia elétrica para níveis superiores de tensão (o que inclui a geração) no Brasil, e a necessidade também de alguma correção tarifária para viabilizar a expansão da oferta de eletricidade.

Um outro desafio é o de fazer com que ganhos tarifários das empresas concessionárias se revertam em ampliação da capacidade de geração.

Bielschowsky observa que, como já vem acontecendo, pode-se prever resistências do setor privado em investir em novas usinas hidrelétricas, devido aos riscos de surpresas relacionadas à complexidade geológica,

controle ambiental, e leis de proteção a reservas indígenas, que podem retardar as obras e onerá-las.

O desconhecimento quanto os custos marginais de geração de longo prazo tem “por consequência, o temor da realização de investimentos sem demanda pré-contratada, e a liberdade de compra, por parte dos grandes consumidores, faz com que as distribuidoras de energia sejam cautelosas no que se refere a contratar a longo prazo” (pg 41).

No quadro a seguir pode-se constatar que enquanto os investimentos em transmissão e distribuição cresceram consideravelmente de 1997 para 1998, os investimentos em geração tiveram crescimento muito baixo, o que sem dúvida indica a possibilidade de um estrangulamento da oferta a médio prazo.

Tabela 8  
Evolução dos Investimentos em Energia Elétrica no Brasil. (R\$ milhões)

Anos	Geração	Transmissão	Distribuição	Outros	Total
1994	1754	376	567	288	2985
1995	1782	395	1131	271	3780
1996	2738	716	1361	324	5139
1997	3351	1491	1430	434	6707
1998	3508	2419	2481	360	8768

Fonte: ELETROBRAS

Bielschowsky faz, em seu estudo, a advertência de que o capital privado em energia elétrica deverá concentrar-se em compra das empresas estatais existentes, cujo valor está estimado em algo equivalente a cerca de quatro vezes as necessidades anuais de investimento fixo para expansão e manutenção do parque elétrico brasileiro. Isso porque a atratividade dessa compra é maior do que implantação de novas usinas de geração. Com isso esse capital evita as incertezas da construção, ao mesmo tempo em que durante um período mínimo de cinco anos a demanda estará garantida, às tarifas atuais, pelos “contratos iniciais” estipulados no novo marco regulatório.

Mesmo assim, continua Bielschowsky, “como exemplificam os leilões de parcerias já ocorridos, as taxas de retorno que estarão refletidas nos preços de privatização (às tarifas correntes) dificilmente serão inferiores a 12% ou mesmo 15%”. (pg 42). O autor conclui que, considerando os riscos de construção e as incertezas das tarifas futuras, o investidor, tomando por referência as tarifas vigentes nessa transição (1997/98), exigiria uma taxa de rentabilidade muito alta para compensar todas as incertezas.

## 5.0 CONCLUSÃO

Tudo indica que a viabilização do mercado competitivo e de seus benefícios em termos de eficiência alocativa pode passar pelo reforço de programas de empresas públicas convivendo com os de agentes privados. Isso porque o alcance da eficiência alocativa exige a ocupação de espaços de ampliação da oferta de energia elétrica onde o rendimento esperado do investimento, mesmo compatível com o custo do capital, pode não se constituir em atrativo para o setor privado investir na produção de um bem considerado “meritório” pela sociedade. A programação desses investimentos pela empresa pública deve tomar como referência o marco teórico sintetizado neste trabalho que levanta, entre outras questões, a exigência, que não vinha sendo seguida no Brasil antes da privatização, de que essa empresa avalie seus investimentos planejados com base nas técnicas de fluxo de caixa descontado, usando uma taxa de desconto de teste especificada pela Fazenda para uso em todo o setor público. O atual grau de abertura do mercado certamente garantiria a participação de agentes privados que se satisfaçam com o rendimento pretendido pelos agentes públicos, e com isso se aproximaria do ideal almejado de eficiência alocativa.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MUSGRAVE, R. *The Theory of Public Finance*. Mc Graw-Hill. Nova York. 1959.
- (2) REES, R. *A Economia da Empresa Pública*. Zahar Editores. Rio de Janeiro. 1979.
- (3) SILVA, F. R. *A Empresa Pública e a Intervenção do Estado na Economia: Ação Suplementar à Iniciativa Privada - Perspectivas em face da Conjuntura Atual*. In “A Empresa Pública no Brasil: Uma Abordagem Interdisciplinar”. Coletâneas de Monografias. IPEA. Brasília. 1980.

(4) PIRES, M. S. P., E PINTO JÚNIOR, H. Q. Oligopólio internacional e os novos comportamentos estratégicos na indústria elétrica. In *Boletim de Energia UFRJ-IE*, agosto de 1999.

(5) OLIVEIRA, A. *Privatização do Setor Elétrico – Dilemas e Opções*. IE/UFRJ. 1996

(6) BIELSCHOWSKY, R. *Energia Elétrica no Brasil, 1993-97: Investimentos Deprimidos numa Transição Problemática*. 1998. IN: *Determinantes dos Investimentos na Transição da Economia Brasileira nos anos 90: Indústria, Mineração, Petróleo e Infraestrutura*. Coord. Ricardo Bielschowsky. CEPAL – Internet (<http://www.eclac.cl/>)

(7) GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS - GCPS. *Plano Decenal de Expansão 1998-2007*. ELETROBRÁS. Abril 1998.

(8) BRUNETTI, J. L., e outros, *Limites da Política Tarifária na Reforma do Setor Elétrico Brasileiro*. In *Anais do II Seminário Latino Americano de Energia*. 1996.

(9) SANTOS, S. M., e outros. *Tarifa Azul – A Implantação desta Modalidade Tarifária, Objetivos, Análise de sua Evolução e Resultados Alcançados*. Trabalho apresentado no V Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico. 1997.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Nome: Denizart do Rosário Almeida

Nascimento: 22.04.1950, Campos, RJ

Graduação: Economia/UFF-1971

Mestrado: Engenharia de Produção -COPPE/UFRJ-1983

Doutorado: Economia-IEI/UFRJ-1993

Economista da ELETROBRÁS – Departamento de Investimentos

Professor da Faculdade de Economia da UFF