



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
Instituto de Economia

DA CRISE ÀS INCERTEZAS: ESTADO E AGENTES  
PRIVADOS NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE  
ENERGIA ELÉTRICA

**Fernando José de Camargo**

Dissertação de Mestrado apresentada  
ao Instituto de Economia da UNICAMP  
para obtenção do título de Mestre em  
Ciências Econômicas, sob a orientação  
do Prof. Dr. Luciano Galvão Coutinho .

*Este exemplar corresponde ao original da  
dissertação defendida por Fernando José  
de Camargo em 19/02/2001 e orientada  
pelo Prof. Dr. Luciano Galvão Coutinho .*

CPG, 19 / 02 / 2001

A handwritten signature in black ink, which appears to be "Luciano", is written over a horizontal line. The signature is fluid and cursive.

Campinas, 2001

**Ficha catalográfica elaborada pela biblioteca  
do Instituto de Economia/UNICAMP**

C14d

Camargo, Fernando Jose de.

Da crise as incertezas : estado e agentes privados na industria brasileira de energia eletrica / Fernando Jose de Camargo. — Campinas, SP: [s.n.], 2001.

Orientador : Luciano Galvão Coutinho.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia.

1. Energia eletrica – Brasil. 2. Energia eletrica – Brasil – Regulamentação. 3. Privatização. 4. Investimentos publicos e privados. I. Coutinho, Luciano Galvão. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Título.

06-055-BIE

**Título em Inglês: From crisis to uncertainty : state and private agents in the Brazilian electricity industry**

**Keywords: Brazilian electricity industry, Regulation, Privatization, Public and Private investment**

**Área de concentração: -----**

**Titulação: Mestre em Ciências Economicas**

**Banca examinadora: Prof. Dr. Luciano Galvão Coutinho**

Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay

Prof. Dr. Claudio Schuller Maciel

**Data da defesa: 19-02-2001**

**Programa de Pós-Graduação: Economia**

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho – não seu conteúdo, que haverá de ser bastante chato e um pouco sem vida para meus pequenos, mas o tempo, a dedicação e, de alguma forma, o afeto aqui empregado – a meus filhos queridos, Lelê e Jojó, que mudaram definitivamente minha vida e a tornaram preciosa, quase tão precioso quanto eles são para mim, que me ensinaram a olhar o mundo e as pessoas com olhos de quem sente, e não de quem apenas vê, com quem aprendi, enfim, a chorar – de alegria.

## **AGRADECIMENTOS**

Muitas pessoas possibilitaram a realização deste trabalho, cada um a seu modo, cada qual com seu jeito fundamental. Cristian Andrei, Fernando de Arruda Sampaio, Bernard Appy e Bernardo Gouthier Macedo são parceiros e grandes amigos, exemplos para mim de aplicação intelectual, correção e respeito à boa análise, sempre de forma descontraída e bem-sucedida, e que despertaram em mim a confiança que me faltava e que hoje me basta.

Luciano Coutinho, nosso grande mestre, que há muitos anos nos ensina a compreender a realidade brasileira de forma abrangente, com a competência ímpar que imprime a todas as causas a que se dedica.

Ana Clara, que me ensinou muito da vida, na longa vida que construímos juntos, nas duas vidas que elaboramos e criamos, para sempre.

Fábio Kerche, amigo-irmão, mesmo quando a distância teima em nos impedir de dizer isso pessoalmente, irmanamente. Devo a ele o princípio da crítica, da construção cuidadosa de argumentos – algo que cultivamos desde a adolescência, sem sequer saber o que seríamos, para onde iríamos, de que jeito.

Agradeço a todos os que me receberam gentilmente para entrevistas, importantes na estruturação desta dissertação. Agradecimento especial a Sérgio Bajay e a Vlamir Ramos, que me abriram novas perspectivas de análise e atuação.

Aos professores e funcionários do IE, cujo convívio foi bastante enriquecedor. Sentirei falta.

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	1
CAPÍTULO 1. A crise do modelo estatal e seus principais determinantes .....	5
1.1 — Introdução .....	5
1.2 — Principais determinantes da crise .....	7
1.3 — Reflexos da crise .....	10
CAPÍTULO 2. O consumo de energia elétrica no Brasil .....	15
2.1 — Introdução .....	15
2.2 — Evolução e determinantes do consumo de energia elétrica no Brasil .....	16
2.3 — Implicações para o novo modelo em gestação.....	21
CAPÍTULO 3. Reestruturação do setor: a busca de um regime de mercado .....	23
3.1 - Antecedentes .....	24
3.2 – O novo modelo .....	26
3.2.1 – Em busca da autonomia normativa.....	28
Aneel.....	28
CCPE.....	29
3.2.2 – Privatizações .....	31
Motivação macroeconômica .....	32
Internacionalização das empresas do setor elétrico.....	36
Aspectos normativos: timing e ritmo de avanço .....	40
3.2.3 - A competição na geração e na comercialização .....	50
Novos agentes de mercado.....	51
MAE: dos contratos iniciais ao mercado livre .....	53
ONS.....	54
Outras questões relevantes da regulamentação .....	57
CAPÍTULO 4. Os reflexos no nível de investimentos setoriais: Estado e capitais privados.....	61
4.1 — O comportamento recente da oferta de energia elétrica .....	61
4.2 — Características da expansão recente: estado x capital privado.....	63
4.2.1 — Exemplos de parceria com o capital privado .....	67
UHE Serra da Mesa (VBC).....	67
UHE ITÁ (GERASUL/TRACTEBEL).....	69
Outros casos de parcerias (COPEL e CEMIG) .....	71
4.2.2 — A presença do capital privado nos novos empreendimentos .....	73
Novos investimentos em geração.....	74
Investimentos em transmissão .....	78
4.3 — Ajuste Financeiro, Investimentos e o Financiamento Setorial .....	80
4.3.1 — Retrato econômico-financeiro recente do setor elétrico nacional.....	80

4.3.2 — Fontes de recursos e investimentos das empresas públicas e privadas .....	89
4.3.3 — Fontes de financiamento do setor elétrico no período recente .....	94
Eletrobrás .....	95
BNDES .....	98
CAPÍTULO 5. Rebatimentos sobre a indústria de equipamentos para energia elétrica .....	103
5.1 — Definição da indústria e corte analítico .....	103
5.2 — Estrutura de oferta da indústria de GTD .....	105
5.2.1 — A referência internacional .....	105
5.2.2 — A referência nacional .....	113
5.3 — Desempenho recente da indústria de equipamentos elétricos no Brasil ....	116
5.3.1 — Evolução do consumo aparente, do comércio e da produção .....	117
Consumo aparente de equipamentos de GTD .....	117
Indicadores de comércio e competitividade industrial .....	122
5.4 — Perfil e estratégias de empresas selecionadas .....	131
5.4.1 — Asea Brown Boveri (ABB) .....	131
5.4.2 — Siemens .....	136
5.4.3 — Toshiba do Brasil .....	140
5.4.4 — Grupo Schneider .....	142
5.4.5 — Inepar Indústrias .....	145
5.4.6 — Trafo Equipamentos Elétricos S/A .....	149
CAPÍTULO 6. Conclusões: Políticas de investimento, riscos e incertezas do modelo	153
6.1 — Principais conclusões dos capítulos anteriores .....	153
6.2 — Os novos investimentos: políticas, riscos e incertezas .....	159
6.3 — Considerações finais .....	169
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	173
ENTREVISTAS REALIZADAS .....	179

## ÍNDICE DAS FIGURAS

Figura 1. Investimentos do setor elétrico nacional .....	11
Figura 2. Fontes e usos de recursos do setor elétrico.....	12
Figura 3. Acréscimo de capacidade instalada na geração .....	13
Figura 4. Parâmetros macroeconômicos para o mercado de energia elétrica .....	17
Figura 5. Consumo de energia elétrica por classes — 1970/99.....	17
Figura 6. Consumidores residenciais e consumo médio — 1970/99 .....	20
Figura 7. Tarifas reais por classe de consumo e regiões, 1997/00 .....	21
Figura 8. Perfil do endividamento das concessionárias — dez/1995 .....	25
Figura 9. Principais <i>players</i> estrangeiros no Brasil — posicionamento estratégico em 1998 .....	38
Figura 10. Processo de privatização do setor elétrico brasileiro — 1995/00.....	41
Figura 11. Privatização: desníveis de preço na avaliação de ativos .....	47
Figura 12. Valores envolvidos na privatização do setor elétrico nacional — 1995/00.....	49
Figura 13. Expansão da capacidade instalada na geração (% a.a.) .....	62
Figura 14. Extensão das linhas de transmissão da Rede Básica.....	62
Figura 15. Produção de energia elétrica por tipo de geração — 1995/99 .....	63
Figura 16. Evolução da capacidade instalada nas principais concessionárias — 1995/9965	
Figura 17. Incremento da capacidade de geração em 2000 .....	74
Figura 18. Cronograma das obras de geração e natureza do capital — 2001 .....	75
Figura 19. Cronograma das obras de geração e natureza do capital — 2002.....	75
Figura 20. Ampliação da capacidade de transformação de energia em 1999 .....	79
Figura 21. Concessionárias selecionadas: representatividade no fornecimento.....	81
Figura 22. Indicadores financeiros do setor elétrico, empresas selecionadas .....	84
Figura 23. Perfil do endividamento das empresas selecionadas, em 1999 .....	85
Figura 24. Indicadores financeiros do setor elétrico segundo empresas selecionadas e a natureza do capital controlador .....	87
Figura 25. Balanço recente das origens e aplicações de recursos do setor elétrico.....	90
Figura 26. Origens e aplicações de recursos por controle do capital, público e privado....	92
Figura 27. Origens e aplicações de recursos da ELETROBRÁS — 1996-99 .....	97
Figura 28. Desembolsos do BNDES para Cias. Elétricas selecionadas, 1995/00 .....	100
Figura 29. Financiamento BNDES à expansão do sistema elétrico, 1995/00 .....	101
Figura 30. Faturamento dos principais players mundiais do setor .....	111
Figura 31. Consumo aparente de equipamentos para energia elétrica (GTD).....	117
Figura 32. Preços e quantidades vendidas de equipamentos selecionados.....	121

Figura 33. Produção física de equipamentos de GTD, 1992/00.....	122
Figura 34. Exportações da indústria de equipamentos de GTD, 1989/00.....	124
Figura 35. Produção de energia elétrica por tipo de usina em países selecionados .....	125
Figura 36. Importações de equipamentos de GTD, 1989/00.....	127
Figura 37. Saldo comercial do setor de GTD, por equipamentos selecionados.....	129
Figura 38. Coeficientes de comércio exterior para a indústria de bens de capital .....	130
Figura 39. ABB - Distribuição mundial das vendas e do emprego .....	132
Figura 40. SIEMENS - Distribuição mundial do faturamento e dos lucros .....	136
Figura 41. <i>Market-share</i> no mercado de transformadores, segundo a potência - 1999...	152

## RESUMO

Em curso desde 1995, a reestruturação do setor elétrico brasileiro tem origem no grave estrangulamento financeiro das empresas públicas e paralisação dos investimentos. Esperava-se, então: (i) recuperar a capacidade de investimento das empresas; (ii) elevar os investimentos em novas usinas; e (iii) introduzir mecanismos de mercado no setor, via privatizações, concorrência na geração e no recém criado segmento de comercialização e a partir de um aparato regulatório que fosse sólido, ágil e independente. Com isso, esperava-se que os novos agentes privados assumissem os investimentos no setor.

Após seis anos (1995-2000), questões como (a) indefinições no aparato regulatório; (b) descontinuidades no processo de privatização e a expectativa de venda de outros ativos públicos competitivos e de baixo risco; (c) incertezas no âmbito político-institucional; e (d) instabilidade no quadro macroeconômico, entre outras, vêm levando o governo – que precisa urgentemente expandir a oferta e reduzir os riscos de déficit de falta de energia – a reativar planos de investimento, além de buscar expedientes de política capazes de aplacar incertezas e estimular investimentos privados.

Alguns dos objetivos da reestruturação foram cumpridos — recuperação da capacidade de geração de caixa das empresas, basicamente via recomposição das tarifas reais e reestruturação das dívidas —, embora as privatizações tenham desencadeado um longo ciclo de ajustes patrimoniais e financeiros que ainda está longe de se encerrar, pois as empresas seguem definindo sua atuação estratégica nos diversos mercados e esperam ainda pelo restante dos ativos ainda a privatizar —, além de consumir recursos que poderiam ter sido destinados à expansão.

A redefinição da participação do Estado é, assim, o principal dilema para o avanço da reestruturação nos próximos anos. Dado o elevado risco de falta de oferta de energia no curto e no médio prazos, não parece haver outra alternativa senão o Estado – a partir das empresas que ainda controla no setor energético – reassumir imediatamente, e sem mediações, os investimentos na expansão do sistema. Uma vez afastado o pesadelo da falta de energia, o Estado poderá buscar atrair capitais privados para novos investimentos e concentrar-se em duas frentes: consolidar e estabilizar o quadro regulatório e redesenhar, de forma consistente, o planejamento de longo prazo do setor.

## **TITLE**

FROM CRISIS TO UNCERTAINTY: STATE AND PRIVATE AGENTS IN THE BRAZILIAN ELECTRICITY INDUSTRY

## **ABSTRACT**

Restructuring of the Brazilian electricity industry, in progress since 1995, originated with a severe financial crisis in the state-owned utilities and a paralysis of investment. It was intended to (i) recoup the utilities' capacity to invest; (ii) increase investment in new power plants; and (iii) introduce market mechanisms via privatization, competition in the generating segment, and via a newly created wholesale market. Another key aim was the creation of a regulatory framework supposed to be both strong and agile, with an independent regulator. All this was expected to attract new investment by private companies.

After six years (1995-2000), issues such as (a) gaps and flaws in regulation, (b) discontinuity in the privatization process amid expectations that other low-risk and competitive public assets will be sold, (c) uncertainty in the political and institutional spheres, and (d) macroeconomic instability, among others, have led the government – which urgently needs to expand supply and reduce the risk of shortages – to reactivate investment plans, while also pursuing policy measures to mitigate uncertainties and attract private investment.

Some aims have been achieved — the state-owned utilities have regained the capacity to generate cashflow, for example, thanks mainly to hefty real increases in tariffs and debt restructuring — but privatization triggered a long cycle of balance-sheet and financial adjustments that is far from complete, since the utilities are still working out their strategies for the various markets while waiting for privatization of the remaining state-owned assets and using up funds that could have been invested in expansion.

Thus redefining the role of the state is the principal challenge to be addressed if the restructuring process is to move forward in the coming years. Given the high risk of a supply shortage in the near to medium term, there seems to be no alternative to an immediate resumption of direct investment in expansion of the system by the remaining state-owned enterprises. Once the nightmare of an acute shortage has been removed, the

state can seek to attract private capital for new investment projects and concentrate efforts on two fronts: strengthening and stabilizing the regulatory framework; and redesigning the process of long-term planning for the sector along consistent lines.

### **KEY WORDS**

Brazilian electricity industry; restructuring; regulation; privatization; public and private investment.

## INTRODUÇÃO

O tema deste trabalho de dissertação é a indústria elétrica brasileira, compreendendo as empresas concessionárias dos serviços de eletricidade (o *setor elétrico*) e o segmento industrial fornecedor de equipamentos para geração, transmissão e distribuição de energia (GTD). Embora estes segmentos da indústria elétrica apresentem evidente complementaridade – pois respondem em cadeia aos mesmos estímulos de mercado –, é pouco comum que sejam estudados em conjunto, em parte porque a atenção dos pesquisadores nos últimos anos vem sendo fortemente canalizada às mudanças no setor elétrico nacional implementadas desde 1995 e ainda em curso.

Neste trabalho, optou-se por estender a análise aos rebatimentos da reestruturação do setor elétrico sobre a estrutura de oferta da indústria de equipamentos, com o objetivo de reunir elementos objetivos que permitam auferir o ritmo de expansão dos investimentos antes e após a reestruturação, além de outros desdobramentos sobre a concorrência, os preços e as estratégias competitivas. Ademais, esta análise permite ainda investigar as possibilidades de atendimento local das demandas geradas a partir dos novos investimentos anunciados ou em curso, traduzindo as perspectivas de inversão do setor elétrico em termos de seus rebatimentos sobre a estrutura produtiva doméstica.

Na longa trajetória percorrida até a definição deste tema, as questões envolvidas e sua complexidade pareceram infinitas — ainda mais porque o objeto de análise encontra-se em constante transformação, pois o ciclo de reformulação por que vem passando o setor elétrico nacional ainda está em evolução. Portanto, a grande dificuldade foi filtrar, dentre os diversos elementos deste processo, aqueles que pudessem responder às principais indagações do trabalho; mais do que isso, organizar as diversas questões pertinentes num corpo mais ou menos coeso que fosse capaz de dar fluência e sentido lógico à análise e ao texto.

Uma breve síntese da evolução da indústria elétrica nas duas últimas décadas pode dar uma idéia das questões envolvidas neste trabalho. Em curso desde meados dos anos noventa, a reestruturação do setor elétrico brasileiro inspirou-se em processos semelhantes aos desenvolvidos por países europeus (especialmente Inglaterra) e americanos (EUA, Chile e Argentina) a partir de meados dos anos setenta. Internamente, as linhas gerais da reestruturação e suas motivações básicas derivaram dos diagnósticos sobre a crise do modelo estatal brasileiro para o setor, que havia evoluído para uma

situação de grave estrangulamento financeiro e paralisação dos investimentos, conduzindo por sua vez a uma ociosidade insustentável na indústria de equipamentos (cujas escalas produtivas são muito elevadas, bem como os custos da ociosidade).

Os objetivos fundamentais da reestruturação eram, pois, recuperar a capacidade de investimentos das concessionárias e o ritmo de expansão da oferta de energia ao sistema, evitando-se os riscos de déficit de energia. Como consequência, se deveria reativar em cadeia o setor de equipamentos – cuja estrutura produtiva havia sobrevivido aos anos de crise, mas não totalmente, pois algumas empresas chegaram a abandonar o mercado, enquanto outras desativaram unidades inteiras para reduzir a ociosidade.

As linhas básicas da reforma foram, além dos arranjos tarifários e financeiros realizados no início do processo, as privatizações e a tentativa de introdução de mecanismos de mercado no setor, estimulando-se, por exemplo, a concorrência no segmento de geração. Com isso, esperava-se que, ao acondicionar agentes privados num aparato regulatório ágil e, sobretudo, sólido e independente, estariam criadas as condições necessárias para a superação das deficiências do setor, sobretudo porque o estado já não se encontrava em condições financeiras de assumir tais responsabilidades.

Com o passar dos anos, questões como (a) indefinições no aparato regulatório; (b) descontinuidades no processo de privatização; (c) incertezas de caráter político e institucional; e (d) instabilidade no quadro macroeconômico, entre outras, levaram o governo – acossado pela necessidade de expansão da oferta e pelos crescentes riscos de déficit de energia – a retomar a iniciativa operacional, a reativar planos de investimento e a buscar expedientes de política que pudessem, ao mesmo tempo, aplacar as incertezas e, com isso, estimular os investimentos privados.

Ora, em primeiro lugar, esta nova postura estatal contrasta com os objetivos da reestruturação à medida que o Estado vem elevando ainda mais sua influência no setor (ao invés de reduzi-la), e em segundo lugar por atestar o relativo fracasso da reforma do setor no que toca à (tão necessária) expansão dos investimentos. Para a indústria de equipamentos, que há anos espera por um *boom* dos investimentos, os efeitos da reestruturação até aqui se limitaram a uma ligeira e temporária expansão da demanda (em parte atendida por importados), à queda dos preços e ao forte acirramento da concorrência, inclusive com as próprias concessionárias nos novos mercados de soluções de engenharia, sistemas e serviços de controle e manutenção.

O objetivo central deste trabalho de dissertação é investigar o alcance e os limites do processo recente de reestruturação do setor elétrico brasileiro sob três óticas principais: (a) capacidade de investimentos; (b) contribuição dos capitais privados e papel das instituições e empresas ligadas ao governo; e (c) rebatimentos sobre a indústria doméstica de equipamentos. Para tanto, organizou-se a discussão em seis capítulos.

No primeiro, faz-se uma rápida caracterização do setor elétrico brasileiro anterior à reestruturação e avaliam-se os determinantes da crise do modelo estatal centralizado e seus reflexos sobre o nível de investimentos setoriais — situação que motivou as transformações em direção a um modelo de mercado. No segundo capítulo, faz-se uma análise sintética da evolução do consumo de energia elétrica nos últimos anos, dado tratar-se de uma variável independente das condições de oferta do sistema mas que, por outro lado, determina o ritmo de investimentos necessários para afastar riscos de déficit.

No terceiro capítulo, avaliam-se as principais mudanças no quadro regulatório e suas implicações, com ênfase nos aspectos normativos capazes de influenciar as decisões de investimento dos novos agentes privados. Algumas questões — como o processo de privatização, principais motivações e resultados — foram tratadas com maior grau de detalhes por conta de sua relevância no novo modelo. Mas deve-se ter em conta que a preocupação básica neste capítulo foi concentrar-se em alguns pontos considerados mais importantes para sustentar os argumentos utilizados na seqüência do trabalho (e não poderia ser diferente, dada a complexidade do tema).

Os dois capítulos seguintes concentram os resultados das pesquisas realizadas (entrevistas; análise de dados estatísticos; desagregações especiais requeridas às instituições de pesquisa e associações de classe etc.), e por isso compreendem os principais fundamentos do trabalho, sobre as quais se assentam as conclusões. O quarto capítulo dedica-se à avaliação do alcance do novo modelo de mercado a partir de quatro questões principais: (a) a ampliação da capacidade de oferta de energia desde a reestruturação; (b) a participação dos agentes (públicos e privados) nos investimentos em curso; (c) a situação econômico-financeira das empresas elétricas após a reestruturação (indicadores de balanço e decomposição das fontes e aplicações de recursos), também por natureza do capital; e (d) o padrão de financiamento setorial no período recente.

O quinto capítulo é dedicado à análise dos rebatimentos do novo modelo sobre a indústria de equipamentos, além de buscar uma análise pelo caminho inverso: de que

forma esta indústria contribuiu, com suas características e limitações, para o avanço do novo modelo. De início, avaliam-se as características da estrutura de oferta desta indústria, destacando-se suas peculiaridades e a forma como se organiza no Brasil e no âmbito internacional. A seção seguinte analisa o desempenho da indústria local na última década, revelando-se os impactos da reestruturação sobre o consumo aparente de equipamentos, o direcionamento da demanda entre produção local e importações, a trajetória dos preços e demais alterações nas estruturas de oferta e concorrência.

Por fim, são avaliadas as principais empresas atuantes neste segmento industrial mirando-se em três questões principais: perfil da empresa (tecnologia, escala, portfólio de produtos etc.); mudanças trazidas pela nova ordem do setor elétrico; e estratégias competitivas. Note-se que os resultados obtidos com cada empresa variam por diversos motivos (perfil da empresa, do entrevistado etc.), e que as questões mais importantes abordadas em entrevistas foram sendo utilizadas ao longo de todo texto para reforçar ou sustentar determinados argumentos.

O sexto e último capítulo dedica-se às conclusões do trabalho, retomando inicialmente os principais pontos lançados anteriormente e buscando arrematar os argumentos desenvolvidos ao longo dos cinco capítulos anteriores. Uma segunda seção, mais extensa porém igualmente conclusiva, enfoca as iniciativas de política que vêm sendo tomadas pelo governo na tentativa de alavancar a oferta de energia e concentra-se nos problemas mais sensíveis ainda colocados para o setor, seus riscos e incertezas. O capítulo (e o trabalho) fecha com as considerações finais.

Ao longo deste percurso, espera-se oferecer algumas respostas às seguintes indagações: (a) como a nova regulamentação para o setor elétrico brasileiro afetou os investimentos; (b) qual o papel efetivo do capital privado neste novo modelo; (c) como agiram as instituições e empresa públicas; (d) de que maneira estas transformações alteraram a dinâmica da indústria de equipamentos elétricos no Brasil; e (e) como estiveram inseridas neste processo as empresas e tecnologias nacionais.

Evidentemente, algumas questões permanecerão em aberto, algumas delas por imprecisões da análise. Entretanto — e aqui há que se abrir uma pequena concessão ao autor, sujeito oculto ao longo de todo o texto —, muitas pessoas foram envolvidas neste trabalho, e me parece justo assumir toda responsabilidade pelas imperfeições da análise.

# CAPÍTULO 1. A CRISE DO MODELO ESTATAL E SEUS PRINCIPAIS DETERMINANTES

## 1.1 — INTRODUÇÃO

É consenso que o modelo estatal para o setor de energia elétrica vigente até meados dos anos noventa, em que pese o estrangulamento financeiro das concessionárias em seus últimos anos, cumpriu com folga os principais objetivos a que se propôs: expandiu extraordinariamente a capacidade de oferta de energia elétrica em todo território nacional a um preço competitivo e, com isso, possibilitou e alimentou os processos de industrialização e urbanização do país, intensificados a partir dos anos cinqüenta. Deste ponto de vista, o modelo pode ser considerado um sucesso histórico.

A preferência pela base hidrelétrica implicou vultosos investimentos na construção de grandes usinas, aproveitando-se de um gigantesco potencial energético de base hidráulica e de uma legislação mais branda no campo ambiental. Dado que os maiores aproveitamentos hídricos eram distantes dos grandes centros consumidores, foi necessário investir pesadamente em linhas e subestações de transmissão e numa extensa rede de distribuição de energia capaz de interconectar todo o território nacional. O despacho da energia produzida era feito de forma centralizada, com o objetivo de maximizar a eficiência do sistema de acordo com a sazonalidade dos níveis de água de cada bacia e o menor custo de transmissão até o centro consumidor, levando-se ainda em conta os limites de carga suportados por cada subsistema sem incorrer em riscos de interrupção<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> O sistema era *centralizado* apenas neste aspecto da coordenação de despachos e do uso compartilhado do sistema de transmissão. Efetivamente, os estados mais ricos da federação (SP-CESP; MG-CEMIG; PR-COPEL; e RS-CEEE) comandaram empresas de grande porte e totalmente verticalizadas, atuando na distribuição (como todas as demais) e fortemente na geração e transmissão. Este fato sempre representou limites à centralização nos demais aspectos – empresarial, financeiro etc. Ver FERREIRA (2000), 186.

O Estado tomou para si os papéis de financiador, investidor, “operador” e planejador do sistema, sendo o único agente a reunir, ao mesmo tempo, as condições para assumir riscos tão elevados em prazos tão dilatados de maturação<sup>2</sup>.

Pode-se ter uma idéia do sucesso “físico” da empreitada pela espetacular expansão da produção de energia elétrica ao longo dos anos: de 1970 a 1995 (marco da reestruturação do setor): a produção de energia saltou de 43 TWh para 261 TWh, expansão média de 7,5% a.a. Ao todo, as linhas de transmissão do sistema interligado somavam 188 mil quilômetros de extensão em 1995 (linhas acima de 69Kv, inclusive), demandando 275 mil MVAs de capacidade de transformação nas subestações ao longo das linhas de transmissão, colocando o Brasil entre os dez maiores mercados mundiais em termos da capacidade de geração e da extensão de redes de transmissão<sup>3</sup>.

No sistema interligado (todo território exceto trechos na região Norte), os custos fixos da transmissão eram distribuídos entre todas as concessionárias segundo o volume de energia despachado. Seguindo a lógica centralizada do modelo, optou-se pela operação cooperativa ao invés da competitiva — em parte por ser compatível com sua coordenação centralizada<sup>4</sup>.

Outro sinal de sucesso do modelo foram os baixos custos relativos da energia gerada. Ao final de 1995, o Brasil despontava como o 10º maior produtor e consumidor mundial de energia elétrica e o 3º maior produtor de energia hidrelétrica (atrás apenas dos EUA e Canadá), base renovável de baixo custo operacional e não sujeita a choques de preço e demais turbulências internacionais. Com isso, o preço final da energia produzida no país pôde ser bastante competitivo — o custo da energia industrial era o 12º mais

---

<sup>2</sup> Cabe notar que o monopólio e o elevado grau de centralização estatal possibilitaram diversas formas de ingerência política. Exemplo disso era o subsídio da tarifa de energia elétrica para a classe industrial, pago pelos consumidores residenciais e pela sociedade como um todo, dentro do espírito das políticas de apoio ao desenvolvimento das indústrias de base nos anos setenta e oitenta (em geral indústrias eletro-intensivas, como siderurgia, papel e celulose e petroquímica). Note-se, entretanto, que o grosso dos países industrializados e em industrialização utilizou-se deste mecanismo para elevar a competitividade industrial. Fontes: *Energy International Association* ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)) e *US Department of Commerce*.

<sup>3</sup> Conforme Eletrobrás: Plano Decenal de Expansão (1999-08) e Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (SIESE), 1999 e jan-jun de 2000.

<sup>4</sup> FERREIRA (2000: pg. 184).

baixo em 1995, próximo do custo norte-americano e bem abaixo do custo médio praticado pelos países europeus e asiáticos no mesmo período <sup>5</sup>.

Por fim, a presença no país de uma sofisticada estrutura industrial produtora de equipamentos de hidro-geração, transmissão e distribuição de energia foi fundamental para viabilizar o projeto elétrico nacional, pois garantiu que boa parte dos vultosos investimentos fosse internalizada, sem perda de divisas — historicamente, o problema mais recorrente de nosso conturbado processo de industrialização substitutiva de importações<sup>6</sup>.

## 1.2 — PRINCIPAIS DETERMINANTES DA CRISE

Soa repetitivo dizer que o volume de capital requerido e os custos envolvidos eram bastante elevados. As condições para que o modelo fosse financeiramente viável residiam em dois aspectos fundamentais: (a) disponibilidade de *financiamento* com prazos de carência compatíveis aos de maturação do empreendimento; taxas de juros compatíveis à sua rentabilidade; e prazo total no mínimo igual ao de amortização do projeto<sup>7</sup>; e (b) estabilidade macroeconômica, ou compatibilidade entre ativos (basicamente tarifas de suprimento e fornecimento) e passivos (basicamente serviços da dívida).

O *mix* de recursos para investimentos era composto por três principais fontes: (a) recursos operacionais próprios, (b) financiamentos; e (c) aportes de capital de acionistas (principalmente governos federal e estaduais). Os recursos próprios eram formados pela geração de caixa das concessionárias e pela RGR (Reserva Geral de Reversão), cobrada de forma proporcional aos ativos de cada concessionária para compor o fundo de investimentos (administrado de forma centralizada pela Eletrobrás), e outros recursos incidentes sobre o consumo final — Empréstimo Compulsório sobre o Consumo de Energia e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE).

---

<sup>5</sup> O custo da energia residencial era relativamente mais elevado (21º entre 65 países), cotado a US\$ 0,10 por KWh — ligeiramente acima do custo nos EUA (US\$ 0,084/KWh) e, ainda assim, bastante abaixo do praticado na Europa (US\$ 0,15/KWh). Note-se, entretanto, que as menores tarifas residenciais em 1995 eram oferecidas por países do ex-bloco socialista, provavelmente em função de subsídios a esta classe de consumo (o inverso, portanto, das práticas ocidentais). Fontes: *Energy International Association* ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)) e *US Department of Commerce*.

<sup>6</sup> Conforme TAVARES (1977) e CARDOSO DE MELLO (1975).

<sup>7</sup> OLIVEIRA *at alli* (1997).

As tarifas de fornecimento de energia eram fixadas para todo o Brasil, e deveriam cobrir basicamente as despesas operacionais, a formação de reservas de capital para capitalizar juros sobre as obras em andamento (imobilizado em curso), a depreciação e a amortização do ativo imobilizado e, quando muito, garantir uma rentabilidade mínima de 10% e máxima de 12% (fixada como meta) sobre o imobilizado em serviço. Como apenas as tarifas eram homogêneas e não os custos operacionais, as posições “superavitárias” e “deficitárias” relativamente a esta faixa de rentabilidade deveriam ser equalizadas na *Conta de Resultados a Compensar* (CRC), uma espécie de “câmara de compensação” dos resultados das concessionárias. Na prática, as empresas mais “eficientes” repassavam lucros para as menos “eficientes”, equacionado-se tarifas e resultados<sup>8</sup>.

Aproveitando-se da grande disponibilidade de recursos externos nos anos setenta, o grosso dos recursos de terceiros era formado por *empréstimos sindicalizados* para financiar boa parte dos investimentos. Os prazos eram, em geral, adequados ao perfil dos empreendimentos: as taxas de juros eram menores que as oferecidas internamente e os riscos, assumidos pelo Governo Federal (dívida soberana). Com isso, o item *empréstimos e financiamentos* foi crucial para a alavancagem de recursos, em grande medida sob a forma de contratos em dólar e com taxas de juros pós-fixadas<sup>9</sup>.

Assim, o padrão de financiamento do setor era determinado basicamente por duas ordens de fatores: (a) o nível e a evolução real das tarifas (ou a geração livre de caixa do conjunto das empresas do setor); e (b) as taxas de juros e de câmbio. Um terceiro fator, cuja importância crescia à medida que as demais fontes encolhiam, eram os resultados fiscais do setor público e sua capacidade de realizar aportes de capital.

Nenhum destes fatores, entretanto, esteve sob o controle da Eletrobrás. A primeira e mais óbvia — a determinação das tarifas — foi por alguns anos tarefa do Ministério das Minas e Energia (MME) através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee, criado em 1965), mas passou a ser atribuição do Ministério do Planejamento a

---

<sup>8</sup> OLIVEIRA at alli (1997: pg. 20).

<sup>9</sup> Em 1980, o setor elétrico respondia por 25% da dívida externa brasileira, ou cerca da metade da dívida sob responsabilidade do setor público. Conforme REICHSTUL (1983); BRAGA (1983); BELLUZZO & COUTINHO (1983); e CRUZ (1982).

partir de 1977 (decreto 70.706/77<sup>10</sup>), zeloso com o que passaria a ser o principal problema da economia brasileira até meados dos anos noventa: *a inflação*.

Com isso, as tarifas passaram a ter reajustes sempre inferiores à inflação passada, funcionando como uma “âncora” inflacionária (dado seu peso nos custos industriais e no orçamento familiar), com rebatimentos perversos sobre as finanças do setor. De 1970 a 1982, as tarifas chegaram a seguir a inflação (com alguma perda real em 1977/79, mas pouco significativa). As defasagens mais importantes passaram a se acumular nos anos oitenta, quando a inflação efetivamente foge ao controle das autoridades. Fazendo-se o período 1970/82 = 100, o índice da tarifa real foi de 71 na média 1983/89; 62 em 1990/92 e atingiu o vale de 52 em 1995<sup>11</sup>.

O segundo fator — as taxas de juros e câmbio — dependia intimamente do ambiente econômico internacional, não apenas porque parte substancial do passivo do setor elétrico era denominado em moeda estrangeira, mas também porque as taxas praticadas em financiamentos domésticos eram particularmente sensíveis às flutuações financeiras internacionais.

Assim, como é bastante conhecido, o círculo vicioso que se instaurou a partir de meados dos anos setenta iniciou-se com a política de contenção tarifária, que minou a capacidade de geração de recursos próprios por parte das concessionárias e as conduziu a um firme processo de endividamento — especialmente das geradoras, responsáveis por grandes projetos de investimento na expansão do setor<sup>12</sup>.

A crise da dívida no início dos anos oitenta deflagrou um golpe fatal neste modelo. Com o *default* mexicano, os empréstimos sindicalizados desapareceram e os prêmios de risco que passaram a ser cobrados aos governos e empresas de países periféricos subiram com força, elevando sobremaneira o custo financeiro das empresas — que, a essa altura, optaram por não descontinuar os investimentos em curso e, em alguns casos, foram forçadas a renegociar dívidas em desvantagem por não conseguirem honrar seus

---

<sup>10</sup> OLIVEIRA *at alli* (1997: pg. 21).

<sup>11</sup> BIELSCHOWSKY (1997: pg. 29), a partir de ELETROBRÁS.

<sup>12</sup> A capacidade de geração própria de recursos foi afetada de duas formas principais: reajustes tarifários e correção da ORTN (base da correção monetária e da depreciação) abaixo da inflação corrente. Conforme OLIVEIRA *at alli* (1997: pg. 22).

compromissos. As desvalorizações freqüentes também elevaram os passivos dolarizados, inclusive (e principalmente) do próprio Tesouro<sup>13</sup>.

Ao longo dos anos oitenta, a CRC passou a acumular dívidas (não honradas) da União a favor das concessionárias, pois a faixa de rentabilidade estipulada (10% a 12%) não pôde ser alcançada por conta do acúmulo de fatores negativos — tarifas reais deprimidas e elevados custos financeiros.

Criou-se, com isso, uma situação complexa de endividamento cruzado: o governo deixava de repassar às concessionárias suas cotas correspondentes na CRC; ao mesmo tempo, as concessionárias passaram a acumular dívidas junto às supridoras de energia (especialmente Furnas e Itaipu), que por sua vez acumulavam débitos com fornecedores diversos — particularmente empreiteiras e fabricantes de equipamentos. Configurou-se, assim, um estrangulamento financeiro sem precedentes, que envolveu o setor como um todo<sup>14</sup>.

### **1.3 — REFLEXOS DA CRISE**

No balanço da crise do setor, três questões merecem destaque:

- (i) Em meio a dificuldades financeiras sem precedentes, o setor elétrico manteve volumes de investimento bastante elevados — embora sem que o volume de recursos alocados se revertesse em maior capacidade instalada;
- (ii) O endividamento setorial atingiu níveis preocupantes, tornando urgentes medidas no sentido de reestruturar os passivos das empresas; da mesma forma;
- (iii) Tornou-se urgente uma reestruturação tarifária que fosse capaz de viabilizar economicamente o setor.

---

<sup>13</sup> Em meados dos anos setenta, o governo responsabilizou-se por parte importante do custo do *hedge* cambial ao emitir títulos remunerados e indexados à taxa de câmbio e ao estimular novas captações privadas em moeda estrangeira a uma taxa fixa de câmbio, arcando assim com o custo de uma eventual desvalorização da moeda nacional. Ao mesmo tempo, utilizou-se em grande escala das empresas estatais para alavancar recursos externos, mesmo em condições pouco favoráveis. CRUZ (1977) e BATISTA JR. (1982).

<sup>14</sup> Os governos estaduais, em alguns momentos, arcaram com pesados investimentos através de financiamentos liberados por seus próprios bancos ou ainda via repasses diretos às empresas estaduais. Mas principal agente de salvaguarda do sistema foi o Governo Federal, que ao final dos anos setenta sustenta um mega programa de expansão (hidrelétricas de Tucuruí, Itaipu, programa termonuclear etc.).

A média anual de investimentos no setor elétrico nos anos oitenta chegou a ser maior que na década anterior, em termos reais, com prioridade dada à construção de grandes usinas hidrelétricas (exemplos notáveis são Itaipu, Tucuruí, Xingu etc.) e à interligação dos sistemas Norte-Nordeste e Sudeste-Sul-Centro Oeste. Em grande parte planejados na segunda metade dos anos setenta, no gancho do II Plano Nacional de Desenvolvimento e entre as duas crises do petróleo, os projetos tinham como meta a auto-suficiência do país na geração de energia hidrelétrica em substituição aos combustíveis fósseis e a outras fontes não-renováveis (Figura 1).

**Figura 1. Investimentos do setor elétrico nacional**

<i>Médias anuais, em R\$ bilhões de 1995</i>			
Segmento	1970/80	1981/90	1991/95
TOTAL	9,2	11,4	6,0
Geração (a)	5,4	6,7	3,4
Transmissão	2,3	2,7	1,0
Distribuição	1,1	1,5	1,1
Instalações gerais	0,5	0,5	0,5

Fonte: Eletrobrás — Plano Decenal de Expansão, diversos anos. Deflator: IGP-DI.

As metas dos planos de expansão eram bastante ambiciosas, pois relacionadas às estratégias de desenvolvimento desenhadas pelo Governo Federal, com foco no desenvolvimento da indústria de base, em geral eletrointensiva. Assim, decidiu-se por não paralisar ou readequar os projetos mesmo apesar das dificuldades financeiras encontradas ao longo dos programas, e em conseqüência o gerenciamento dos recursos financeiros nem sempre seguiu critérios eficientes. Isto por sua vez gerou perdas significativas e resultou em custos marginais de geração excessivamente elevados (medidos segundo a relação entre o volume de investimento em R\$ por capacidade adicional em MW).

Exemplo claro destas distorções era o fato de os critérios então utilizados na escolha entre projetos alternativos praticamente não levavam em conta a maturidade dos investimentos, sendo priorizados os programas que resultassem em maior retorno a custo presente (consideradas constantes todas as demais condições, entre elas as taxas de câmbio e juros e as tarifas de remuneração do empreendimento)<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> FERREIRA (2000).

Após a crise financeira do início dos anos oitenta e com a firme deterioração da capacidade de geração própria de recursos, estes projetos passaram a ser financiados através de recursos em condições cada vez piores em termos de custo e prazo, gerando um ciclo vicioso em que se exigiam novas captações para rolar as dívidas velhas. Como resultado, os gastos com os serviços da dívida passaram a crescer de maneira insustentável, superando amplamente os investimentos a partir de meados dos anos oitenta.

A crescente dificuldade na renovação dos financiamentos conduziu, enfim, à paralisação forçada de alguns empreendimentos importantes (p.e.: Serra da Mesa, Itá, Machadinho, Cachoeira Dourada etc.), abandonadas em razão da escassez de recursos para seu prosseguimento<sup>16</sup>. Por fim, utilizou-se de transferências governamentais nos períodos mais amargos da crise (que também atingiu em cheio o próprio setor público, bastante endividado e com dificuldades de rolar suas dívidas junto ao sistema financeiro), numa evidente demonstração de que o modelo tornara-se insustentável (Figura 2).

**Figura 2. Fontes e usos de recursos do setor elétrico**

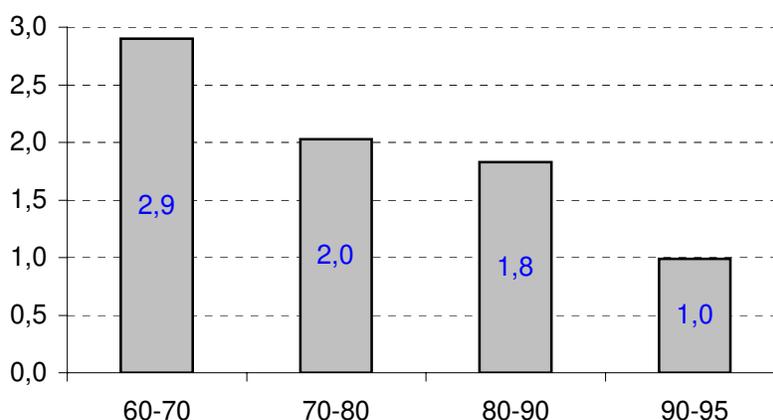
Principais contas	<i>Composição (%), em anos selecionados</i>					
	Composição (%)					
	1970	1975	1980	1985	1989	1994
<b>Fontes</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Geração própria de recursos	42,0	44,0	4,0	38,0	11,0	67,0
Recursos operacionais	25,0	20,0	29,0	25,0	8,0	54,0
Imposto Único s/ EE	7,0	8,0	4,0	3,0	0,0	0,0
Empréstimos compulsórios	10,0	7,0	5,0	4,0	2,0	0,0
Reserva Geral Reversão	0,0	9,0	6,0	6,0	1,0	13,0
Transferência governamentais	21,0	18,0	5,0	2,0	44,0	21,0
Empréstimos e financiamentos	37,0	38,0	51,0	60,0	45,0	12,0
<b>Usos</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Investimentos	76,0	75,0	54,0	40,0	25,0	70,0
Serviço da dívida	14,0	15,0	31,0	68,0	98,0	66,0
Dividendos e outros	0,0	2,0	7,0	2,0	19,0	8,0
Variacão do capital circulante líquido	10,0	8,0	8,0	-10,0	-42,0	-44,0

Fonte: DNAEE/ELBA/COPEL. Apud: OLIVEIRA et al (1997), pg. 112.

<sup>16</sup> Nesta época, para garantir acesso a financiamentos de longo prazo, chegou-se a importar equipamentos elétricos pesados (com similar nacional) que foram depois abandonados nos portos. Outra maneira utilizada para rolar dívidas foi a inadimplência junto aos fornecedores de equipamentos, o que contribuiu decisivamente para que os custos marginais da geração (a relação investimentos/capacidade adicional) fossem elevados, pois o risco de calote passou a ser repassado aos preços. Conforme FERREIRA (2000); OLIVEIRA et al (1997) e entrevistas com fabricantes de equipamentos (ver relação ao final das citações bibliográficas).

A paralisação forçada de alguns investimentos por conta da roda-viva de pagamentos dos serviços da dívida comprometeu as metas de expansão do sistema. O acréscimo da capacidade instalada de geração de energia elétrica nos anos oitenta foi menor que o da década anterior — embora se tenha investido mais em termos monetários. A crise e seus efeitos negativos sobre o ritmo de expansão do parque gerador arrastaram-se pelo menos até meados dos anos noventa — um dos períodos mais críticos da história do setor elétrico (Figura 3).

**Figura 3. Acréscimo de capacidade instalada na geração**  
*Acréscimo médio anual, em mil MW*



Fonte: Eletrobrás - Plano Decenal de Expansão, vários anos

Nestas condições, o ponto de partida natural da reestruturação setorial deveria ser a recomposição das capacidades de geração de recursos e de financiamento das empresas do setor, de forma a viabilizar a retomada dos investimentos necessários para atender aos requisitos de energia elétrica do sistema (as principais medidas adotadas serão discutidas mais adiante, no capítulo 3).

Antes de tratar da reestruturação, porém, vale assinalar que o ritmo de expansão do consumo de energia nestes anos de crise pouco refletiu a desaceleração da economia, e seguiu crescendo a taxas bastante elevadas. Este fato marcou uma das peculiaridades da reestruturação brasileira, qual seja: a necessidade de expandir a capacidade do sistema ao mesmo tempo em que se iniciou o processo de reforma do setor.

## CAPÍTULO 2. O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

### 2.1 — INTRODUÇÃO

Os relatórios oficiais de acompanhamento do mercado de energia elétrica vêm há alguns anos alertando para o seguinte fato: está em curso uma “...*mudança estrutural na dinâmica do consumo de energia elétrica no Brasil ao longo dos últimos anos, cuja face mais visível é o crescimento do consumo permanentemente acima do crescimento da economia...*” e, na maioria das vezes, superior à própria capacidade instalada de geração, elevando o **risco de déficit** de energia elétrica no sistema<sup>17</sup>.

O objetivo destas avaliações, entretanto, é extrapolar a tendência de crescimento da carga de energia observado no curto prazo para os anos seguintes, e assim estimar o montante de investimentos necessários para atender ao crescimento da demanda no longo prazo ao menor risco de déficit. Trata-se, portanto, de um exercício de extrapolação das tendências de curto e médio prazos da evolução do consumo para o longo prazo. Dado que se trata de uma variável exógena à decisão dos agentes, a avaliação da tendência de cada mercado por parte dos investidores é de grande importância, pois os investimentos envolvidos se caracterizam por elevados prazos de maturação.

Enquanto o regime foi puramente estatal e centralizado, as decisões de investimento foram pautadas pela necessidade de expansão do sistema, por sua vez diretamente associada às tendências apontadas pela evolução do consumo. Com a reestruturação e a privatização do setor, as decisões de investir passam a ser, a princípio, guiadas por cálculos precisos de risco e rentabilidade dos negócios, de forma que a necessidade de expansão do sistema deixa de ser a variável determinante.

Esta é, portanto, a questão chave: *para o poder concedente (o Estado e as instituições reguladoras no novo modelo), a leitura das tendências da demanda de energia e da necessidade de expansão do sistema não necessariamente coincide com a*

---

<sup>17</sup> Plano Decenal de Expansão 1997/06, cap. 2. Os estudos mais recentes tratam desta questão mais ou menos nos mesmos termos. O risco de déficit é definido como a probabilidade de ocorrência de descontinuidades no fornecimento da energia elétrica ocasionadas por escassez de produção ou ainda por deficiências nas redes de transmissão.

*dos investidores privados. Mesmo que sejam coincidentes, isso não é garantia de que os investimentos sejam realizados.*

Este capítulo busca analisar a dinâmica do consumo de energia elétrica no Brasil e, com isso, compreender sua influência no quadro geral das reformas do setor elétrico brasileiro. O resultado é um quadro de referência para a atratividade dos novos investimentos na expansão do sistema a partir da regulamentação do setor, ao mesmo tempo em que se qualifica o sentido de urgência na ampliação do parque gerador a que se referem as análises correntes.

## **2.2 — EVOLUÇÃO E DETERMINANTES DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Não há dúvidas de que o consumo de energia elétrica no Brasil esteja crescendo mais rápido que o PIB, mostrando-se relativamente pouco sensível às flutuações do produto. Embora este “descolamento” frente às flutuações da economia já venha sendo menor nos últimos anos, *a avaliação predominante desde meados da década de noventa até então é a de que o sistema vem caminhando firmemente para a possibilidade de déficit, sendo elevada a probabilidade de racionamento de energia nos próximos anos.*

De fato, ao longo dos anos analisados o consumo de energia elétrica cresceu a taxas bastante elevadas, sempre superando o crescimento do PIB, mas com clara tendência de desaceleração: de um crescimento próximo de 12% a.a. na década de setenta, o consumo cresceu 6% a.a. nos anos oitenta e 4% a.a. nos anos noventa. Esta curva não se repete para a economia como um todo (a desaceleração é nítida dos anos setenta para os oitenta, mas o PIB volta a crescer ligeiramente na década seguinte), de forma que a elasticidade-renda do consumo de energia — que no decênio 1980/90 havia chegado ao espetacular coeficiente de 3,82 — despencou para menos da metade deste patamar no período 1990/99 (Figura 4).

**Figura 4. Parâmetros macroeconômicos para o mercado de energia elétrica**

Indicadores	Anos selecionados				Variações (% a.a.)		
	1970	1980	1990	1999	1970/80	1980/90	1990/99
População (milhões)	93	119	143	165	2,5%	1,9%	1,6%
PIB total (US\$ bilhões de 1997)	248	567	663	816	8,6%	1,6%	2,3%
PIB por habitante	2.667	4.765	4.636	4.951	6,0%	-0,3%	0,7%
Consumo de energia elétrica (TWh)	40	122	219	312	11,8%	6,0%	4,0%
Elasticidade-produto (PIB)					1,37	3,82	1,72
KWh por habitante	430	1.025	1.531	1.893	9,1%	4,1%	2,4%
Produção bruta (TWh) (a)	43	131	236	350	11,8%	6,1%	4,5%
Perdas brutas (%) (b)	16,3%	13,0%	13,1%	16,5%	-3,3%	0,1%	3,4%

Fonte: Adaptado de Eletrobrás — Plano Decenal de Expansão 2000/09. (a) Inclui parcelas nacional e importada de Itaipu. (b) Energia dissipada (% da produção); variação em pontos percentuais.

Desagregando-se o consumo de energia pelas principais classes, note-se que o fator de dinamismo é diferente em cada período (Figura 5):

**Figura 5. Consumo de energia elétrica por classes — 1970/99**

Anos	Em TWh e % a.a. (a)				
	Residencial	Comercial	Industrial	Outras (b)	TOTAL
1970	8,4	5,2	16,2	6,3	36,1
1980	23,2	13,7	61,7	15,6	114,2
1990	48,1	23,8	99,9	29,0	200,8
1997	74,1	38,2	121,9	39,2	273,4
1998	79,3	41,6	122,0	41,6	284,5
1999	81,5	43,6	123,1	42,6	290,8
	Crescimento médio (% a.a.)				
1970-80	10,7	10,2	14,3	9,5	12,2
1980-90	7,6	5,7	4,9	6,4	5,8
1990-97	6,4	7,0	2,9	4,4	4,5
1998	7,0	8,9	0,1	6,1	4,1
1999	2,8	4,8	0,9	2,4	2,2

(a) Exluem-se o consumo de energias interruptíveis e a autoprodução.

(b) Governos e Utilidade pública. Fonte: Eletrobrás.

- (i) Nos anos setenta, a indústria foi de longe a maior responsável pela expansão acelerada do consumo de eletricidade, não apenas por ter sido o eixo de dinamismo do “milagre econômico”, mas também porque os segmentos industriais que mais se desenvolveram naqueles anos (indústrias de base, especialmente de insumos intermediários básicos como mineração e siderurgia, petroquímica e papel e celulose) eram fortemente intensivas em energia elétrica, em boa medida em substituição a outras fontes de energia não renovável;

- (ii) Nos anos oitenta, a retração da atividade econômica atingiu com mais ênfase o setor industrial, passando a ser o consumo da classe residencial e o das classes relacionadas com os serviços de utilidade pública os principais dinamizadores do consumo de eletricidade. Note-se que foi justamente a *produção física* da indústria a maior prejudicada pelo ajuste dos anos oitenta, enquanto faturamento, emprego e rendimentos foram relativamente resguardados<sup>18</sup>;
- (iii) No período 1990/99, a atividade principal do ponto de vista do consumo de energia é a comercial (incluindo serviços), que assume a dianteira em meados da década de noventa e segue crescendo bastante acima da média nos últimos anos desta década, embora seguida de perto pelo desempenho do segmento residencial.

A indústria merece destaque por responder por quase 50% do consumo total (note-se que não está incluída aí a autoprodução, importante fonte de suprimento para grandes consumidores industriais), embora sua importância na dinâmica do consumo de energia elétrica venha se reduzindo rapidamente desde o auge da industrialização nos anos setenta. A forte desaceleração do consumo industrial na década de oitenta indica que a estratégia exportadora não foi suficiente para compensar a retração do mercado interno para este setor, apesar do bom desempenho exportador das grandes indústrias energo-intensivas.

O consumo industrial se desacelerou ainda mais nos anos noventa – um período de fraca atividade econômica (início da década) e sob os efeitos da abertura econômica e da valorização cambial, que provocaram uma redução acentuada do valor adicionado ao longo das cadeias industriais locais e prejudicaram as exportações. Some-se a isto o crescimento da produção própria nesse período, que contribuiu para a diminuição da parcela distribuída às indústrias pelas concessionárias. Nos últimos anos da década de noventa, a estagnação da atividade industrial foi mais uma vez a principal responsável pelo crescimento modesto do consumo do setor.

É difícil dizer quais são as tendências estruturais do consumo de energia elétrica da classe industrial válidas para o período recente, pois anos seguidos de baixo crescimento econômico e de elevada penetração de bens importados desvirtuaram sua trajetória. Entretanto, é provável que o ciclo de modernização dos processos produtivos observado desde a abertura econômica e acentuado após a introdução do Real tenha

---

<sup>18</sup> Conforme COUTINHO, BALTAR E CAMARGO (1999).

legado ao parque industrial um maior coeficiente de consumo de energia por unidade produzida, em função da maior automação e da maior difusão de comandos e controles eletrônicos em processos industriais em diversos setores, mesmo mais tradicionais<sup>19</sup>.

No caso do consumo da classe comercial, seu crescimento acima da média está bastante relacionado com o aumento do peso deste segmento tanto no PIB como na geração de empregos nos anos noventa, em parte como contrapartida ao encolhimento da indústria, mas também como reflexo do aumento da economia informal nestes anos. Relaciona-se, ainda, com as transformações estruturais na base do setor varejista nacional, particularmente com a expansão das grandes redes de varejo (maior incidência de super e hipermercados e de *shopping centers*) no lugar de pequenas unidades. Adicionalmente, verificou-se um processo rápido e intenso de modernização e informatização nos setores de comércio e serviços desde a abertura da economia, em detrimento de antigas modalidades de operação e controle eletromecânicas.

Em síntese, observa-se uma combinação positiva entre uma maior penetração das ligações comerciais no universo de consumidores e uma maior intensidade de uso relativamente às unidades comerciais preexistentes<sup>20</sup>.

Já o crescimento do consumo da classe residencial vem perdendo ímpeto nos últimos anos — especialmente se for levado em conta o aumento do número de ligações no mesmo período.

Conforme se avança no processo de urbanização, era de se esperar que o crescimento das ligações residenciais passasse a acompanhar muito de perto a expansão do número de domicílios (ao redor de 2% a.a. no Brasil, com ligeira tendência de queda). Entretanto, passado o auge dos anos setenta — marcados por um crescimento da eletrificação de residências superior a 10% a.a. —, o crescimento do número de ligações residenciais no Brasil atravessou as décadas de oitenta e noventa em níveis ainda bastante elevados, em torno de 4% a.a..

A partir da segunda metade dos anos noventa, este fenômeno se explica pelo fato de que as concessionárias privatizadas passaram a se mobilizar para reduzir os índices de perda comercial em seus subsistemas de transmissão e na distribuição, em grande

---

<sup>19</sup> Conforme ELETROBRÁS, Comitê para o Acompanhamento dos Mercados, 1999.

<sup>20</sup> Conforme o Plano Decenal de Expansão 2000/09. CCPE (2000: pg. 35).

parte decorrentes de ligações clandestinas ou irregulares. Quanto às perspectivas de novas ligações, ainda que não se possa eliminar estas perdas num curto espaço de tempo, a tendência é de menores taxas de crescimento à medida que se esgota tal expediente (Figura 6).

**Figura 6. Consumidores residenciais e consumo médio — 1970/99**

Mil consumidores, KWh/consumidor e % a.a.						
Anos	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	TOTAL
Número de consumidores (Mil) (a)						
1970	138	988	4.409	1.084	204	6.823
1980	532	3.641	10.282	2.950	953	18.358
1990	1.146	6.025	14.278	4.362	1.688	27.499
1998	1.694	8.457	18.486	5.824	2.485	36.946
1999	1.832	8.958	19.202	6.023	2.605	38.620
Crescimento do número de consumidores (% a.a.)						
1970-80	14,4%	13,9%	8,8%	10,5%	16,7%	10,4%
1980-90	8,0%	5,2%	3,3%	4,0%	5,9%	4,1%
1990-98	5,0%	4,3%	3,3%	3,7%	5,0%	3,8%
1999	8,1%	5,9%	3,9%	3,4%	4,8%	4,5%
Crescimento do consumo médio por consumidor (% a.a.)						
1970-80	5,5%	1,7%	3,1%	4,3%	2,8%	2,7%
1980-90	1,0%	1,1%	1,3%	2,7%	2,0%	1,4%
1990-98	1,1%	2,0%	2,0%	1,8%	1,7%	1,8%
1999	-4,7%	-3,5%	-1,4%	0,6%	-1,6%	-1,7%

(a) Cada consumidor corresponde a uma ligação residencial. Fonte: ELETROBRÁS (2000).

Descontado o efeito da maior penetração, o consumo médio residencial por ligações (ou seja, a intensidade de uso da eletricidade nas residências) vem crescendo de forma mais modesta, chegando a cair em 1999. É provável que o aumento da intensidade de uso de energia elétrica nos lares brasileiros após o Plano Real — cujo grande efeito distributivo foi expandir temporariamente o acesso a bens duráveis para um maior número de famílias, que antes não dispunham de renda e, principalmente, de crédito para compras desta natureza — tenha respondido pelo crescimento médio do período 1990/98 (de 1,8% a.a., acima do verificado na média dos anos oitenta).

Porém, este movimento cedeu não apenas porque se esgotou o efeito distributivo dos anos iniciais do Plano real, mas também porque o novo ciclo de consumo de duráveis (mais modesto que o do auge do Real) vem se sustentando pela substituição de velhos por novos aparelhos, que embutem sofisticacões tecnológicas responsáveis, entre outras coisas, pelo menor consumo médio de energia elétrica (conservação de energia).

Por fim, mas não menos importante, os aumentos de tarifa concedidos na ocasião das privatizações, entre 1993 e 1995<sup>21</sup>, e os sucessivos repasses de custo autorizados pela Aneel nos últimos anos vêm elevando fortemente o peso da energia elétrica nos orçamentos familiares (Figura 7).

**Figura 7. Tarifas reais por classe de consumo e regiões, 1997/00**

Em R\$/MWh constantes de 1999						
Anos	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	BRASIL
Tarifa média (a)						
1997	67,6	93,3	95,3	102,3	112,9	95,0
1998	85,1	87,3	97,0	102,3	113,1	96,4
1999	84,1	85,1	97,7	99,6	111,2	96,0
2000 (b)	79,9	82,1	97,1	93,7	106,7	93,7
Tarifa residencial (a)						
1997	138,4	126,5	129,7	133,1	132,5	130,4
1998	140,2	130,6	131,3	135,7	132,1	132,3
1999	141,4	133,5	139,5	143,1	138,7	139,2
2000 (b)	142,7	137,5	151,3	143,3	142,8	147,0

(a) Deflatores: IGP-DI (tarifa média) e INPC (residencial). (b) jan-out. Fonte: Aneel.

Com um nível tarifário elevado e em situações econômicas desfavoráveis para o emprego e a renda (a exemplo de 1999), os consumidores tendem a reagir negativamente aos aumentos de tarifa, o que eleva a sensibilidade do consumo a flutuações de preço — aumenta a elasticidade-preço da energia elétrica. Nestas situações, os consumidores são levados a racionalizar o uso de energia.

### 2.3 — IMPLICAÇÕES PARA O NOVO MODELO EM GESTAÇÃO

Pode-se concluir que há uma acomodação nas taxas de crescimento do consumo de energia ao longo dos últimos anos, em grande parte em função da desaceleração da atividade econômica, mas também porque alguns determinantes estruturais das elevadas e crescentes elasticidades-renda do consumo de eletricidade perderam dinamismo no período mais recente.

---

<sup>21</sup> O fim do sistema de tarifas progressivas (efeito cascata), que liberou as concessionárias para aplicar tarifas cheias conforme o consumo de ponta, teve um impacto muito importante de alta sobre as tarifas residenciais. Ver PINTO JR (1999) e o terceiro capítulo deste trabalho.

Para os responsáveis pela reestruturação do setor elétrico em meados dos anos noventa, o quadro de referência era o herdado dos anos oitenta somado às perspectivas de manutenção ou mesmo ampliação das elevadas taxas de crescimento do consumo de energia elétrica verificadas a partir do Plano Real — pois se acreditava em crescimento sustentado da economia. Daí a insistência na possibilidade de déficit de energia elétrica.

Já a leitura que vem sendo feita pelo setor privado é a de que o consumo vem de fato perdendo dinamismo, mas pode voltar a superar amplamente o crescimento da economia se esta crescer entre 4% ou 5% a.a.. Assim, as perspectivas de crescimento da economia e sua sustentabilidade no longo prazo tornam-se importantes para balizar as decisões de investimento.

Por outro lado, independentemente da trajetória da demanda, é inegável que existam gargalos importantes na oferta de energia elétrica que estão na base dos riscos de déficit ponderados pelo governo. Além de diversos problemas localizados nas redes de transmissão do sistema interligado, as características do sistema elétrico nacional (particularmente, a predominância da base hidráulica) o tornam muito vulnerável às condições climáticas e dependente de níveis favoráveis de água nos reservatórios.

*Estas características revelam, por fim, uma peculiaridade do caso brasileiro: dos países que reestruturaram o setor elétrico nos últimos anos, o Brasil é um dos únicos a ter a necessidade (mais urgente para o governo e as instituições reguladoras) de expandir a capacidade de geração ao longo do período de transição a fim de reduzir a vulnerabilidade do sistema. Esta peculiaridade tende a fragilizar a posição do poder concedente diante das pressões do capital privado — ou ainda produzir um modelo ambíguo, em que o estado tende a tomar para si os riscos e responsabilidades da expansão durante um período de transição que pode mostrar-se mais longo que o desejado<sup>22</sup>.*

---

<sup>22</sup> Análises de modelos de reestruturação comparados podem ser vistas em PIRES (2000) e ALMEIDA PRADO JR (1999).

### **CAPÍTULO 3. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR: A BUSCA DE UM REGIME DE MERCADO**

Antes de adentrar o terreno pantanoso da regulamentação do setor elétrico, convém anotar os seguintes cuidados a serem tomados neste trabalho de dissertação. Em primeiro lugar, desde a criação das instituições normativas do setor elétrico (particularmente, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), muitas medidas vêm sendo adotadas e muito vem sendo escrito a seu respeito, sendo esta uma matéria de fecundo interesse por parte de economistas, juristas e especialistas setoriais. Assim, uma primeira tarefa foi selecionar, dentre uma profusão de matérias e estudos, aqueles que se relacionam diretamente com a preocupação central deste trabalho: o ambiente de mercado que resulta das novas regras e que baliza, no curto e médio prazos, as decisões de investimento dos agentes privados.

Uma segunda problemática é que o quadro regulatório encontra-se em plena formatação, e muitas questões estão ainda por ser solucionadas (como o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE e outras questões relativas às tarifas, aos preços e condições de reajuste do gás natural, ao financiamento de usinas termelétricas etc., exemplos de incertezas relevantes nas decisões de investimento). Assim, este capítulo deverá tão somente abordar as principais medidas adotadas até o ano 2000, sempre segundo o critério de interesse às determinações do nível de investimento setorial.

O capítulo se inicia com as medidas adotadas nos primeiros anos da década de noventa com vistas a solucionar os graves problemas financeiros que afligiam as empresas elétricas. Algumas destas medidas já traziam o embrião do programa de reestruturação que seria elaborado alguns anos mais tarde, a partir do relatório elaborado pela Coopers & Lybrand. Nesse particular, três aspectos são considerados fundamentais para os propósitos deste trabalho: (a) o fator institucional (natureza e funções das agências e demais órgãos de regulamentação); (b) as privatizações (aspectos macroeconômicos, resultados alcançados, ritmo de avanço e implicações para o setor); e (c) introdução da concorrência e demais aspectos relativos à regulação do mercado livre.

Note-se que o capítulo é essencialmente descritivo, e sua preocupação básica é construir um quadro de referência para o marco regulatório do setor sem necessariamente

discutir suas implicações no sentido de dissipar ou não as incertezas de mercado – discussão que será feita com mais fôlego no capítulo 6, já nas conclusões do trabalho.

### 3.1 - ANTECEDENTES

O primeiro passo na reestruturação do setor foi dado em 1993 com a Lei n.º 8631 e o Decreto n.º 774, ambos de março de 1993. Estas medidas, entre outros efeitos, eliminaram a equalização nacional das tarifas de energia elétrica e seu par direto, o Sistema Nacional de Compensação da Remuneração (que assegurava rentabilidade mínima às concessionárias) e a Conta de Resultados as Compensar (CRC), a grande fonte de desequilíbrios entre as empresas do setor. Ainda com relação às tarifas, embora não fossem concedidos aumentos reais, tratou-se de eliminar algumas distorções importantes do regime de preços, particularmente através do fim do sistema de tarifas crescentes por faixa de consumo (“efeito cascata”), a partir do que as concessionárias passaram a cobrar tarifas cheias conforme o consumo de ponta<sup>23</sup>.

Na esteira destas mudanças, promoveu-se o *encontro de contas*, que consistiu na eliminação de dívidas cruzadas entre geradoras estatais e distribuidoras e entre estas e o Governo Federal, que enfim assumiu seus débitos decorrentes da antiga sistemática de compensação de resultados então acumulados na CRC (Conta de Resultados a Compensar). Por fim, estabeleceu-se a obrigatoriedade de formulação de contratos de longo prazo de suprimento de energia entre distribuidoras e geradoras, buscando “firmar” a demanda futura de energia e evitar, assim, excessos de capacidade.

Essas primeiras mudanças buscaram restituir às empresas parte da capacidade de endividamento, então bastante comprometida. O fim da equalização tarifária abriu espaço para a recuperação das margens de operação do setor e para a melhora da geração de caixa; já o encontro de contas promoveu uma limpeza no passivo das

---

<sup>23</sup> No sistema anterior, havia tarifas progressivas por faixa de consumo (de 0 a 50 KWh; de 51 a 100 KWh etc.). Com isso, se determinada residência registrasse consumo de 251 KWh, este 1 KWh seria taxado pela tarifa da faixa de 251 a 300 KWh e os demais pelas faixas respectivas, cujas tarifas eram mais baixas. Com a mudança, as contas passaram a ser cobradas pela tarifa correspondente à faixa de consumo total (no exemplo, a tarifa seria a da faixa de 251 a 300 KWh). Domicílios com consumo reduzido continuaram sendo favorecidos por tarifas especiais (chamada “tarifa social”), bastante diferenciada por região. No total, estima-se que o aumento propiciado por esta mudança tenha sido da ordem de 40% em 1993. Ver PINTO JR (1999).

concessionárias, que com isso puderam retornar ao mercado de capitais para novos financiamentos <sup>24</sup>.

Note-se que o volume de dívidas destas empresas ao final de 1995, a despeito de ainda muito elevado, encontrava-se bastante diluído no longo prazo e renegociado a taxas de juros bastante reduzidas — os encargos representavam apenas 5,7% do principal em moeda doméstica e 4,5% do principal em moeda estrangeira. O Governo Federal foi o principal agente da reestruturação financeira: assumiu dívidas em moeda nacional através da Eletrobrás, repassando-as às concessionárias a taxas subsidiadas; e assumiu ou avalizou dívidas em moeda estrangeira através do Tesouro Nacional, também negociadas a custos baixos e prazos longos (Figura 8).

**Figura 8. Perfil do endividamento das concessionárias — dez/1995**

*Em R\$ bilhões de dez/1995, por tipo de credor*

	Eletrobrás	Conces- sionárias	Instuições financeiras	Outras	TOTAL
<b>Moeda nacional</b>	<b>3.991</b>	<b>412</b>	<b>3.184</b>	<b>3.528</b>	<b>11.113</b>
Encargos	91	150	43	166	450
Principal	3.900	262	3.140	3.361	10.663
Curto prazo	316	85	1.347	1.058	2.806
Longo prazo	3.584	177	1.793	2.303	7.857
<b>Moeda estrangeira</b>	<b>1.607</b>	<b>247</b>	<b>9.354</b>	<b>265</b>	<b>11.473</b>
Encargos	39	1	385	3	427
Principal	1.568	247	8.969	262	11.046
Curto prazo	339	66	1.046	25	1.476
Longo prazo	1.229	181	7.923	237	9.570
<b>TOTAL</b>	<b>5.598</b>	<b>659</b>	<b>12.537</b>	<b>3.793</b>	<b>22.587</b>
Encargos	130	150	428	169	878
Principal	5.467	509	12.109	3.623	21.709
Curto prazo	655	150	2.394	1.083	4.282
Longo prazo	4.812	359	9.716	2.540	17.427

Fonte: Eletrobrás. Apud: OLIVEIRA at all (1997).

O processo de reformas do setor avançou ainda em outras frentes no período 1993/95 — antes portanto do início do processo de reestruturação e das privatizações, e nem sempre com efeitos práticos. Foram editadas diversas medidas visando incentivar a entrada de novos agentes no sistema e incorporar alguns elementos de mercado, de

<sup>24</sup> Estas medidas ainda estabeleceram outras questões importantes, como a reativação da Reserva Geral de Reversão (fundo compulsório para investimentos no setor elétrico, gerido pela Eletrobrás) e a readequação da Conta de Consumo de Combustível (CCC), que distribuía entre todos os agentes do sistema (e, portanto, para a sociedade) os custos totais com combustíveis utilizados na geração termelétrica em sistemas isolados da região Norte. Ver ABREU (1999), pg. 16.

forma a introduzir, aos poucos, a concorrência no setor. De forma geral, iam na mesma direção do modelo de reestruturação adotado alguns anos mais tarde<sup>25</sup>, cabendo destacar as seguintes medidas:

- (i) Permissão para a formação de consórcios para geração de energia entre concessionárias e autoprodutores;
- (ii) Criação do Sintrel (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica), primeira tentativa de liberação da rede básica de transmissão de energia para atender a concessionárias de distribuição e grandes consumidores localizados fora das áreas cativas<sup>26</sup>;
- (iii) Outorga da Lei de Concessões (Lei 8987/95, regulamentada pela Lei 9074/95), que autoriza concessões à iniciativa privada por prazos de 30 anos (distribuição e transmissão) e 35 anos (geração), com direito a prorrogação. Esta Lei institui ainda as figuras do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor Livre de Energia<sup>27</sup>;
- (iv) Por fim, prevê a criação de uma agência setorial com poder de arbitragem sobre questões relacionadas ao setor, listando-se algumas de suas atribuições (em parte incorporadas e reformuladas pela Lei 9427/96, que instituiu a Aneel).

### 3.2 – O NOVO MODELO

Embora estas medidas iniciais já incorporassem elementos vitais do novo modelo a ser gestado (a exemplo das figuras do Produtor Independente e do Consumidor Livre de Energia, além da neutralidade das redes de transmissão), seu efeito prático foi o de iniciar o debate e preparar o mercado para a reestruturação que viria a seguir, fortemente baseada na Lei de Concessões.

---

<sup>25</sup> COOPERS & LYBRAND (1997).

<sup>26</sup> O Decreto (n.º 1009/93) não teve êxito por resistência das grandes empresas estaduais, que detinham parcela importante das redes de transmissão do sistema Sudeste – Sul e Centro Oeste. Apenas em novembro de 1997 a Portaria n.º 459, revogando a anterior, cria a Rede Básica e regulamenta o acesso as redes de transmissão de energia em território nacional. Conforme PIRES (1999: pg. 143); e ABREU (1999: pg. 16).

<sup>27</sup> Embora estas iniciativas contivessem o cerne do modelo de reforma a ser desenvolvido mais adiante, havia inúmeras questões a serem regulamentadas para viabilizar sua efetivação. O caso dos PIEs é exemplar: sem a definição dos custos de transmissão da energia gerada e das tarifas de fornecimento a serem autorizadas, não houve investidor interessado em tornar-se Produtor Independente. A Lei limitou-se, assim, às privatizações. Conforme PIRES (1999) e BIELSCHOWSKY (1997).

Desdobrando-se os elementos elencados na introdução deste capítulo, os aspectos do novo marco regulatório considerados fundamentais para a proposta deste trabalho são:

- (i) A criação de um novo marco institucional e normativo e o início do processo de “autonomização” dos principais agentes setoriais (ANEEL, MAE, ONS e CCPE);
- (ii) A desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição e o início do processo de privatização das empresas desverticalizadas; e
- (iii) O compartilhamento, entre os agentes do mercado, das redes de transmissão e distribuição de energia, com a introdução (paulatina) da concorrência nos segmentos de geração e comercialização.

O primeiro aspecto pretende ser um rompimento com o antigo padrão de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, marcado pela forte ingerência do governo federal e muitas vezes subjugado por arranjos na base de sustentação política e por pressões conjunturais derivadas da gestão da política econômica. Por tudo o que este modelo representou de nocivo ao desenvolvimento do setor elétrico ao longo dos últimos anos, particularmente nos períodos mais críticos que antecederam a reestruturação (final dos anos oitenta e início da década de noventa), sua tentativa de substituição por um corpo de regras transparentes e por instituições sustentáveis e relativamente autônomas seria uma pré-condição para o sucesso da reforma.

O segundo aspecto é decisivo na determinação da nova dinâmica do setor a longo prazo, pois institui um dos pilares do livre mercado — o investidor privado — e delimita seu espaço de atuação (limites máximos de operação nas pontas da produção e distribuição de energia), buscando evitar abusos decorrentes de uma eventual concentração do mercado.

O terceiro aspecto citado acima avança, por fim, no propósito de preconizar um ambiente competitivo entre os novos agentes do setor, sem contudo descuidar da necessidade do controle da malha de transmissão e dos despachos centralizado de energia no sistema interligado, de forma a garantir sua eficiência e confiabilidade<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Esta questão será melhor desenvolvida mais adiante, quando serão discutidas as especificidades do modelo elétrico brasileiro diante de suas principais fontes de inspiração no contexto internacional.

### 3.2.1 – Em busca da autonomia normativa

O novo aparato normativo do setor elétrico inclui quatro principais instituições: ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) — ou Operador Independente, nos termos utilizados pelo relatório da *Coopers & Lybrand*, que balizou em grande medida a reestruturação brasileira — e ASMAE (Agência Setorial responsável pelo Mercado Atacadista de Energia). Optou-se por tratar separadamente estas instituições, de forma a distingui-las segundo as funções de consolidação, organização e planejamento do sistema (ANEEL e CCPE) e de gerenciamento da concorrência e da comercialização de energia (ONS e MAE, que serão tratadas mais adiante).

#### Aneel

A criação da Aneel é considerada um marco no processo de reestruturação do setor, ao menos por um motivo principal: autonomia nos sentidos técnico, financeiro e administrativo com relação ao Governo Federal e seus objetivos de política econômica.

Formalmente vinculada ao Ministério das Minas e Energia, a Aneel é idealmente uma Autarquia Especial dotada das seguintes características: (a) autonomia decisória e orçamentária; (b) autonomia de seus gestores (nomeados pelo Executivo Federal e sabatinados pelo Legislativo, com mandatos fixos e desvinculados do ciclo eleitoral); e (c) competência normativa para aprovar e regulamentar, com subsídio das demais instituições, questões técnicas relativas ao setor<sup>29</sup>.

Em suas atribuições e competências (conforme a Lei 9427/96), destacam-se:

- (i) A responsabilidade pela licitação, análise e autorização de concessões nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia
- (ii) O controle do desempenho e eficiência das concessionárias, diretamente ou por intermédio das agências estaduais
- (iii) A determinação das tarifas de suprimento e fornecimento de energia e aprovação de aumentos solicitados pelas empresas;

---

<sup>29</sup> Conforme PIREZ (1999: pg. 144).

- (iv) A determinação do custo de transporte da energia pelas redes de transmissão e distribuição e
- (v) O gerenciamento, operação e fiscalização da Rede Básica de energia em sintonia com as demais agências criadas no decorrer no processo de reestruturação do setor – particularmente ONS e CCPE, discutidos mais adiante.

Seu papel ativo como agente fiscalizador concentra-se na interface entre as concessionárias e os consumidores finais, estabelecendo-se padrões de qualidade (e mais recentemente, multas e punições às concessionárias que não cumprirem as metas estabelecidas) no fornecimento de energia a serem seguidos pelas empresas concessionárias. As metas a serem cumpridas foram definidas nos contratos de concessão e são regularmente atualizadas, tratando de três questões: (a) a quantidade de vezes em que o fornecimento de energia é interrompido (FEC); (b) a duração (em horas) das interrupções (DEC); e (c) os coeficientes de variação de tensão (margens de variação em torno da tensão estipulada, por exemplo em 120Kv ou 240Kv).

Além disso, a partir de problemas técnicos identificados nas redes de transmissão e distribuição como sendo as causas efetivas ou potenciais de interrupções ou oscilações de tensão, a Aneel fiscaliza o cumprimento das recomendações ou determinações feitas às concessionárias. Na área de licitações e concessões, coordena o processo de transferência para o mercado da construção e operação de usinas e linhas de transmissão, seguindo critérios preestabelecidos nos órgãos de planejamento do sistema.

Num sentido mais amplo, portanto, trata-se de uma agência criada para interceptar e solucionar, com critérios técnicos, os conflitos sempre existentes entre o poder concedente (governos federais e estaduais), empresas (concessionárias) e consumidores (empresas e pessoas físicas). Suas determinações têm caráter legal, e se valem de respaldo jurídico comum.

### CCPE

O **planejamento** de médio e longo prazos do sistema elétrico é uma das funções mais importantes em casos como o brasileiro, dadas as dimensões territoriais e a interdependência dos diversos subsistemas de hidro-geração. A competência desta função — que levou alguns anos para ser definida — permaneceu inicialmente com o GCPS (Grupo de Coordenação e Planejamento Setorial, da Eletrobrás), sendo transferida

apenas no início de 2000 ao CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), vinculado ao MME.

O Comitê é composto por especialistas alocados na Aneel e, particularmente, ainda na Eletrobrás e parte no Cepel (Centro de Estudos e Projetos de Energia Elétrica, também vinculado anteriormente à Eletrobrás). Sua instância máxima de decisão é o Conselho Diretor de Coordenação do Planejamento da Expansão, presidido pelo Secretário de Energia do MME e integrado por segmentos representativos do governo e da sociedade<sup>30</sup>. Suas atribuições básicas são:

- (i) Orientar ações de governo para assegurar o fornecimento de energia nos níveis de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em consonância com a Política Energética Nacional, emanada do Conselho Nacional de Política Energética
- (ii) Oferecer aos agentes do mercado elétrico um quadro de referência para seus planos de investimento; e
- (iii) Estabelecer, em consonância com os aspectos operacionais do sistema, a expansão mais adequada da rede elétrica de transmissão<sup>31</sup>.

O planejamento é **indicativo** para os investimentos na geração e transmissão no longo prazo, com o objetivo de identificar oportunidades eficientes e de menor custo para investimentos nestes segmentos. No caso da transmissão a médio prazo, o planejamento é **determinativo**, de forma que os investimentos identificados como prioritários serão conduzidos à Aneel para futuras licitações às concessionárias<sup>32</sup>. Com isso, as funções de planejamento de médio e longo prazos, a princípio menos relevantes se comparadas às inúmeras facetas da regulamentação setorial em curso, revestem-se de um componente

---

<sup>30</sup> No documento final de constituição do CCPE (Estruturação do CCPE — Relatório Final do Grupo de Trabalho), a representatividade dos agentes neste Conselho Diretor é apenas uma recomendação: “...Em especial, é **recomendável** a participação de um representante do MAE, do ONS, do Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, dos Conselhos de Consumidores, de órgão governamental dos setores hídrico e de Meio Ambiente, além do coordenador do Comitê Diretor e de um representante para cada um dos segmentos de: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica” (pg. 7; grifo não original).

<sup>31</sup> Estruturação do CCPE — Relatório Final do grupo de Trabalho, pg. 5.

<sup>32</sup> Note-se que os investimentos licitados pela Aneel seguindo determinações do CCPE podem não encontrar interessados, de forma que não se trata de um planejamento *determinativo* no sentido da palavra, mas indicativo de investimentos a serem licitados pela Aneel.

estratégico de fundamental importância para a dinâmica dos investimentos, para a introdução da concorrência e consolidação de um mercado livre de energia<sup>33</sup>.

Para tanto, independentemente da propriedade dos ativos (linhas de transmissão e subestações), é necessário que a instituição planejadora seja **neutra** com relação aos participantes e às suas estratégias. Espera-se, portanto, que sua estrutura organizacional evolua para algo semelhante à da Aneel, com elementos legais e endógenos que possam garantir autonomia e representatividade a todos os participantes do setor. Da mesma forma, é de se esperar o pleno exercício das funções de planejamento de longo prazo – estudos completos de demanda, inventário do parque a ser explorado, estudo dos recursos e alternativas disponíveis, das limitações geoeletricas e ambientais etc. –, tão importantes para o desenvolvimento equilibrado do setor.

### **3.2.2 – Privatizações**

O processo de privatização, por sua importância no contexto geral das reformas do estado e no caso particular das transformações proporcionadas ao setor de energia elétrica nacional, merece ser avaliado (ainda que sumariamente) sob três ângulos distintos: (a) macroeconômico; (b) patrimonial; e (c) normativo.

No primeiro aspecto, discute-se o processo de privatização a partir de uma perspectiva mais ampla — redefinição das funções do Estado e da política econômica —, na qual o programa de privatização das empresas de energia elétrica é apenas um exemplo (dos mais importantes) dentre muitos outros. No segundo aspecto, analisa-se a nova composição patrimonial do setor resultante das privatizações ocorridas até o final de 2000, com destaque para a presença de grandes grupos internacionais e de suas estratégias competitivas mundo afora. O terceiro e último aspecto se dedica a avaliar o alcance das privatizações face aos objetivos do programa — criar um ambiente competitivo e abrir espaço para a expansão do capital privado no setor —, analisando-se a condução do programa (ritmo de avanço, influência de fatores conjunturais e resultados obtidos) e o que ainda resta para ser privatizado, bem como explicitando as implicações do processo em termos das decisões de investimento dos novos agentes.

---

<sup>33</sup> Mais do que isso, disso pode depender o sucesso do modelo. No atual quadro de necessidade de expansão do sistema, a persistência de dúvidas quanto à neutralidade da instituição responsável pelo planejamento energético pode ser fatal para a dinâmica dos investimentos.

Vale assinalar que a discussão a seguir está baseada não apenas na literatura sobre o setor, mas também em diversas entrevistas realizadas com especialistas setoriais (especialmente com fornecedores de equipamentos), que em vários momentos sustentam os argumentos ao longo do trabalho.

### Motivação macroeconômica

Embora haja registros de privatização no Brasil na década de oitenta<sup>34</sup>, o programa de desestatização nos âmbitos federal e estadual deslanchou no país nos anos noventa, envolvendo inicialmente segmentos industriais e, com mais contundência, os serviços de utilidade pública a partir de meados da década (energia elétrica, telecomunicações, distribuição de gás, saneamento). Assim, do ponto de vista macroeconômico, o programa de privatização no setor elétrico brasileiro deve ser analisado num contexto mais amplo — um conjunto de ações voltadas à redefinição do papel do Estado na economia, em particular no que toca às funções historicamente empreendidas pelo estado como agente direto de valorização do capital ou, indiretamente, como promotor do desenvolvimento por meio de políticas ativas de incentivo à industrialização (políticas industrial, tecnológica, de financiamento etc.)

Sob uma perspectiva mais ampla, pode-se dizer que os anos noventa se caracterizam por um radical *redirecionamento* das estruturas políticas e econômicas relativamente aos anos anteriores, que pode ser resumido pelos movimentos de abertura econômica — brusca remoção das barreiras tarifárias e não-tarifárias às importações a partir do início dos anos noventa — e *minimização* do papel do Estado na economia, em particular no que toca à desestatização e ao abandono de políticas ativas nos campos industrial, tecnológico e de promoção do comércio exterior.

A análise que se pode chamar de “oficial” sobre este momento histórico da economia brasileira (1994-95 a 1998-99) era preconizada pelo núcleo de técnicos reunidos em torno do Ministério da Fazenda e – assumimos neste trabalho – bastante bem-representada na visão externada pelo Banco Central, que representou com precisão

o ponto de vista dos gestores da política econômica do período. Nessa visão, o déficit comercial tinha um papel “educativo” para a competitividade nacional, pois forçaria as estruturas produtivas domésticas a promoverem ajustes de produtividade e eficiência que, a médio prazo, elevariam a competitividade da indústria local.

Claro estava que este processo não ocorreria com todas as empresas, mas apenas com as mais eficientes, de forma que os elos mais frágeis das cadeias produtivas (que, no entender dos gestores de política, sobreviveram graças às “benesses” e “proteções” por parte do velho Estado) poderiam ser totalmente alijados do mercado e ter seus produtos substituídos por importados. Na visão de gestores do Banco Central, a maior penetração dos produtos importados não traria prejuízos ao conjunto das atividades industriais — pelo contrário, seria reflexo de alocações ótimas de recursos (por exemplo, aquisição de insumos importados tecnologicamente mais adequados e a custos competitivos).

Ao longo do processo de ajuste, no entanto — até que o efeito “corretivo” da concorrência externa fosse assimilado —, era necessário garantir recursos para financiar o balanço de pagamentos. A política de manutenção de juros elevados e de estabilidade da taxa de câmbio (sua valorização adicional seria apenas um “*hedge*” para reforçar o ajuste dos preços) tinha a função de atrair um fluxo considerável de capitais de curto prazo — o que de fato houve. Desconfiava-se no entanto que, por não serem de boa qualidade, os capitais de curto prazo deixariam o modelo muito vulnerável a desequilíbrios no mercado financeiro internacional e nos fundamentos macroeconômicos domésticos.

Assim, as privatizações significaram, ao mesmo tempo, a grande oportunidade para o financiamento do balanço de pagamentos com capitais de longo prazo, para a redução da dívida pública e para a promoção de uma reforma “*modernizante*” do Estado, que assim poderia voltar-se a questões sociais e de interesse da população. Mais do que isso, a aposta era de que os novos ciclos de investimento privado nos setores antes

---

<sup>34</sup> A criação da SEST (Secretaria Especial para o Controle das Estatais), em 1979, pode ser considerado um marco das preocupações do Estado com relação ao espaço econômico ocupado pelas estatais e suas conseqüências no sentido de restringir o desenvolvimento do capital privado e gerar ineficiências relacionadas à gestão estatal. Sob sua coordenação, algumas empresas estatais chegaram a ser privatizadas no período 1981-83 e, posteriormente, também no período 1985-87, já sob gestão civil (governo Sarney). Ver PINHEIRO & GIAMBIAGI (2000) e REICHSTUL (1982).

controlados por empresas estatais desencadeassem um novo *boom* de investimentos e de crescimento econômico sustentado, especialmente via investimento direto estrangeiro.

Os resultados dessa política são bastante conhecidos. Em primeiro lugar, não houve ganhos extraordinários de produtividade (ao menos não maiores que no resto do mundo), e as exportações não reagiram a contento<sup>35</sup>.

Em resumo, houve uma reversão abrupta do saldo das transações com o resto do mundo — especialmente após a estabilização monetária obtida a partir do Plano Real — e, conseqüentemente, crescimento exponencial dos passivos externos e da dívida pública, ambos em função das elevadas taxas de juros que se tornaram necessárias para financiar o balanço de pagamentos<sup>36</sup>.

A brusca extroversão da economia redundaria, por fim, numa crise cambial de grandes proporções no início de 1999. O acúmulo de passivos externos foi tal que, dois anos após a desvalorização cambial, o déficit externo ainda segue preocupante<sup>37</sup>.

Quanto às privatizações, a despeito de terem gerado expressivos recursos fiscais<sup>38</sup>, um de seus principais resultantes foi o fortalecimento dos grupos estrangeiros no

---

<sup>35</sup> É sabido que esta estratégia mostrou-se desastrosa para o setor industrial doméstico. As poucas indústrias que lograram incrementar sua competitividade no período estavam ligadas aos grandes programas industriais das décadas anteriores (mineração e siderurgia, papel e celulose, alguns segmentos da petroquímica etc.). Os setores de elevado conteúdo tecnológico (notadamente a microeletrônica, bens de capital e toda sorte de componentes eletrônicos) passaram a acumular déficits comerciais crescentes, com sérios reveses nos poucos casos em que existia uma estrutura em desenvolvimento. Em síntese, engendrou-se um processo de **especialização regressiva** da indústria doméstica, reduzindo profundamente a capacidade de geração de divisas e de emprego por parte deste setor. Ver FRANCO (1997), MENDONÇA DE BARROS (1997) e COUTINHO, BALTAR e CAMARGO (1999).

<sup>36</sup> A crise mexicana, detonada nos últimos dias de 1994, forçou o país a uma primeira correção da trajetória insustentável de crescimento que se iniciou com a introdução do Plano Real. Antes da crise mexicana, a política de juros altos engordava o nível de reservas internacionais e realimentava a tendência de valorização da taxa de câmbio, com sérias conseqüências tanto para o volume da dívida mobiliária federal quanto para o balanço de pagamentos. Com a crise, o país buscou amainar a trajetória explosiva de desajuste do balanço de pagamentos (restringiu o crédito, vetou importações e incentivou abertamente a atração de capital externo, mesmo os de curto prazo, inclusive elevando ainda mais a taxa de juros), mas não pôde evitar uma maior deterioração das contas públicas — por conta da elevação dos juros e, não menos importante, do programa de reestruturação do sistema bancário (PROER), com sérios problemas de liquidez e risco de insolvência após a crise mexicana. Em 1995, o déficit em transações correntes fechou em US\$ 17,8 bilhões (US\$ 1,7 bilhão em 1994); entretanto, só os empréstimos de curto prazo atingiram US\$ 19,7 bilhões. A dívida mobiliária federal (fora do Bacen) saltou de R\$ 61,8 bilhões em dezembro de 1994 para R\$ 108,6 bilhões em dezembro de 1995.

espaço doméstico de valorização do capital, movimento que liderou o novo ciclo de *internacionalização passiva* da economia brasileira nos anos noventa. Acrescente-se que o aumento das importações também reduziu o espaço para o produto nacional no mercado doméstico, sem que houvesse contrapartida na expansão das exportações — fato ainda mais evidente no caso dos setores de utilidade pública, voltados essencialmente ao mercado interno, cuja remessa de lucros e dividendos por parte das multinacionais para seus países de origem não podem ser compensados com maiores exportações.

No caso específico do setor elétrico, a venda das concessionárias federais contempladas no PND (Plano Nacional de Desestatização) inaugurou o processo no segmento de serviços. Somando-se as privatizações nos âmbitos federal e estadual, o setor elétrico respondeu por 33% do total de recursos arrecadados pelo governo<sup>39</sup>. Como se discutirá mais adiante, o processo está inacabado e, uma vez consolidado, o setor deverá superar em muito os recursos arrecadados com o setor de telecomunicações, que liderou as privatizações na década de noventa.

A primeira empresa privatizada foi a Escelsa, em julho de 1995 — momento delicado tanto para as finanças públicas como para o balanço de pagamentos do país e, mais importante, antes mesmo de estarem definidas as principais diretrizes do processo de reestruturação do setor elétrico. Este é, portanto, o principal recado desta seção (a ser retomado nas conclusões do trabalho): no início das privatizações, o quadro regulatório para o setor elétrico brasileiro encontrava-se em plena construção e em estágio claramente inicial, existindo lacunas e indefinições importantes do ponto de vista do horizonte de cálculo para os investimentos privados.

---

<sup>37</sup> Veja-se o quadro resumo das principais variáveis macroeconômicas no anexo deste trabalho.

<sup>38</sup> As privatizações realizadas na década de noventa (balanço até março de 1999) geraram recursos da ordem de US\$ 85,5 bilhões, sendo US\$ 70 bilhões em receitas e US\$ 15,5 bilhões em transferência de dívidas. Não obstante, o endividamento líquido do setor público cresceu sistematicamente desde 1994. Conforme PINHEIRO & GIAMBIAGI (2000: pg. 36).

<sup>39</sup> Segundo dados do BNDES, que trata das privatizações ocorridas até março de 1999. PINHEIRO e GIAMBIAGI (2000: pg. 37).

### Internacionalização das empresas do setor elétrico

A onda de reestruturação do setor elétrico mundial floresceu a partir dos anos setenta, com destaque para as reformas na Europa (especialmente Inglaterra), nos EUA e no Chile. As transformações desencadeadas por estas reformas foram importantes para a dinâmica das empresas do setor, pois em geral quebraram-se monopólios há anos consolidados e introduziram-se mecanismos de concorrência, despertando estratégias bastante agressivas e diversificadas dos maiores *players* locais para assegurarem posições de destaque em seus mercados<sup>40</sup>.

Em boa parte dos países, outros setores da infra-estrutura de serviços também foram reestruturados (e, em alguns casos, privatizados) simultaneamente à reforma no setor elétrico, destacando-se os segmentos de telefonia, saneamento básico e gás. Assim, um dos primeiros traços da transformação estratégica implementada pelas empresas do setor elétrico foi a diversificação setorial de suas atividades (empresas *multi-utilities*), passando a explorar concessões em mercados distintos, mas com evidentes ganhos de escala e escopo (especialmente entre os segmentos de gás e energia elétrica).

Um segundo passo na expansão destas *multi-utilities* passou a ser a agregação de serviços nos respectivos segmentos de atuação, papel não desempenhado pelas concessionárias no velho modelo. No segmento de energia elétrica, a carteira de negócios passou a incluir a manutenção de equipamentos e da rede elétrica de grandes empresas e até mesmo de outras concessionárias, a montagem de sistemas elétricos (indústrias, *shopping centers* etc.), projetos de engenharia e financiamento etc. Com isso, estas companhias passaram a disputar mercado com empresas de engenharia e com fabricantes de equipamentos, tradicionais participantes deste mercado.

Um terceiro fator de expansão foi, por fim, o movimento de internacionalização das principais empresas, atraídas por oportunidades de bons negócios em segmentos já dominados por elas em seus países de origem e por boas perspectivas de crescimento e

---

<sup>40</sup> Maiores detalhes sobre os processos de reestruturação em outros países ver PIRES (2000) e ALMEIDA PRADO JR. (1999).

rentabilidade nos mercados externos. Note-se que o mercado de energia elétrica nos países mais desenvolvidos há anos cresce a taxas modestas (de 1% a 2% a.a.).

**Figura 9. Principais *players* estrangeiros no Brasil — posicionamento estratégico em 1998**

Empresa	Negócios	Atuação no Brasil		Mercados globais
		Parceiros	Companhias	
EDF (França)	Cadeia de energia elétrica	AES, Houston, CSN, BNDES	Light, Metropolitana	China, Europa, Marrocos, Brasil e Argentina
Enron (EUA)	Cadeia de energia (petróleo, gás e eletricidade) e infraestrutura	Petrobrás, PDVSA, YPFB	Ceg, Riogás, Gaspart, Elektro, Gasoduto Brasil-Bolívia	Mercados estratégicos: EUA, Índia, China, Argentina, Brasil, Colômbia, Bolívia
Southern Electric Company (EUA)	Energia elétrica (geração, distribuição e serviços)	AES	Cemig	Mercados estratégicos: EUA, Índia, China, Filipinas, Europa e Brasil
CSW (EUA)	Cadeia de energia elétrica e serviços de gás; telecom	Inepar	Vale Paranapanema, Cemat, Lajeado, Rosal	EUA, Inglaterra e Brasil
Tractebel (Bélgica)	Eletricidade, gás, engenharia, telecom, saneamento,	Iberdrola, Powerfin	Gerasul, Canabrava	Argentina, Canadá, China, Europa, Peru, Brasil, Singapura, Tailândia, Vietnã, EUA
Endesa (Espanha)	Eletricidade, gás, água, teles e mineração	EDP, Chilectra, Enersis, Endesa (CH)	Cerj, Coelce, Cachoeira Dourada	Espanha, Brasil, Argentina, Chile, Colômbia, Peru
Houston Industries (EUA)	Cadeia de energia, gás e eletricidade no varejo	AES, NorAm	Light, Metropolitana	Brasil, Colômbia, Argentina, EUA,
CEA (EUA)	Cadeia de eletricidade e gás	AES, VBC Energia	RGE	EUA, Japão, China, Índia, Europa, Argentina, Brasil, Venezuela
Iberdrola (Espanha)	Eletricidade, gás, água, telecom, imobiliária e informática	EDP, Enron, Telefonica, Tractebel	RioGás, CEG, Coelba, Cosern, CRT-RS, Teleleste, Angra I	Espanha, Argentina, Brasil, Chile, Bolívia e Colômbia
CMS Energy (EUA)	Petróleo, gás e eletricidade, teles e saneamento	Cataguazes Leopoldina, FondElec	CFLCL, Energipe	EUA, Austrália, Índia, Marrocos, Jamaica, México e América do Sul
EDP (Portugal) (a)	Energia elétrica, gás, teles	Iberdrola, Endesa (ESP), VBC	Cerj, Coelce, Bandeirante, Lajeado, Escelsa, Enersul	Portugal, Brasil e Guatemala
AES (EUA)	Geração de energia elétrica	Houston, Southern, PSEG	Light, Metropolitana, Cemig, AES-Sul, Uruguaiana, Tietê	Mercados estratégicos: Brasil, Índia, China e EUA. Outros: Canadá, Austrália, Argentina, Holanda, Hungria, UK
Duke En. (EUA)	Cadeia do gás e eletricidade	-x-	CESP-Paranapanema	EUA, Europa, Austrália, América do Sul

Fonte: PINTO JR. (1999), pg. 46. Atualização própria. (a) Comprou 73% do Grupo Iven (Brasil), controlador da Escelsa e

A figura acima sintetiza os movimentos de diversificação inter-setorial e de internacionalização das principais empresas estrangeiras do setor elétrico que ingressaram no Brasil com as privatizações (Figura 9).

Note-se que as empresas norte-americanas — predominantes no processo de privatização brasileiro — estão bem mais avançadas nestes processos de diversificação, pois estão presentes em um maior número de países e atuam em diversos segmentos de serviços e infra-estrutura, particularmente na cadeia de energia (elétrica, petróleo e gás). Um fator associado ao pioneirismo destas companhias é que sua atuação esteve por muito tempo limitada aos estados norte-americanos em que detinham concessões; como o consumo de energia elétrica em cada estado norte-americano é bastante elevado, desenvolveram-se grandes empresas e elevadas escalas. Com a reestruturação do setor, estas empresas lançaram-se a um rápido ciclo de expansão que se iniciou pela Europa e atingiu a América Latina<sup>41</sup>.

O movimento de internacionalização das companhias européias é mais modesto, mas vem se expandindo com rapidez nos últimos anos. Mais adiantadas neste processo encontram-se as empresas espanholas Endesa e Iberdrola (esta última teve seus ativos mundiais comprados pela Endesa no final de 2000), que iniciaram estratégias de extroversão no Chile e passaram a se concentrar na América Latina, além de outras grandes empresas líderes mundiais do setor — destacando-se a estatal francesa EDF, atualmente a maior empresa mundial em capacidade instalada na geração de energia elétrica, e a belga Tractebel, controlada pela também francesa Suez-Lyonnais des Eau.

Desta forma, os próximos passos das *multiutilities* globais no Brasil serão muito provavelmente diversificar-se intra e inter-setorialmente, avançando na geração, distribuição, comercialização e na prestação de serviços no setor de energia elétrica (como se verá adiante, há limites máximos de participação em cada mercado, exceto na comercialização) bem como na exploração e distribuição do gás natural (ademais, um dos principais combustíveis utilizados na geração termelétrica). Para muitas destas empresas, torna-se estratégico expandir suas operações nestes mercados brasileiros via participações cruzadas em outras empresas ou através de novos leilões de privatização,

---

<sup>41</sup> Para uma das grandes companhias norte-americanas a ingressar recentemente no mercado brasileiro, trata-se de “...mover-se com agilidade nos mercados mundiais para *catalisar* novas oportunidades de crescimento...”. Conforme Duke Energy Company ([www.dukeenergy.com](http://www.dukeenergy.com)).

pois assim elevam sua influência no mercado sem correr grandes riscos, como na hipótese de construírem novas usinas por conta própria (no capítulo seguinte serão avaliados os movimentos de expansão das principais empresas do setor).

#### Aspectos normativos: timing e ritmo de avanço

No novo marco regulatório traçado pelo governo para o setor elétrico, as privatizações assumem um papel relevante, em tese, quando o objetivo é estabelecer parâmetros de mercado para as decisões de investimento e introduzir a concorrência nos segmentos de geração e comercialização — mas nada garante que o capital privado promova a expansão do sistema, outro objetivo importante a ser perseguido. Nesta seção, serão avaliados o *timing* da implementação do processo de privatização e seu ritmo de avanço, buscando-se analisar suas implicações para o desejado amadurecimento de um regime de mercado.

Como observado na seção anterior, a Escelsa (empresa de distribuição de energia do Espírito Santo, então sob controle do Governo Federal) inaugurou as privatizações no setor em 12/07/95, antes portanto da conclusão do aparato regulatório (algumas medidas importantes seriam adotadas apenas em 1997 ou ainda em 1999. Ver seção 3.2.3 adiante). As vendas então tomam fôlego em 1996, quando foram vendidas mais quatro companhias (dentre elas a usina Cachoeira Dourada, pertencente a Celg), atingindo o auge em 1997 (foram vendidas neste ano sete companhias distribuidoras) e prosseguindo em 1998 (mais seis companhias foram vendidas em 1998, dentre elas a primeira de geração significativa). A partir de 1999, porém, o processo derrapou.

Ao todo, entre julho de 1995 e novembro de 2000, foram privatizadas 21 concessionárias — 17 distribuidoras e 4 geradoras —, fazendo com que a participação do capital privado no setor se aproximasse de 64% do total da energia elétrica distribuída e de pouco mais de 18% da geração bruta total de energia (Figura 10).

**Figura 10. Processo de privatização do setor elétrico brasileiro — 1995/00**

Empresas	Data leilão	Principais acionistas (país)	Share (% do total)
<b>Distribuidoras</b>			<b>63,8</b>
1 Escelsa (ES) (a)	12/07/95	Iven (Brasil), GTD (Brasil) EDF (FRA), AES (EUA), RELIANT (EUA), CSN (BRA)	2,2
2 Light (RJ)	21/05/96	CSN (BRA)	9,0
3 Coelba (BA)	01/07/96	Iberdrola (ESP), Previ (Brasil)	3,3
4 Cerj (RJ)	20/11/96	Endesa (ESP), Chilectra (CHI), EDP (POR)	2,4
5 RGE (RS, ex CEEE)	21/10/97	VBC (Brasil), CEA (EUA)	1,9
6 AES-Sul (RS, ex CEEE)	21/10/97	AES (EUA)	2,4
7 CPFL (SP)	01/11/97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7,1
8 Enersul (MS) (a)	19/11/97	Iven (Brasil), GTD (Brasil)	1,0
9 Cemat (MT)	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,0
10 Energipe (SE)	01/12/97	Cataguazes (Brasil), CMS (EUA)	0,6
11 Cosern (RN)	01/12/97	Iberdrola (ESP), Previ (Brasil)	0,9
12 Coelce (CE)	02/04/98	Endesa (ESP), Chilectra (CHI), EDP (POR) EDF (FRA), AES (EUA), RELIANT (EUA), CSN (BRA)	1,9
13 Metropolitana (SP, ex Eletropaulo)	15/04/98	CSN (BRA)	13,7
14 Celpa (PA)	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2
15 Elektro (SP, ex CESP)	16/07/98	Enron (EUA)	4,1
16 Bandeirante (SP, ex Eletropaulo)	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (POR)	9,2
17 Celb (Borborema)	01/12/99	Cataguazes-Leopoldina	0,2
18 Celpe (PE)	17/02/00	Iberdrola (ESP), Previ (Brasil), BB (Brasil)	1,8
<b>Geradoras</b>			<b>18,5</b>
19 Cachoeira Dourada (GO, ex Celg)	05/09/96	Endesa (ESP)	1,2
20 Gerasul (RS, ex Eletrosul)	15/09/98	Tractebel (BEL)	6,8
21 Paranapanema (SP, ex CESP)	28/07/99	Duke-Energy (EUA)	4,9
22 Tietê (SP, ex CESP)	27/10/99	AES (EUA)	5,6

(a) A EDP (Portugal) comprou 73% do grupo Iven em 25.08.99. (b) Share em 1998 (Aneel). Fonte: BNDES e Gazeta Mercantil (2000).

Dos 64% totais privatizados na distribuição, 62% foram vendidos entre 1995 e 1998, praticamente se esgotando o processo de venda de ativos antes pertencentes a *holding* Eletrobrás ou então sob o controle do Governo Federal. Do que resta a ser privatizado no segmento de distribuição, cerca de 30% do fornecimento pertencem ainda a empresas controladas pelos governos estaduais (particularmente Cemig e Copel, respectivamente com 12,1% e 5,4% de *share* na distribuição em 1999) e federal (a Eletronorte ainda participa com 4% nos mercados de distribuição no Maranhão e Pará).

No segmento de geração, a Gerasul (criada a partir da cisão da antiga Eletrosul, com cerca de 7% da geração bruta nacional) inaugurou as privatizações em setembro de 1998. A CESP (Governo paulista) estruturou sua cisão parcial entre 1998 e 1999, sendo finalmente vendida em julho (Paranapanema, com cerca de 5% da geração bruta nacional) e em novembro de 1999 (Tietê, com cerca de 6% da produção nacional).

Nos planos dos coordenadores do PND (conduzido integralmente pelo BNDES até meados de 2000, quando foi repassado para o MME a parcela relativa ao setor de energia elétrica), o ano de 1999 marcaria a arrancada das privatizações na geração. Com este intuito, as geradoras ainda pertencentes a Eletrobrás (Eletronorte, Furnas e Chesf) passaram por reestruturação de ativos e passivos, escalonados por atividades de distribuição e geração e por bacias hidrográficas, tudo com vistas à futura privatização.

No caso da **Eletronorte**, procedeu-se à cisão parcial da empresa em dezembro de 1997, quando houve a separação patrimonial dos sistemas isolados dos municípios de Manaus (AM) e Rio Branco (RR) em duas novas empresas, que passaram a ser responsáveis pela geração (termelétrica) e distribuição de energia nas áreas respectivas. A Eletronorte remanescente (toda geração hidrelétrica e a transmissão) foi novamente cindida, em fevereiro de 1999, em duas novas concessionárias, uma de geração (ativos do complexo hidrelétrico de Tucuruí e a usina termelétrica de São Luís) e outra de transmissão. Entretanto, a venda das concessionárias resultantes (Manaus Energia, Rio Branco Energia, Eletronorte Transmissão e Geração Tucuruí) permanece sem previsão.

A operação de reestruturação de **Furnas** foi conduzida entre 1998 e 1999, resultando em três novas empresas: (a) uma concessionária de geração compreendendo os ativos relativos às hidrelétricas de Mascarenhas de Moraes, Furnas, Luiz Carlos Barreto, Porto Colômbia, Marimondo e Funil, mais as térmicas de Santa Cruz, Roberto da Silveira e São Gonçalo; (b) outra geradora englobando as hidrelétricas de Itumbiara, Corumbá, Serra da Mesa e Manso (esta última transferida da Eletronorte para Furnas), além dos contratos de compra de energia da Argentina e da termelétrica de Cuiabá (pertencente à Eletronorte); e (c) uma empresa de transmissão de energia, que herda as 28 subestações e cerca de 14,5 mil quilômetros de linhas de transmissão, além da conclusão de três grandes empreendimentos de alta tensão envolvendo o “linhão” Norte-Sul, o terceiro circuito de Itaipu e a linha de transmissão entre Brasil e Argentina, que viabilizou a importação de 1.000 MW de energia daquele país. Porém, Da mesma forma que na Eletronorte, não há previsões de quando estas empresas serão privatizadas.

Já a reestruturação da **Chesf** envolve algumas particularidades em função do papel estratégico representado por suas bacias hidrelétricas — por questões ambientais e, principalmente, pela importância da água para a região Nordeste. Antecipando-se a estas determinações, o Conselho Nacional de Desestatização aprovou, em fevereiro de 1999, a cisão parcial da empresa em três novas concessionárias:

- (i) Uma sociedade de geração compreendendo os ativos correspondentes às hidrelétricas de Xingó, Sobradinho, Boa Esperança, Pedra e Funil e da termelétrica de Camaçari, num total aproximado de R\$ 8,5 bilhões de ativos imobilizados;
- (ii) Outra englobando o complexo Paulo Afonso, as hidrelétricas de Moxotó, Araras e Curemas e a termelétrica de Bongi, com ativo imobilizado da ordem de R\$ 6,5 bilhões; e
- (iii) A rede de transmissão, equivalente a um imobilizado de R\$ 5 bilhões em serviço e mais R\$ 964 milhões em curso, decorrentes dos pesados investimentos realizados em 1998 em função da interligação Norte-Sul e Norte-Nordeste.

A recente estruturação da ANA (Agência Nacional da Água) e o amadurecimento do debate sobre o uso das águas no Brasil (incipiente em termos internacionais) deve aprofundar o impasse nestas áreas, podendo adiar por tempo indeterminado a privatização destas empresas. Embora haja um componente técnico importante, há um componente político fundamental na raiz desse debate, envolvendo interesses de grupos regionais, de facções de partidos aliados ao governo federal e da própria Eletrobrás, que reage à perda de poderes sofrida com a reestruturação (note-se que o envolvimento da Eletrobrás com o planejamento do sistema e suas recentes investidas no mercado de geração contrariam as diretrizes iniciais da reestruturação, propostas pela *Coopers & Lybrand*).

As empresas mistas estaduais remanescentes também dão mostras claras de resistência às privatizações. Com exceção da CESP, desmembrada e praticamente toda privatizada em 1999<sup>42</sup>, as demais grandes empresas estaduais (Cemig, Copel e CEEE) permanecem sob controle dos respectivos estados, que apenas se desfizeram de parte das ações sob seu controle — mas não do controle das companhias.

Na Cemig, o governo do estado de Minas Gerais detém 51% das ações ordinárias (23% das ações totais) e conta com um parceiro estratégico — consórcio entre as norte-americanas AES e *Southern Electric*, que compraram 33% das ordinárias e 14% das ações totais ao preço de US\$ 1,1 bilhão em maio de 1997. No acordo de acionistas realizado logo após a venda das ações, decidiu-se que as questões estratégicas da companhia seriam votadas por um *conselho qualificado*, com ampla prerrogativa do

consórcio estrangeiro. Assim, os investimentos em geração e distribuição, a política administrativa (despesas operacionais, inclusive com pessoal) e demais questões estratégicas seriam, na prática, controladas pelo parceiro estratégico.

Este acordo foi suspenso em setembro de 1999 após pedido de liminar por parte do acionista majoritário (o governo de Minas, em nova gestão). Com a liminar, as deliberações do Conselho de Administração passaram a ser validadas por maioria dos votos dos conselheiros presentes, excluindo-se a exigência de *quorum qualificado* para votação de matérias específicas, prevista no acordo de acionistas. O episódio surpreendeu o mercado, que interpretou a ação do governo mineiro como uma indicação clara de que sua intenção era manter o controle da companhia a qualquer custo.

A CEEE, controlada pelo estado do Rio Grande do Sul, desfez-se de parte relevante de suas operações de distribuição nas sub-regiões Centro-Oeste e Norte-Nordeste do estado, que foram cindidas e vendidas em outubro de 1997 por US\$ 2,8 bilhões. Há ainda um compromisso de repasse de parte das ações da empresa remanescente (o equivalente a cerca de R\$ 700 milhões) ao governo federal, como parte do acordo de renegociação das dívidas do estado junto à União. Entretanto, o estado deve permanecer com o controle acionário da empresa.

O governo do estado do Paraná também leiloou parte das ações da Copel em seu poder em 1996-97, reduzindo sua participação para 58,6% das ações ordinárias, mantendo assim o controle da companhia. A parcela vendida encontra-se ainda em poder do BNDES-PAR, e há chances de que a privatização ocorra em 2001 (Note-se que, nesse caso, o estado é governado por um partido da base aliada ao Planalto).

Em geral, essas empresas ainda não privatizadas operam em larga escala, concentram o grosso da geração hidrelétrica (57,5% do total dos sistemas interligados, exceto autoprodução e produção independente) e são bastante competitivas. Como o grosso de seus ativos já se encontra amortizado, o custo de geração de suas usinas é reduzido (entre US\$ 15 a US\$ 20 em média por MWh), muito inferior ao custo marginal dos novos empreendimentos, da ordem de US\$ 35 a US\$ 40 em média por MWh no caso das termelétricas. Não obstante, o *valor normativo* definido pela Aneel em 1999 (valor que

---

<sup>42</sup> A CESP Paraná, remanescente, seria leiloada em 06/12/2000, mas o leilão foi adiado por conta da desistência das empresas inscritas (AES, DUKE, SOUTHERN, ENDESA, EDP e EDF), cujo motivo alegado foi o atraso da licença do IBAMA para o enchimento de Porto Primavera.

expressa o teto máximo de preço para o suprimento de energia por parte das geradoras, e serve como parâmetro de preço para os investimentos) é o mesmo para hidrelétricas e termelétricas, ambas incluídas no segmento competitivo, da ordem de US\$ 35 por MWh.

Assim, é muito provável que as decisões de novos investimentos em geração possam estar sendo inibidas pelo cronograma de venda (mesmo que bastante pulverizada) dos ativos dessas empresas estatais, cuja aquisição pode ser fundamental para as estratégias competitivas dos novos *players* — além de serem opções de investimento que envolvem menores riscos relativamente a novos investimentos em expansão.

Note-se que os diferenciais de custo de geração devem, a princípio, ser corrigidos no processo de privatização. Dentre as diversas questões importantes na avaliação do preço dos ativos a serem privatizados — tamanho da empresa, capacidade de geração própria, perfil de endividamento, liquidez dos ativos etc. —, três fatores foram decisivos: a dimensão do mercado cativo; o custo de geração própria de energia (portanto, o perfil dos ativos) e o perfil das dívidas. A combinação destes três fatores determinou, em última instância, o valor final da empresa em termos do volume de energia vendido.

Uma indicação das disparidades competitivas entre cada uma das empresas privatizadas pode ser vista dividindo-se o valor final da empresa privatizada (valor pago pelas ações colocadas à venda nos leilões multiplicado pelo total de ações) pelo volume total de energia vendida: note-se que esta relação flutuou fortemente ao longo do processo de privatização, avaliando-se pela ordem cronológica. Evidentemente, há uma série de fatores exógenos que influenciaram o resultado final destes leilões, e não se pode dizer que tais flutuações se deveram exclusivamente aos diferenciais competitivos de cada concessionária (Figura 11).

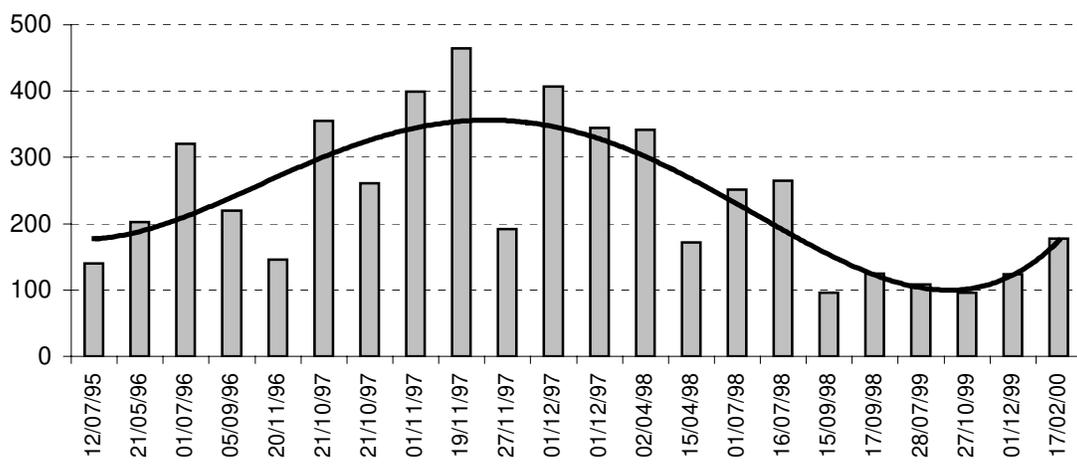
Em primeiro lugar, as privatizações ocorreram em períodos de forte turbulência nos mercados financeiros internacionais — crises asiática, russa e do Real, todas elas com forte impacto sobre as bolsas de valores mundiais e as bolsas brasileiras em particular. Com isso, é provável que o fator corretivo entre custos e oportunidades de negócio tenha sido desvirtuado por influência de fatores extra-mercados, ligados à conjuntura financeira internacional.

Em segundo lugar, a empresa compradora e sua estratégia para o mercado brasileiro e latino-americano certamente influenciaram os resultados. No caso brasileiro, chama a atenção a grande participação de empresas e consórcios que não têm tradição

no setor – a exemplo dos fundos de pensão de estatais, grandes bancos comerciais e demais empresas industriais, em contraste com líderes de mercado em outros países, que por sua vez detêm conhecimento parcial do ambiente econômico do país.

**Figura 11. Privatização: desníveis de preço na avaliação de ativos**

Valor dos ativos privatizados sobre vendas (US\$/KWh)



Fonte: Ver Figura 12.

Um terceiro fator a influenciar esta curva de avaliações é o fato de que o quadro regulatório avançou bastante ao longo de 1997 no sentido de dirimir algumas das incertezas próprias ao modelo de mercado em implantação. Para alguns analistas, a melhor definição do quadro regulatório teria sido importante para elevar a confiança dos investidores e, com isso, o valor dos ativos. Entretanto, este fator isolado não seria suficiente para explicar a inflexão da curva a partir do final de 1997<sup>43</sup>.

Contudo, os resultados mostram que o auge da valorização dos ativos do setor elétrico ocorreu no final de 1997, com a venda da CPFL (SP), da Enersul (MS) e da Energipe (SE), todas entre novembro e início de dezembro de 1997. Em comum, os compradores foram grupos nacionais (VBC, Iven, GTD e Cataguazes-Leopoldina), a maioria com pouca tradição neste mercado<sup>44</sup>. Por outro lado, a conjuntura internacional não era das mais favoráveis (os rebatimentos da crise asiática, que se iniciou em julho de 1997, estavam em pleno curso).

<sup>43</sup> Ver o trabalho de FERREIRA (2000: pg. 212).

<sup>44</sup> Com a possível exceção do grupo Cataguazes, que já atuava no setor elétrico, os demais grupos não podem ser considerados um *player* deste mercado. A VBC (Votorantin, Bradesco e Camargo Correia) participou também das privatizações na telefonia e, embora venha se mostrando disposta a desenvolver-se nestes novos ramos de negócio, não possui a *expertise* de seus concorrentes internacionais. Os demais grupos são formados por fundos de pensão, para os quais participar das privatizações é uma entre diversas alternativas de aplicação. Ademais, a maioria já vem anunciando a intenção de vender suas participações.

Esta comparação revela ainda outra faceta importante das privatizações: a sub-avaliação dos ativos das poucas geradoras privatizadas relativamente aos valores obtidos nas distribuidoras. Neste caso, há ao menos duas explicações igualmente prováveis:

- (i) a elevada margem tarifária a favor das distribuidoras; e
- (ii) a presença de “custos encalhados” (ou “*stranded costs*”) nas usinas geradoras.

Quanto às margens operacionais, a relação entre tarifas de suprimento e de fornecimento está há anos muito baixa comparativamente aos padrões internacionais: no início do processo de privatização (meados de 1995), a tarifa média do MWh gerado correspondia a 35% da tarifa média de fornecimento (distribuição); esta relação elevou-se para 40% no final de 1997 e voltou a cair no final de 1999 (37%). Na média internacional, esta relação é de cerca de 60%<sup>45</sup>.

Por fim, a presença de “custos encalhados” em algumas empresas geradoras se deve à retomada nos últimos anos de grandes obras paralisadas nos anos anteriores, cujos custos finais tornaram-se excessivamente elevados frente aos padrões atuais. Como se trata de investimentos de longa maturação, estes custos levarão ainda alguns anos para serem amortizados, prejudicando o equilíbrio de custos do sistema.

Em ambos os casos, a forma encontrada para contornar estes obstáculos de rentabilidade foi a sub-avaliação dos ativos (Figura 12).

---

<sup>45</sup> Ver Plano Decenal de Expansão 2000/09. CCPE, jul/00.

**Figura 12. Valores envolvidos na privatização do setor elétrico nacional — 1995/00**

Empresas	Data leilão	Preço mínimo (US\$ milhões)	Ágio (%)	Valor pago (US\$ milhões)	% do capital total	Valor empresa (US\$ milhões)	Vendas em GWh (a)	Valor empresa/vendas (US\$/GWh)
<b>Distribuidoras</b>		<b>13.671</b>	<b>36,6%</b>	<b>18.671</b>	<b>51,0%</b>	<b>36.578</b>	<b>159.840</b>	<b>229</b>
1 Escelsa (ES)	12/07/95	344	11,8%	385	50,0%	770	5.487	140
2 Light (RJ)	21/05/96	2.217	0,0%	2.217	50,4%	4.395	21.689	203
3 Cerj (RJ)	20/11/96	451	30,3%	588	70,3%	837	5.733	146
4 Coelba (BA)	01/07/96	904	77,3%	1.602	62,5%	2.562	7.985	321
5 RGE (RS)	21/10/97	814	82,6%	1.487	90,8%	1.639	4.611	355
6 AES-Sul (RS)	21/10/97	709	93,6%	1.372	90,9%	1.509	5.772	261
7 CPFL (SP)	01/11/97	1.611	70,2%	2.741	41,1%	6.676	16.704	400
8 Enersul (MS)	19/11/97	309	83,8%	568	48,7%	1.167	2.513	464
9 Cemat (MT)	27/11/97	294	21,1%	356	86,9%	410	2.139	192
10 Energipe (SE)	01/12/97	268	96,1%	525	86,4%	607	1.492	407
11 Cosern (RN)	01/12/97	354	73,9%	616	85,8%	718	2.084	345
12 Coelce (CE)	02/04/98	682	27,2%	868	53,1%	1.634	4.778	342
13 Metropolitana (SP)	15/04/98	1.776	0,0%	1.776	29,8%	5.960	34.779	171
14 Celpa (PA)	01/07/98	388	0,0%	388	51,3%	757	3.014	251
15 Elektro (SP)	16/07/98	640	98,9%	1.273	46,6%	2.731	10.295	265
16 Bandeirante (SP)	17/09/98	860	0,0%	860	29,8%	2.886	23.170	125
17 Celb (Borborema)	01/12/99	45	0,0%	45	75,0%	61	491	123
18 Celpe (PE)	17/02/00	1.003	0,0%	1.003	79,6%	1.261	7.104	177
<b>Geradoras</b>		<b>1.733</b>	<b>26,4%</b>	<b>2.189</b>	<b>47,4%</b>	<b>4.619</b>	<b>42.020</b>	<b>110</b>
19 Cachoeira Dourada (GO)	05/09/96	462	43,5%	663	78,9%	841	3.820	220
20 Gerasul (RS)	15/09/98	801	0,0%	801	42,1%	1.903	19.815	96
21 Paranapanema (SP)	28/07/99	191	90,2%	364	38,7%	941	8.662	109
22 Tietê (SP)	27/10/99	278	30,0%	362	38,7%	936	9.723	96

Fontes: FERREIRA (1999), BNDES e Gazeta Mercantil. Elaboração própria. (a) Vendas de energia no ano da privatização.

Em síntese, pode-se dizer que o processo de privatização do setor energético está incompleto, e que isto traz conseqüências nefastas ao necessário amadurecimento de um regime de mercado para o setor e, particularmente, inibe as perspectivas de novos investimentos privados em geração. Dentre as principais conseqüências pode-se citar:

- (i) A persistência de desníveis de custo operacional entre as empresas, não “corrigidos” pela privatização;
- (ii) A expectativa de privatização de diversas geradoras, cuja aquisição representaria estratégias de expansão mais seguras (menor risco e maior margem) relativamente aos novos investimentos na geração;
- (iii) A permanência de elementos do velho modelo estatal representados nas empresas não-privatizadas, que contribui para elevar o componente de “risco institucional” na avaliação dos novos agentes privados.

Por outro lado, a entrada de novos competidores a partir das privatizações realizadas já vem modificando a dinâmica de concorrência no setor. Dentre as principais estratégias destacam-se:

- (i) As mudanças patrimoniais em curso (compra de ativos existentes para reforçar determinada posição competitiva no próprio setor elétrico);
- (ii) A ampliação do leque de atividades, incluindo novos segmentos de atuação (*multi utilities*); e
- (iii) A ampliação da oferta de serviços na área de energia (projetos, montagem e instalações, manutenção e operação), com o que passam a concorrer com diversos agentes antes consolidados (entre eles os fabricantes de equipamentos)

### **3.2.3 - A competição na geração e na comercialização**

A concorrência nos mercado de geração e comercialização de energia elétrica é uma das maiores (senão a maior) razões da reestruturação. Sua introdução, no entanto, vem sendo paulatina — como de resto também os demais pilares da reforma —, pois teme-se o risco de que uma mudança mais brusca provoque um “choque de preços”.

Adicionalmente, foi preciso levar em consideração as particularidades do sistema elétrico brasileiro — a saber, a absoluta predominância da geração hidrelétrica, que por sua vez implica a necessidade de: (a) um complexo sistema de transmissão interligando as regiões consumidoras; (b) um controle rigoroso do fluxo de energia entre os

subsistemas para otimizar a geração de eletricidade em cada bacia, de acordo com a sazonalidade dos regimes de chuva em cada bacia; (c) um controle também rigoroso da carga de energia de cada subsistema, observando-se a direção e a capacidade de transmissão de cada subsistema para não sobrecarregá-los e garantir sua estabilidade.

Portanto, foi necessário manter o sistema centralizado de despachos de energia, de tal sorte que o novo regime de concorrência nascente (objetivo da reforma) não atropelasse a *racionalidade sistêmica* do parque energético brasileiro, e com isso sua estabilidade. Assim, de um lado a introdução de mudanças operacionais como o Produtor Independente de Energia (PIE) e o acesso às redes de transmissão em território nacional; e de outro a instituição de figuras “financeiras” como o Mercado Atacadista de Energia e as empresas de comercialização (instâncias de liquidação de contratos) deveriam, ambas, conviver em harmonia com o ONS, instância de operação técnica do sistema interligado, o qual manteria as mesmas funções de centralização da operação antes exercidas pelo GCOI, do modelo anterior.

Esta seção trata das instituições e das medidas adotadas para acomodar estas duas facetas do modelo: concorrência e estabilidade do sistema.

#### Novos agentes de mercado

A maneira mais rápida e direta de introduzir a concorrência no mercado de energia elétrica vem sendo via incentivo à entrada de novos agentes produtores e comercializadores, ao mesmo tempo em que se autorizam grandes consumidores a negociar a compra de energia livremente entre toda gama de produtores, e não mais apenas com a concessionária responsável pela entrega de energia em sua área.

A figura do **Produtor Independente de Energia** (PIE) foi criada em 1995 (Lei 9074, de julho/95) e regulamentada em setembro de 1996 (Decreto n.º 2003). A idéia é permitir que qualquer investidor – sejam pequenos produtores de energia, auto-produtores ou co-geradores, a exemplo das indústrias siderúrgica, petroquímica e de refino de petróleo, grandes consumidoras, ou das indústrias de açúcar e álcool, papel e celulose e outras, que utilizam biomassa para produzir energia elétrica e calor – possam comercializar diretamente no mercado a energia disponível, sem que para isso sejam agentes concessionários.

Na outra ponta, instituiu-se a figura do **consumidor livre** de energia (Lei 9.648/99). Assim, inicialmente os grandes consumidores de energia (a Lei tem vigência imediata

para os consumidores de carga igual ou superior a 10MW e tensão igual ou superior a 69Kv) estão livres para negociar, no MAE (tratado mais abaixo), contratos de compra e venda de energia elétrica com quaisquer concessionárias ou produtores independentes. Esta lei será mais adiante estendida para consumidores médios e pequenos, de forma a liberalizar continuamente a demanda de energia<sup>46</sup>.

O **comercializador** de energia foi também instituído através da Lei 9.648/98, tratando-se de figura jurídica autorizada a realizar contratos de energia entre produtores independentes e consumidores livres, ambas criações da mesma Lei. Espera-se com isso agilizar e profissionalizar a atividade de comercialização de energia livre, dado que não se trata da especialidade da atividade de geração.

Adicionalmente, há um programa do Governo Federal de apoio à construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs, com capacidade de 1 a 30 MW), com incentivos financeiros e burocráticos — a exemplo da dispensa do licenciamento para o aproveitamento hídrico (a cargo da Aneel); das linhas de financiamentos especiais com *spread* reduzido (BNDES) e outras vantagens, como o acesso às redes de transmissão e distribuição pagando tarifas reduzidas em cerca de 50%<sup>47</sup>.

Por fim, com a instituição do comercializador, foi permitida a prática do *self-dealing*, recurso pelo qual grupos que passassem a operar ao mesmo tempo em geração e distribuição pudessem comprar de suas geradoras controladas parte da energia requerida para distribuir a clientes cativos, comprando pelo preço de remuneração de seus investimentos com garantia de repasse às tarifas até o limite estabelecido como **valor normativo** – teto de tarifa permitido pelo sistema. Com este expediente, assegurava-se um incentivo à expansão da geração por parte de grupos que haviam recentemente ingressado no setor por meio das privatizações de distribuidoras e que haviam constituído suas empresas de comercialização para atuar tanto no âmbito do MAE (com preços livres) como no mercado cativo (por meio do repasse às tarifas com base no *valor normativo*).

---

<sup>46</sup> A partir de 2000, os consumidores com carga mínima de 3MW ligados a 69Kv estarão livres. O poder concedente poderá, a partir de 2003, reduzir ainda mais estes limites mínimos. Conforme PIREs (1999: pgs. 149 e 156).

<sup>47</sup> Programa de Incentivo às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), do Ministério das Minas e Energia ([www.mme.org.br](http://www.mme.org.br)). Recentemente (final de 2000), o MME vem acenando com a possibilidade de autorizar tais usinas a participarem do MAE, que atualmente se restringe a produtores acima de 50 MW.

### MAE: dos contratos iniciais ao mercado livre

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi instituído em 1998 pela mesma Lei que trata dos consumidores livres (9.648/98), regulamentado pelo Decreto 2.655/98, e passou a contabilizar e liquidar contratos de compra e venda de energia de curto prazo em 30 de junho de 1999. Deverá funcionar como uma espécie de “câmara de compensação” de todos os negócios de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas interligados<sup>48</sup>.

Participam do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidores e comercializadores) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda igual ou superior a 10 MW.

Haverá dois mercados distintos, de curto (*spot*) e longo prazos. No primeiro, será negociada a energia não contratada bilateralmente ou as sobras de energia (energia *interruptível* ou *não-garantida*<sup>49</sup>). No segundo mercado, que deverá ser responsável por cerca de 85% a 90% do total da energia comercializada, as negociações serão feitas através de *contratos bilaterais* de longo prazo entre geradores e varejistas (distribuidores, comercializadores ou consumidores livres).

Como nos contratos de longo prazo a energia negociada é energia firme (ou seja, estimada segundo os padrões históricos de utilização da capacidade em cada usina), reduz-se o risco de grandes flutuações de preço típicas do mercado *spot*. No entanto, caso determinado produtor ou comercializador disponha efetivamente de menos energia que a negociada nos contratos, deverá comprar a diferença no mercado *spot*, arcando com os custos da operação.

O MAE irá operar ainda em regime de **transição** durante os primeiros anos, pois pretende-se: (a) evitar que a negociação às pressas de novos contratos entre geradores e

---

<sup>48</sup> PIRES (1999: pg. 149).

<sup>49</sup> Energia interruptível é a energia adicional gerada quando a utilização da capacidade instalada de determinada usina geradora supera sua média histórica, por sua vez calculada de acordo com índices pluviométricos históricos para aquela determinada bacia hidrelétrica. Desta forma, os preços no mercado *spot* deverão flutuar muito, pois irão depender dos níveis de chuva e do comportamento dos consumidores. Adicionalmente, eventuais gargalos no sistema de transmissão poderão fazer com que haja fortes desníveis de preços entre os subsistemas, pois haverá casos em que o excesso de chuvas em determinada região derrube seus preços no mercado *spot*, ao passo que numa outra região pode ocorrer o contrário.

comercializadores criasse pressões por aumento de preço — e não o contrário, dado que o custo marginal da geração é crescente<sup>50</sup> —; e (b) dar tempo para que os *custos encalhados* de algumas usinas possam ser amortizados<sup>51</sup>.

Assim, decidiu-se pela continuidade dos contratos celebrados antes das privatizações — os chamados **contratos iniciais** — até 2003, a partir do que serão liberados em 25% a cada ano. Em outras palavras, o mercado livre de energia (para futuros contratos bilaterais ou para venda no mercado *spot*) é atualmente formado pela nova energia gerada desde as privatizações mais a energia interruptível, e isto até 2003; em 2004 incorporará 25% dos atuais contratos iniciais; 50% em 2005; 75% em 2006; e 100% em 2007, quando finalmente toda a energia produzida poderá ser livremente negociada.

Um dos benefícios desta sistemática foi a valorização dos ativos das distribuidoras nas privatizações, enquanto o custo do suprimento de energia mantém-se inalterado. Conforme se encerram estes contratos, a tendência é de que haja pressões por maiores tarifas, apesar da concorrência — especialmente se a capacidade de geração não se expandir de forma significativa.

Note-se, por fim, que as regras do livre mercado não serão aplicadas nos casos de Itaipu e Eletronuclear, que devem seguir despachando energia para as atuais concessionárias. Ademais, não há planos de privatização destas usinas.

### ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável pelo planejamento de curto prazo do sistema, envolvendo o controle sistemático do fator de carga (consumo) e da energia firme disponível nas diferentes regiões e centralizando os

---

<sup>50</sup> No regime hidrelétrico, os custos marginais de geração tendem a ser crescentes (como na Lei Ricardiana), pois os melhores aproveitamentos tendem a ser explorados primeiro. As exigências ambientais, atualmente maiores, contribuem para elevar os custos, especialmente nos casos de grandes barragens. Por fim, há que se considerar a necessidade de expansão do sistema, hoje operando com elevados riscos de déficit. Assim, o mercado dá como certo que a liberalização deva resultar em pressões por aumentos de tarifa.

<sup>51</sup> Trata-se dos elevados custos (*stranded costs*) incorridos nas grandes obras encalhadas do passado recente, que tiveram que ser retomadas e concluídas por compromissos firmados nos contratos de concessão. Durante a vigência dos contratos iniciais, espera-se que boa parte destes custos tenha sido amortizada. Caso contrário, estas empresas serão menos competitivas, e darão margens a ganhos extraordinários por parte das mais competitivas.

despachos de todas as unidades geradoras integrantes (a quase totalidade das usinas do sistema interligado, exceto as de pequeno porte), de forma a otimizar a utilização do parque gerador elétrico e garantir a confiabilidade do sistema interligado.

Similar à figura do Operador Independente existente em âmbito internacional<sup>52</sup>, o ONS é composto por representantes do poder concedente (governos), dos agentes do setor e dos consumidores. Organizado sob a forma de associação civil de direito privado, adotou-se a gestão colegiada para seu órgão diretor, constituído por uma assembléia geral, um conselho de administração<sup>53</sup>, diretoria executiva e conselho fiscal. Começou a funcionar em março de 1999 no lugar do GCOI (Grupo Coordenador de Operações Interligadas), então vinculado à Eletrobrás.

O funcionamento do ONS se dá por meio de Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, pelos quais os proprietários das redes básicas de transporte cedem os direitos operacionais sobre estes ativos e recebem, em troca, receitas que remuneram os custos e os investimentos realizados. Do ponto de vista do gerador, cada qual deverá informar ao ONS sua disponibilidade de energia firme e outras informações técnicas (preço, volume de energia assegurada, sazonalidade, reservas etc.). O ONS irá então analisar os dados das empresas e estabelecer um *programa de despachos* que otimize o sistema sem ocasionar sobrecargas nas redes de transmissão. A receita de cada gerador será equivalente à energia firme por ele disponibilizada ao preço contratado, independentemente de qual o volume efetivamente despachado desta energia – num esquema conhecido como **Mecanismo de Realocação de Energia**, ou MRE. Na prática, o sistema de despachos segue a lógica da otimização, enquanto a competição entre os geradores se dá na denominada ***pilha*** – ordem em que são escolhidas as usinas a serem despachadas em função do preço da energia, seguindo ordem crescente de preços, do menor para o maior; assim, quanto maior o nível de demanda, maior o preço marginal de seu atendimento.

\* \* \*

---

<sup>52</sup> Foi inspirado no Independent Operator System inglês, segundo a proposta da Coopers & Lybrand. Conforme PIRES (1999), pg. 151.

<sup>53</sup> O Conselho de Administração é formado por 15 membros, 13 eleitos por suas classes (3 por geradoras, 3 por transmissoras, 3 por distribuidoras, 1 por comercializadoras, 1 por consumidores livres e 2 por representantes do conselho de consumidores).

É importante frisar que a centralização dos despachos não se encaixa em todo modelo de Operador Independente do Sistema, mas trata-se de uma necessidade imposta pelas especificidades do sistema elétrico brasileiro (vale repetir: absoluto predomínio da geração hidráulica, que não permite a estocagem de energia; presença de bacias com capacidades hidrológicas distintas; grandes distâncias entre as regiões de maior concentração produtiva e as de maior consumo de energia). Desta forma, além das funções tradicionais do Operador Independente — quais sejam: (a) administrar a rede básica de transporte de energia<sup>54</sup>; e (b) garantir o acesso livre e não discriminatório dos agentes a esta rede, zelando assim pela livre concorrência —, o ONS assume ainda outras duas funções vitais: (c) planejar e operar, no curto prazo, o despacho centralizado da geração; e (d) otimizar a operação do sistema, promovendo seu uso ao menor custo.

Ainda que necessárias para o equilíbrio do sistema, estas duas últimas funções especiais – conjugada à lógica do Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE – a introduzem um elemento de arbitrariedade no mercado que enfraquece a concorrência de curto prazo entre geradores. Na prática, o ONS reserva para si o direito de determinar as quantidades, a origem e o destino de parte da energia a ser despachada, pois deve zelar pelo equilíbrio do sistema elétrico sem sobrecarregar um subsistema em detrimento da subutilização de outro (o que caracterizaria um arranjo não ótimo). Assim, um dos sinais típicos de mercado (o preço de curto prazo, resultante do cruzamento entre oferta e demanda de curto prazo, além da *energia firme*) tende a ser descaracterizado.

Essa sistemática faz com que a ***lógica de mercado seja subordinada à lógica da operação ótima centralizada***, de forma que os riscos do sistema hídrico sejam compartilhados entre todos os agentes numa solução bastante criativa. Assim, o despacho centralizado *contradiz* a lógica de curto prazo do mercado, e seu efeito prático tende a ser o de inibir investimentos que possam gerar sobre-oferta<sup>55</sup>.

Mais do que isso, num sistema essencialmente hidrelétrico, um dos fatores vitais para a concorrência em mercados de oligopólio fica inviabilizado: o controle de uma *capacidade ociosa estratégica*, que faz com que as grandes firmas antecipem-se aos

---

<sup>54</sup> A Rede Básica compreende todos os ativos de transmissão do sistema com tensão igual ou superior a 230Kv. A legislação pertinente são as Resoluções 245/98 e 66/99, da Aneel.

<sup>55</sup> Conforme FERREIRA (2000); PIRES (1999) e BIELSCHOWSKY (1997).

movimentos da demanda sem que sejam surpreendidas pela concorrência. Assim, as estratégias de concorrência por parte das concessionárias ficam prejudicadas<sup>56</sup>.

Desta forma, a concorrência no mercado de energia elétrica será ditada essencialmente pela demanda (consumidores livres), pois não serão possíveis a curto e médio prazos controles estratégicos de oferta. Este é, pois, um fator de risco para os investimentos. Destaque-se, por fim, que a estrutura normativa ainda não foi efetivamente testada: o atraso na implementação do MAE impõe *incertezas normativas* relevantes que podem contribuir para inibir investimentos durante a longa fase de transição.

#### Outras questões relevantes da regulamentação

Além das questões tratadas acima, duas outras merecem destaque por afetarem a disposição de investir dos novos agentes privados: (a) a regulação do poder de mercado das concessionárias; e (b) as regras de fixação preço.

No primeiro caso, para prevenir atos de concentração de mercado, a Resolução 94/98 da Aneel determinou limites à composição acionária, participações cruzadas e políticas de compra de energia entre as concessionárias. Os limites são os seguintes:

- (i) 20% da capacidade instalada nacional, ou 25% e 35%, respectivamente, nos subsistemas Sudeste-Sul e Norte-Nordeste
- (ii) Idem para o volume de fornecimento no mercado de distribuição, e
- (iii) 30% de participação cruzada na geração e distribuição, considerando-se a soma aritmética das participações nos dois mercados.

Esses limites estão longe de serem atingidos, embora o processo de privatização seja recente e inacabado. Ademais, o número de concorrentes é ainda muito grande para este setor, que opera mundialmente com elevada escala. Por fim, os movimentos estratégicos dos grandes *players* ainda estão sendo estudados, e os processos de fusões e aquisições estão apenas se iniciando. Entretanto, a regulação se antecipa a uma

---

<sup>56</sup> Veja-se BEN-LABINE (1972), POSSAS (1986) e DOSI (1993). Esse seria mais um argumento a favor das termelétricas, que podem funcionar como reservas de energia nos períodos em que a demanda crescer além da capacidade de oferta das hidrelétricas. Sobre a incapacidade de reservas nas usinas, deve-se acrescentar que os geradores hidrelétricos não podem permanecer desligados por muito tempo sem que sejam seriamente danificados, o que não ocorre com os turbogeradores. No entanto, a possibilidade de desligamentos nas termelétricas irá depender do tipo de contrato para fornecimento do combustível, que em

tendência inequívoca de concentração, com rebatimentos das estratégias internacionais das grandes empresas do setor (como no caso Endesa-Iberdrola) e do próprio movimento de acomodação dessas empresas no mercado local<sup>57</sup>.

Vale notar que este é um dos pontos positivos da regulamentação do ponto de vista da atração de investimentos: as concessionárias concentradas no segmento de distribuição tendem não apenas a expandir seus mercados de atuação, mas a elevar a parcela de geração própria de energia para tornar-se menos suscetíveis às condições de oferta do mercado (*self-dealing*). Neste sentido, a tendência de elevação das tarifas de suprimento das geradoras no médio prazo (com o fim dos contratos iniciais) apenas reforça esta estratégia, ademais já adotada por diversas concessionárias — este ponto será abordado mais adiante, no capítulo 4.

A segunda questão importante diz respeito às regras de tarifação adotadas no modelo. No caso da distribuição, a regra é a de *price-cap* (preço-teto), e vincula o aumento das tarifas de fornecimento a aumentos no índice geral de preços (IGP) mais as variações de custo do suprimento (repassa integral até o valor normativo) menos a variação da produtividade média do sistema, a ser fixada pela Aneel (fator X).

Os reajustes tarifários são feitos uma vez ao ano, sendo escalonadas as datas de cada concessionária. Assim, aumentos não previstos dos custos operacionais — caso, por exemplo, do impacto da desvalorização cambial sobre a energia comprada de Itaipu — são repassados às tarifas nas datas de reajuste de cada concessionária, além do aumento do índice geral de preços (que incorpora, registre-se, o próprio aumento das tarifas de energia elétrica e seus rebatimentos ao longo das cadeias produtivas, além do impacto de eventuais elevações do dólar sobre os preços no atacado).

Esta regra traz duas implicações importantes:

---

alguns casos não permitem a interrupção do fornecimento (*take-or-pay*). Essa questão será tratada com mais detalhes na seção 6.2 deste trabalho.

<sup>57</sup> Tomando-se a participação acionária das empresas nas concessionárias e o *market share* destas no mercado, observa-se que a maior concentração proporcional às participações acionárias é da AES, que detém cerca de 10% da distribuição (via Light, AES-Sul, Metropolitana e Cemig) e mais cerca de 6% na geração. Teria, segundo as normas Aneel, mais cerca de 14% de espaço para crescer em distribuição ou em geração. A recente compra da Iberdrola pela Endesa, que passou a controlar uma fatia significativa do subsistema Nordeste, poderá esbarrar pela primeira vez nos limites de concentração, questão a ser avaliada pela Aneel. Os demais *players* importantes participam com menos de 10% do mercado, a maioria em torno de 5% a 6%.

- (i) As tarifas tendem a crescer acima da inflação por efeito da composição da fórmula de aumento (custos mais IGP-M), especialmente se os ganhos médios de produtividade num determinado ano não forem elevados<sup>58</sup>; e
- (ii) Haverá um estímulo para ganhos de produtividade (pois quem obtiver produtividade crescente, que supere o X a ser fixado no futuro, terá como obter ganhos extraordinários na margem).

Segundo alguns autores, entretanto, a experiência internacional demonstra que tais estímulos ao aumento da produtividade, ao induzir a busca de *ganhos extraordinários*, não garantem melhorias de qualidade no atendimento ao consumidor, pois fazem com que a concessionária apresente uma tendência ao subinvestimento na renovação e manutenção de equipamentos e na supervisão de sua rede de distribuição<sup>59</sup>.

Vale registrar que este é um dos poucos setores a conquistar o direito de indexar seus preços a um índice geral de inflação, expediente fortemente repudiado pelos gestores da política econômica desde a implantação do plano de estabilização monetária.

Ao que nos parece, portanto, as regras de indexação tarifária e o mecanismo de *self-dealing* tendem a favorecer as decisões de investimento das empresas. Entretanto, como será discutido mais adiante (capítulo 6), nem todas as incertezas de ordem regulatória, política e macroeconômicas foram sanadas.

---

<sup>58</sup> Para reduzir as incertezas dos investidores e azeitar ainda mais o processo de privatização das distribuidoras, a Aneel estipulou em **zero** o fator de produtividade a ser aplicado até a revisão dos contratos de concessão. Desta forma, o eventual repasse dos ganhos de produtividade às tarifas só deverá acontecer após a revisão tarifária — que ocorrerá após oito anos (Light), sete (Cerj) e de quatro a cinco para as demais concessionárias, contados a partir da data de privatização.

<sup>59</sup> A punição para índices de FEC e DEC acima das metas estipuladas pela Aneel é ainda muito leve. Ademais, as metas a serem atingidas não foram estipuladas de forma agressiva, e se encontram dentre as prioridades de investimento inclusive porque tendem a reformar a situação de caixa das empresas (menores índices de FEC/DEC implicam mais consumo e faturamento). Ver PIRES e PICCININI (1998) e PIRES (1999).

## **CAPÍTULO 4. OS REFLEXOS NO NÍVEL DE INVESTIMENTOS SETORIAIS: ESTADO E CAPITAIS PRIVADOS**

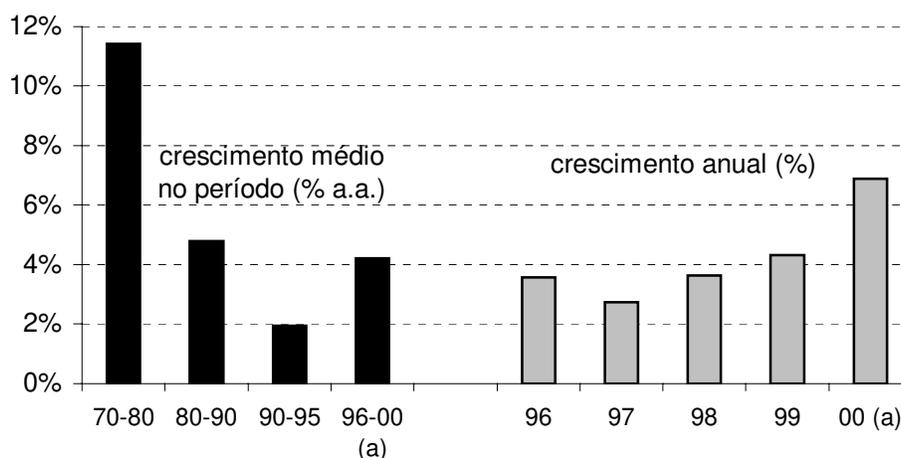
Este capítulo procura avaliar os impactos da reestruturação do ponto de vista da criação de um ambiente propício aos novos investimentos, em particular os direcionados à expansão da capacidade de geração de energia elétrica por parte do setor privado. Pretende-se iniciar esta discussão com um panorama geral da evolução da oferta de energia no período recente (geração e transmissão), partindo-se em seguida para uma tentativa de decomposição dos investimentos segundo o controle do capital (estatal e privado). Procura-se ainda avaliar os indicadores financeiros recentes de um grupo bastante representativo de empresas do setor elétrico (privatizadas e estatais), de 1995 até metade de 2000 (com destaque para a evolução das margens brutas, da rentabilidade e do endividamento), e finalmente o tipo de financiamento utilizado por estas empresas.

### **4.1 — O COMPORTAMENTO RECENTE DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Numa primeira aproximação, a reestruturação do setor elétrico propiciou uma lenta, porém contínua, recuperação dos investimentos em geração, dando início a um ciclo progressivo de incremento da capacidade instalada que se estendeu até o final da década de noventa. *Note-se, porém, que uma parcela expressiva da capacidade adicional nestes anos reflete a retomada de obras paralisadas nos anos anteriores, vítimas do estrangulamento financeiro do final dos anos oitenta e início dos noventa.* Assim, há um componente “inercial” nesta retomada dos investimentos que, embora tenha vindo no rastro da reestruturação, não constitui tendência de expansão (Figura 13).

A expansão da capacidade instalada no quinquênio 1996-00 foi, em média, de 4,2% a.a., mais que o dobro da verificada no quinquênio anterior (de 1,9% a.a.) e muito próxima da realizada na década de oitenta (média de 4,8% a.a. sobre a década de setenta, o contraponto mais evidente).

**Figura 13. Expansão da capacidade instalada na geração (% a.a.)**



(a) Acréscimos efetivos até agosto e estimados de setembro a dezembro/00.  
Fontes: ONS e Eletrobrás.

A capacidade instalada na Rede Básica de transmissão (linhas de tensão igual ou superior a 230 Kv) também cresceu nestes anos, embora em menor intensidade, contribuindo para elevar a disponibilidade de energia elétrica no sistema. A expansão média no quinquênio 1996/00 foi de 2,4% a.a., com destaque para o crescimento de 4,8% ocorrido em 1999, particularmente nas linhas de alta tensão (750 e 500 Kv) (Figura 14).

**Figura 14. Extensão das linhas de transmissão da Rede Básica**

	<i>Em mil Km e variação (%)</i>			
	230 Kv	500 Kv	750 Kv	TOTAL
1995	29,6	14,1	1,8	61,6
2000 (a)	33,1	16,9	2,3	69,2
Variações sobre ano anterior (%)				
1996	3,1%	0,1%	0,0%	1,5%
1997	1,0%	-0,8%	0,0%	1,0%
1998	2,0%	1,8%	0,0%	1,4%
1999	3,0%	11,7%	18,6%	4,8%
2000 (a)	2,1%	6,4%	9,5%	3,2%
Média 1996-00	2,2%	3,7%	5,4%	2,4%

(a) Estimativa. Fonte: ONS — Dados relevantes de 1999 (pg. 26) e Plano de Ampliação da Rede Básica 2000/02 (pg. 19).

Juntos, os investimentos em geração e transmissão possibilitaram um incremento significativo da *disponibilidade potencial* (mantido o volume de chuvas) de energia elétrica no sistema, superando com folga o incremento do consumo de energia nestes anos.

De fato, o crescimento da produção total de energia elétrica do sistema interligado (parque hidrelétrico nacional mais energia comprada de Itaipu mais a produção das termelétricas) cresceu 4,3% a.a. no quadriênio 1996-99. Entretanto, a disponibilidade líquida de energia hidrelétrica em 1999 foi bastante prejudicada pelo baixo volume de chuvas e por paralisações programadas para reparos e manutenções, sendo necessário incrementar substancialmente a produção de energia termelétrica (e o consumo de combustíveis, especialmente óleo) para não comprometer os requisitos de energia do sistema (Figura 15).

**Figura 15. Produção de energia elétrica por tipo de geração — 1995/99**

	<i>Em TWh e variação (%)</i>							
	Hidrelétrica			Termelétrica				TOTAL
	Nacional	Itaipu	Total	Óleo	Carvão	Nuclear	Total	
1995	208,4	73,7	282,1	0,5	3,7	2,5	6,7	288,8
1996	217,1	77,4	294,5	2,5	3,8	2,4	8,7	303,2
1997	225,8	84,9	310,7	2,2	4,9	3,1	10,2	320,9
1998	239,7	83,1	322,8	2,0	4,6	3,0	9,6	332,4
1999	241,3	84,4	325,6	5,2	7,1	4,0	16,3	341,9
	Variações sobre ano anterior (%)							
1996	4,1%	5,1%	4,4%	422,2%	3,2%	-3,5%	31,2%	5,0%
1997	4,0%	9,7%	5,5%	-14,2%	30,6%	27,2%	16,6%	5,8%
1998	6,2%	-2,1%	3,9%	-8,1%	-6,7%	-2,3%	-5,7%	3,6%
1999	0,7%	1,5%	0,9%	158,8%	54,6%	31,8%	69,2%	2,9%
Média 96-99	3,7%	3,5%	3,7%	80,7%	18,1%	12,1%	25,0%	4,3%

Fonte: ONS — Dados relevantes de 1999 (pg. 18).

A baixa vazão hidrelétrica de 1999 perdurou até meados de 2000: o sistema interligado Sul/Sudeste operou com índices de “reserva” de energia bem abaixo do aceitável (5%) durante os meses de maio a outubro de 2000, e a probabilidade de déficit de energia elevou-se sensivelmente<sup>60</sup>.

#### 4.2 — CARACTERÍSTICAS DA EXPANSÃO RECENTE: ESTADO X CAPITAL PRIVADO

De 1996 (inclusive) a 1999, período que compreende grosso modo os primeiros passos da transição de um sistema elétrico totalmente de estado para um regime híbrido,

<sup>60</sup> Calcula-se que, mesmo com a forte expansão esperada para 2001/03, o risco de déficit nos subsistemas Sudeste e Nordeste deve permanecer elevado nos próximos anos (em torno de 20%), refletindo-se em alto custo marginal de suprimento de energia no MAE. Conforme ONS — Plano Anual da Operação Energética (2º quadrimestre de 2000), pgs. 12-14 e 24-25.

estatal e de mercado, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil (hidrelétrica e termelétrica) expandiu-se em 8,1 mil MW, passando a contar com um parque gerador de 62,1 mil MW (incluindo a parcela nacional de Itaipu e os sistemas isolados). Em 2000, estima-se a entrada em atividade de 4,2 mil MW adicionais, elevando a capacidade para 66,3 mil MW.

Do incremento total, 7.7 mil MW (95%) foram incorporados ao sistema interligado, sendo 90% por usinas hidrelétricas (UHE); o restante foi implementado por produtores dos sistemas isolados. A parcela estatal nesse período passou de 41,3 mil MW em 1995 (38 mil MW em hidrelétricas) para 37,9 mil MW em 1999 (35,2 mil MW em hidrelétricas), enquanto a capacidade controlada por empresas privadas evoluiu de praticamente zero para 12,4 mil MW em 1999 (11,1 mil MW em hidrelétricas).

***Entretanto, desconsiderando-se mudanças meramente patrimoniais, o volume de energia efetivamente acrescentado ao sistema foi quase que totalmente realizado por companhias que permaneceram sob controle do estado.*** Em hidrelétricas, os destaques ficaram por conta dos acréscimos realizados pela CHESF (1,6 mil MW), COPEL (1,2 mil MW), CESP (1,4 mil MW), CEMIG (463 MW) e FURNAS (1,4 mil MW), esta última principalmente com a construção da UHE Serra da Mesa, concluída mais tarde pela iniciativa privada (sistemática semelhante à de Cachoeira Dourada, exemplos de parcerias com o setor privado que serão analisados mais adiante). O contraponto ao predomínio estatal na geração hidrelétrica no período foi a LIGHT, que acrescentou 185 MW à sua capacidade própria de geração em 1998-99, assumindo investimentos em curso.

Em geração termelétrica, a expansão se concentrou em poucas empresas de controle privado — GERASUL (455 MW), ENERSUL (74 MW), CEMAT (57 MW) e CELPA (50 MW), todas privatizadas entre 1997 e 1998 —, mas também nesses casos as obras de ampliação foram iniciadas ainda na gestão estatal e só depois transferidas aos novos controladores privados, ainda assim com participação do estado como acionista minoritário. Em conjunto, estas empresas responderam por um incremento de 562 MW de geração termelétrica ao sistema interligado, mais que compensando algumas reduções apresentadas no período (Figura 15).

**Figura 16. Evolução da capacidade instalada nas principais concessionárias — 1995/99**

Empresas	<i>Em mil MW</i>							
	Hidrelétrica				Termelétrica			
	1995	1997	1998	1999	1995	1997	1998	1999
CEMIG	4.928	4.944	5.391	5.391	125	125	132	132
CAT. LEOPOLDINA	15	15	42	42	0	0	0	0
ESCELSA	174	174	174	174	0	0	0	0
LIGHT	768	768	896	953	0	0	0	0
CERJ	60	60	72	72	0	0	0	0
CESP (a)	9.461	9.461	10.400	5.906	0	1	0	0
PARANAPANEMA	0	0	0	2.299	0	0	0	0
TIETÊ	0	0	0	2.651	0	0	0	0
CPFL	115	115	84	84	36	36	36	36
EMAE	920	920	927	927	470	470	472	472
FURNAS	7.212	7.587	7.273	7.273	1.297	640	630	630
ELETRONUCLEAR (b)	0	0	0	0	0	657	657	657
COPEL	3.324	3.324	3.279	4.487	20	20	20	20
CEEE (c)	896	893	924	924	511	0	0	0
CGTEE	0	0	0	0	0	487	466	490
ELETROSUL (d)	2.602	2.602	0	0	620	620	0	0
GERASUL	0	0	2.636	2.636	0	0	995	1.075
ENERSUL	31	31	31	31	9	10	10	83
CEMAT	31	31	37	37	6	6	63	63
SERRA MESA (e)	0	0	0	1.293	0	0	0	0
CACHOEIRA DOURADA (f)	0	658	658	658	0	0	0	0
CELPA	0	0	0	0	0	0	34	50
CHESF	8.617	10.120	10.258	10.258	290	290	290	290
ELETRONORTE (g)	4.718	4.240	4.001	4.001	783	120	0	0
TOTAL exceto Eletronorte	39.154	41.838	43.210	46.225	3.384	3.375	3.805	3.999
ESTATAIS exceto Eletronorte	37.960	39.850	38.452	35.167	3.333	3.310	2.667	2.691
TOTAL INTERLIGADO	44.234	46.141	48.659	50.385	4.167	3.495	3.805	3.999
ITAIPU (h)	6.300	6.300	6.300	6.300	0	0	0	0

(a) Desmembrada em Paranapanema e Tietê e privatizada. (b) Originária de Furnas. (c) Termelétricas transferidas para a CGTEE. (d) Parcela adquirida pela Gerasul. (e) Ex-Furnas, controlada pela CPFL (grupo VBC). (f) Ex-CELG, controlada pela Endesa. (g) Desmembrada em diversas regionais, algumas não interligadas (RO, AP, AC). (h) Parcela nacional. Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

No caso da GERASUL, a ampliação se deveu à incorporação da unidade IV da UTE Jorge Lacerda em Santa Catarina — capacidade de 363 MW, realizada ainda sob a

gestão da Eletrosul em 1996 — e à aquisição da UTE William Arjona, em 1999 (ex Campo Grande II, com capacidade atual de 80 MW), usina então pertencente à ENERSUL<sup>61</sup>.

Nos demais casos — ENERSUL, CEMAT e CELPA — os acréscimos, de menor monta, também estão relacionados a transferências de ativos após a privatização, não havendo menção a novos investimentos em geração em seus demonstrativos de resultado ou nos relatórios anuais neste período.

Entretanto, a capacidade instalada apresentada na Figura 15 é apenas um retrato das concessões outorgadas às concessionárias pelo então DNAEE (Departamento Nacional de Energia Elétrica do MME, depois substituído pela ANEEL), e não revela o perfil dos investimentos por tipo de investidor. Neste período, especialmente a partir de 1997, começam a surgir novas figuras jurídicas autorizadas a investir na geração: (a) o *Produtor Independente de Energia (PIE)*, que obtém concessão para gerar e comercializar energia livremente ou por intermédio de alguma concessionária; e (b) o sistema de *parcerias* entre concessionárias públicas e investidores privados, na maioria dos casos para viabilizar investimentos em obras concedidas às estatais com contribuição do capital privado.

Os *consórcios* foram, assim, a forma originária de participação do capital privado na geração elétrica, antes mesmo das privatizações neste segmento. A idéia de parcerias surgiu em função de limites impostos ao setor público ao endividamento de suas empresas desde os primeiros anos do Real, autorizando-se apenas financiamentos ligados ao saneamento financeiro de concessionárias com vistas à futura privatização. Nestes casos, os recursos futuramente obtidos na venda dos ativos funcionavam como garantia dos empréstimos, concedidos em grande parte pelo BNDES (gestor do programa de privatizações) e, no caso do setor elétrico, pela própria Eletrobrás. Ao mesmo tempo, a formação de consórcios com a iniciativa privada foi a principal maneira encontrada para enquadrar as concessionárias estatais nos programas de financiamento do Banco.

---

<sup>61</sup> A ENERSUL informa capacidade instalada de 83,2 MW em termelétricas, incluindo 70 MW da UTE Campo Grande I em operação desde 06/04/99. Já a ANEEL informa capacidade de 165,3 MW em termelétricas para a ENERSUL, provavelmente adicionando a capacidade da UTE Arjona (Campo Grande II, com cerca de 80 MW). Na figura 15, considerou-se a capacidade informada pela ENERSUL e somou-se à da GERASUL os 80 MW da UTE Arjona. Esta usina será convertida de óleo diesel para gás natural, e irá gerar até 2001 105 MW a um custo estimado em R\$ 37,50/MWh, muito abaixo dos cerca de R\$ 225/MWh da geração a diesel.

#### 4.2.1 — Exemplos de parceria com o capital privado

O sistema de parcerias com o capital privado surgiu em meados dos anos noventa como solução para os problemas de financiamento enfrentados pelas concessionárias estatais, pois era necessário dar prosseguimento aos projetos de geração paralisados nos anos anteriores. Para os investidores privados, uma vez que os empreendimentos encontravam-se em fase bem adiantada (em alguns casos com equipamentos já comprados e obras civis encaminhadas), as parcerias surgiam como boas oportunidades de negócio, tanto para produtores independentes como para grandes consumidores de energia elétrica.

Outras vantagens destas parcerias eram (i) a garantia de mercado para a energia a ser gerada por estes consórcios; e (ii) os esquemas especiais de financiamento, com participação ativa do BNDES e da ELETROBRÁS. Por outro lado, havia o risco de que fossem necessários gastos adicionais que pudessem inviabilizar os projetos ou mesmo paralisá-los, pois se tratavam de obras de grande porte e forte impacto ambiental.

A seguir, serão analisados alguns exemplos de Consórcio, extraídos da literatura disponível:

##### *UHE Serra da Mesa (VBC)*

Trata-se do primeiro contrato de parceria neste setor, concebido por FURNAS e iniciado ainda em 1993, em meio às primeiras medidas de regulamentação do setor elétrico nacional.

A usina foi projetada para uma capacidade nominal de 1.275 MW e 750 MW de energia garantida (59% da capacidade), e seu cronograma original previa a instalação da primeira unidade geradora em 1993. Localizava-se no rio Tocantins, a 250 Km de Brasília, e atenderia o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste. Por falta de recursos, entretanto, a obra — que já havia consumido investimentos da ordem de US\$ 600 milhões — ficou paralisada de 1987 a 1993, e o custo estimado para sua conclusão era da ordem de US\$ 1 bilhão<sup>62</sup>.

A idéia foi, então, abrir uma licitação para captação destes recursos junto a um parceiro privado, que seria remunerado na forma de um percentual da energia a ser

gerada pela usina. O vencedor da licitação seria aquele que exigisse o menor percentual de remuneração (o teto estabelecido por FURNAS era de 51,58% da energia garantida) e garantisse a conclusão do projeto dentro dos prazos estabelecidos. Assim, em troca da participação na comercialização da energia, o parceiro ficaria responsável pela conclusão das obras civis, aquisição, instalação e montagem dos equipamentos e pelo início das operações de geração em abril de 1998<sup>63</sup>.

Os atrativos da parceria eram claros<sup>64</sup>:

- (i) A usina seria gerida por FURNAS, que arrendaria do consórcio o direito de uso comercial dos ativos de geração e lhe empregaria sua vasta experiência na administração de usinas;
- (ii) Havia garantia de venda, através de um contrato de longo prazo com a própria FURNAS, da parcela de energia pertencente ao consórcio a R\$ 29/MWh (valores correntes) na média por trinta anos; e
- (iii) O BNDES daria firme apoio ao empreendimento, financiando até 80% dos recursos adicionais necessários para a conclusão da obra.

A licitação foi vencida pelo Consórcio Energisa, liderado pela empresa Cataguazes Leopoldina (então uma pequena concessionária em Minas Gerais, e que participava com apenas 0,1% do Consórcio) e pela Nacional Energética S/A (do extinto Banco Nacional, com 99,9%)<sup>65</sup>. O percentual de energia demandada foi de 51,45%. O custo adicional do empreendimento foi estimado novamente em US\$ 736 milhões, dos quais 80% (US\$ 600 milhões) seriam financiados pelo BNDES.

---

<sup>62</sup> BIELSCHOWSKY (1997: pgs. 44-45) e OLIVEIRA at all (1997: pgs.136-137).

<sup>63</sup> OLIVEIRA at all, op. cit.

<sup>64</sup> Conforme BIELSCHOWSKY (1997), op. cit.

<sup>65</sup> Esta estranha composição era por razões normativas: a figura do Produtor Independente (PIE) ainda não havia sido regulamentada, exigindo a presença no consórcio de uma concessionária. Conforme BIELSCHOWSKY (1997: pg. 45).

Com a extinção do Banco Nacional, a usina foi leiloadada e arrematada em julho de 1997 pela VBC por US\$ 180 milhões<sup>66</sup>. Na condição de uma empresa de capital aberto, a Serra da Mesa Energia S/A optou pelo lançamento de debêntures para financiar as obras, a um custo de TJLP mais 4% a 5% a.a.. A primeira unidade começou a operar em abril de 1998, e a segunda em junho. Em seu primeiro ano de atividade, a empresa faturou R\$ 180 milhões, que saltaram para R\$ 251 milhões em 1999, já a plena carga. Elevadas despesas operacionais — particularmente financeiras — vêm acarretando prejuízos significativos nestes primeiros anos (R\$ 151 milhões em 1998 e R\$ 278 milhões em 1999). No primeiro semestre de 2000 a situação já havia melhorado: prejuízo de 61 milhões (41% das receitas brutas), melhor que o obtido no primeiro semestre de 1998 (R\$ 224 milhões, ou 180% da receita bruta).

Novas emissões foram feitas em seguida para financiar em parte a estratégia de expansão da empresa, que adquiriu o controle da RGE (outubro de 1997), CPFL (novembro de 1997) e Bandeirante Energia (setembro de 1998), esta última com financiamento do BNDES da ordem de R\$ 180 milhões, com custo variável atrelado à cesta de moedas do Banco mais taxa fixa de 5% a.a. Ao todo, o Grupo VBC é hoje um dos mais agressivos participantes nacionais do mercado elétrico, controlando cerca de 18% do mercado nacional de distribuição e mais 2,2% da geração. Proporcionalmente às ações que possui, seu *share* é da ordem de 7% na distribuição e 1% na geração.

#### UHE ITÁ (GERASUL/TRACTEBEL)

A Usina Hidrelétrica de ITÁ (UHE ITÁ) foi projetada na década de setenta para uma capacidade nominal de 1.450 MW (668 MW de energia garantida), localizada no Rio Uruguai entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Após a concessão outorgada em 1983 à ELETROSUL, houve uma primeira fase de obras entre 1987 e 1990, interrompida por falta de recursos e por mudanças estratégicas (reavaliação da expansão da capacidade motivada pela retração econômica).

---

<sup>66</sup> Embora tenha havido um ágio de 80% sobre o preço mínimo, de R\$ 100 milhões, o valor pago foi exatamente o preço mínimo fixado na primeira tentativa de leilão, mal-sucedido por conta de uma série de problemas ambientais (particularmente com reservas indígenas) que só foram solucionados em meados de 1997, antes do segundo leilão. Outro fator de risco do empreendimento era a elevada sensibilidade do retorno do investimento a TJLP, importante nos custos do projeto e bastante sujeita a flutuações. Conforme dados divulgados pela empresa.

A parceria firmada entre ELETROSUL e empresas privadas para a conclusão da UHE ITÁ foi bastante semelhante à realizada por FURNAS em Serra da Mesa. A principal diferença foi o tipo de parceiro: estes poderiam ser grandes consumidores industriais, uma vez que a ELETROSUL também atuava na distribuição; no caso de FURNAS, esta opção foi vetada para evitar conflitos com as distribuidoras locais, que se viam ameaçadas de perder consumidores. Outra diferença foi o arranjo utilizado para escolher o vencedor da licitação: utilizou-se uma combinação entre (a) o maior volume de energia cedido à ELETROSUL (que também determinaria sua participação no projeto); (b) o maior volume de energia vendido à ELETROSUL; (c) menor custo do empreendimento; e (iv) compromisso de conclusão da usina sem a necessidade de aportes adicionais da concedente.

Havia também alguns atrativos importantes para a parceria:

- (i) A gestão e a operação da UHE caberiam a ELETROSUL;
- (ii) A energia produzida e não repassada poderia ser consumida ao custo de produção, significativamente mais baixo que o de mercado; e
- (iii) Haveria financiamento assegurado pelo BNDES<sup>67</sup>.

A licitação foi vencida pelo Consórcio CAPI, que ofereceu 38% da energia garantida à ELETROSUL e ainda a venda da energia garantida não utilizada pelo grupo, podendo chegar a cerca de 10% o volume a ser vendido a um preço especial. O custo final da obra foi calculado em US\$ 1,14 bilhão, cerca de 9% abaixo do inicialmente estipulado pela estatal. Com isso, a ELETROSUL participaria com US\$ 433 milhões (38%) do empreendimento, e o restante ficaria a cargo do consórcio vencedor.

O grupo CAPI foi composto por quatro grandes consumidores industriais — CSN (48,75% do capital da CAPI), o grupo Odebrecht (também com 48,75% do capital, distribuídos entre suas controladas Companhia Industrial de Polipropileno, 29,25%, e a Poliolefinas S/A, com 19,5%) e a Cia de Cimento Itambé (2,5%) —, e seria responsável pelo aporte de capital da ordem de US\$ 710 milhões. Em 1997, a CAPI passou a chamar-se ITASA, empresa constituída para implantar a UHE ITÁ e operá-la em parceria com a ELETROSUL.

---

<sup>67</sup> BIELSHOWSKY (1997: pg. 46).

Com a privatização da ELETROSUL em 1998, a GERASUL tornou-se a parceira da ITASA no empreendimento. Em junho de 2000, a GERASUL anunciou a compra da parcela da Odebrecht na ITASA (48,75% por aproximadamente R\$ 110 milhões), assumindo com isso 68,2% do total do empreendimento (38% da ex-ELETROSUL e mais 30,2% adquiridos da Odebrecht), como parte das estratégias do grupo belga Tractebel para elevar sua presença na geração de energia no Brasil. A UHE ITÁ iniciou operações de duas unidades (2 x 290 MW) em julho e outubro de 2000, e deve estar funcionando a plena capacidade em 2001.

Destaque-se que a GERASUL adquiriu a CEM (Companhia Energética Meridional) em maio de 1999 e assumiu as obras da UHE de Cana Brava (em construção no Rio Tocantins, próximo a Serra da Mesa), com capacidade nominal de 450 MW previstos para entrar em operação em 2002. Além disto, participa do consórcio para construção da UHE Machadinho, com capacidade nominal de 1.140 MW e operações previstas para 2002 (380 MW) e 2003 (mais 760 MW), e vem iniciando as obras de finalização da UTE de Jacuí (350 MW a carvão), empreendimento também paralisado no início dos anos noventa, no qual pretende assumir sozinha os investimentos.

Somando-se a estes investimentos a aquisição da UTE William Arjona, comprada da ENERSUL em 1999, a GERASUL isola-se na posição de maior geradora privada do país — a capacidade deve elevar-se para perto de 7 mil MW, ultrapassando a atual capacidade da CESP Paraná<sup>68</sup>.

#### Outros casos de parcerias (COPEL e CEMIG)

A COPEL foi a responsável direta pela construção e montagem da UHE Salto de Caxias (PR), com capacidade nominal de 1.240 MW e produção de 5.431 GWh médios ao ano já em 1999, representando um incremento de 37% em seu parque gerador. Por seu porte e características, este empreendimento representou um marco na geração de energia elétrica nacional ao menos por dois motivos principais: (i) cronograma; e (ii) financiamento.

---

<sup>68</sup> A Tractebel participou dos leilões de privatização da CESP Tietê e Paranapanema, perdendo-as para as americanas AES e Duke Energy, respectivamente. No leilão de privatização da CESP Paraná, há seis multinacionais em disputa: AES, Duke e Southern Electric (EUA), EDP (Portugal), EDF (França) e Endesa (Espanha). Problemas ambientais para ampliar o reservatório da UHE Porto Primavera podem adiar o leilão, inicialmente marcado para 06/12/2000.

A obra foi concebida em 1994, iniciando-se os primeiros investimentos na preparação do terreno e para a instalação das barragens em 1995, e sua motorização e operação estavam previstas para 1999. Assim, dos grandes empreendimentos desenvolvidos nos últimos anos, este foi o único a ser realizado conforme o cronograma original. Ademais, a contemporaneidade do projeto garantiu a incorporação de modernos padrões ambientais nas diversas etapas do processo de licenciamento previsto pela nova legislação — monitoramento da qualidade das águas do rio a ser barrado e de seus principais afluentes; controle do uso das águas pela população local; estudos da sismicidade e dos impactos climáticos na região.

O padrão de financiamento do projeto também foi peculiar. A COPEL figurava, ao lado da CEMIG, dentre as empresas estatais mais eficientes e competitivas, o que lhe valeu uma posição financeira confortável para levantar financiamentos em condições competitivas, cobrindo os riscos da operação e garantindo boa taxa de rentabilidade<sup>69</sup>.

Uma vez que não estava nos planos do governo paranaense a privatização da companhia, interessava ao BNDES (possível financiador do projeto e responsável pelo programa de privatização) que a COPEL ao menos firmasse parcerias com a iniciativa privada para realização deste empreendimento, e com isso abrisse espaço para outros investimentos necessários à expansão de seu sistema. Assim, firmou-se um “empréstimo-ponte” de US\$ 150 milhões por 18 meses, ao final dos quais a COPEL deveria repassar ao setor privado parcela do negócio, em troca de um financiamento de longo prazo do BNDES para tocar sua parcela no empreendimento.

Entretanto, a boa saúde financeira da empresa e a elevada rentabilidade garantida na comercialização de energia da UHE de Salto Caxias fez com que a COPEL decidisse manter-se sozinha no negócio, partindo para novas fontes de financiamento via Eletrobrás e BID (recursos da ordem de R\$ 600 milhões, voltados à geração e transmissão de energia).

---

<sup>69</sup> A COPEL necessitava de um financiamento da ordem de US\$ 700 milhões para a conclusão da obra em 1999. Seu lucro líquido cresceu rapidamente de 1996 a 1998 (US\$ 193 milhões, US\$ 281 milhões e R\$ 348 milhões, respectivamente, em 1996, 97 e 98), recuou ligeiramente em 1999 (US\$ 153 milhões) e recuperou-se em 2000 (US\$ 96 milhões no primeiro semestre, contra US\$ 28 milhões em igual semestre de 1999). Destaquem-se os bons resultados financeiros, mesmo com o impacto negativo da desvalorização do real sobre os passivos em dólar.

Exemplo bastante distinto do caminho seguido pela COPEL foi o adotado pela CEMIG (ver seção 3.2.2), que destoou das demais companhias do setor em meio ao processo de reestruturação ao amarrar uma parceria mais estável com o setor privado através da venda de ações ordinárias, e não apenas projeto a projeto, como as demais companhias. Com isso, capitalizou-se com a venda de ações e passou a contar com um sócio estratégico para futuras realizações (Southern Electric Participações, que reúne as norte-americanas Southern e AES).

Nos últimos anos, a CEMIG acrescentou 447 MW de potência instalada ao sistema interligado, em grande parte devido à entrada em operação da UHE Miranda em 1998, com capacidade de 380 MW. A concessão para este empreendimento data de 1986, embora os investimentos tenham sido iniciados apenas em 1994/95 — antes ainda da parceria com a Southern —, a partir do que a obra seguiu o cronograma previsto<sup>70</sup>.

Em outro empreendimento (UHE de Igarapava, com capacidade total de 210 MW no Rio Grande entre SP e MG, 42 MW em operação desde 1998 e 168 MW desde 1999), houve parceria com mais quatro empresas: CVRD, CSN, Companhia Mineira de Metais (CMM) e Mineração Morro Velho Ltda, cabendo 14,5% de participação à CEMIG. O investimento total do projeto foi da ordem de US\$ 233 milhões.

#### **4.2.2 — A presença do capital privado nos novos empreendimentos**

Além dos grandes empreendimentos que vêm sendo desencalhados por empresas estaduais em parcerias com o setor privado, a exemplo da COPEL e CEMIG, há diversos outros exemplos de parcerias em empreendimentos autorizadas pela Aneel e atualmente em curso. A análise destes projetos leva a concluir que a presença do capital privado na geração de energia elétrica vem crescendo, apesar do atraso das privatizações neste segmento.

Esta seção deverá mapear os empreendimentos em curso buscando-se dividi-los entre estatais e privados; avaliar os principais investidores envolvidos; e traçar um rápido

---

<sup>70</sup> Não foi possível obter maiores detalhes sobre a forma de financiamento desta obra. Note-se que a CEMIG utiliza-se com frequência de *suppliers credits*, linhas de financiamento concedidas por fornecedores de equipamentos. Destacam-se os financiamentos de longo prazo com a argentina IMPSA (fornecedora de turbinas e geradores) e com a SIMENS S/A, decorrente da importação de equipamentos junto a matriz alemã. Note-se que a disponibilidade de financiamento é um fator importante na decisão de importar equipamentos.

painel das estratégias de concorrência no segmento de geração levadas a cabo pelos principais grupos estrangeiros.

### Novos investimentos em geração

Em primeiro lugar, é preciso decompor os investimentos em curso segundo a natureza do capital: observe-se que os empreendimentos privados estão, aos poucos, ganhando espaço no cronograma de obras em andamento, contrastando com a contribuição marginal dos anos anteriores (Figura 17).

**Figura 17. Incremento da capacidade de geração em 2000**

Empresa	Primeira unidade	Última unidade	Empreendimento	Tipo	Unidades no ano	Potência no ano (MW)
<b>TOTAL</b>						<b>4.425</b>
<b>Empreendimentos estatais</b>						<b>2.765</b>
CESP	Fev/99	Jan/04	Porto Primavera	H	4/18 (7 <sup>a</sup> )	403
ELETRONUCLEAR	Jul/00	Set/00	Angra II	N	4/4	1.309
CIEN (a)	Mai/00	Mai/00	Argentina I	Int	-	1.000
FURNAS	Dez/00	Out/01	Manso	H	1/4	53
<b>Empreendimentos privados</b>						<b>1.660</b>
AES (b)	Jun/00	Dez/00	Uruguaiana	GN	2/2	600
ENRON (c)	Jun/00	Set/00	Cuiabá I	GN	4/4	480
Consórcio (d)	Jul/00	Out/01	Itá	H	2/5	580

(a) Interconexão Brasil-Argentina, tocada por FURNAS e com participação da GERASUL e da ENDESA. (b) Conversão de querosene para gás natural. (c) Conversão de diesel para gás natural. (d) GERASUL (68,2%), CSN (30,2%) e Cimento Itambé (1,5%). Fontes: ANEEL, ONS, Empresas.

Ainda assim, do expressivo crescimento esperado para 2000 (4,4 mil MW, 6,9% acima de 1999), mais de dois terços ainda se devem a empreendimentos estatais e, mesmo dos projetos privados, parte relevante se refere a obras paralisadas nos anos anteriores e só recentemente retomadas<sup>71</sup>. Isto indica que as empresas do setor ainda estão digerindo os velhos ativos dos anos anteriores e não partiram para novos projetos — mesmo nos casos das termelétricas que vêm sendo construídas pela AES e pela Enron, ambos investimentos de conversão de combustíveis mais caros (diesel) ou menos eficientes (carvão) para gás natural, com elevado benefício operacional e reduzidos custos de implantação e de capital, pois a venda da energia gerada já está assegurada e há parceria técnica e financeira da CEEE. Este quadro vai aos poucos se alterando nos

<sup>71</sup> Plano Anual da Operação Energética — Revisão I, 2º quadrimestre de 2000. ONS, julho de 2000.

anos seguintes, com o crescimento da importância dos consórcios privados (Figuras 18 e 19).

**Figura 18. Cronograma das obras de geração e natureza do capital — 2001**

Empresa	Primeira unidade	Última unidade	Empreendimento	Tipo	Unidades no ano	Potência no ano (MW)
<b>TOTAL</b>						<b>1.632</b>
<b>Empreendimentos estatais</b>						<b>460</b>
FURNAS	Dez/00	Out/01	Manso	H	4/4	158
CESP	Fev/99	Jan/04	Porto Primavera	H	3/18 (10 <sup>a</sup> )	302
<b>Empreendimentos privados</b>						<b>1.172</b>
GERASUL	Out/99	Fev/01	W. Arjona	GN	3/3	35
CEMIG	Out/01	Dez/01	Porto Estrela	H	2/2	112
Consórcio (a)	Jul/00	Out/01	Itá	H	3/5 (5 <sup>a</sup> )	870
Consórcio (b)	Mar/01	Jun/01	Dona Francisca	H	2/2	125
Consórcio (c)	Dez/01	Fev/02	Itiquira I	H	1/2	30

(a) GERASUL (68,2%), CSN (30,2%) e Cimento Itambé (1,5%). (b) Inepar Energia (28,5%), COPEL (21,9%), CELESC (21,9%), Santa Felicidade Siderúrgica (19,6%), CEEE (5%) e Desenvix (2%). (c) Triunfo Agropecuária S/A e Eletrobrás. Fontes: ANEEL, ONS, Empresas.

**Figura 19. Cronograma das obras de geração e natureza do capital — 2002**

Empresa	Primeira unidade	Última unidade	Empreendimento	Tipo	Unidades no ano	Potência no ano (MW)
<b>TOTAL</b>						<b>4.871</b>
<b>Empreendimentos estatais</b>						<b>1.133</b>
CESP	Fev/99	Jan/04	Porto Primavera	H	4/18 (14 <sup>a</sup> )	403
CESP	Mai/02	Mai/02	Paulínea I	GN	1/1	250
Consórcio (a)	Abr/02	Abr/02	Araucária	GN	1/1	480
<b>Empreendimentos privados</b>						<b>3.738</b>
CIEN/ENDESA	Mai/02	Mai/00	Argentina II	Int	-	1.000
INVESTCO (b)	Jan/02	Nov/02	Lajeado	H	5/5	850
Santa Elina (c)	Jan/02	Jul/02	Guaporé	H	3/3	120
Consórcio (d)	Dez/01	Fev/02	Itiquira I	H	2/2	30
Consórcio (d)	Fev/02	Abr/02	Itiquira II	H	2/2	95
Queiroz Galvão	Fev/02	Mai/02	Santa Clara	H	3/3	60
GERASUL	Abr/02	Abr/02	Jacuí	C	retomada	350
Consórcio (e)	Set/02	Mai/03	Machadinho	H	1/3	380
Consórcio (f)	Nov/02	Nov/02	Norte Fluminense	GN	1/1	720
CEMIG (g)	Dez/02	Mai/03	Aimorés	H	1/2	132

(a) COPEL (20%), Gaspetro e El Paso. (b) Grupo Rede/Inepar (EE Vale Paranapanema + CELTINS = 40,6%), EDP (24,75%), CEB (19,8%), CPEE (13,9%) e INVESTCO S/A (1%). (c) Rede/Inepar (Caiuá = 64%) e Mineradora Sta. Elina (36%). (d) Triunfo Agropecuária S/A e Eletrobrás. (e) Principais acionistas: Alcoa Alumínio (20%), Eletrosul (17%), CELESC (12,3%), COPEL (5,2%) e CEEE (5%). (f) Light, Cerj e Petrobrás. (g) Cemig (49%) e CVRD (51%). Fontes: ANEEL, ONS, Empresas.

Na maioria dos casos, os participantes mais comuns nestes consórcios são grandes consumidores industriais e novos Produtores Independentes (PIEs), além de diversas concessionárias interessadas em elevar a parcela de geração própria da energia que comercializam (*self-dealing*). Destacam-se alguns grupos nacionais que despontaram nos leilões de privatização e, aos poucos, vão buscando espaços na nova estrutura de geração de energia surgida após a regulamentação..

Os exemplos de projetos para o período 2001 e 2002 são bastante reveladores: dentre os grupos nacionais, destaca-se o GRUPO REDE, composto por empresas como Energia Elétrica Vale do Paranapanema, Celtins, Caiuá Energia e outras concessionárias do Norte e Nordeste recém privatizadas, e que atua em firme parceria com a INEPAR ENERGIA, grupo nacional que vem apresentando forte ascensão no setor elétrico, além de possuir um histórico interessante no segmento de equipamentos para o setor<sup>72</sup>.

Destacam-se também as presenças de diversas indústrias intensivas no consumo de energia elétrica (especialmente mineração e siderurgia) e de concessionárias ainda estatais (CEB, do governo do DF; CELESC, do governo de SC; COPEL-PR; CEEE-RS etc.), algumas delas sob gestão compartilhada com a Eletrobrás para futura privatização. A Petrobrás também vem sendo um parceiro estatal bastante agressivo, especialmente na geração termelétrica — a exemplo dos consórcios Araucária, Norte Fluminense, Reduc e Termobahia, todos com participação decisiva da Petrobrás, apesar de contarem com sócios privados<sup>73</sup>.

Apesar do avanço do capital privado, a atual composição dos investimentos segundo a equivalência patrimonial revela que o grosso dos investimentos mantém-se essencialmente estatal. Em alguns casos, é a empresa estatal quem assume a parcela mais significativa dos riscos do investimento e da futura operação, aparecendo apenas formalmente como minoritária — expediente utilizado para fugir às restrições de financiamento impostas pelo BNDES.

---

<sup>72</sup> Esta empresa será avaliada mais à frente, nos capítulos dedicados à indústria de equipamentos para o setor elétrico. Por ora, vale ressaltar que a estratégia adotada por esta empresa permitiu um crescimento espetacular de suas receitas nos últimos anos, mas às custas de um pesado endividamento — o que vem gerando sérias desconfiças no mercado.

<sup>73</sup> Cabe notar que os projetos tocados pelas ainda estatais CESP Paraná e COPEL podem ser em breve assumidos pela iniciativa privada, dado que o processo de privatização destas empresas está bastante avançado (especialmente da CESP Paraná).

Alguns exemplos destas parcerias podem ser vistos nos empreendimentos compartilhados tocados pela COPEL e pela CEMIG, destacando-se os seguintes:

- (i) UHE Dona Francisca (Rio Jacuí, RS): concessão da COPEL, que participa com 23% do capital do grupo Dona Francisca Energética S/A, empresa de propósito específico criada para construir e montar a usina. Sua capacidade nominal será de 125 MW, e sua conclusão está prevista para ocorrer entre março e junho de 2001. Embora neste consórcio haja mais cinco empresas (Inepar, Celesc, CEEE, Santa Felicidade e Desenvix), as garantias de compra de energia são da COPEL e o aval dos créditos é da ELETROBRÁS.
- (ii) UHE Machadinho (Rio Pelotas, SC): a COPEL detém a concessão para operar esta usina e participa com 5,2% do capital total do consórcio. Outras 10 empresas privadas participam do projeto, em sua grande maioria grandes consumidores industriais. A usina terá capacidade nominal de 1.140 MW, e o início das operações está previsto para setembro de 2002. Novamente, a COPEL entra com as garantias de demanda, e a Eletrobrás com a dos financiamentos.
- (iii) UTE Araucária (gás natural): Este empreendimento vem sendo desenvolvido em parceria com a Gaspetro, braço da Petrobrás para o gás natural, e a norte-americana El Paso, associados em uma SPC (*Special Purpose Company*) com participação de 20% da COPEL e de 40% da Gaspetro. A usina será instalada em Araucária, na Grande Curitiba, terá potência instalada de 480 MW e deverá consumir gás natural proveniente da Bolívia. Sua conclusão está prevista para abril de 2002 (ANEEL; o cronograma da COPEL prevê início das operações em setembro/2002).
- (iv) UHE Campos Novos: A COPEL obteve, em parceria com outras sete empresas, concessão para exploração da Usina Hidrelétrica de Campos Novos, que terá potência instalada de 840 MW e implantação prevista para 2006. A empresa que irá implementar o empreendimento (ENERCAN S/A) está ainda sendo constituída, mas contará com a participação de 15% da COPEL.

No caso da CEMIG, os principais consórcios em andamento são os seguintes:

- (i) UHE Porto Estrela (Rio Doce, MG): as obras de implantação desta usina iniciaram-se em 1999, e sua entrada em operação está prevista para outubro (unidade 1) e dezembro de 2001 (unidade 2). Ao todo, serão 112 MW de potência instalada. O Consórcio de Porto Estrela é formado pela CEMIG (33%), Vale do Rio Doce (CVRD, 33%) e COTEMINAS (33%), e o investimento previsto é R\$ 101 milhões. Além dos parceiros consumidores, a Usina irá beneficiar-se da proximidade com o Vale do

Aço, grande região consumidora. Assim, a obra servirá ainda para desafogar a carga e melhorar o sistema de transporte de energia para esta região.

- (ii) UHE Aimorés (Rio Doce, MG): Em dezembro de 1999, foi dado início às primeiras contratações de materiais e serviços para a construção desta usina hidrelétrica, que terá capacidade instalada de 330 MW . As obras civis foram iniciadas em 2000, e a conclusão está prevista para novembro de 2002. Participam do consórcio a CEMIG (49%) e a CVRD (51%), e o investimento estimado será de cerca de R\$ 325 milhões.

A CEMIG está em fase avançada de estudos e negociações para a viabilização de outros aproveitamentos hidrelétricos que podem somar mais 1.000 MW de capacidade ao parque gerador nos próximos cinco anos. A idéia é contratar EPCs (*Engineering, Procurement and Construction*) que, através de um só contrato, tornam-se responsáveis pelo projeto, obras civis, fornecimento de equipamentos, instalações e montagens eletromecânicas para, enfim, entregar as usinas funcionando.

Este sistema é bastante inovador no mercado brasileiro, e traz modificações importantes não apenas para a concessionária, mas especialmente para o setor fornecedor de equipamentos de energia. A CEMIG é uma das empresas nacionais mais avançadas neste aspecto, e se posiciona de forma bastante competitiva diante de seus concorrentes estrangeiros. As vantagens deste sistema são os menores custo e risco na fase de construção e montagem, além da maior agilidade e sinergia entre as empresas fornecedoras. Caberá à CEMIG supervisionar o empreendimento e oferecer suporte técnico às EPCs<sup>74</sup>.

#### Investimentos em transmissão

A quase totalidade dos investimentos neste segmento permanece a cargo das empresas ainda sob controle estatal, como revela a expansão da potência instalada para transformação de energia realizada em 1999 — ano em que os maiores empreendimentos nesta área foram concluídos (Figura 20).

---

<sup>74</sup> Além de grandes empresas de engenharia e construtoras (Promom, Gueiroz Galvão, Camargo Correia etc.), há dois novos agentes neste mercado: os grandes fabricantes de equipamento e as próprias concessionárias de energia, através de empresas específicas para esta função.

**Figura 20. Ampliação da capacidade de transformação de energia em 1999**

EMPRESA	TENSÃO (Kv)	POTÊNCIA (MVA)
FURNAS		1.930
	345/138	450
	230/138	100
	500/345	1.200
	500/138	180
ELETROSUL	525/230	672
COPEL		650
	230/13,8	500
	230/138/13,8	150
ELETRONORTE	230/69	350
EPTE	345/20	270
CEEE	230/69	166
CHESF	230/138	100
<b>TOTAL</b>		<b>4.138</b>

Fonte: ONS — Dados relevantes de 1999 (2000: pg.26).

As principais realizações neste ano foram a interconexão dos subsistemas Norte e Sul (1º linhão Norte-Sul), a interligação Norte-Nordeste e diversas linhas de transmissão em alta tensão ligando as novas unidades que iniciaram operação em 1999 aos principais centros de carga do sistema interligado. Essas obras incrementaram significativamente a potência instalada em subestações existentes ao longo destas linhas, demandando uma quantidade expressiva de equipamentos como transformadores, disjuntores, capacitores, isoladores e outros materiais elétricos de alta tensão (o rebatimento destes investimentos sobre o setor de equipamentos será analisado na segunda parte deste trabalho).

Em 2000 houve também investimentos significativos em transmissão, embora em intensidade menor que em 1999. Também foram licitadas as primeiras obras de ampliação da rede básica de transmissão para o setor privado, segundo a sistemática de menor receita ou menor tarifa de transporte. Assim, da mesma maneira que para o segmento de geração, também no segmento de transmissão a perspectiva é de incremento da participação do setor privado nos novos investimentos<sup>75</sup>.

---

<sup>75</sup> Embora a ordem seja transferir os investimentos ao setor privado por meio de licitações, diversos empreendimentos vêm sendo tocados por empresas estatais (principalmente Eletrosul e a paulista EPTE), sob a justificativa de que se tratam de investimentos urgentes, que levariam o dobro do tempo caso fossem seguir os trâmites legais necessários para as licitações.

### **4.3 — AJUSTE FINANCEIRO, INVESTIMENTOS E O FINANCIAMENTO SETORIAL**

Uma maneira bastante apropriada de se avaliar o volume total de investimentos no setor elétrico (incluindo o segmento de distribuição, no qual os empreendimentos são normalmente muito pulverizados) desagregado por origem do capital é a partir das informações de balanço das empresas, particularmente através do demonstrativo de Origens e Aplicações de Recursos.

A análise das *aplicações* de recursos — particularmente, da conta *aplicações no imobilizado*, melhor indicador dos investimentos na expansão do sistema — permite um painel sintético da evolução recente dos investimentos no setor por controle de capital, incluindo algumas empresas de propósito específico e os produtores independentes na parcela relativa ao capital privado.

A análise das *fontes* de recursos permite avaliar a contribuição efetiva dos capitais privados (capital próprio das empresas privatizadas e das novas companhias surgidas após a reestruturação) e o montante de capital de terceiros, sobretudo empréstimos e financiamentos. Estes últimos podem ainda ser avaliados segundo as principais fontes de financiamentos do setor: Eletrobrás e BNDES. Juntos, estes indicadores consolidam a análise das características dos novos investimentos do setor (tratadas na seção anterior).

Os números de balanço permitem também uma discussão a respeito do atual estágio do ajuste financeiro das companhias do setor — especialmente das empresas privatizadas —, dado tratar-se de um fator importante para viabilizar os investimentos.

Assim, antecedendo-se à discussão dos financiamentos, serão avaliados os principais indicadores financeiros construídos a partir de uma amostra de empresas do setor elétrico, com especial atenção aos indicadores de resultado (margens e rentabilidade) e de endividamento (nível, evolução e composição).

#### **4.3.1 — Retrato econômico-financeiro recente do setor elétrico nacional**

Seguindo prática comum a diversos estudos sobre o setor, a análise desenvolvida nesta seção estará baseada nos balanços patrimoniais e demonstrações de resultado de uma amostra bastante representativa de empresas elétricas por ordem do fornecimento de energia, tomando-se o cuidado de incluir — para viabilizar a análise comparativa —

todas as empresas resultantes dos processos de cisão ocorridos ao longo do período analisado<sup>76</sup>.

O quadro comparativo abaixo — que inclui apenas as operações relativas ao fornecimento de energia pelas concessionárias selecionadas, excluindo-se portanto a parcela relativa ao suprimento de energia pelas empresas mistas e geradoras a outras empresas do sistema interligado — dá uma idéia da representatividade da amostra<sup>77</sup> (Figura 21):

**Figura 21. Concessionárias selecionadas: representatividade no fornecimento**

Empresas	Sistema interligado nacional					Sudeste-Sul-Centro Oeste				
	1995	1996	1997	1998	1999	1995	1996	1997	1998	1999
<i>Em R\$ milhões, mil MW e R\$/Kwh</i>										
Fornecimento, em TWh										
Amostra	184	190	201	202	201	174	178	189	189	188
Fornecimento total	232	254	265	277	285	189	200	213	222	228
Representatividade (%)	79,5%	74,7%	75,8%	73,1%	70,4%	92,0%	89,3%	88,8%	85,5%	82,6%
Receita, em R\$ milhões (a)										
Amostra	12.182	14.334	16.620	17.195	18.961	11.691	13.749	15.923	16.420	18.109
Tarifas médias (R\$/MWh)	66	76	83	85	94	67	77	84	87	96

(a) Receita com o fornecimento de energia, líquida de ICMS. Fontes: Cadernos de Infra-estrutura do BNDES e Balanços das empresas. Elaboração própria.

Em primeiro lugar, embora o fornecimento de energia tenha crescido em volume (MWh), houve um encolhimento relativo da atividade de distribuição das empresas amostradas no período analisado: a participação destas empresas no fornecimento de energia em todo sistema interligado caiu de 79,5% em 1995 para 70,4% em 1999, e de 92% para 82,6% no subsistema S-SE-CO. Ao mesmo tempo, o faturamento líquido (afora o ICMS) cresceu substancialmente — cerca de 55% no quadriênio, medido em reais correntes, em grande medida por conta do aumento de 43% das tarifas médias de fornecimento no mesmo período. Em termos reais (descontado o IGP-DI), o faturamento

<sup>76</sup> O BNDES e a ELETROBRÁS, esta última com apoio da UFRJ, desenvolvem um criterioso trabalho de divulgação de indicadores econômico-financeiros das empresas do setor elétrico. No entanto, estes trabalhos (respectivamente, Caderno de Infra-estrutura do BNDES e Indicadores Financeiros da ELETROBRÁS) disponibilizaram resultados apenas até 1998.

cresceu 12,2% para a amostra nacional e 11,7% para a do subsistema S-SE-CO, e as tarifas médias subiram, respectivamente, 3.1% e 3.4%.

Apenas por este movimento, os resultados operacionais tenderiam a acusar sensível melhora. Note-se que o aumento mais expressivo das tarifas médias ocorreu de 1995 para 1996, no início do processo de privatização do segmento de distribuição, e novamente de 1998 para 1999, quando a Aneel autorizou o repasse dos aumentos de custo decorrentes da desvalorização do real sobre os preços da energia produzida em Itaipu, cotada em dólar, além do maior IGP-M acumulado.

A análise dos demonstrativos financeiros a partir da amostra de empresas revela uma melhora importante dos resultados em alguns anos — mas não se observa uma tendência contínua à elevação de margens e rentabilidade, particularmente por causa dos níveis de endividamento ainda bastante elevados.

De um lado, houve um grande esforço de redução dos custos operacionais não-financeiros — basicamente a soma dos custos com pessoal e com a aquisição de energia elétrica para fornecimento —, que caiu na maior parte dos anos analisados. A exceção foi em 1999, basicamente por conta do aumento dos custos da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa em reais aumentou cerca de 30% após a desvalorização cambial<sup>78</sup>.

Em contrapartida, as despesas financeiras líquidas (receitas menos despesas financeiras) cresceram continuamente desde 1995, saltando de pouco mais de 2% das receitas líquidas para 21% em 1999 e anulando os ganhos com a redução das demais despesas operacionais em alguns anos. Com isso, o *resultado operacional* oscilou muito: melhorou substancialmente de 1995 para 1996, piorou bastante em 1997, voltou a melhorar em 1998 para depois piorar desastrosamente em 1999, ano que combinou alta dos custos com aquisição de energia e forte elevação das despesas financeiras.

---

<sup>77</sup> A amostra inclui: ENERSUL, CERJ, LIGHT, ELETROPAULO (cindida EM METROPOLITANA, BANDEIRANTE e EPTE), COELCE, ESCELSA, CPFL, CEEE (cindida em CEEE, RGE e AES-SUL), COPEL, CEMIG, CESP (cindida EM CESP, PARANAPANEMA, TIETÊ, CTEE e ELEKTRO), FURNAS (inclusive SERRA DA MESA após 1998), CHESF e ELETROSUL (GERASUL após 1998). A Figura 21 exclui, portanto, EPTE e CTEE (transmissoras) e o suprimento feito pelas empresas mistas e geradoras.

<sup>78</sup> Não foi possível tratar separadamente as despesas com pessoal e as com aquisição de energia para revenda. A conta “*Custo dos Bens e Serviços Vendidos*”, que deveria registrar a compra de energia, aparece no balanço de muitas concessionárias com saldo zero (e assim os gastos com energia são incluídos nas “*Despesas Operacionais*”), ou muitas vezes inclui as demais despesas operacionais (que por sua vez têm saldo zero).

Os resultados apresentaram boa melhora já no primeiro semestre de 2000, beneficiados pela recomposição tarifária e sobretudo por um bem-sucedido esforço de renegociação e rolagem dos passivos financeiros. Com isso, as despesas financeiras líquidas reduziram-se firmemente, e os resultados logo se reverteram (especialmente quando comparados ao primeiro semestre de 1999, período em que a pressão financeira decorrente da desvalorização cambial foi mais aguda). Vale destacar que a elevada capacidade de recuperação dos resultados do setor se deve, em grande medida, ao mecanismo de repasse de custos às tarifas, garantido pelo IRT (Índice de Reajuste Tarifário) ao menos a cada ano.

Com exceção de 1999, a tendência é de recuperação das margens e da rentabilidade, apesar dos resultados financeiros líquidos negativos. Se se desconsidera o efeito financeiro, torna-se ainda mais nítida a tendência de melhora do *resultado operacional não-financeiro*, embora ainda com fortes oscilações.

Houve, contudo, compensações não-operacionais importantes em alguns anos que permitiram reverter os resultados do setor para positivos ou elevá-los bastante. Trata-se de operações fiscais e financeiras (reversão do IR e dos juros sobre o capital próprio), que assumiram maior importância justamente nos anos em que os resultados operacionais foram mais negativos, 1997 e 1999 (Figura 22)<sup>79</sup>.

Assim, os resultados líquidos refletem com mais clareza a trajetória de ajuste financeiro do setor elétrico, que parte de uma rentabilidade líquida negativa em 1995 para índices positivos após as privatizações e bastante positivos em alguns anos — exceto por percalços de ordem macroeconômica.

---

<sup>79</sup> Note-se que não há, nos balanços e notas divulgados, informações mais detalhadas sobre estas operações. Uma delas é bastante conhecida: trata-se da possibilidade de abater do IR o ágio sobre o preço mínimo pago nas privatizações, em parcelas anuais. Houve ainda algumas operações de descruzamento de dívidas entre concessionárias estaduais e federais, resolvidas via cancelamento de impostos a pagar.

**Figura 22. Indicadores financeiros do setor elétrico, empresas selecionadas***Valores em R\$ milhões correntes e relações em %*

<b>Descrição da Conta</b>	<b>Jun/00</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>	<b>1996</b>	<b>1995 (a)</b>
<b>Receita Líquida (R\$ milhões) (b)</b>	<b>17.215</b>	<b>31.358</b>	<b>27.696</b>	<b>23.931</b>	<b>20.416</b>	<b>15.945</b>
Resultados em % da Receita Líquida						
Receita líquida (A)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Despesas operacionais (B)	-93,8%	-113,3%	-96,9%	-105,1%	-100,7%	-107,7%
Financeiras	-11,9%	-21,4%	-13,7%	-12,9%	-9,4%	-2,1%
Não-financeiras	-82,0%	-91,9%	-83,2%	-92,2%	-91,3%	-105,6%
Resultado operacional (C=A+B)	6,2%	-13,3%	3,1%	-5,1%	-0,7%	-7,7%
Operacional não-financeiro	18,0%	8,1%	16,8%	7,8%	8,7%	-5,6%
Resultados não operacionais (D)	-1,7%	9,2%	5,7%	15,3%	-1,1%	2,5%
Resultado líquido (C+D)	4,4%	-4,1%	8,8%	10,2%	-1,8%	-5,3%
<b>Patrimônio líquido (R\$ milhões)</b>	<b>70.047</b>	<b>69.274</b>	<b>72.879</b>	<b>64.960</b>	<b>62.628</b>	<b>68.385</b>
Resultados em % do Patrimônio Líquido						
Resultado líquido	1,1%	-1,9%	3,3%	3,8%	-0,6%	-1,2%
Exigível total	88,6%	89,4%	76,6%	65,2%	76,5%	61,5%
Exigível Curto Prazo	23,8%	23,1%	21,5%	23,9%	25,4%	22,2%
Exigível Longo Prazo	64,8%	66,2%	55,1%	41,3%	51,1%	39,3%
Exigível Financeiro	37,3%	48,3%	27,0%	21,1%	26,5%	26,1%
Curto prazo	7,5%	16,9%	4,9%	3,8%	7,2%	6,8%
Longo prazo	29,8%	31,5%	22,1%	17,3%	19,3%	19,3%

(a) Os números originais de 1995 foram calculados com correção integral; nesta tabela, descontou-se o IGP-DI médio de 1995. (b) A receita bruta inclui fornecimento e suprimento de energia e demais receitas (serviços etc.). Fonte: Balanços das empresas selecionadas (ver nota nº 72). Elaboração própria.

Tais percalços, entretanto, evidenciam algumas fragilidades herdadas dos anos de crise e que se agravaram no período recente. O mais importante se refere ao elevado grau de endividamento das empresas do setor: o exigível total — que inclui empréstimos e financiamentos, debêntures e demais obrigações junto a fornecedores e empresas coligadas — saltou de 61,5% do patrimônio líquido em 1995 para perto de 90% em 1999 (de R\$ 42 bilhões para R\$ 62 bilhões nominais), cedendo pouco no início de 2000. Desse total, a parcela financeira (financiamentos bancários, incluindo a colocação de papéis no mercado internacional) também cresceu muito em 1999, saltando de R\$ 17,8 bilhões em

1995 (26% do patrimônio líquido) para R\$ 33,5 bilhões em 1999 (48% do PL), chegando a representar mais da metade do exigível total contra média de 35% nos anos anteriores<sup>80</sup>.

Ainda que concentrada no longo prazo (73% do exigível total em junho de 2000 e 74% ao final de 1999, contra 62% em 1995), deve-se notar que quase metade dessas obrigações ao final de 1999 denominava-se em moeda estrangeira, o que tende a elevar a vulnerabilidade do setor relativamente ao ambiente macroeconômico (Figura 23).

**Figura 23. Perfil do endividamento das empresas selecionadas, em 1999**

*Em R\$ milhões e em % do exigível total*

Distribuidoras	Exigível total			Em moeda estrangeira			Moeda estrangeira (%)		
	Total	Curto	Longo	Total	Curto	Longo	Total	Curto	Longo
		prazo	prazo		prazo	prazo		prazo	
Cesp	9.009	2.160	6.849	5.883	442	5.441	65%	20%	79%
Chesf	6.818	1.175	5.643	4.043	412	3.631	59%	35%	64%
Light	6.504	1.343	5.161	3.881	175	3.707	60%	13%	72%
Eletropaulo	5.526	1.759	3.767	1.793	560	1.233	32%	32%	33%
Furnas	4.629	2.365	2.264	714	68	646	15%	3%	29%
Cemig	3.882	1.577	2.305	956	286	669	25%	18%	29%
Copel	3.074	705	2.369	770	166	605	25%	23%	26%
CEEE	2.932	779	2.152	529	124	405	18%	16%	19%
Cerj	2.132	435	1.698	4	0	4	0%	0%	0%
CPFL	1.965	733	1.232	115	10	105	6%	1%	8%
Bandeirante	1.962	803	1.159	501	4	497	26%	1%	43%
Gerasul	1.859	294	1.565	660	72	589	36%	24%	38%
AES Sul	1.767	228	1.539	1.310	5	1.305	74%	2%	85%
Tietê	1.347	210	1.137	0	0	0	0%	0%	0%
Elektro	1.342	250	1.093	828	0	828	62%	0%	76%
Paranapanema	1.333	187	1.147	0	0	0	0%	0%	0%
Escelsa	1.247	213	1.034	771	0	771	62%	0%	75%
RGE	767	184	583	5	3	2	1%	1%	0%
Coelce	531	190	341	12	0	11	2%	0%	3%
Enersul	509	113	396	62	5	57	12%	4%	14%
<b>TOTAL</b>	<b>58.627</b>	<b>15.590</b>	<b>43.037</b>	<b>22.775</b>	<b>2.326</b>	<b>20.449</b>	<b>39%</b>	<b>15%</b>	<b>48%</b>

Fonte: Demonstrações financeiras das empresas. Elaboração própria.

<sup>80</sup> Comparando-se os dados da Figura 22 aos apresentados na Figura 8 (seção 3.1), nota-se que as dívidas financeiras em 1995 das empresas selecionadas (R\$ 17,8 bilhões ou 26,1% do patrimônio líquido) equívalem a R\$ 20,5 bilhões em reais de dezembro de 1995, representando portanto 90,6% das dívidas totais daquele ano (ver Figura 8), representatividade ligeiramente superior à obtida comparando-se o fornecimento de energia no sistema.

Note-se que, exceto pela presença da Eletropaulo e da Light (recentemente sob negociações entre suas parceiras, a norte-americana AES e a francesa EDF, para que cada controladora assumira uma companhia) no topo do *ranking* das empresas mais endividadas, a lista é encabeçada por empresas ainda sob controle de governos estaduais ou federal, sendo este um dos principais entraves a serem solucionados para o andamento das privatizações. Também entre estas empresas encontra-se o grosso dos recursos externos captados pelo setor (as oito empresas mais endividadas respondem por 81% das dívidas em moeda estrangeira, 57% das quais sob responsabilidade de empresas estatais), ao passo que as empresas sob controle de grupos estrangeiros apresentam endividamento externo proporcionalmente reduzido (novamente com exceção de Light e Eletropaulo).

Vale ainda analisar separadamente os resultados financeiros por natureza do capital (público e privado), para reforçar a distinção já assinalada ao longo deste trabalho a esse respeito e para possibilitar a análise das condições futuras de financiamento e investimento dessas empresas. As concessionárias privadas serão consideradas como tal a partir da data da privatização (inclusive), o que permite acompanhar a evolução de seus resultados em gestão essencialmente privada<sup>81</sup>.

Fazendo desta maneira, os números do setor privado em 1995 são os da Escelsa, única concessionária privatizada naquele ano. Com isso, o ponto de partida da gestão privada no setor elétrico foi pouco comum: a margem operacional foi modesta, mas positiva graças ao resultado financeiro líquido, que mais que compensou os demais custos operacionais (essencialmente compra de energia e as despesas com pessoal). Entretanto, os acertos fiscais envolvidos na privatização derrubaram o resultado líquido para um nível fortemente negativo (Figura 24).

---

<sup>81</sup> Note-se que esta divisão não permite uma separação total entre as gestões pública e privada, pois estas se misturam ao longo do ano em que se deu a privatização. No entanto, foram comuns os ajustes financeiros prévios ao leilão, preparando-se a empresa para que fosse privatizada. Assim, esta divisão parece a mais razoável.

**Figura 24. Indicadores financeiros do setor elétrico segundo empresas selecionadas e a natureza do capital controlador**

*Valores em R\$ milhões correntes e relações em %*

Descrição da Conta	PRIVADAS (a)						NÃO PRIVADAS					
	Jun/00	1999	1998	1997	1996	1995 (b)	Jun/00	1999	1998	1997	1996	1995 (b)
<b>Receita líquida (R\$ bilhões) (c)</b>	<b>9.518</b>	<b>15.417</b>	<b>13.332</b>	<b>10.494</b>	<b>2.402</b>	<b>272</b>	<b>7.697</b>	<b>15.941</b>	<b>14.365</b>	<b>13.437</b>	<b>18.014</b>	<b>15.673</b>
Resultados em % da Receita Líquida												
Receita líquida (A)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Despesas operacionais (B)	-97,4%	-112,0%	-95,4%	-100,9%	-100,5%	-97,0%	-89,5%	-114,6%	-98,3%	-108,4%	-100,7%	-107,9%
Financeiras	-14,5%	-26,1%	-13,2%	-9,1%	-5,4%	8,5%	-8,6%	-16,8%	-14,1%	-15,9%	-9,9%	-2,3%
Não financeiras	-82,9%	-85,9%	-82,1%	-91,8%	-95,1%	-105,5%	-80,9%	-97,8%	-84,2%	-92,5%	-90,8%	-105,6%
Resultado operacional (C=A+B)	2,6%	-12,0%	4,6%	-0,9%	-0,5%	3,0%	10,5%	-14,6%	1,7%	-8,4%	-0,7%	-7,9%
Operacional não-financeiro	17,1%	14,1%	17,9%	8,2%	4,9%	-5,5%	19,1%	2,2%	15,8%	7,5%	9,2%	-5,6%
Resultados não operacionais (D)	-1,1%	4,9%	-2,9%	5,3%	-0,1%	-36,6%	-2,5%	13,3%	13,7%	23,2%	-1,2%	3,2%
Resultado líquido (C+D)	1,5%	-7,0%	1,7%	4,4%	-0,6%	-33,5%	8,0%	-1,3%	15,3%	14,8%	-1,9%	-4,8%
<b>Patrimônio líquido (R\$ milhões)</b>	<b>21.991</b>	<b>19.235</b>	<b>15.649</b>	<b>12.013</b>	<b>3.339</b>	<b>661</b>	<b>48.057</b>	<b>50.039</b>	<b>57.230</b>	<b>52.947</b>	<b>59.289</b>	<b>67.724</b>
Resultados em % do Patrimônio Líquido												
Resultado líquido	0,7%	-5,6%	1,5%	3,8%	-0,4%	-13,8%	1,3%	-0,4%	3,8%	3,8%	-0,6%	-1,1%
Exigível total	142,4%	147,4%	147,8%	86,8%	56,0%	24,5%	64,0%	67,1%	57,1%	60,2%	77,6%	61,9%
Exigível Curto Prazo	33,4%	34,9%	35,7%	30,3%	26,0%	12,3%	19,4%	18,6%	17,6%	22,4%	25,4%	22,3%
Exigível Longo Prazo	109,0%	112,5%	112,1%	56,5%	30,1%	12,2%	44,6%	48,5%	39,5%	37,8%	52,3%	39,6%
Empréstimos e financiamentos	62,4%	57,9%	59,7%	23,7%	14,8%	0,3%	25,9%	44,6%	18,0%	20,5%	27,2%	26,3%
Curto prazo	10,5%	10,4%	12,2%	4,6%	4,2%	0,3%	6,1%	19,4%	2,9%	3,6%	7,4%	6,8%
Longo prazo	51,9%	47,5%	47,5%	19,0%	10,6%	0,0%	19,8%	25,3%	15,1%	17,0%	19,8%	19,5%

(a) As concessionárias são consideradas Privadas a partir do ano da desestatização, inclusive. (b) O balanço em 1995 é com correção integral; para compará-lo aos anos seguintes, descontou-se o IGP-DI médio de 1995. (c) A receita líquida inclui fornecimento e suprimento de energia e demais receitas com serviços. Fonte: Balanços selecionados. Elaboração própria.

Nos anos seguintes, novas empresas privatizadas foram acrescentadas ao elenco de concessionárias privadas, podendo-se notar os seguintes movimentos:

- (i) As despesas operacionais não-financeiras vêm se reduzindo seguidamente (exceto em 1999), mas num ritmo muito semelhante ao demonstrado pelas empresas públicas<sup>82</sup>;
- (ii) As despesas financeiras das empresas privadas vêm crescendo num ritmo mais intenso que as de empresas públicas, basicamente por conta da forte elevação do endividamento total e financeiro dessas empresas — note-se que, com o avanço das privatizações, a proporção entre o montante de dívidas (total e financeiro) e o patrimônio líquido vem se elevando rapidamente;
- (iii) Com isso, o resultado operacional *não financeiro* das empresas privadas logo assume trajetória marcadamente positiva, mas o mesmo não ocorre com o resultado operacional total;
- (iv) Também merece atenção o fato de que os resultados não-operacionais das empresas privadas vêm sendo pouco relevantes relativamente aos alcançados pelas empresas públicas. Com isso, as taxas de rentabilidade líquida do setor privado vêm sendo modestas, muitas vezes superadas pelas apresentadas pelas estatais.

\* \* \*

Essas questões trazem implicações importantes para o setor a médio e longo prazos. *De um lado, embora menos que as privadas, as empresas públicas encontram-se bastante endividadas, o que limita sua capacidade de financiamento para novos investimentos (o endividamento destas empresas permaneceu contido nos últimos anos, mas em níveis elevados). No entanto, foram estas empresas as grandes responsáveis pelos investimentos de grande porte dos últimos anos nos segmentos de geração e transmissão de energia* (conforme se analisou nos itens anteriores).

Por outro lado, *o grupo de empresas privadas iniciou-se no setor com elevada capacidade de endividamento, que veio sendo utilizada ao longo do período sem que fossem realizados investimentos importantes na ampliação da capacidade de produção e transporte de energia por parte dessas empresas.*

Note-se que as receitas operadas pelo setor privado cresceram muito mais rapidamente que o patrimônio líquido ao longo do período. Não obstante, os resultados líquidos (especialmente por fatores extra operacionais) foram mais generosos na esfera pública.

*Estes resultados indicam que o setor privado priorizou o ajuste financeiro e patrimonial no período recente, e pode seguir nesta trajetória de ajustes por mais tempo, antes de partir para investimentos pesados na ampliação do sistema.*

#### **4.3.2 — Fontes de recursos e investimentos das empresas públicas e privadas**

Embora os resultados financeiros não tenham sido muito generosos nos últimos anos, é inegável que houve recuperação das margens e, sobretudo, melhora do padrão de financiamento das empresas do setor no período analisado. Este movimento seria, assim, um passo fundamental para a elevação da capacidade de investimentos setoriais no período recente.

A análise a seguir se apóia em informações financeiras publicadas por uma amostra mais ampla de empresas, incluindo todas as companhias do setor elétrico listadas na CVM (Comissão de Valores Mobiliários), com ou sem operações, e mais quatro empresas de capital fechado pertencentes ao sistema Eletrobrás (Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Eletronuclear). Com isso, esses resultados aproximam-se muito do consolidado do setor, podendo assim ser comparados aos encontrados para outros períodos.

A começar pela retomada dos recursos próprios nas fontes de financiamento — estes recursos haviam minguado nos anos oitenta até início dos anos noventa (ver Figura 2, seção 1.3) e voltaram a ser expressivos a partir da segunda metade dos anos noventa. A reestruturação das dívidas do setor e, sobretudo, a recomposição tarifária a partir de 1993 foram, juntas, as principais responsáveis pela melhora apreciável da geração de caixa das empresas do setor, embora os outros resultados operacionais não relacionados

---

<sup>82</sup> A maior discrepância ocorreu em 1999, quando as despesas operacionais não financeiras das empresas públicas cresceram fortemente, em grande medida porque estas empresas repassam o grosso da energia de Itaipu (Furnas), sem que pudessem reajustar suas tarifas automaticamente (os repasses foram feitos de forma escalonada, seguindo as datas estipuladas pela Aneel para revisão tarifária).

ao exercício tenham sido também importantes nesse período (despesas que não afetam o capital circulante líquido, com destaque para depreciação e amortização).

Reflexo também da melhoria dos resultados financeiros, os empréstimos e financiamentos voltaram a ser importantes, graças à reestruturação do endividamento a partir de meados dos anos noventa — que permitiu uma repactuação de prazos e taxas de juros em melhores condições de pagamento e, com isso, uma importante descompressão dos gastos com o serviço da dívida<sup>83</sup>.

Assim, os empréstimos (confirmando a análise anterior) voltaram a ser uma importante fonte de recursos para os investimentos setoriais. A única exceção foi o ano de 1999 em virtude da brusca elevação das taxas de juros e câmbio, que onerou fortemente os passivos dolarizados e forçou a paralisação de algumas operações de captação já agendadas, em alguns casos por conta da retração da oferta de crédito (Figura 25).

**Figura 25. Balanço recente das origens e aplicações de recursos do setor elétrico**

Descrição da Conta	Em R\$ milhões correntes				Em % do total			
	1999	1998	1997 (b)	1996	1999	1998	1997 (b)	1996
<b>ORIGENS (a)</b>	21.035	30.317	19.638	11.876	100	100	100	100
Capital próprio	13.147	12.284	12.167	5.306	63	41	62	45
Das operações	10.562	8.944	8.290	4.832	50	30	42	41
Resultado do exercício	(55)	3.446	3.143	(390)	(0)	11	16	(3)
Outras operacionais	10.617	5.497	5.147	5.222	50	18	26	44
Dos acionistas	2.584	3.340	3.877	474	12	11	20	4
De terceiros	9.338	17.676	11.320	6.260	44	58	58	53
Empréstimos e financiamentos	3.449	5.879	3.346	2.792	16	19	17	24
Redução (aumento) do circulante	(1.450)	356	(3.848)	310	(7)	1	(20)	3
<b>APLICAÇÕES</b>	21.035	30.317	19.638	11.876	100	100	100	100
Dividendos	1.037	1.316	1.056	600	5	4	5	5
No imobilizado	7.118	8.161	5.480	4.223	34	27	28	36
No realizável a longo prazo	1.260	2.391	1.047	397	6	8	5	3
Investimentos	1.975	4.988	923	17	9	16	5	0
Do exigível LP para circulante	5.508	6.242	5.779	3.451	26	21	29	29
Outras aplicações	4.136	7.218	5.353	3.189	20	24	27	27

(a) Incluem a variação do capital circulante (negativo indica origens maiores que aplicações). (b) Em 1997, excluiu-se uma operação de R\$ 12,9 bilhões entre Furnas e Eletronuclear, que envolvia o capital de acionistas e o realizável longo prazo. Fonte: Empresas. Elaboração própria.

<sup>83</sup> Nos balanços das empresas, encontram-se dívidas de longo prazo em moeda estrangeira junto ao Tesouro Nacional, em volumes expressivos para boa parte das empresas. Estas dívidas correspondem aos acertos decorrentes do “encontro de contas” de 1993, que resultaram na assunção por parte do Tesouro dos empréstimos sindicalizados feitos pelas empresas nos anos setenta e oitenta a taxas pós-fixadas, reassumidos pelas empresas a taxas pré-fixadas e mais baixas, embora atreladas à correção cambial.

Os resultados da geração de caixa (variações no capital circulante, com o sinal negativo indicando aumento do ativo circulante líquido) foram também bastante favoráveis — particularmente em 1997 e 1999, anos em que as origens superaram largamente as aplicações de recursos. Comparativamente a outros períodos, nota-se que esta situação positiva de caixa não ocorria desde o final dos anos setenta, sendo especialmente crítica a situação no final dos anos oitenta (1989, conforme Figura 2).

Pelo lado das aplicações, destaque-se o crescimento dos gastos na aquisição do imobilizado, indicador mais direto dos investimentos das empresas do setor na expansão do sistema elétrico. Também com exceção de 1999 (reflexos da piora do quadro financeiro após a desvalorização do real), esta rubrica apresentou crescimento significativo ao longo do período analisado, e tem como contrapartida os gastos com a compra de equipamentos elétricos e mecânicos, barragens e outras obras de construção civil, além de engenharia, montagens e instalações eletromecânicas.

Embora em sintonia com outros indicadores que apontam retomada dos investimentos do setor — lenta, mas sensível —, sua relativamente baixa expressão nas aplicações (no período 1996-99, em média, os gastos com imobilizado representaram menos de um terço das aplicações totais) denuncia a existência de outras prioridades na aplicação dos recursos do setor que não investimentos na ampliação do sistema.

Outra aplicação que ganhou importância no período analisado foi a rubrica *investimentos*, que na verdade refletem a compra de ativos (participação acionária) de outras empresas do setor elétrico ou de outros setores. Este movimento vem ganhando importância nos últimos anos, conforme avança o processo de reestruturação patrimonial por parte das empresas do setor. Como se poderá ver mais adiante, trata-se de uma estratégia das empresas privadas, que vêm definindo seu espaço e suas atividades prioritárias no mercado, vendendo ou comprando participações umas das outras.

Chama atenção ainda o elevado gasto com serviços da dívida, aqui representado pela rubrica *transferência do exigível de longo prazo para circulante*. Ao longo do período analisado, esta conta representou de 25% a 30% das aplicações totais: embora esteja longe de se igualar ao fardo financeiro que já foi há alguns anos atrás, seu peso ainda expressivo indica que os serviços da dívida podem vir a representar restrições financeiras à expansão do setor em períodos menos favoráveis das finanças internacionais, em especial quando as captações de recursos e a rolagem de dívidas das empresas sediadas em países menos desenvolvidos forem prejudicadas. Este fato evidencia, assim,

que a vulnerabilidade do padrão de financiamento setorial permanece elevada — fato também realçado na análise das demonstrações de resultado feita na seção anterior.

Desagregando-se por controle do capital, destacam-se as seguintes diferenças (ilustradas na Figura 26):

**Figura 26. Origens e aplicações de recursos por controle do capital, público e privado**

*Totais em R\$ milhões correntes e composição em %*

Descrição da Conta	NÃO PRIVADAS				PRIVADAS (a)			
	1999	1998	1997	1996	1999	1998	1997	1996
ORIGENS (R\$ milhões) (b)	12.223	16.928	15.709	10.257	8.811	13.388	3.929	1.619
Composição (%)								
Capital próprio	68	42	61	44	54	38	65	47
Das operações	60	38	44	40	36	19	35	44
Resultado do exercício	8	13	17	-4	-11	9	14	1
Outras operacionais	53	25	27	44	48	10	21	43
Dos acionistas	8	4	17	4	18	20	30	4
De terceiros	39	65	59	57	51	50	54	28
Empréstimos e financiamentos	15	10	16	27	19	31	22	2
Redução (aumento) do circulante	(8)	(7)	(20)	(1)	(5)	11	(18)	25
APLICAÇÕES (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
Dividendos	6	5	4	4	3	4	10	14
No imobilizado	41	39	29	38	24	11	22	21
No realizável a longo prazo	2	2	2	3	11	15	19	4
Investimentos	1	13	1	0	21	21	18	0
Do exigível LP para circulante	34	30	35	32	16	9	9	11
Outras aplicações	16	11	29	23	24	40	22	50
Nº empresas	19	20	22	22	24	21	11	7
Valores, em R\$ milhões								
Recursos próprios, por empresa	441	368	438	206	199	249	231	109
Empréstimos, por empresa	254	561	419	264	188	329	192	64
No imobilizado, por empresa	264	340	210	176	88	75	79	49

(a) As concessionárias foram consideradas Privadas a partir do ano da desestatização, inclusive. (b) Incluem a variação do capital circulante (negativo indica origens maiores que aplicações). Fonte: Empresas. Elaboração própria.

- (i) A importância do capital próprio originado nas operações (resultados do exercício e outros recursos operacionais) é maior para as empresas sob controle do setor público, com exceção do ano de 1996;
- (ii) A parcela relativa ao capital aportado pelos acionistas na composição dos recursos próprios é maior para as empresas privadas, sendo este um dos aspectos positivos das privatizações no que toca às condições de financiamento do setor elétrico;

- (iii) As empresas privadas também dependem relativamente mais de empréstimos e financiamentos que, exceto em 1996, têm maior peso no total dos recursos frente ao apresentado pelas empresas públicas;
- (iv) A geração de caixa das empresa públicas é sistematicamente mais favorável que a das empresas privadas (variação negativa do capital circulante indica aumento do ativo circulante);
- (v) Quanto às aplicações, a parcela de recursos direcionada à aquisição do imobilizado (investimentos físicos) é significativamente maior nas empresas públicas que nas privadas, o contrário ocorrendo com os demais investimentos em participação acionária (expressos em *investimentos* e no *realizável a longo prazo*);
- (vi) Refletindo o perfil do endividamento por origem do capital (avaliado anteriormente), o peso dos serviços da dívida para as empresas públicas é substancialmente mais elevado que para as privadas, representando um importante limitador da capacidade de investimento destas empresas;
- (vii) Não obstante, os volumes médios de recursos próprios, empréstimos e — sobretudo — de investimentos físicos no imobilizado são mais expressivos para as empresas ainda sob controle do setor público.

\* \* \*

Este balanço novamente revela um descompasso entre os padrões de financiamento e investimentos por origem do capital: as empresas públicas, apesar de mais endividadas e arcando com custos financeiros mais onerosos, vêm investindo mais na expansão do setor nos últimos anos, tanto individualmente como em conjunto. Ainda assim, a capacidade de geração de caixa e de obtenção de recursos próprios operacionais das empresas públicas é superior à apresentada pelas empresas privadas, indicando que a gestão econômico-financeira nessas empresas vem sendo bem-sucedida.

Era de se esperar que, à medida que avançam as privatizações, os investimentos no imobilizado passassem a ser cada vez mais originados nas empresas privadas. Em 1996, estas respondiam por 8% destes investimentos; este percentual saltou para 16% em 1997; 19% em 1998 e 30% em 1999. Vê-se, assim, que este movimento ocorre, mas em nível e ritmo ainda reduzidos.

Note-se que o impacto negativo da desvalorização sobre a capacidade de investimentos recaiu mais pesadamente sobre as empresas públicas: os investimentos

das empresas privadas (mesmo os investimentos médios por empresa) seguiram em expansão, basicamente por força do avanço das privatizações.

### 4.3.3 — Fontes de financiamento do setor elétrico no período recente

As duas principais fontes de empréstimos e financiamentos para o setor elétrico nacional são a Eletrobrás e o BNDES, seguidos de longe pelos bancos comerciais (nacionais e estrangeiros), pelo mercado de capitais (particularmente por debêntures conversíveis) e pelo BID, que voltou a financiar alguns projetos na área de infra-estrutura. Neste sentido, não há diferenças substanciais com relação aos anos anteriores — a não ser pelo fato de o BNDES estar limitado a financiar, em operações regulares, apenas empresas de capital majoritariamente privado<sup>84</sup>.

A reduzida participação dos bancos comerciais no financiamento do setor está relacionada a fatores de ordem macroeconômica (existência de elevados riscos, como a ainda elevada vulnerabilidade externa da economia brasileira e as altas taxas internas de juros), bem como a incertezas derivadas do quadro regulatório específico do setor elétrico, que ainda não foi capaz de acomodar garantias necessárias a algumas modalidades de financiamento em voga no setor de infra-estrutura — a exemplo do *project finance* e de outras modalidades de financiamento, cujas garantias são vinculadas às receitas futuras geradas pela operação dos negócios<sup>85</sup>.

Por estas razões, as fontes de financiamento para o setor elétrico vêm sendo basicamente públicas: ELETROBRÁS e BNDES. Para a primeira, trata-se de manter sua relevância no setor elétrico, a despeito do novo contexto privado que vem sendo delineado nos últimos anos. Para o BNDES, que conduziu o processo de privatização, trata-se de criar fontes alternativas de financiamento e fazer a ponte entre o modelo

---

<sup>84</sup> O BNDES não pode, por força da Lei de Responsabilidade Fiscal, financiar empresas ou órgãos públicos. As exceções a esta limitação foram os empréstimos concedidos com a finalidade de reestruturar empresas públicas com vistas à futura privatização, condicionados às receitas geradas pela venda dos ativos.

<sup>85</sup> Um dos pontos centrais na formalização de um financiamento do tipo *project finance* é a necessidade de contratos bilaterais de compra e venda de energia (PPA — *Power Purchase Agreement*), tomados como garantia da demanda e do retorno dos projetos de investimento. Como ainda estão em curso os contratos iniciais, o mercado para a energia nova não-contratada é reduzido. Ademais, os custos de geração da energia nova são normalmente mais elevados que os da energia gerada por velhas usinas hidrelétricas, situadas em bacias hidrológicas favoráveis e com custos já totalmente amortizados. Este problema é ainda maior no caso dos projetos de usinas termelétricas, como será discutido mais adiante.

estatal e o incipiente modelo privado, retirando aos poucos a função de “gestora dos recursos financeiros setoriais” das mãos da ELETROBRÁS. Evidentemente, esta divisão de poderes traz conflitos importantes, que por sua vez podem desde gerar uma disputa saudável entre potenciais financiadores, em tudo benéfica para as empresas do setor, como podem, por outro lado, inibir investimentos privados, caso prevaleça uma postura muito agressiva das empresas do grupo ELETROBRAS em firmar posição no setor independentemente das condições financeiras do empreendimento, escolhido mais em função de disputas políticas.

### Eletrobrás

A ELETROBRÁS mantém um papel importante na estrutura de financiamento do setor elétrico nacional, seja por meio da administração de recursos setoriais como a RGR (Reserva Global de Reversão, que arrecada 0,5% do faturamento líquido das concessionárias) e os empréstimos compulsórios, seja via recursos próprios (resultados operacionais e retornos da carteira de financiamento) ou ainda por meio de captações no mercado financeiro e outros financiamentos.

De fato, um dos principais papéis da ELETROBRÁS no novo desenho institucional do setor elétrico é o de agente financeiro setorial, não apenas por seu histórico e reconhecida *expertise* na avaliação de riscos e administração de carteiras, mas sobretudo por possuir uma elevada capacidade de financiamento — possui atualmente uma carteira de financiamento da ordem de R\$ 23 bilhões, alimentada pelos retornos dos financiamentos e demais recursos próprios, além de receitas com as privatizações —, que deve ser aplicada exclusivamente no setor elétrico por determinação do Governo Federal.

Do ponto de vista da ELETROBRÁS, é interessante manter-se neste papel por diversos motivos: em primeiro lugar, os empréstimos são de baixo risco, dado que normalmente assegurados por receitas operacionais futuras, e os retornos financeiros são normalmente elevados; em segundo lugar, e mais importante, a gestão de recursos financeiros de grande monta permite à empresa manter elevada sua influência no setor elétrico — ao contrário das perspectivas traçadas antes da reestruturação do setor, que previam o virtual definhamento da importância da *holding*.

A avaliação das demonstrações financeiras da empresa revela a grandeza de suas operações. Pelo lado das origens, os recursos de terceiros representam o grosso das captações ao longo do período analisado. Destes, o mais importante nos últimos anos

vem sendo a venda de participação acionária em empresas do setor elétrico decorrente do processo de privatização (transferências do *realizável de longo prazo para circulante*), que desde 1996 já rendeu à empresa recursos da ordem de R\$ 9 bilhões (R\$ 9,6 bilhões desde 1995, ano de início do processo).

Em seguida aparecem os recursos setoriais, cuja importância decresceu nos últimos anos em virtude da redução dos empréstimos compulsórios. As captações da ELETROBRÁS no mercado financeiro (empréstimos e financiamentos obtidos) também são relevantes, e crescem de importância de acordo com as necessidades de aplicação da empresa.

Embora os capitais de terceiros perfaçam o grosso dos recursos da empresa, o capital próprio também é relevante em alguns anos — especialmente os resultados líquidos do exercício, que em 1996 representaram mais da metade das aplicações totais. Cabe destacar que as principais fontes operacionais de recursos da ELETROBRÁS são o retorno líquido de empréstimos e financiamentos concedidos e a equivalência patrimonial das participações em empresas coligadas — contrapartidas, respectivamente, de financiamentos e investimentos em empresas do setor elétrico.

Por fim, a pequena expressão do capital de acionistas (leia-se: Governo Federal, além de acionistas minoritários) revela que a empresa não depende mais de transferências de recursos da União, expediente bastante comum nos anos oitenta e início dos noventa (Figura 27).

**Figura 27. Origens e aplicações de recursos da ELETROBRÁS — 1996-99**

*Em R\$ milhões correntes e em % do total*

Descrição da Conta	Em R\$ milhões correntes				Em % do total			
	1999	1998	1997	1996	1999	1998	1997	1996
<b>ORIGENS (a)</b>	5.556	7.652	9.323	4.167	100	100	100	100
Capital próprio	917	1.080	1.724	1.556	16	14	18	37
Das operações	909	673	1.724	1.546	16	9	18	37
Resultado do exercício	581	1.994	3.378	2.393	10	26	36	57
Outras operacionais	328	(1.321)	(1.654)	(847)	6	(17)	(18)	(20)
Dos acionistas	7	406	0	10	0	5	0	0
De terceiros	5.833	4.804	5.897	4.253	105	63	63	102
Empréstimos e financiamentos	1.262	504	86	355	23	7	1	9
RGR e Emprést. Compulsório	798	1.418	2.140	576	14	19	23	14
Ativo longo prazo para circulante	2.430	2.215	2.965	1.436	44	29	32	34
Outros	1.343	667	707	1.886	24	9	8	45
Redução (aumento) do circulante	(1.193)	1.768	1.702	(1.642)	(21)	23	18	(39)
<b>APLICAÇÕES</b>	5.556	7.652	9.323	4.167	100	100	100	100
Financiamentos concedidos	2.723	3.090	2.260	1.429	49	40	24	34
No realizável a longo prazo	0	2.123	4.453	2	0	28	48	0
Investimentos	1.502	1.128	168	331	27	15	2	8
Do exigível LP para circulante	637	960	919	1.465	11	13	10	35
Outras aplicações	694	351	1.523	940	12	5	16	23

(a) Incluem a variação do capital circulante (negativo indica origens maiores que aplicações). Fonte: Eletrobrás. Elaboração própria.

Pelo lado das aplicações, o principal destino dos recursos são os empréstimos e financiamentos concedidos às empresas do setor — R\$ 9,5 bilhões no acumulado 1996-99 e cerca de R\$ 6 bilhões apenas no biênio 1998-99, quando representaram de 40% a 50% das aplicações totais da empresa. Como estes recursos financiam basicamente os investimentos na expansão do sistema, conclui-se que a ELETROBRÁS financiou algo como 40% dos investimentos físicos totais do setor no período 1996-99 — financiamentos de 9,5 bilhões para investimentos totais na aquisição do imobilizado da ordem de R\$ 25 bilhões no quadriênio, conforme Figuras 25 e 27 —, confirmando a relevância da *holding* para o financiamento do setor.

Em segundo lugar aparecem os investimentos em empresas de energia elétrica, que vêm ganhando importância nos últimos anos. Trata-se de uma mudança de postura da empresa, a despeito da continuidade do processo de privatização: embora prossiga vendendo ativos nas privatizações, passou a realizar diversas parcerias com o setor privado na condição de “acionista minoritário” ou ainda por meio de “investimentos temporários”. Tais investimentos diretos buscam “impulsionar a capacidade de oferta de energia do setor”, ao mesmo tempo em que são formas permitidas de aplicação e valorização do capital. Na prática, trata-se de aportes de capital a custos reduzidos e,

mais importante, funcionam como esquemas de compartilhamento de risco, pois os retornos vêm na forma de lucros futuros da operação<sup>86</sup>.

Exemplos destas parcerias são os aportes de capital nas UHEs ITÁ (R\$ 200 milhões), LAJEADO (R\$ 150 milhões) e ITIQUIRA (R\$ 37,5 milhões), todas elas exemplos de parcerias bem-sucedidas entre os setores público e privado. Ademais, a ELETROBRÁS ainda mantém participação em empresas já privatizadas, como LIGHT, CPFL, ESCELSA, COLCE, entre outras.

### BNDES

O sistema BNDES também vem financiando maciçamente o setor elétrico nos últimos anos, superando a atuação da Eletrobrás quando se consideram os desembolsos totais. Entretanto, o grosso dos financiamentos do BNDES contemplou o processo de privatização, e secundariamente os novos investimentos na expansão.

Segundo informações do BNDES, os financiamentos do Banco direcionados ao setor de energia elétrica nos anos noventa dividem-se em dois momentos bastante distintos: até 1994, período em que os financiamentos estiveram severamente limitados devido às restrições impostas ao crédito destinado às estatais; e a partir de 1995, quando se iniciam os programas especiais de apoio às privatizações e outros mais sofisticados, como *project finance* direcionados às SPEs (Sociedades de Propósito Específico) criadas para tocar os empreendimentos firmados em consórcios envolvendo empresas públicas e privadas — fugindo, assim, das limitações legais impostas ao Banco<sup>87</sup>.

De 1995 a 1999, perto de 65% do total desembolsado pelo Banco ao setor elétrico (o equivalente a cerca de R\$ 9 bilhões) destinaram-se aos programas de apoio à privatização, que contemplaram desde empresas compradoras até empresas estatais e governos estaduais, com o objetivo de promover a reestruturação financeira das concessionárias para posterior venda. Os financiamentos foram vinculados aos recursos provenientes da venda dos ativos, e o compromisso de privatização era pré-condição para os desembolsos.

---

<sup>86</sup> Conforme ELETROBRÁS, Relatório da Administração, maio/2000.

<sup>87</sup> *Financiamento do BNDES ao Setor Elétrico*. BNDES, dez/2000. Mimeo em elaboração, a ser publicado na série Relatórios Setoriais.

Os dois maiores exemplos de financiamento do BNDES para azeitar o processo de privatização no período analisado (1995-00) contemplaram a LIGHT e a VBC Energia. No caso da LIGHT, os desembolsos alcançaram R\$ 1,7 bilhão ao longo do período. A grande beneficiária foi a subsidiária LIGHTGÁS, que só em 1998 recebeu empréstimos de cerca de R\$ 1,1 bilhão. No mesmo ano, os controladores da LIGHT (então a estatal francesa EDF, as americanas AES e RELIANT e a CSN; e atualmente apenas AES e EDF) compraram perto de 30% da ELETROPAULO METROPOLITANA ao preço de R\$ 2 bilhões, em parte com suporte financeiro do BNDES.

O financiamento à VBC, com o mesmo propósito, foi de R\$ 1 bilhão em 1997; também no mesmo ano, a empresa participou dos consórcios vencedores dos leilões de privatização da RGE-RS (compra de 91% do capital da empresa por cerca de R\$ 1,5 bilhão) e da CPFL-SP (compra de 41% das ações por cerca de R\$ 2,9 bilhões), em parceria com outros grupos privados e multinacionais (Figura 28).

**Figura 28. Desembolsos do BNDES para Cias. Elétricas selecionadas, 1995/00**

*Em R\$ mil correntes, por principais empresa*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000 (a)	1995-00
LIGHT	-	259.503	-	1.123.902	281.770	-	1.665.176
VBC ENERGIA	-	-	1.000.000	-	-	-	1.000.000
SERRA DA MESA	144.158	100.646	313.595	301.807	-	-	860.207
CESP	-	-	813.229	-	-	-	813.229
SOUTHERN ELETRIC	-	-	135.000	465.000	-	-	600.000
ITÁ ENERGÉTICA	-	90.159	127.836	145.534	115.329	112.530	591.388
GUARANIANA	-	-	487.905	-	-	-	487.905
EE VALE PARANAPANEMA	635	1.386	211.803	165.014	-	-	378.837
AES GERASUL EMP.	-	-	-	-	360.878	-	360.878
DRAFT I PART. S/A	-	-	-	357.000	-	-	357.000
CSN	-	-	-	99.841	216.266	-	316.108
INVESTCO	-	-	-	-	-	264.471	264.471
COPEL	19.523	19.408	199.676	-	-	-	238.607
MAGISTRA PART.	-	-	170.173	-	-	-	170.173
MACHADINHO	-	-	-	-	-	125.000	125.000
INEPAR IND. CONSTR.	-	-	114.570	-	-	-	114.570
CHESF	36.989	36.705	16.056	8.887	9.766	-	108.403
INEPAR ENERGIA	-	-	20.000	71.250	-	-	91.250
CAIUA	133	370	516	87.857	428	346	89.650
DONA FRANCISCA EN.	-	-	-	-	42.000	31.513	73.513
CEEE	-	-	70.000	-	-	-	70.000
CERJ	-	-	-	-	62.303	-	62.303
ELETROBRÁS	48.435	-	-	-	3.114	947	52.497
CELTINS	14.267	6.975	11.352	4.196	1.968	-	38.759
CEMIG	-	-	-	24.491	-	-	24.491
CIA PAULISTA DE ENERGIA	1.065	1.903	2.080	439	936	116	6.539
GERASUL	-	-	-	-	-	2.527	2.527
SOMA	265.206	517.056	3.693.792	2.855.219	1.094.759	537.448	8.963.480
OUTROS	382.916	923.509	2.042.131	819.100	718.220	350.623	5.236.499
<b>TOTAL</b>	<b>648.121</b>	<b>1.440.565</b>	<b>5.735.923</b>	<b>3.674.319</b>	<b>1.812.979</b>	<b>888.072</b>	<b>14.199.979</b>

(a) Janeiro a outubro de 2000. Fonte: Estatísticas especiais BNDES. Elaboração própria.

Além destes, outros financiamentos importantes relacionados acima — também visando ao processo de privatização — foram os concedidos a SOUTHERN ELECTRIC (R\$ 600 milhões), ao consórcio GUARANIANA (controlado pela espanhola *Iberdrola*, em parceria com o Banco do Brasil e a Previ), ao consórcio DRAFT I (controlado pela estatal portuguesa EDP em parceria com os grupos nacionais Iven — adquirido pela EDP no final de 2000 — e GTD, por sua vez formados por fundos de pensão e outros grupos nacionais). Outros diversos desembolsos não listados na figura acima contemplaram concessionárias ou governos estaduais em fase pré-privatização, e somados constituem um montante de recursos bastante expressivo.

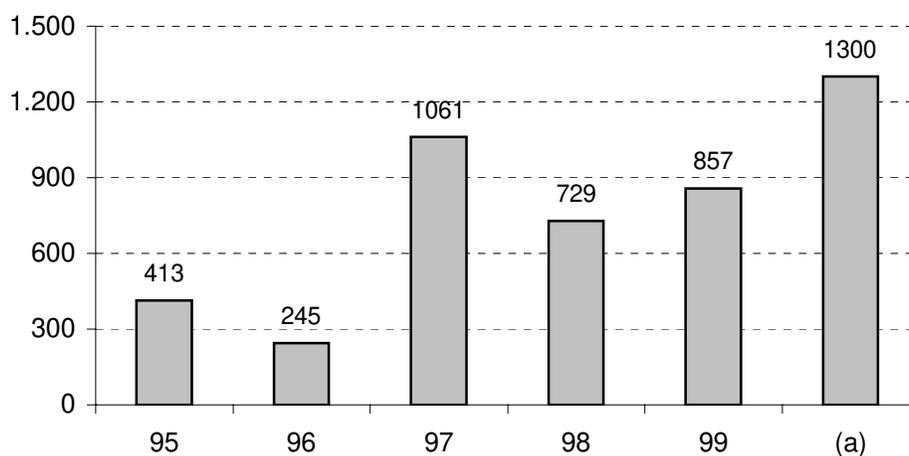
Assim, foi por meio dessa modalidade de financiamento (apoio às privatizações) que os recursos do sistema BNDES destinados ao setor elétrico saltaram de marginais na primeira metade dos anos noventa (média de R\$ 55 milhões anuais) para montantes

expressivos na segunda metade da década, alcançando a média de R\$ 2,4 bilhões anuais. O auge foi em 1997, quando os desembolsos atingiram R\$ 5,7 bilhões.

Excetuando-se os desembolsos direcionados aos programas de apoio às privatizações, o montante líquido de recursos do BNDES para o setor também apresentou crescimento a partir de 1995, mas em níveis muito mais modestos. Em geral, foram direcionados para financiar os consórcios formados para geração de energia e para uma parcela crescente de companhias privatizadas, contratados na modalidade *Corporate*. Os percentuais de cobertura variaram de 60% a 80% do total dos investimentos, com taxas de juros vinculadas à TJLP ou à cesta de moedas utilizada pelo Banco nos casos de repasse de recursos externos, mais *spread* médio de 5% a.a.. Ainda que reduzidos, note-se uma ligeira tendência de crescimento destes recursos (Figura 29).

**Figura 29. Financiamento BNDES à expansão do sistema elétrico, 1995/00**

*Desembolsos líquidos, em R\$ milhões correntes*



(a) Janeiro a outubro de 2000. Fonte: Estatísticas especiais BNDES.

Espera-se que a atual tendência de crescimento da participação do BNDES nos financiamentos “produtivos” se acentue à medida que se consolida o processo de privatização, pois com isso (fase de maturidade desses investimentos na compra de ativos) espera-se abrir mais espaço para desembolsos direcionados à expansão do sistema. Uma indicação desta tendência é que a maioria dos empreendimentos encabeçados pelos consórcios de geração e pelos novos Produtores Independentes de Energia (PIEs) desde meados dos anos noventa vem se utilizando dos recursos do Banco.

Exemplos destas operações são os financiamentos direcionados à Serra da Mesa S/A, à UHE Porto Primavera (CESP), ITÁ ENERGÉTICA, CSN (parceira de FURNAS e da CEMIG em diversos empreendimentos), INVESTCO (SPE responsável pela construção da UHE Lajeado), COPEL, MACHADINHO, DONA FRANCISCA, entre outros. Em comum, são projetos de financiamento que envolvem pacotes completos de serviços, incluindo obras civis, projetos de engenharia, aquisição de equipamentos e instalações, adequando-se à nova realidade deste mercado<sup>88</sup>.

Tomando-se como exemplos os quatro maiores empreendimentos quanto à capacidade de geração de energia (Serra da Mesa, Itá, Lajeado e Machadinho), os desembolsos do BNDES até outubro de 2000 totalizaram R\$ 1,84 bilhão — o equivalente a 44% dos cerca de R\$ 4,22 bilhões em investimentos totais demandados por estes projetos. O potencial de geração de energia deste conjunto de obras é de 4.733 MW — mais que o dobro do acréscimo anual médio obtido na década de noventa. Isto indica que, na hipótese de um “redirecionamento produtivista” na carteira de financiamento do BNDES, a expansão do sistema elétrico brasileiro — tão necessária — poderia ser bastante dinamizada.

---

<sup>88</sup> Eram comuns, nas décadas anteriores, financiamentos exclusivamente voltados à compra de equipamentos ou para outros serviços específicos, de forma que um empreendimento necessitava de diversas tomadas de capital em diferentes fases do projeto.

## **CAPÍTULO 5. REBATIMENTOS SOBRE A INDÚSTRIA DE EQUIPAMENTOS PARA ENERGIA ELÉTRICA**

Este capítulo apresenta uma visão geral da indústria de equipamentos para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (GTD), destacando-se as principais características de sua estrutura de oferta e seu desempenho nos anos noventa. A idéia é buscar entender de que maneira as transformações recentes no setor elétrico (demandante por excelência destes equipamentos) afetaram a estrutura de oferta indústria de GTD, seja nos aspectos qualitativos (concorrência e estratégias competitivas das principais empresas) ou no volume de investimentos efetivamente voltados para a expansão da oferta de energia e para o aumento da confiabilidade do sistema.

Este capítulo está organizado em três seções, e objetiva: (a) caracterizar a estrutura de oferta da indústria equipamentos elétricos nos planos internacional e doméstico, explicitando-se as principais diferenças de escopo e estrutura produtiva presentes em cada mercado; (b) avaliar o desempenho da indústria doméstica nos anos noventa, com destaque para as alterações provocadas pela demanda após a reestruturação do setor elétrico nacional; e (c) mapear as principais estratégias competitivas das empresas atuantes, com destaque para as de capital nacional.

Esta última seção está organizada por empresas, e os exemplos utilizados buscam retratar ao menos três situações distintas: (a) empresas multinacionais líderes nos mercados mundial e local; (b) multinacionais de médio porte, com presença local focada em energia elétrica, mais precisamente em alguns segmentos da indústria de equipamentos; e (c) empresas nacionais, por sua vez bastante diferenciadas quanto às estratégias de crescimento e ocupação dos espaços de mercado deixados pelas gigantes.

### **5.1 —DEFINIÇÃO DA INDÚSTRIA E CORTE ANALÍTICO**

A indústria de equipamentos para energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e controle de energia — GTD) compreende o segmento industrial produtor de equipamentos e componentes elétricos utilizados em usinas geradoras de energia hidrelétrica, termelétrica e nuclear, em subestações localizadas entre a usina geradora e os centros de consumo, inter-conectadas por extensas linhas de transmissão e redes de distribuição da energia gerada até o consumidor final.

Convencionou-se tratar separadamente os equipamentos de base elétrica (e eletrônica, como alguns componentes, acionadores de equipamentos e aparelhos de medição, controle e comando) e os de base mecânica — como turbinas e caldeiras, em geral produzidos a partir de técnicas, empresas e estruturas de mercado distintas.

Os setores de construção civil e serviços de engenharia e outros serviços especializados também estão envolvidos na cadeia da indústria elétrica, pois são demandados pelas concessionárias de energia e por grandes consumidores para a realização de barragens, instalações gerais, montagens eletromecânicas etc. Para se ter uma idéia da alocação de recursos em cada um dos diversos segmentos envolvidos, calcula-se que a cada dólar médio investido na geração **hidrelétrica** cerca de 25% a 30% sejam gastos na compra de *equipamentos elétricos*; outros 25% consumidos com *serviços* (projetos de engenharia, viabilidade técnica e econômica, impactos ambientais, fiscais e financeiros etc.) e o restante com *equipamentos mecânicos* (turbinas, comportas, torres etc.) e *construção civil* (escavações, barragens etc.)<sup>89</sup>.

No caso da geração **termelétrica**, a parcela gasta com *engenharia e equipamentos elétricos* é maior, absorvendo de 60% a 70% dos gastos totais, sendo relativamente baixos os gastos com construção civil. Já na transmissão e distribuição, o grosso dos investimentos (de 70% a 80%) direciona-se à compra de *equipamentos elétricos* (transformadores, disjuntores, capacitores etc.), sendo o restante gasto com torres e postes (metal, concreto ou madeira), fios e cabos (cobre ou alumínio) e diversas outras pequenas partes e peças.

Uma das características desta indústria é a atuação em parcerias mais ou menos fixas entre empresas especializadas em cada um dos segmentos envolvidos, pois é importante que haja familiaridade de técnicas e produtos entre fornecedores de equipamentos mecânicos e elétricos e a equipe responsável pelo projeto, montagens e instalações. Entretanto, uma das principais tendências neste mercado vem sendo a consolidação de parcerias mais sólidas ou mesmo de fusões e *joint-ventures* entre empresas atuantes nestes diferentes segmentos — a exemplo de associações como SIMENS-VOIGHT, ABB-ALSTOM, TOSHIBA-BARDELA, todas elas envolvendo empresas dos segmentos elétrico e mecânico.

---

<sup>89</sup> Segundo técnicos da ABINEE, ELETROBRÁS e demais representantes da indústria de equipamentos.

Na mesma linha, outra grande tendência é de as grandes empresas assumirem, normalmente por meio de consórcios, o fornecimento de pacotes completos que incluem desde o projeto aos serviços de instalação, montagem e início das operações, além do fornecimento de equipamentos em regime *turn-key*. Ademais, seja pela origem essencialmente comum da tecnologia aplicada aos equipamentos (geradores, transformadores, disjuntores, reatores etc.) ou pela longa tradição associada a essas empresas (a maioria iniciou operações ao final do século passado), a referência tecnológica neste mercado está fortemente associada às empresas produtoras de *equipamentos elétricos*, que vêm ampliando cada vez mais seus horizontes de atuação no sentido de tornarem-se investidoras e agentes do desenvolvimento da indústria elétrica.

## **5.2 — ESTRUTURA DE OFERTA DA INDÚSTRIA DE GTD**

### **5.2.1 — A referência internacional**

Calcula-se que o faturamento mundial com equipamentos elétricos seja da ordem de US\$ 110 a 120 bilhões (1998<sup>90</sup>). As 8 maiores empresas mundiais do setor respondem por cerca de 65% deste total e, a despeito de estarem representadas em praticamente todos os principais mercados e países, concentram o grosso de suas vendas nas unidades industriais localizadas nos países da matriz (basicamente Europa, Japão e EUA.). O restante do mercado é repartido entre uma infinidade de empresas, que atuam basicamente no mercado local, nos segmentos de menor porte e menor valor agregado.

O crescimento das vendas mundiais deste setor vem sendo da ordem de 2% a 3% a.a. na década de noventa, com taxas mais modestas nos mercados de industrialização madura e relativamente mais elevadas nos países em desenvolvimento. Após um período de forte crescimento verificado nos anos sessenta e setenta, graças aos avanços de novas técnicas de geração nuclear, novas tecnologias associadas às usinas termelétricas à gás e hidrelétricas de grande porte, os investimentos no setor elétrico perderam o ímpeto nos anos oitenta e noventa, e a demanda por equipamentos voltou a crescer apenas marginalmente. A exceção foram os EUA nos anos noventa, cujas encomendas de equipamentos para termelétricas e transmissão cresceram vigorosamente.

---

<sup>90</sup> Conforme *US Department of Commerce*, relatórios das empresas e ISI – *International Securities*, 1999, *Industry Focus – Electric Equipments & Service*. Ver ([www.securities.com.br](http://www.securities.com.br)).

Nos países europeus, a maturidade atingida pelos sistemas elétricos no que toca ao porte, qualidade e universalidade dos serviços prestados explica a acomodação das taxas de crescimento. Como é elevado o estoque de equipamentos instalados nos principais centros, parte expressiva do faturamento da indústria de GTD vem dos serviços de manutenção, reparos e repotenciação dos equipamentos de grande porte. Nestes reparos são aplicados novos materiais e novas técnicas de isolamento, disposição e montagem que permitem reduzir as perdas na transmissão da energia e elevar a vida útil e a eficiência dos equipamentos, com custos mais baixos relativamente aos de um novo equipamento.

Por outro lado, os novos investimentos em geração ou em novas linhas de transmissão têm sido menos expressivos, em parte porque o próprio consumo final de energia elétrica nestes países cresce mais modestamente, acompanhando o ritmo de crescimento da economia e da indústria, maior demandante de energia.

Nos países em desenvolvimento, embora o consumo final de energia cresça mais intensamente e demande investimentos na ampliação da capacidade e na modernização da já existente, os investimentos não ocorrem de forma contínua e regular, pois são muito sensíveis às condições de financiamento (atreladas ao setor público na maioria dos casos, ou vinculadas a financiamentos externos) e às flutuações da economia.

Historicamente, os ciclos de investimento foram impulsionados ora pelo crescimento acelerado das economias asiáticas, ora por privatizações na América Latina e no Leste da Europa, ora por períodos de maior dinamismo das economias avançadas (a exemplo dos EUA nos anos noventa). Assim, os investimentos em países em desenvolvimento se dão aos saltos, gerando ciclos alternados de crescimento seguidos de retração da demanda. Foram raros os momentos — como nos anos cinquenta e na primeira metade dos anos setenta — em que houve um crescimento acelerado e simultâneo dos investimentos em nível mundial.

Desta forma, as indústrias do setor de equipamentos são levadas a um processo contínuo de reestruturação no sentido de diversificar suas áreas e regiões de atuação, alcançar escalas crescentes e graus cada vez maiores de concentração e racionalização produtiva.

Pelo lado da oferta, a indústria de equipamentos de GTD é tipicamente produtora de *bens de capital sob encomenda*, dadas as especificidades da demanda, dos produtos e da própria estrutura produtiva. Em geral, os produtos são equipamentos de grande

porte, concebidos um a um seguindo as especificações do demandante e envolvendo elevada complexidade técnica, não sendo possível a produção em série. Mesmo os produtos de menor porte e alguns componentes passíveis de produção em grande escala possuem particularidades conforme o demandante — a exemplo dos transformadores e disjuntores de distribuição, que são fabricados seguindo diversos modelos diferenciados para cada concessionária, variando tamanho, material utilizado, posição das peças etc.

A elevada especialização traz conseqüências importantes do ponto de vista da organização industrial. Em primeiro lugar, é necessário operar grandes plantas industriais, dados os requisitos quanto ao porte das instalações, o uso de maquinaria pesada e as grandes quantidades de materiais e insumos utilizadas. Por outro lado, como a demanda flutua muito, alternam-se períodos de grande utilização da capacidade com outros de elevada ociosidade.

Assim, a exemplo de outros setores produtores de bens de capital sob encomenda, a indústria de equipamentos de GTD opera com excessos sistemáticos de capacidade industrial instalada, sendo necessário racionalizar as plantas produtivas de acordo com um grau médio histórico de utilização da capacidade, estimado segundo os níveis de piso e pico produtivo atingidos em anos considerados normais.

Toda sorte de conhecimentos técnicos e mercadológicos acumulados através de pesquisa e desenvolvimento de produtos e processos tende a ser mantida mesmo nos períodos de elevada ociosidade, pois constituem elementos vitais das estratégias de diferenciação e qualidade dos produtos. A manutenção estratégica da capacidade instalada implica, portanto, elevados custos fixos que não podem ser reduzidos, sob pena de se dissiparem os conhecimentos acumulados (incluindo-se a mão-de-obra especializada), um dos fatores da maior importância para a competitividade setorial<sup>91</sup>.

Dessa forma, torna-se imperativo atuar com plantas de grande escala, buscando aperfeiçoar sistematicamente as técnicas produtivas e organizacionais de forma a elevar a produtividade; explorar ao máximo os mercados potenciais e racionalizar os gastos operacionais e com pesquisa e desenvolvimento. Como os ganhos de produtividade

---

<sup>91</sup> Trata-se de um setor intensivo em tecnologia, classificado como de elevada especialização segundo a terminologia de PAVIT. Além disso, os atributos de cumulatividade e diferenciação do conhecimento técnico de que trata a literatura *shumpeteriana* se encaixam perfeitamente a esta indústria. DOSI (1993), PAVIT (1992) e TADINI (1985).

baseados na automação e na produção seriada tornam-se pouco aplicáveis a esta indústria, são comuns as estratégias de inovação e diferenciação de produto a partir do uso de novos materiais, o que tende a elevar a produtividade para os usuários finais do equipamento (via menores perdas, maior durabilidade etc.).

Na mesma direção, as principais indústrias mundiais do setor passaram a incorporar aos equipamentos elétricos uma série de componentes da microeletrônica, que substituíram com vantagens as funções de acionamento, comando e controle antes realizados em bases eletromecânicas. Estas inovações não apenas possibilitaram ganhos operacionais importantes aos demandantes como, principalmente, abriram possibilidades novas e mais lucrativas de negócio para o fabricante de equipamentos, com a vantagem de proporcionar sinergias importantes entre a atividade original e os novos mercados de vanguarda tecnológica que passaram a fazer parte dos segmentos de atuação destas empresas, via um intenso processo de diversificação intersetorial.

Por outro lado, buscou-se a racionalização produtiva por meio de programas de subcontratação e parcerias tecnológicas com fornecedores de partes e peças ou mesmo de equipamentos de menor porte ou menos rentáveis. Com isso, os ganhos de produtividade do setor passaram a ser obtidos *fora* das plantas produtivas, por intermédio da redução dos custos obtida na compra de insumos e componentes ou mesmo de produtos prontos junto aos fornecedores subcontratados. Operou-se, com isso, um grande movimento de desverticalização, ao mesmo tempo em que se diversificou o leque de atuação com produtos de maior valor agregado<sup>92</sup>.

Também é bastante comum entre as grandes companhias compartilharem com outras unidades do mesmo grupo as encomendas que eventualmente excedam sua capacidade local. Esta prática se insere nas estratégias de divisão internacional das competências entre as diversas unidades produtivas de cada empresa: trata-se de definir os “*mercados cativos*” (áreas de influência) de cada unidade e de atribuir prioridades de atendimento às demandas regionais quando há excesso de capacidade nas unidades respectivas (este tema será desenvolvido mais adiante para o caso brasileiro).

Mas também é comum que determinadas encomendas sejam compartilhadas entre empresas concorrentes, em grande medida por conta das condições de atendimento requeridas pelo demandante, como preços, prazos etc. Nestes casos,

formam-se associações estratégicas episódicas ou mesmo parcerias mais sólidas, estas últimas especialmente quando há complementaridade das linhas de produção. Em geral, tais parcerias envolvem um seleto grupo de empresas atuantes no âmbito global, reduzindo o espaço para novos fornecedores locais de equipamentos. Tais associações estratégicas envolvem os seguintes critérios e com as seguintes conseqüências:

- (i) Os padrões tecnológicos e de qualidade dos produtos devem ser equivalentes;
- (ii) Empresas multinacionais e multidivisionais têm vantagem, pois podem estar presentes em diversos mercados e com condições de fornecer o equipamento necessário a custos competitivos;
- (iii) Embora envolvam concorrentes, as associações corporativas entre grandes empresas garantem às associadas maior poder de mercado, ao mesmo tempo em que os custos operacionais e os riscos do empreendimento são compartilhados; e
- (iv) Limita-se o surgimento de novos grupos concorrentes;

Há ainda parcerias realizadas entre empresas de porte diferenciado, que tendem a evoluir para relações de subcontratação ou mesmo fusões e aquisições. É evidente que estas práticas de associação e parcerias estratégicas implicam um viés concentrador do mercado, pois representam uma poderosa barreira à entrada de outras firmas locais de menor porte e sem domínio de tecnologias próprias. Em síntese, as principais características da estrutura de oferta deste setor podem ser assim listadas:

- (i) Elevado grau de concentração, tanto em âmbito global como nos mercados locais;
- (ii) Tradição de parcerias e associações estratégicas entre as empresas líderes;
- (iii) Forte diversificação intra e inter-setorial; e
- (iv) Existência de fortes barreiras à entrada, de ordem tecnológica e de capital.

Atualmente, existem quatro grandes empresas atuantes em todos os segmentos do setor e com presença global: Asea Brown Boveri (ABB — Suíça/Suécia); Siemens (Alemanha); Alstom (França) e General Electric (GE — EUA). Há ainda outras empresas importantes, que atuam em âmbito global mas não oferecem linhas completas de produtos. Destacam-se as japonesas Toshiba, Hitachi e Mitsubishi; a francesa Schneider, que controla marcas globais como Merlin Gerin e Telemecanique, esta última mais forte no setor de equipamentos mecânicos; e Alsaldo Coemsa (Itália), que atua mais focada no

---

<sup>92</sup> Segundo STRACHMANN (1993) e entrevistas com fabricantes de equipamentos.

segmento de geração. Outras grandes empresas são: Woest-Alpine (Áustria), Elim (Áustria), Rolls Royce (UK), INPSA (Argentina), entre outras.

As quatro maiores companhias têm origem essencialmente comum (fabricação de equipamentos elétricos), e seguem estratégias bastante parecidas: além de um portfólio completo na área de energia, partiram para uma atuação fortemente diversificada tanto em termos regionais (presença global) como setoriais (atuam em segmentos industriais como automação, eletrônica, telecomunicações, equipamentos de transporte etc.), ainda que sejam distintos os mercados de maior concentração para cada uma delas. Ademais, estas empresas vêm desde a fundação realizando diversas fusões e incorporações até a configuração atual do setor, num incessante processo de concentração que alimenta as demais estratégias de multinacionalização e diversificação setorial — ainda que o objetivo seja a racionalização produtiva das operações de energia.

Um exemplo deste processo foram as sucessivas associações envolvendo a Alstom nos anos recentes: associada à inglesa GEC, uniu suas operações de geração com as da ABB em 1999, para depois reassumir sozinha os negócios em âmbito global. Em outra grande negociação mundial (final de 1998), a Siemens comprou as operações de energia da Westinghouse, gigante norte-americana com operações fortemente concentradas nos EUA em geração termelétrica (a exemplo da GE), e da Landis & Gyr (Suíça), que no Brasil era parceira da brasileira Inepar em uma fábrica de medidores.

Nos dois casos, as fusões e incorporações apenas solidificaram relações prévias de parceria entre as empresas envolvidas, que já compartilhavam mercados, tecnologias, financiamentos e riscos em negócios conjuntos. Ademais, esses são apenas exemplos mais expressivos das negociações ocorridas nesta indústria, cujo grau de concentração é bastante elevado e deve continuar se elevando.

Vale ainda uma breve exploração das estratégias de diversificação levadas a cabo pelo setor nas últimas décadas. As empresas líderes avançaram muito nesta estratégia, o que lhes possibilitou explorar ao máximo as economias de escala e escopo associadas, racionalizar e diluir os gastos com pesquisa e desenvolvimento e abrir fronteiras tecnológicas e de mercado.

A diversificação *intra-setorial* buscou não apenas elevar a escala produtiva, mas sobretudo ampliar o acesso aos mercados, que passaram a adquirir soluções completas (contratos tipo *turn-key*, e mais recentemente EPC – *Engineering, Procurement e Construction*). Assim, fornecer a linha completa de equipamentos continuou sendo uma

condição necessária para a competitividade industrial, mas deixou de ser suficiente para o sucesso dos negócios. Com isso, as empresas passaram de meras fornecedoras de equipamentos a, num primeiro momento, fornecedoras de soluções completas (incluindo instalações de sistemas operacionais de controle, montagens eletromecânicas, manutenção e reparos etc.); e mais recentemente tornaram-se verdadeiros investidores, incluindo a participação direta nos consórcios de investimento para construção e operação de usinas e subestações<sup>93</sup>.

A diversificação inter-setorial foi ainda mais longe para algumas grandes empresas, ao menos do ponto de vista do volume de negócios e da definição de sua trajetória tecnológica. Na maioria dos casos, os novos negócios superam o de energia elétrica em faturamento, lucratividade e pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, as áreas de negócio destas empresas dividem-se geograficamente de acordo com regiões de competência definidas pela matriz, com algumas filiais atuando de forma mais ou menos concentrada em segmentos específicos — casos da ABB e da Schneider, mais focadas no segmento de equipamentos elétricos (Figura 30).

**Figura 30. Faturamento dos principais players mundiais do setor**

*Receitas total e com GTD em 1998, em US\$ bilhões*

Principais empresas	TOTAL	GTD	GTD/ Total (%)
General Electric Corp.	100,5	13,8	13,7%
Siemens A.G.	66,0	9,5	14,4%
Toshiba Corp.	39,2	8,0	20,4%
Alstom	31,0	9,1	29,4%
Asea Brown Boveri (ABB)	30,9	15,2	49,2%
Schneider	9,7	6,9	71,1%

Fonte: Empresas - Relatórios anuais.

Embora esta tendência já estivesse presente há décadas, o verdadeiro impulso à diversificação foi, de um lado, o desenvolvimento da microeletrônica e do uso de componentes digitais de comando e controle e, de outro, a relativa estagnação do

<sup>93</sup> O exemplo mais avançado desta guinada em direção aos serviços completos é o da ABB Venture, que lidera diversos consórcios para construção de usinas e gerenciamento dos riscos até o início da fase operacional, a partir do que participa apenas na manutenção e reparos necessários aos equipamentos e sistemas. Outras grandes companhias, a exemplo da Siemens, reconhecem a importância desta estratégia, embora atuem de forma mais conservadora.

mercado de equipamentos eletromecânicos pesados para energia por volta dos anos sessenta. Em síntese:

- (i) A atuação em todos ou na maioria dos segmentos do setor (linha completa de produtos de GTD) propicia ganhos de escala, promove parcerias entre as empresas líderes e tende a aumentar o poder de concorrência neste mercado-alvo, dados os novos padrões da demanda;
- (ii) A atuação em setores de base técnica correlata (a exemplo de outros equipamentos industriais e de telecomunicações, microeletrônica, automação industrial, etc.) permite sinergias importantes para o desenvolvimento dos produtos e processos produtivos, abre alternativas de rentabilidade ao capital empregado e permite à empresa andar em dia com os avanços tecnológicos mais significativos, de forma a não correr riscos de ser suplantada pela concorrência.

Ainda sobre as vantagens da diversificação inter-setorial, deve-se acrescentar que a massa de capitais comandada por estas companhias gigantes lhes confere um poderio financeiro avassalador, seja através do montante de capital próprio por elas administrado — como no caso da GE Capital, do grupo General Electric — ou ainda através de instituições bancárias associadas, pois os limites de alavancagem financeira dessas empresas (calculado sobre o giro e o potencial de geração de caixa) são muito elevados. Assim, o potencial financeiro das grandes companhias é sem dúvida um dos principais fatores de competitividade setorial<sup>94</sup>.

Por fim, o “*portfólio*” da empresa (estoque de equipamentos em funcionamento no mercado mundial) é outro poderoso fator de competitividade, pois: (a) quanto maior o número de máquinas em operação; (b) quanto maior sua diversidade em termos de porte e outras soluções técnicas específicas; (c) quanto mais testada estiver a tecnologia empregada; e (d) quanto maior o contingente e a qualidade dos técnicos envolvidos na

---

<sup>94</sup> Note-se que as condições de financiamento são fundamentais para a definição do preço final do equipamento a valor presente. Como a produção pode levar de dois a quatro anos desde a fase de concepção e projeto até a entrega, instalação e montagem, o cronograma de faturamento e as taxas de juros implícitas definem as condições de financiamento. São considerados ainda a vida útil do equipamento e a estimativa de gastos com reparos e manutenção, dadas as características tecnológicas e as especificidades com que será operado. O preço final é a resultante dessas variáveis a valor presente — preço, prazos de pagamento, taxa de juros e gastos com manutenção e reparo ao longo da vida útil.

instalação e na manutenção dos equipamentos, então maior será a confiança que o demandante irá depositar no equipamento<sup>95</sup>.

Assim, a lista dos principais elementos que se constituem em barreiras à entrada de novos concorrentes pode ser assim resumida (sem se preocupar com a ordem de importância de cada fator):

- (i) Acesso à tecnologia;
- (iii) Portfólio de produtos em operação;
- (iv) Capacidade de financiamento;
- (v) Escala elevada;
- (vi) Atuação global;
- (vii) Acesso a insumos e demais componentes de qualidade e competitividade, em particular via parcerias estratégicas; e
- (viii) Diversificação intra (linha completa de produtos e serviços) e intersetorial, incluindo a oferta de serviços e estruturas de investimento (EPC).

### **5.2.2 — A referência nacional**

A indústria brasileira de equipamentos elétricos para GTD faturou R\$ 3,7 bilhões em 2000, cerca de 95% do consumo aparente de R\$ 3,9 bilhões no mesmo ano. O peso do setor na indústria nacional é relativamente baixo, próximo a 1% do valor da produção industrial total em 1999 (IBGE), embora dentro dos padrões observados em países mais desenvolvidos — com exceção dos fortemente exportadores, como Alemanha, Japão, Suécia e EUA. Em termos mundiais, o mercado brasileiro representa cerca de 2,5% do faturamento global com equipamentos elétricos para GTD — percentual proporcional à fatia do faturamento global das principais empresas do setor realizada na filial brasileira.

Atualmente, o parque industrial brasileiro abriga praticamente todas as principais líderes mundiais do setor (ABB, Siemens, Alstom, Toshiba, Schneider e Ansaldo Coemsa), além de diversas empresas de capital majoritariamente nacional (destaques para a Inepar, Weg, Trafo, Romagnoli, entre outras) ou ainda multinacionais associadas

---

<sup>95</sup> Esta questão se relaciona intimamente com a anterior, pois um dos componentes do valor presente dos equipamentos são os gastos a serem incorridos com manutenção e reparos. Desta forma, técnicas conhecidas e amplamente testadas tendem a ser priorizadas.

ao capital local — casos da GE Hidro-Canadá, Hitashi-Japão, Hubbell-EUA, todas em parceria com o grupo Inepar.

O grau de concentração neste setor cresce conforme aumentam o porte, a tensão e a potência dos equipamentos, sendo reduzido no segmento de distribuição em baixa tensão (disjuntores e transformadores residenciais e industriais para distribuição, painéis e quadros elétricos, etc.), relativamente reduzido no segmento de média tensão e baixa/média potências (mercado competitivo, mas já marcado pela presença de grandes empresas com *share* significativo como ABB, Siemens, Toshiba e Schneider, além de empresas nacionais como Weg e Trafo) e elevado nos segmentos de alta tensão, em que participam basicamente as grandes empresas líderes mundiais.

As áreas de atuação das empresas líderes no mercado brasileiro, embora apresentem algumas diferenças relativamente ao alcance e ao grau de diversificação apresentados pelo grupo consolidado, seguem as determinações gerais da matriz. As razões que conduziram à maior diversificação intra e intersetorial são as mesmas nos mercados mundial e doméstico — ressaltando-se o agravante, no caso brasileiro, de que as flutuações tanto da demanda como das principais variáveis macroeconômicas são mais intensas e freqüentes, podendo elevar ainda mais os custos fixos e de capital incorridos em períodos de baixa utilização da capacidade.

As duas maiores empresas em volume de produção e faturamento no Brasil (Siemens e ABB) apresentam grau de diversificação intersetorial equivalente ao apresentado pela *holding* — note-se que a Siemens é muito mais diversificada que a ABB no Brasil como no resto do mundo. Ambas atuam em automação industrial, componentes, equipamentos industriais e de transporte. A Siemens produz ainda equipamentos de informática e comunicações, e a ABB equipamentos para a exploração e produção de petróleo e gás, além de estar muito mais avançada na oferta de serviços e soluções completas para energia elétrica.

Em termos da diversificação intra-setorial, embora os dois grupos se caracterizem pela atuação global em linhas completas de equipamentos para GTD, as subsidiárias brasileiras abandonaram nos últimos anos algumas linhas de produtos. Como exemplo, a ABB abandonou no início dos anos noventa, por conta do reduzido mercado, a linha de produção de turbogeradores a gás e a vapor, antes instalada em Osasco-SP, mantendo apenas a capacidade de produção de turbinas de pequeno porte (até 30 MW), único produto da área de termogeração. Da mesma forma, mas por conta de estratégias globais

de alocação produtiva, deixou-se de produzir no país boa parte dos equipamentos de baixa tensão e diversos componentes para equipamentos de transmissão, que passaram a ser importados (em parte graças à valorização cambial), chegando a representar cerca de 25% do faturamento total em T&D<sup>96</sup>.

A Siemens também abandonou, nos últimos anos, a fabricação de alguns equipamentos de baixa e média tensão, que passaram a ser importados de outras unidades do grupo (EUA e Alemanha). Além disso, importa grande parte dos componentes utilizados nos equipamentos de grande porte.

Nos dois casos, a focalização das linhas de produção baseou-se essencialmente em fatores como escala produtiva e custos de produção, e não no conteúdo tecnológico. Ainda que a tecnologia empregada nos equipamentos de grande porte seja proibitiva para os concorrentes nacionais — o que não ocorre com alguns equipamentos para transmissão e distribuição —, o elemento determinante foi menos a tecnologia e mais a necessidade de elevada escala e as condições desfavoráveis de mercado (produção e sobretudo exportação) vigentes no país até antes de 1999.

Entretanto, é notável que a produção de equipamentos e componentes de maior sofisticação tecnológica neste setor (a exemplo das turbinas à gás em ciclo combinado e das câmaras de disjuntor à vácuo ou isoladas a gás SF6) esteja concentrada nos centros mais desenvolvidos, enquanto os equipamentos intensivos em mecânica e metalurgia e com baixo grau de sofisticação tecnológica são produzidos nos países em desenvolvimento — aproveitando-se das vantagens relativas existentes na oferta de matérias-primas e de mão-de-obra. Esta *divisão internacional do trabalho setorial* também se aplica aos produtos de maior valor agregado, como toda sorte de componentes microeletrônicos de controle e comando, entre outros.

Algumas empresas operam de forma verticalizada, com elevados índices de nacionalização e de produção própria de partes e componentes (caso da Toshiba, que produz no país toda linha de GTD até 50 MW de baixa e média tensões). Para os

---

<sup>96</sup> Recentemente, após a desvalorização do real, houve uma guinada desta estratégia com a compra da Mega Equipamentos de Energia, empresas de médio porte fabricante de equipamentos para o segmento de distribuição de energia. Além de voltar a produzir estes equipamentos no país (a desvalorização inviabilizou a política de importações do grupo), a idéia da ABB é buscar a padronização destes equipamentos (transformadores, disjuntores, quadros de força e painéis para as redes de distribuição) e a produção em série.

fabricantes nacionais, esta *barreira tecnológica* os conduz a especializar-se em nichos de mercado ou a buscar parcerias com produtores estrangeiros<sup>97</sup>.

Em síntese, embora os números absolutos do setor não impressionem, o parque produtivo instalado no país há décadas é moderno e tecnologicamente atualizado, ao menos nos segmentos em que coube ao país desenvolver-se. O fato de o viés hidrelétrico da matriz brasileira ter inspirado uma estrutura industrial excessivamente especializada, se de um lado alijou o Brasil dos centros mundiais de produção de equipamentos para geração térmica, por outro lado propiciou uma indústria local bastante competitiva nos segmentos de geração hidrelétrica, transmissão e distribuição.

Assim, o trunfo do Brasil para esta indústria foi e continua sendo o tamanho do mercado doméstico e sua especialização. De um lado, este arranjo trouxe vantagens ao desenvolvimento da indústria elétrica nacional (particularmente, a não-dependência das importações para a geração de um gigantesco parque hidrelétrico). Entre as desvantagens, porém: (a) há dificuldades para explorar os mercados externos e dinamizar as exportações; e (b) não há possibilidade de oferta doméstica para a desejada — e não-planejada — alteração da matriz energética nacional, em direção ao gás natural.

### **5.3 — DESEMPENHO RECENTE DA INDÚSTRIA DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS NO BRASIL**

As duas seções anteriores deste capítulo buscaram caracterizar a indústria fornecedora de equipamentos, revelando-se a estreita correlação entre sua estrutura de oferta no Brasil e o padrão de especialização do setor elétrico nacional, de base hidrelétrica. Assim, é de se esperar que o desempenho do setor de equipamentos de GTD (mais precisamente do consumo aparente, igual ao valor das vendas totais menos exportações e mais importações) reflita de perto a evolução dos investimentos na expansão do sistema elétrico por parte das concessionárias. É o que será analisado nesta seção.

---

<sup>97</sup> Estas questões foram levantadas em entrevistas com as empresas, e serão relatadas mais adiante com mais detalhes.

### 5.3.1 — Evolução do consumo aparente, do comércio e da produção

As informações sobre o setor são produzidas pela ABINEE (Associação Nacional da Indústria Elétrica e Eletrônica), obtidas basicamente a partir de consultas às empresas associadas, em número bastante representativo para o segmento industrial como um todo. As estatísticas regulares são faturamento, comércio exterior e emprego para o total do setor de GTD, estando disponíveis ainda informações adicionais para alguns dos principais produtos da indústria (medidores, isoladores, transformadores e disjuntores). As informações sobre comércio exterior estão disponíveis em nível bastante desagregado.

#### Consumo aparente de equipamentos de GTD

A análise do desempenho da demanda por equipamentos de GTD revela os seguintes elementos (Figura 31)<sup>98</sup>:

**Figura 31. Consumo aparente de equipamentos para energia elétrica (GTD)**

*Em R\$ milhões, a preços de 2000*

	Faturamento	Exportações	Consumo Aparente			Coeficientes (%) (a)	
			Nacionais	Importações	TOTAL	Exportação	Importação
1991	4.438	127	4.311	303	4.613	2,87	6,56
1992	3.817	211	3.606	268	3.874	5,52	6,93
1993	3.394	327	3.067	267	3.334	9,63	8,02
1994	3.061	217	2.843	253	3.096	7,10	8,16
1995	2.906	171	2.734	294	3.028	5,90	9,70
1996	2.938	270	2.668	328	2.996	9,20	10,96
1997	3.338	269	3.068	565	3.633	8,07	15,54
1998	4.254	218	4.036	676	4.712	5,12	14,35
1999	3.844	364	3.480	876	4.356	9,48	20,11
2000 (b)	3.683	335	3.348	547	3.895	9,09	14,03
Variações médias por períodos (% a.a.)							
1992-95	-10,0	7,7	-10,8	-0,7	-10,0	-	-
1996-00	4,9	14,3	4,1	13,2	5,2	-	-
1997-98	20,3	-10,2	23,0	43,5	25,4	-	-
1999-00 (b)	-7,0	24,0	-8,9	-10,1	-9,1	-	-

(a) Coeficiente de importação: em % do Consumo Aparente Total. Coeficiente de exportação: em % do Faturamento. (b) Preliminar. Fonte: ABINEE. Deflator: IGP-DI. Elaboração própria.

<sup>98</sup> Os números originais da ABINEE, em US\$ correntes, foram convertidos para reais pela taxa média de câmbio de 2000, e depois deflacionados pelo IGP-DI. Assim, tanto faturamento como exportações e importações estão expressos em R\$ milhões a preços de 2000. Note-se ainda que o comércio exterior inclui equipamentos e componentes de GTD.

- (i) O consumo aparente de equipamentos de GTD, medido em termos reais, despencou na primeira metade dos anos noventa (queda de 10% a.a. no período 1992-95), e cresceu bastante, mas com menor intensidade, na segunda metade da década (5,2% a.a. no quinquênio 1996-00);
- (ii) O auge nos anos noventa ocorreu no biênio 1997-98, quando o consumo aparente cresceu expressivos 25% a.a.. A expansão do faturamento foi de 20% a.a., abaixo do crescimento da demanda devido ao salto das importações e à redução das exportações;
- (iii) Houve retração real do consumo aparente no biênio 1999-00, indicando que o avanço dos investimentos no setor elétrico foi atropelado pela deterioração das condições macroeconômicas em 1999, e não reagiu em 2000;
- (iv) As exportações cresceram vigorosamente ao longo da década, com exceção do período de maior crescimento do consumo (1997-98) e de 2000. Como proporção do faturamento, embora tenham se elevado, não chegaram a ultrapassar 10% em nenhum momento, revelando um mercado externo de pouca expressão para o setor;
- (v) As importações cresceram mais intensamente (especialmente no auge do ciclo de investimentos), e caíram apenas em 2000. De pouco mais de 6% do consumo total no início da década, chegaram a representar um quinto do mercado em 1999.

Estes números revelam que, olhados sob a ótica da indústria de equipamentos, os *investimentos efetivos* na expansão e no aumento da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (gastos com a aquisição, reposição ou reforma de equipamentos) concentraram-se no biênio 1997-98, e não foram suficientes para devolver ao setor os níveis reais de faturamento do início da década. Ademais, parcela não desprezível deste impulso de demanda foi canalizada às importações, sem que houvesse a contrapartida de maiores exportações.

Deve-se fazer a ressalva de que as importações de equipamentos e componentes para esta indústria, quando medidos em dólares, recuaram bastante em 1999 e 2000 (US\$ 461 milhões em 1998; US\$ 425 milhões em 1999; e US\$ 300 milhões estimados para 2000, extrapolando-se os números observados até setembro)<sup>99</sup>.

---

<sup>99</sup> Optou-se por converter as exportações e importações para reais não apenas por permitir a comparação dos resultados de comércio com o faturamento, mas principalmente por que este procedimento explicita os gastos efetivos dos importadores, que passaram a gastar mais em reais pelo mesmo volume de equipamentos importados antes da desvalorização.

Note-se que o comportamento do consumo aparente de equipamentos não condiz com a expansão física da capacidade de geração e transmissão do sistema elétrico, conforme avaliado no capítulo anterior (vide síntese nas Figuras 13 e 14). Há pelo menos três motivos para esta relativa discrepância.

Em primeiro lugar, há uma defasagem temporal entre o início dos investimentos na expansão elétrica e o faturamento com equipamentos, que corresponde ao prazo médio de atendimento das encomendas — que varia de 6 meses a 2 anos, dependendo do porte do equipamento. Assim, o consumo aparente da indústria de GTD reflete os investimentos iniciados um ou dois anos antes, contabilizados como faturamento para o setor ao longo do tempo pelo critério caixa (que depende ainda do cronograma de faturamento). Assim, é provável que os investimentos na expansão do sistema (crescentes em 1999 e 2000, segundo balanços das empresas e previsões do ONS) elevem o faturamento do setor nos anos seguintes (2001 e 2002). Já as importações (ao contrário das exportações, que seguem o mesmo padrão das vendas ao mercado interno) são contabilizadas no momento do desembarque do equipamento, após o desembarço.

Em segundo lugar, parte importante dos investimentos na expansão da capacidade de oferta de energia se direciona à compra de outros tipos de equipamento não contemplados na indústria de GTD — por exemplo, toda sorte de equipamentos mecânicos, turbinas, caldeiras etc. Assim, é possível que esta indústria (via produção doméstica ou importações) venha sendo estimulada pelos investimentos recentes na expansão do sistema, sem que contudo tenha havido rebatimentos no segmento de equipamentos elétricos<sup>100</sup>.

Em terceiro lugar, e mais importante, o preço dos equipamentos vem se reduzindo bastante nos últimos anos, especialmente por conta da entrada de empresas privadas no

---

<sup>100</sup> A expansão física da capacidade de geração de energia (em MW) implica necessariamente a aquisição de equipamentos elétricos, seja na geração (geradores) ou na transmissão (transformadores de potência e tensão, disjuntores, seccionadores etc.). Nos investimentos em geração hidrelétrica, cada turbina mecânica utilizada vem associada a um gerador; já os investimentos em termelétrica podem utilizar turbogeradores importados (incluindo o equipamentos elétrico), que neste caso serão classificados no capítulo 84 — não incluído nas estatísticas de comércio da ABINEE.

setor elétrico. Embora não haja uma série de preços específica<sup>101</sup>, é muito pouco provável que os preços médios deste setor tenham acompanhado o IGP-DI (deflator utilizado na série de consumo aparente). Assim, deve-se ficar claro que o comportamento de mercado analisado anteriormente refere-se a *valores em reais constantes*, e não ao *quantum* ou à produção física da indústria.

Entretanto, pode-se lançar mão de outros indicadores para tentar entender melhor o que se passou nesta indústria em termos de variação de preço e produção.

Em primeiro lugar, a privatização minimizou um fator de risco (particularmente para os grandes empreendimentos) representado pelo histórico de inadimplência do setor público, que levava os fornecedores a incluir uma *margem de risco* em seus preços. Com as privatizações, esta margem foi sendo aos poucos eliminada. Um segundo efeito das privatizações foi acirrar a concorrência neste mercado, pois não apenas inauguraram uma nova forma de negociações com os fornecedores locais como passaram a importar alguns equipamentos, internacionalizando a concorrência e passando a atribuir peso decisivo às condições de preço e prazo em suas decisões de compra.

Um terceiro fator de pressão baixista neste período foi a abertura comercial combinada à valorização da taxa de câmbio (1994-98), que não apenas forçou para baixo os preços praticados no país por meio da concorrência como barateou artificialmente os preços dos importados relativamente à produção local<sup>102</sup>.

É possível exemplificar esta questão a partir das informações sobre faturamento e vendas físicas de alguns equipamentos, também da ABINEE (Figura 32).

Em primeiro lugar, note-se que a evolução das *quantidades vendidas* reforça a avaliação anterior, de que o crescimento do mercado atingiu o ponto máximo no biênio 1997-98, recuando em 1999. Com relação aos preços médios (valor das vendas dividido pelas quantidades anunciadas), a queda verificada para medidores e transformadores de baixa tensão — ambos relacionados ao segmento de distribuição, que detém a maior

---

<sup>101</sup> As *próximas* disponíveis são o IPA – Motores e Geradores e IPA – Material Elétrico, ambos inadequados por reunir produtos de outros mercados. Motores elétricos, por exemplo, destinam-se à indústria local e são bastante exportados, sendo diversos seus parâmetros de preço. Já Material Elétrico reúne diversos produtos de varejo, também sem relação alguma com o mercado de concessionárias estatais ou privadas.

parcela de empresas privatizadas — foi da ordem de 40% de 1995 a 1999, medidos em termos reais (descontada a inflação pelo IGP-DI), e de 15% a 20% em termos nominais<sup>103</sup>.

**Figura 32. Preços e quantidades vendidas de equipamentos selecionados**

		<i>Valores expressos em R\$ a preço de 2000 (a)</i>				
Equipamentos selecionados	Unidade	1995	1996	1997(b)	1998	1999
<b>Quantidades</b>						
Medidores	Mil peças	1.624	1.475	2.020	2.976	2.338
Transformadores	Mil peças	41	Nd	80	109	98
Disjuntores	Peças	3.614	3.550	4.268	4.784	3.767
<b>Valores</b>						
Medidores	R\$ milhões	115	84	106	151	101
Isoladores p/ transmissão	R\$ milhões	48	40	36	54	44
Isoladores p/ distribuição	R\$ milhões	34	22	19	38	35
Transformadores	R\$ milhões	149	Nd	228	249	201
<b>Preços médios nominais</b>						
Medidores	R\$/peça	71	57	53	51	43
Transformadores	R\$/peça	3.629	Nd	2.847	2.283	2.057

(a) Deflator: IGP-DI. (b) Números estimados para Transformadores em 1997. Fonte: ABINEE. Elaboração própria.

Estes números revelam, portanto, que houve forte pressão baixista sobre os preços de equipamentos após as privatizações, reforçada simultaneamente pela maior abertura às importações e pela valorização da taxa de câmbio até 1998. Entretanto, mesmo desconsiderando-se o fator preço, nota-se que as vendas de equipamentos encolheram em 1999, acusando a paralisação dos investimentos no setor elétrico e reforçando os números do consumo aparente analisados anteriormente.

Por último, vale observar os indicadores da produção física de equipamentos de GTD desde as privatizações (dados da Pesquisa Industrial Mensal do IBGE, com desagregação especial). Em primeiro lugar, estes números evidenciam que o início da expansão dos investimentos se deu no período 1995-96, que é quando se concentram as encomendas dos equipamentos aos fabricantes — com mais ênfase no caso da produção

<sup>102</sup> Note-se que a abertura comercial já havia exercido pressão baixista no início da década de noventa, à medida que as alíquotas do imposto de importação neste setor baixaram de uma média de 70% a 80% vigentes na década de oitenta para a faixa de 15% a 20% a partir de 1992.

de geradores e transformadores. Assim, os equipamentos começam a ser produzidos no biênio 1995-96 e são faturados apenas no período seguinte (1997-98), numa defasagem média de 1 a 2 anos.

Em segundo lugar, note-se que o crescimento da produção de geradores e transformadores foi bem maior que o dos demais equipamentos para transmissão e distribuição, indicando que o impulso dos investimentos do setor elétrico foi mais importante no segmento de geração, além do que esteve concentrado no início do processo de privatização (marcando a retomada de investimentos que estavam há anos paralisados, desde meados dos anos oitenta).

Ademais, houve retração da produção no biênio 1999-00 em ambos os segmentos — inclusive de fios e cabos, que vinha crescendo a taxas significativas (Figura 33).

**Figura 33. Produção física de equipamentos de GTD, 1992/00**

	<i>Índice média 1992-94 = 100</i>		
	Geradores e transformadores	Outros equipamentos de T&D	Fios, cabos e condutores
92-94	100	100	100
95-96	134	111	114
97-98	136	114	152
99-00*	120	109	150
	Variações médias contra o período anterior (% a.a.)		
95-96	15,6%	5,4%	6,7%
97-98	0,8%	1,4%	15,6%
99-00(a)	-5,9%	-2,4%	-0,7%

(a) Até setembro de 2000. Fonte: IBGE, PIM-PF. Elaboração própria. Para composição de cada grupo, ver Anexo A2.

#### Indicadores de comércio e competitividade industrial

Conforme observado anteriormente, o volume de comércio da indústria de equipamentos de GTD é pouco expressivo face aos valores de faturamento e consumo

<sup>103</sup> A título de comparação, o IPA-FGV do grupo Material Elétrico apontou alta nominal de 10% em média de 1995 a 1999, enquanto o grupo Motores e Geradores (concentrado em motogeradores, eletrogeradores e outros equipamentos industriais) cresceu 31,8% no período, também em termos nominais.

aparente do setor, e menos ainda se comparado ao apresentado por outras indústrias do complexo eletroeletrônico<sup>104</sup>.

Em grande medida, a baixa expressão do volume de comércio (tanto exportações como importações) tem a ver com as características do produto — fabricação sob encomenda; produtos intensivos em mecânica e metalurgia, com peso excessivo; elevados custos portuários e com frete etc. —, que estão longe de torná-los *commodities*, mesmo nos casos em que o regime de produção se assemelha ao de produtos seriados.

Apesar disto, alguns países são grandes exportadores de equipamentos de GTD (os EUA exportam anualmente de US\$ 4 a 5 bilhões de equipamentos de GTD, e a Alemanha algo próximo de US\$ 10 bilhões ao ano), indicando que os aspectos relacionados à estrutura produtiva e à competitividade industrial, bem como as condições de acesso aos mercados, são determinantes importantes do volume de comércio (mais especificamente, de exportações) desenvolvido em cada país.

A análise desagregada das exportações brasileiras revela que os equipamentos relacionados aos segmentos de transmissão e, principalmente, distribuição são os mais exportados, sendo muito reduzida a exportação de geradores — apesar de o país contar com centros mundiais de excelência neste produto (Figura 34).

---

<sup>104</sup> Como exemplo, as importações do setor de telecomunicações atingiram US\$ 2,2 bilhões em 1997, gerando um déficit setorial de US\$ 2 bilhões; no segmento de *componentes* para o complexo eletroeletrônico, o déficit é ainda maior: US\$ 3,6 bilhões. Conforme estatísticas desagregadas de comércio da ABINEE.

**Figura 34. Exportações da indústria de equipamentos de GTD, 1989/00**

	<i>Em US\$ milhões</i>						
	1989	1993	1996	1997	1998	1999	2000 (a)
<b>TOTAL GTD</b>	<b>71,9</b>	<b>153,2</b>	<b>189,6</b>	<b>190,0</b>	<b>148,5</b>	<b>176,7</b>	<b>179,4</b>
Componentes	12,6	18,3	14,5	20,8	20,0	17,1	11,6
Equipamentos	59,4	134,9	175,0	169,2	128,4	159,6	167,8
Transformadores	8,1	53,2	84,3	69,4	38,4	55,1	69,3
Medidores	10,1	12,6	16,8	21,9	24,2	38,8	27,1
Isoladores	14,3	16,0	16,4	17,2	17,0	18,2	23,6
Cabos	2,5	13,3	4,9	5,8	4,2	4,1	12,3
Geradores	1,0	19,3	12,1	9,4	17,6	8,8	12,0
Seccionadores	4,9	2,2	6,4	4,9	5,4	5,5	5,7
Painéis e quadros	6,7	6,0	13,6	21,6	5,6	15,2	5,1
Disjuntores	1,5	2,8	5,7	0,6	1,2	0,4	2,8
Capacitores	0,6	0,7	1,3	1,5	2,1	2,2	1,5
Fusíveis	1,0	2,8	1,5	1,4	0,9	1,6	1,1
Pára-raios especiais	0,2	0,6	1,5	0,9	0,4	0,7	1,0
Outros	8,5	5,3	10,5	14,7	11,4	9,1	6,2

Fontes: Alice-Secex (1989 e 1993) e ABINEE.

Dentre os prováveis motivos do baixo dinamismo das exportações brasileiras neste setor apontam-se ao menos três principais fatores, em ordem crescente de importância:

- (i) Excessiva especialização do parque industrial doméstico;
- (ii) Políticas globais de oferta por parte das multinacionais; e
- (iii) Restrições de ordem macroeconômicas.

A especialização do parque industrial na produção de equipamentos para energia hidrelétrica coloca limitações de mercado aos produtos domésticos, pois são poucos os mercados dinâmicos que se utilizam em grande escala de equipamentos para usinas hidrelétricas. Entretanto, tomando como exemplo a produção de energia hidrelétrica nas Américas, nota-se que há um mercado relevante — Canadá e EUA superam o Brasil em geração hidrelétrica, e os demais latinos, juntos, aproximam-se da geração brasileira —, sendo ainda que alguns deles apresentaram expansão relevante na última década (EUA, Argentina, Venezuela, Paraguai e Uruguai elevaram a produção hidrelétrica acima da termelétrica ao longo destes anos). Portanto, este argumento perde força (Figura 35).

**Figura 35. Produção de energia elétrica por tipo de usina em países selecionados**

	Em milhões de MW/h			Crescimento 1998/88 (% a.a.)		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
EUA	324	2.546	3.620	3,7%	2,7%	2,9%
Canadá	329	150	551	0,8%	3,4%	1,2%
México	24	138	176	1,5%	5,0%	4,8%
Argentina	36	32	75	5,1%	0,8%	2,9%
Venezuela	52	18	70	4,5%	-2,3%	2,2%
Paraguai	50	0	50	9,7%	1,6%	9,7%
Colômbia	31	14	45	2,5%	5,2%	3,2%
Chile	15	13	29	2,8%	10,1%	5,4%
Uruguai	9	0	9	5,4%	-13,0%	3,2%

Fonte: EIA - Electric International Association ([www.eia.com](http://www.eia.com))

Ademais, o fator *especialização* é menos importante para os segmentos de transmissão e distribuição, cujos equipamentos são os mesmos tanto para hidrelétricas como para termelétricas — como atesta o fato de a pauta de exportação ser mais concentrada em equipamentos como transformadores de pequeno porte, medidores, isoladores, cabos etc.<sup>105</sup>.

Quanto ao segundo fator, a presença no mercado local das principais empresas líderes mundiais do setor, se de um lado alimenta a estrutura produtiva local de tecnologias de processo e produto bastante competitivas relativamente aos padrões internacionais, por outro lado coloca restrições *estratégicas* à liberdade de atendimento aos mercados por parte das filiais, que em geral são apenas um complemento à política de oferta global estabelecida pela matriz. Segundo se pôde apurar, há acordos tácitos de “divisão” dos mercados-alvo entre as empresas do mesmo grupo, de forma a racionalizar a oferta segundo critérios de preço final ao demandante (incluindo condições de financiamento), menor ociosidade e maior margem de lucro. No entanto, as decisões muitas vezes levam em conta fatores extra-mercado, como a posição estratégica de

---

<sup>105</sup> Neste caso, os diferenciais de classe de tensão (50 Hertz no Brasil e 60 Hertz na maioria dos países) e o fato de a geração termelétrica reduzir gastos com transmissão por conta de menores distâncias frente aos centros consumidores podem significar um empecilho às exportações.

determinada unidade na região em que será realizada a oferta e a situação da empresa diante das metas de crescimento preestabelecidas<sup>106</sup>.

Ainda neste particular, é interessante notar que as empresas de capital nacional de médio porte apresentam coeficiente de exportação superior à média do setor — casos da TRAFÓ (RS) e da WEG (SC), ambas produtoras de transformadores, que exportam em média de 20% a 25% da produção para mercados variados, incluindo Europa e EUA. Dentre os motivos levantados por estas empresas do porquê exportam mais que suas concorrentes estrangeiras destacam-se: (a) agilidade de decisões quanto a preços e margens; (b) ausência de limitações quanto ao alcance do mercado (embora estas empresa já possuam plantas em outros países da América Latina, a matriz é nacional); e (c) preço mais competitivo, derivado de uma estrutura mais leve e menos onerosa que suas congêneres multinacionais.

Vale ressaltar que estas empresas nacionais se utilizam em larga escala dos instrumentos financeiros de apoio à exportação disponíveis no país (BNDES-Exim, antigo Finamex; e PROEX), além de outras modalidades de financiamento à produção e pesquisa. Também são comuns casos de parcerias com concorrentes estrangeiros para o fornecimento de equipamentos (inclusive exportações) em regime de *turn-key*, seja em função de melhores preços, prazo de entrega etc<sup>107</sup>.

Em terceiro lugar, todas as empresas consultadas (nacionais e estrangeiras) foram unânimes em apontar as restrições macroeconômicas como o principal entrave ao crescimento das exportações. Até recentemente (1998), a política cambial era um dos maiores obstáculos, pois tornava impraticável a oferta de produtos a preços competitivos e com margens de lucro minimamente aceitáveis. Juros elevados também atrapalham, pois são contabilizados aos preços dos bens financiados. Por fim, impostos em cascata e contribuições sociais excessivas (PIS, COFINS, CPMF) foram apontados como fatores que reduzem a competitividade do produto local e a rentabilidade das exportações.

---

<sup>106</sup> Estes argumentos foram extraídos de entrevistas realizadas com as principais empresas multinacionais estabelecidas no país: ABB, Siemens, Alstom, Schneider e Toshiba. As pessoas entrevistadas estão listadas nas referências bibliográficas ao final deste trabalho.

<sup>107</sup> Deve-se ressaltar ainda que estas duas empresas nacionais afirmaram nunca terem perdido alguma concorrência em função de deficiências ou inadequações com o financiamento à exportação. Em ambos os casos, há diretores ou outras pessoas de alto comando lidando há anos com a questão do financiamento à produção e pesquisa (BNDES, FINEP, CNPq), em geral restritas a grandes empresas.

Nota-se, entretanto, que mesmo dois anos após a desvalorização do câmbio — que se juntou ainda a uma ligeira retração do consumo aparente de equipamentos de GTD — o volume de exportações não reagiu, permanecendo aquém dos desembarques de anos anteriores (1996 e 1997). Embora não se possa dizer que as restrições macroeconômicas tenham sido removidas, o problema cambial — o mais importante dos problemas apontados — foi resolvido de maneira satisfatória. Deve-se ter em vista que as exportações de produtos manufaturados vêm apresentando maior dinamismo em outros setores.

Pelo lado das importações, a análise desagregada para os principais equipamentos de GTD (incluindo componentes) indica que a taxa de câmbio parece ter exercido uma maior influência neste caso, pois as importações — que apresentavam firme tendência de crescimento até 1998 — recuaram significativamente após a desvalorização. Evidentemente, não se tratou de um fator isolado (o mercado se retraiu em 1999 e 2000), mas também está relacionado ao menos com duas tendências importantes ligadas às estratégias empresariais tanto de fornecedores como de demandantes (Figura 36):

- (i) *Global sourcing* (fabricantes multinacionais); e
- (ii) Política de compras das novas concessionárias privatizadas.

**Figura 36. Importações de equipamentos de GTD, 1989/00**

	<i>Em US\$ milhões</i>						
	1989	1993	1996	1997	1998	1999	2000 (a)
<b>TOTAL GTD</b>	<b>180,2</b>	<b>125,3</b>	<b>230,3</b>	<b>398,6</b>	<b>460,6</b>	<b>424,9</b>	<b>276,6</b>
Componentes	54,5	40,2	76,7	89,4	102,6	110,5	67,7
Equipamentos	125,7	85,1	153,6	309,2	358,0	314,4	208,9
Transformadores	31,3	39,6	57,6	79,9	80,0	117,2	81,8
Geradores	20,4	3,2	19,9	107,9	36,1	5,5	8,1
Cabos	3,6	3,0	11,5	13,7	13,3	10,6	14,4
Seccionadores	9,7	4,6	10,7	15,1	25,1	23,0	18,4
Isoladores	4,2	4,5	9,1	11,7	16,7	12,1	10,1
Disjuntores	9,3	15,0	5,7	10,8	46,1	45,7	16,8
Painéis e quadros	35,2	4,2	5,6	14,6	25,8	16,1	11,5
Capacitores	0,5	0,4	3,2	2,7	46,8	31,2	1,4
Pára-raios especiais	1,4	3,6	2,9	9,1	12,7	12,9	8,3
Medidores	3,9	1,0	2,5	4,2	7,9	3,1	2,0
Fusíveis	0,3	0,1	1,1	1,3	1,4	1,1	1,1
Outros	5,9	6,0	23,7	38,3	46,0	35,8	35,1

Fontes: Alice-Secex (1989 e 1993) e ABINEE.

No caso da indústria, alguns fabricantes multinacionais haviam abandonado a produção local de uma série de equipamentos e componentes para importá-los junto às demais unidades do grupo, que por sua vez ganhavam em escala de produção. Esta estratégia deixou de ser lucrativa após a desvalorização, forçando a maioria das empresas a reaver os planos de produção local para, assim, elevar novamente os índices de nacionalização do setor de equipamentos elétricos.

Já as novas concessionárias privatizadas alteraram profundamente a política de compras relativamente à realizada pelas concessionárias estatais. De fato, nos primeiros anos em que as novas concessionárias saíram às compras houve uma inversão sensível de prioridades: o preço passou a ser o fator decisivo, em detrimento da qualidade dos produtos. Embora tenham se livrado das limitações impostas pela Lei das Licitações (8.666), as novas concessionárias estavam livres também do histórico de relacionamento com fornecedores locais — ao contrário, trouxeram consigo relações comerciais com fornecedores do país de origem.

Uma comparação das importações brasileiras de equipamentos elétricos por país de origem em 1995 e 1999 (portanto, antes e depois das privatizações) revela que, dentre os dez principais países exportadores (82% do total tanto em 1995 como em 1999), os que ganharam posição relativa foram EUA (de 27% em 1995 para 31% em 1999), Suécia (de 5% para 9%) e França (de 3% para 5%), além de Espanha e Argentina, que passaram a fazer parte dos dez maiores fornecedores em 1999 (com cerca de 2% cada um). Os países que mais perderam posição relativa foram Alemanha (de 15% para 12%) e, principalmente, Japão (de 13,5% para pouco mais de 5%).

Não por coincidência, os países mais agressivos no processo de privatização brasileiro foram justamente os EUA e os países europeus de origem latina (Espanha, Portugal e França), sendo marginal ou nula a participação de companhias alemãs ou japonesas neste processo.

Entretanto, este fator de “extroversão” da demanda por equipamentos perdeu fôlego a partir de 1999 por dois motivos principais: (a) a desvalorização cambial inviabilizou financeiramente a estratégia; e (b) a ANEEL, por conta de diversos problemas técnicos que resultaram em interrupções no fornecimento de energia por parte de algumas concessionárias neste período, passou a cobrar menor frequência e duração das falhas (índices FEC e DEC) e a ameaçar multas efetivas em caso de descumprimento, levando as empresas a priorizarem equipamentos de melhor qualidade e/ou compatíveis

com o mercado local. Juntos, estes fatores contribuíram para uma rápida redução do déficit comercial do setor (Figura 37)<sup>108</sup>.

**Figura 37. Saldo comercial do setor de GTD, por equipamentos selecionados**

	<i>Em US\$ milhões</i>						
	1989	1993	1996	1997	1998	1999	2000 (a)
<i>TOTAL GTD</i>	-108,2	27,9	-40,8	-208,6	-312,1	-248,3	-97,2
Componentes	-41,9	-21,9	-62,2	-68,6	-82,6	-93,4	-56,1
Equipamentos	-66,3	49,8	21,5	-140,0	-229,6	-154,9	-41,1
Disjuntores	-7,8	-12,2	0,0	-10,2	-44,9	-45,4	-13,9
Seccionadores	-4,8	-2,4	-4,4	-10,2	-19,7	-17,5	-12,7
Transformadores	-23,2	13,6	26,6	-10,5	-41,6	-62,1	-12,5
Geradores	-19,4	16,2	-7,8	-98,5	-18,6	3,3	4,0
Isoladores	10,1	11,5	7,3	5,5	0,3	6,1	13,6
Medidores	6,1	11,6	14,3	17,7	16,3	35,6	25,1

Fontes: Alice-Secex (1989 e 1993) e ABINEE.

Por fim, além de apresentar baixo volume de comércio e déficit comercial (ainda que reduzido), a qualidade da inserção externa neste segmento industrial — ou o *perfil da especialização*, medido pela relação entre o preço unitário dos produtos exportados sobre o preço unitário dos importados — é muito precária, mesmo quando comparada a outros segmentos industriais menos favorecidos por atributos de competitividade.

O quadro abaixo compara os coeficientes de comércio entre os equipamentos direcionados à indústria em geral (máquinas-ferramenta e demais equipamentos para fins industriais) e ao setor elétrico, e revela que: (a) os coeficientes de importação cresceram muito rapidamente nos anos noventa, embora de forma menos acentuada no segmento elétrico; (b) em compensação, as exportações perderam peso relativo no caso do segmento elétrico; e (c) o perfil da especialização dos bens de capital para energia elétrica é sistematicamente pior que de seu congênere, embora tenha apresentado ligeira melhora no período analisado (Figura 38).

<sup>108</sup> Segundo alguns técnicos entrevistados, as concessionárias privadas adotaram no início de suas gestões uma postura de investimentos muito contida, priorizando os gargalos mais urgentes, a repotenciação e reforma de equipamentos e a importação de alguns similares a preços mais baixos. Algumas grandes concessionárias do eixo Rio-SP ficaram alguns anos sem encomendar equipamentos de produtores locais, priorizando reparos e importações. Esta postura vem cedendo lugar, aos poucos, a maiores encomendas aos fabricantes instalados no país. Ver CAMARGO (1999 e 2000) e relação de entrevistas.

**Figura 38. Coeficientes de comércio exterior para a indústria de bens de capital**

	Em %			
Coeficientes	1991	1993	1995	1997
Coeficiente de importação (a)				
BK para energia elétrica	14,2	16,5	24,0	33,3
equipamentos industriais	13,5	17,0	36,9	65,5
Coeficiente de exportação (b)				
BK para energia elétrica	8,8	10,1	9,8	8,1
equipamentos industriais	4,5	7,4	7,5	10,9
Perfil da especialização (c)				
BK para energia elétrica	0,2	0,3	0,3	0,4
equipamentos industriais	0,4	0,4	0,6	0,5

Fonte: IPEA (1999: pgs 23, 31 e 32). (a) Importação sobre consumo aparente, em volumes físicos. (b) Exportação sobre produção, em volumes físicos. (c) Relação entre os preços unitários (US\$/Kg) de exportação sobre de importação.

Em síntese, ainda que tenha resistido melhor às importações, a indústria de equipamentos elétricos não consegue elevar suas exportações, e as que realiza envolvem produtos de valor unitário muito inferior ao dos produtos importados<sup>109</sup>.

O perfil descrito acima condiz com a *divisão internacional do trabalho* descrita anteriormente para caracteriza a indústria: o Brasil e os demais países em desenvolvimento concentram a produção de equipamentos tradicionais, de baixo valor adicionado ou essencialmente especializados no tipo de geração elétrica existente nestes trópicos; já os equipamentos sofisticados, intensivos em pesquisa e desenvolvimento e tecnologicamente avançados (exemplo típico das turbinas à gás em ciclo combinado, componentes especializados e equipamentos de controle e comando eletrônicos) continuam sendo produzidos nos centros mais desenvolvidos, que concentram as atividades de pesquisa e o corpo técnico especializado, e cujos preços dos produtos devem amortizar os maiores custos da sofisticação.

---

<sup>109</sup> O trabalho do IPEA não explicita os procedimentos de cálculo destes coeficientes. Embora as fontes sejam conhecidas (Secex e IBGE, para o cálculo do valor da produção), sabe-se que alguns produtos classificados no PRODLIST como sendo do grupo elétrico fazem parte de outros segmentos da indústria eletroeletrônica não relacionados à energia elétrica. Isto pode explicar a discrepância de alguns coeficientes com relação aos analisados anteriormente, calculados conforme seleção da ABINEE. Ver a relação dos equipamentos de GTD classificados no anexo A3 deste trabalho.

## **5.4 — PERFIL E ESTRATÉGIAS DE EMPRESAS SELECIONADAS**

Nesta seção, serão discutidos alguns pontos abordados nas entrevistas realizadas com profissionais das principais empresas fornecedoras de equipamento para energia elétrica entre setembro e novembro de 2000. As questões foram elaboradas e desenvolvidas de forma a caracterizar o escopo de atuação da empresa, as transformações recentes verificadas na demanda e na oferta, os principais desafios competitivos e as estratégias de crescimento e conquista de mercado.

Os assuntos abordados seguiram um roteiro básico que se pautou pela seguinte questão central: *quais foram as respostas dadas pela indústria de equipamentos às transformações recentes no setor elétrico e no cenário macroeconômico*. As entrevistas, entretanto, logo guiaram-se pelas especificidades de cada empresa, segmento de atuação ou pessoa entrevistada. Assim, o panorama aqui relatado pôde ser mais abrangente do que seria se todas as empresas tivessem seguido a linha central proposta.

Por terem guiado e sustentado a maior parte das hipóteses e conclusões deste e de outros capítulos, as questões aqui tratadas aparecem distribuídas ao longo de todo o texto, justificando ou reforçando determinados argumentos. Assim, os relatos apresentados nesta seção estarão bastante relacionados com outras passagens do trabalho. Por fim, para não tornar a seção muito extensa e repetitiva, serão relatadas apenas as entrevistas mais representativas de cada estratégia considerada, uma vez que algumas revelaram-se fortemente sobrepostas.

### **5.4.1 — Asea Brown Boveri (ABB)**

A ABB do Brasil possui a mesma estrutura organizacional de sua matriz européia: forte diversificação intra e inter-setorial, sinergias importantes entre os setores de atuação — concentrados em componentes eletrônicos, automação industrial e demais equipamentos para indústria — e plantas de grande escala. Também da mesma forma que a matriz, a postura de mercado da ABB Brasil é bastante agressiva, investindo pesadamente em fusões e aquisições e buscando sempre a liderança dos mercados em que atua.

Com relação às unidades do grupo espalhadas pelo mundo, destaque-se a forte concentração dos negócios da ABB na Europa e nos EUA (dois terços das vendas e três quartos dos empregos). A unidade brasileira, embora pouco expressiva no total, destaca-

se na América — é a Segunda mais importante nas Américas, à frente de países como Canadá e México (Figura 39).

**Figura 39. ABB - Distribuição mundial das vendas e do emprego**

*Ano base: 1998*

	Vendas		Empregados	
	US\$ milhões	%	mil	%
Europa	16.620	53,8	128,1	64,3
Alemanha	3.313	10,7	23,8	11,9
Suécia	2.140	6,9	24,1	12,1
Reino Unido	1.698	5,5	7,1	3,6
Itália	1.391	4,5	7,6	3,8
Noruega	1.144	3,7	7,6	3,8
Américas	6.640	21,5	32,1	16,1
EUA	4.263	13,8	19,7	9,9
Brasil	758	2,5	4,3	2,2
Canadá	363	1,2	2,3	1,1
México	310	1,0	2,4	1,2
Argentina	172	0,6	0,9	0,4
Outros	774	2,5	2,5	1,3
Ásia-Pacífico	4.474	14,5	27,3	13,7
Oriente Médio e África	3.138	10,2	11,7	5,9
<b>TOTAL</b>	<b>30.872</b>	<b>100,0</b>	<b>199,2</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ABB A.G. — Anual Report, 1999.

Como é característico do setor, a principal meta da empresa é de reduzir a ociosidade média das plantas no segmento de energia, sendo este o principal elemento norteador das estratégias de modernização dos processo produtivos, fusões e aquisições, subcontratações e desenvolvimentos inter-setoriais que objetivem a maximização das plantas e no aproveitamento de novos produtos de automação (inclusive de desenvolvimento próprio) nos processos produtivos locais.

No caso do segmento de **geração** e dos principais equipamentos de grande porte para **transmissão**, estas principais tendências aparecem de forma mais nítida. No plano mundial, a ABB — juntamente com a Siemens, GE e Alstom — pertence ao grupo seletor de empresas em torno do qual giram as principais transformações do setor, pois são elas que determinam, em última instância, a dinâmica das inovações tecnológicas em produtos e processos produtivos e lideram as fusões e aquisições do setor. No limite, pode-se considerar que o mercado de geração tende a se concentrar em torno destas empresas.

Quanto à tecnologia, os equipamentos de geração podem ser considerados maduros, de forma que as principais inovações da ABB são incrementais. Os produtos vêm recebendo um percentual crescente de componentes eletrônicos nas funções de

acionamento, comando e controle por parte dos usuários; privilegiam-se as inovações na concepção dos equipamentos, com o objetivo de reduzir pesos, tamanhos e custos na operação. Inovações em materiais e insumos são também importantes, visando menores custos operacionais para produtores e demandantes. As inovações no processo produtivo apresentam limitações por força das dificuldades de padronização dos produtos, mas há ganhos substanciais de eficiência na automatização de algumas fases repetitivas, na subcontratação de empresas para o tratamento de materiais e na organização e treinamento do pessoal técnico.

Dado o histórico de atuação da empresa no país e o imenso portfólio de equipamentos em serviço, a ABB Brasil havia conquistado significativo grau de autonomia frente à matriz, mas algumas atribuições importantes de pesquisa e desenvolvimento e de aplicação de novas técnicas de produção e de materiais (que envolvem sinergias importantes) voltaram a ser determinadas a partir da matriz europeia. Em alguns casos (a exemplo da unidade de turbogeração à gás e vapor, que chegou a ser importante nos anos setenta e oitenta), a redução da autonomia da planta local atingiu o paroxismo de ser desautorizada pela matriz, o que fez com que o percentual de atendimento deste mercado passasse a ser feito essencialmente via importações, com exceção de turbinas a vapor de pequeno porte (até 20 MVAs, aproximadamente).

A planta brasileira atua como fornecedora preferencial para os demais mercados latino-americanos, com destaque para Chile, Venezuela e Colômbia.. Embora haja plantas na Argentina e México, estes mercados eventualmente são atendidos pela unidade brasileira. A definição final do fornecimento, porém, obedece a questões globais de minimização do grau de ociosidade: a preferência de fornecimento é, em última instância, da unidade que apresenta o maior grau de ociosidade — desde que seus custos finais não inviabilizem a oferta a preços competitivos, garantindo-se um mínimo de rentabilidade.

Dado que a concorrência relevante para a ABB se restringe às grandes empresas, assevera-se que o elemento fundamental de competitividade é o preço. Embora questões como qualidade do produto, tecnologia e capacidade de financiamento sejam importantes, estes elementos não são diferenciadores entre as grandes empresas, tornando-se mera questão de preferência e tradição de compra por parte do demandante. Entretanto, há competidores regionais significativos que eventualmente furam as barreiras à entrada

acima descritas. Dentre estas empresas, destacaram-se a IMPSA (Argentina), Woest-Alpine (Suíça), Elim (Áustria) e Sulzer (Suíça).

Noa anos noventa, um outro elemento importante de competitividade veio adicionar-se ao fator preço: trata-se da capacidade de fornecimento de sistemas completos para energia elétrica, que recentemente passaram a incluir os projetos, viabilização de financiamento, construção, instalação e montagem de usinas e subestações — conceito superior ao de *turn-key*, pois acrescentou ao pacote tradicional equipamentos/serviços a função de instalar e construir usinas por meio de EPCs (*Engineering, Procurement e Construction*). Assim, passou a ser interessante aos grandes fornecedores de equipamentos liderar os consórcios para formação de SPCs (*Special Purpose Companies*), empresas de propósito específico responsáveis pelos empreendimentos.

Com isso, o valor agregado final por projeto se eleva substancialmente, pois a empresa lucra também com operações antes desempenhadas por firmas de engenharia especializadas. Para a concessionária ou indústria demandante, as vantagens são evidentes: compram a usina já em funcionamento, compartilham os riscos com os fornecedores de equipamentos e isentam-se das exigências da fase de montagem do projeto (licenças, viabilidade, impactos ambientais, montagem do pacote financeiro etc.).

Evidentemente, as grandes empresas apresentam vantagens importantes sobre as demais: possuem sinergias tecnológicas próprias para redução de custos e já agregam toda malha de equipamentos e serviços envolvidos no setor. Mesmo entre as grande empresa, a ABB está bem mais avançada neste processo: por meio da ABB Energy Venture, é responsável por diversos empreendimentos no mundo todo, inclusive no Brasil (associada à Petrobrás para construção da Termobahia, termelétrica a gás planejada para gerar 460 MW)

Estima-se que o *share* da ABB Brasil em geração e transmissão seja da ordem de 35%. O segmento de distribuição, por sua vez, é muito pouco desenvolvido por uma série de razões, dentre as quais foram destacadas as seguintes:

- (i) A lógica de mercado é diferenciada, pois envolve um número muito maior de consumidores;
- (ii) Não chega a ser um mercado tipicamente de varejo, que permitiria vantagens de logística e de distribuição em cadeias especializadas;

- (iii) Processo produtivo é essencialmente diverso, predominando técnicas de produção seriada, exigindo plantas e técnicas com especializações diferentes daquelas empregadas na produção de equipamentos sob encomenda;
- (iv) mercado é estreito e muito pulverizado, e
- (v) trata-se de commodities em que atributos como qualidade, tradição e tecnologia — principais “ativos” das grandes companhias — são desqualificados na relação entre oferta e demanda,

Assim, o *share* da ABB em distribuição é da ordem de 5% a 10%, e representa menos de 10% do faturamento da empresa. Boa parte dos produtos e de componentes é importada, pois são produzidos em poucas unidades mundiais do grupo. Após a desvalorização do real, não há planos de produção local destes equipamentos. Se o acirramento da concorrência via preços inviabilizar a importação desses produtos, abandona-se sua comercialização.

Vale lembrar que boa parte destes produtos incorpora tecnologias digitais e micro-eletrônica, de forma que a opção foi concentrar sua produção em plantas próximas aos grandes centros, onde se desenvolve o grosso da pesquisa e das inovações tecnológicas.

Nestes casos, o impacto da desvalorização sobre o custo final dos equipamentos terá que ser absorvido pela empresa, e alguns componentes podem até mesmo voltar a ser produzidos no país. A decisão depende, entretanto, de avaliações complexas em que a mudança no câmbio brasileiro, por si só, certamente não será o único argumento a endossar a mudança.

Em 2000, entretanto, a empresa voltou a atuar no segmento de distribuição a partir da aquisição da Mega Transformadores S/A, empresa com faturamento anual da ordem de R\$ 22 milhões (1999) sediada em Santa Catarina, próxima às instalações da WEG Transformadores. Na outra ponta, após ter se associado mundialmente com a Alstom no segmento de geração hidrelétrica (formando a ABB Alstom Power), vendeu seus ativos na parceria e deixou este segmento, atualmente tocado exclusivamente pela Alstom.

Por fim, ressalte-se que cerca de 70% a 80% das encomendas atendidas pela ABB partiram do setor público, com destaque para a área de transmissão no período recente — grandes linhas de transmissão decorrentes de interligações (Brasil-Argentina, Norte-Nordeste, Norte-Sul etc.), além de novas linhas demandadas para conectar as novas unidades de geração finalizadas nos últimos anos.

A ABB Brasil é uma empresa de capital fechado, e divulga apenas algumas informações de balanço para todas as atividades do grupo (e não apenas do segmento de energia).

#### 5.4.2 — Siemens

A Siemens no Brasil é segunda empresa mais importante do grupo nas Américas, atrás apenas dos EUA. Possui, ao todo, 12 unidades fabris e cerca de 9,5 mil empregados, girando um faturamento líquido da ordem de US\$ 2,0 bilhões anuais. Trata-se da maior empresa brasileira dentre as atuantes no setor de GTD, por ordem de faturamento, e conta com o mais elevado grau de diversificação inter-setorial (Figura 40).

**Figura 40. SIEMENS - Distribuição mundial do faturamento e dos lucros**

	Faturamento		Lucro (a)	
	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%
Europa	39.999	60,6	1.182	61,3
Alemanha	20.335	30,8	232	12,0
Suíça	4.217	6,4	158	8,2
Américas	15.205	23,0	357	18,5
EUA	10.428	15,8	192	9,9
Brasil (b)	1.352	2,0	56	2,9
Canadá	648	1,0	25	1,3
México	449	0,7	9	0,5
Argentina	554	0,8	11	0,6
Colômbia	73	0,1	3	0,1
Venezuela	58	0,1	2	0,1
Ásia-Pacífico	7.173	10,9	219	11,4
Outros (c)	3.642	5,5	169	8,8
TOTAL (d)	66.020	100,0	1.929	100,0

(a) Lucro após impostos. (b) Não inclui operações da Equitel. (c) África do Sul e outras operações não identificadas. (d) Inclui operações intra-firmas.

Fonte: Siemens A.G. — Anual Report, 1999.

A comparação entre o faturamento da Siemens brasileira e mundial por área de negócio revela que, a despeito das dimensões do mercado doméstico e da ligeira recuperação dos investimentos nos anos recentes, a fatia brasileira no faturamento mundial da Siemens é relativamente baixa no caso dos equipamentos para energia elétrica — bem abaixo da apresentada pelo segmento de informática de telecomunicações, outro segmento da infra-estrutura que passa por transformações e desenvolvimentos recentes.

## Siemens Brasil — Resultados por área de atuação

		Out/97 a Set/98, em %	
	US\$ milhões	% total Brasil	% total mundial
TOTAL (a)	2.010	100,0	3,3
Energia e transportes	322	16,0	2,5
Indústria	282	14,0	1,9
Informática e comunicações	1.066	53,0	4,1
Medicina	101	5,0	2,4
Componentes	121	6,0	2,0
Iluminação	120	6,0	3,2

(a) Inclui Equitel. Fonte: Empresa.

Considerando-se apenas as operações na área de equipamentos para energia elétrica, a estrutura de produção e oferta da Siemens é muito parecida com a apresentada pela ABB. Também aqui, o objetivo básico das mudanças nos produtos e processos é a redução de custos. Dada a relativa homogeneidade entre as principais concorrentes no que se refere a fatores como qualidade, tecnologia e capacidade de financiamento, o determinante principal da competitividade setorial é o preço.

Assim, o foco das atenções está voltado para o desenvolvimento de técnicas que permitam menores custos operacionais no processo produtivo, racionalização das plantas e ganhos de produtividade. Da mesma forma, o contínuo aperfeiçoamento dos produtos busca reduzir os custos operacionais do demandante, seja na instalação, operação, controle e manutenção dos equipamentos.

Quanto às inovações nos produtos, destacam-se a introdução de novos materiais poupadores de energia e de maior vida útil, a compactação dos equipamentos e a introdução de componentes eletrônicos de controle e comando. A introdução de equipamentos compactos, com sistemas de isolamento interno (à gás SF6) de baixa manutenção e controles digitalizados passíveis de operação à distância (através de centrais que comandam várias unidades ao mesmo tempo) são exemplos de inovações recentes, em boa medida liderados pela Siemens alemã e norte-americana.

No caso da geração hidrelétrica, a Siemens do Brasil notabiliza-se por ser o centro de competência mundial do grupo e principal responsável pelo fornecimento global desses equipamentos. As principais inovações introduzidas nos produtos são definidas e comandadas pela matriz, pois em geral envolvem sinergias com outras áreas de negócio do grupo e tendem a ser tratadas de maneira centralizada, de forma a racionalizar gastos

e evitar a duplicação de esforços com pesquisa e desenvolvimento. O Brasil continua sendo, porém, a grande referência para os equipamentos de geração hidrelétrica, e a Siemens brasileira desponta como a principal detentora das técnicas envolvidas.

Assim como no caso da ABB, a Siemens vem buscando incorporar cada vez mais serviços aos produtos oferecidos, evoluindo de fornecedora de equipamentos à ofertante de soluções completas para geração, transmissão e distribuição de energia. A empresa reconhece, no entanto, que os avanços neste particular vêm sendo muito tímidos. Teme-se que o atraso neste mercado possa ser cumulativo, assim como o processo de aprendizado das técnicas envolvidas em grandes empreendimentos e o acréscimo de obras ao portfólio da empresa. Já a estratégia de participação em consórcios e outras formas de envolvimento com os negócios elétricos não está nos planos da Siemens — que atribui a esta postura mais conservadora sua firme vocação fabril.

Nesse sentido, a empresa vem notando um esboço de transformações no ambiente de mercado introduzidas pelas novas concessionárias privadas que vai no sentido contrário do movimento retratado acima. De um lado, o fim da obrigatoriedade das licitações para a compra de equipamentos tende a modificar a dinâmica das encomendas, à medida que delega ao demandante o direito de compor livremente o conjunto de produtos que deseja adquirir, de acordo com o preço e a qualidade do equipamento desejado. Abre-se, com isso, a possibilidade de as concessionárias voltarem a contratar empresas integradoras e a encomendar equipamentos variados, de acordo com o menor preço. (Note-se que esta postura vem sendo adotada por diversas concessionárias, especialmente no segmento de distribuição).

Pelo lado dos ajustes no processo produtivo para redução de custos, ressalta-se o avanço das subcontratações e da importação de componentes e mesmo de alguns equipamentos de menor porte, que deixaram de ser fabricados no Brasil. Além disso, houve ajustes importantes na gestão e racionalização das plantas, resultando em ganhos significativos de produtividade ao longo dos anos noventa. Com isso, a rentabilidade da empresa voltou a ser bastante elevada, atingindo 26,7% do patrimônio líquido em 1998.

A desvalorização cambial recente pode forçar algumas mudanças nos rumos da especialização produtiva conduzida até então, com chances de que alguns equipamentos voltem a ser produzidos internamente e deixem de ser importados. Os segmentos de transmissão e distribuição tendem a ser os mais afetados por estas possíveis mudanças, uma vez que foram os mais “esvaziados” pela política de substituição por importações

então praticada. Acredita-se, porém, que há um espaço no mercado que tende a ser ocupado por outros fabricantes locais no curto e médio prazos, aproveitando-se da súbita elevação dos preços dos bens importados.

As exportações da empresa, por sua vez, que estiveram bastante deprimidas nos últimos anos, reagiram em 1998. Houve registros de exportações para diversos países, como hidrogeradores exportados para Chile, Irã, Grécia e alguns países da África. No segmento de transformadores, a Siemens produziu e exportou para a Nova Zelândia dois transformadores de energia de alta potência (acima de 500 MVA). Houve ainda contratos de fornecimento para a usina de Três Gargantas, na China, com o fornecimento de 3 hidrogeradores de 750 MW.

Os negócios também foram acelerados no mercado interno. Na área de geração, a Siemens ganhou contratos de fornecimento para três usinas importantes: UHE de Lajeado e UHE de Cana Brava, no rio Tocantins, e de Machadinho, no rio Pelotas, somando ao todo 11 hidrogeradores num total de 2,4 mil MVAs. Na transmissão, a empresa forneceu equipamentos completos para as subestações de 500 KV a Furnas e Cemig. Forneceu ainda 10 autotransformadores monofásicos para a Chesf, além de uma subestação blindada a gás SF6 fornecida para a Copesul (RS), entre diversos outros contratos.

Com isso, a carteira de encomendas da Siemens no segmento de energia cresceu substancialmente de 1997 para 1998, o que deve elevar o share da empresa nos próximos anos. Adicionalmente, a empresa comprou as unidades de equipamentos para termelétricas da Westinghouse norte-americana, com o que elevou sobremaneira sua capacidade de oferta competitiva nesse segmento, à espera de que os projetos brasileiros nessa área saiam do papel.

Por fim, são grandes as chances de que o fornecimento de equipamentos para a ampliação das usinas de Itaipu e Tucuruí (respectivamente, 6 e 8 hidrogeradores adicionais com 750 MW cada) seja novamente compartilhado entre as maiores fabricantes, para evitar riscos de atraso nas entregas. No geral, espera-se que os próximos anos sejam bastante positivos, possibilitando um crescimento importante do faturamento com equipamentos de energia elétrica em 2001/03.

### 5.4.3 — Toshiba do Brasil

A Toshiba atua no Brasil com linhas completas de equipamentos para geração, transmissão e distribuição, de pequeno porte (até 30 MVA) e baixa tensão. A partir de 1996/97, passou a oferecer, de forma mais sistemática, uma gama de novos serviços como projetos de engenharia, finanças e outros serviços técnicos, bem como manutenção e reparo de equipamentos. Com isso, pode-se considerar uma empresa com formatação intra-setorial completa — descontando-se as limitações de porte dos equipamentos fabricados.

Atualmente, vem concluindo investimentos na ampliação da fábrica em São Bernardo do Campo para montagem e produção de uma linha completa de equipamentos de médio porte, elevando o alcance da oferta local para equipamentos de 30 MVA para até 50 MVA. A partir daí, a cobertura do mercado é realizada através da Toshiba Corp (Japão), que possui diversas unidades naquele país e em outros países asiáticos. Acrescenta-se que a matriz é um dos mais importantes *players* globais nos segmentos de microeletrônica, componentes digitais e eletroeletrônica, além de ter forte presença nos mercados asiático e mesmo europeu no setor de equipamentos elétricos.

Quando há encomenda de equipamentos de grande porte e/ou alta tensão nos consórcios de fornecimento liderados pela Toshiba do Brasil (estes casos são pouco comuns, pois a empresa centra suas estratégias no mercado de cogeração, em geral com demandas de menor porte), a empresa recorre a importações da matriz e/ou a parcerias com as concorrentes locais, da mesma forma que recebe eventualmente de outras empresas parcela das encomendas referente a equipamentos de menor porte.

Não há, por princípio, a obrigatoriedade de se importar esses equipamentos da matriz japonesa, estando garantido à filial brasileira um grau significativo de liberdade para montar pacotes de compra segundo critérios que combinem melhor preços e maior prazo.

Atualmente (2000), a Toshiba do Brasil exporta cerca de 20% do faturamento. A América do Sul responde por praticamente toda demanda externa, salvo exceções — recentemente, houve encomendas da Itália e dos EUA atendidas pela filial brasileira (motores e turbogeradores a vapor). O coeficiente de exportação já chegou a atingir perto de 35% do faturamento entre 1993-94. Não se acredita, porém, no retorno desses percentuais mesmo com a desvalorização do câmbio.

As importações correspondem a cerca de 5% do faturamento. Os principais produtos importados são alguns componentes e acessórios para medidores, *mancal* de deslizamento etc., além de equipamentos de porte complementar aos produzidos aqui.

O índice de nacionalização da planta em São Bernardo é bastante elevado, sendo uma das metas da Companhia elevá-lo ainda mais. Trabalha-se com um modelo crescentemente verticalizado: a planta brasileira, que está em fase final de ampliação, vem incorporando cada vez mais processos de usinagem, fundição, mecânica e outros segmentos de material elétrico (fios, cabos, isoladores etc.), de tal forma que parte significativa do aumento do emprego registrado nesta planta nos últimos exercícios vem destes processos incorporados

Os fornecedores também são essencialmente nacionais. Os principais produtos comprados para transformação são as chapas de aço, aço silício, forjados, eixos, fio de cobre, entre outros — todos comprados de fornecedores locais. Alguns equipamentos especiais eventualmente exigem a importação de matérias mais elaboradas — a exemplo típico do aço silício, às vezes importado do Japão —, para evitar perdas no processo produtivo e problemas ao produto decorrentes de irregularidades nas chapas nacionais.

Os principais demandantes no mercado doméstico são empresas de cogeração e autogeração — especialmente do setor de açúcar e álcool do interior do estado de São Paulo — e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), que demandam equipamentos em média de 20 MVAs. A empresa calcula que, a cada 1 MVA de energia produzido, o custo total médio é de R\$ 1,2 mil; destes, cerca de R\$ 500 destinam-se à compra de equipamentos elétricos. Este percentual (cerca de 40%) é maior que o destinado aos equipamentos no caso de grandes projetos, que normalmente implicam maiores gastos com engenharia e construção civil. Assim, acredita-se que a lucratividade média obtida com pequenos projetos seja maior.

O crescimento esperado do faturamento para os próximos anos (2001-2002) é de 30% a 40%. Em 2000, a empresa deve crescer perto de 20% sobre 1999. A expectativa de elevado crescimento (acima da média do mercado) explica-se pelo elevado *market-share* da Toshiba no segmento de pequeno porte, cuja demanda deve crescer mais que a média nos próximos anos por influência dos incentivos atuais ao desenvolvimento das PCHs (vantagens em termos da menor burocracia, menor prazo para retorno dos investimentos etc.).

Em 1998, o *share* da Toshiba no segmento de **hidrogeração** de pequeno porte aproximou-se de 35%. No mercado de **turbogeradores a vapor**, o *share* foi ainda maior: a Toshiba forneceu 5 dos 11 turbogeradores de até 5 MVAs demandados, representando cerca de 69% do valor total das encomendas. Nestes segmentos, a menor estrutura da Toshiba garante melhor competitividade diante das grandes empresas, embora haja competidores importantes de grande e pequeno portes — como VAMEC, USIMEC, WOEST-ALPINE, IMPSA. E ALSTOM.

Com a consolidação dos novos investimentos, espera-se ganhar mercado em cima de grandes empresas como ABB e Siemens, que deixaram de privilegiar os mercados de pequeno e médio portes nos últimos anos para se concentrar em grandes empreendimentos.

Embora as perspectivas sejam boas, a empresa acredita que o potencial de crescimento do mercado é muito maior, e não se desenvolve em função de restrições macroeconômicas importantes. Dentre os principais limites apontados para o crescimento da demanda, destacaram-se o elevado custo do capital, os reduzidos prazos de financiamento praticados no Brasil e a inexistência de fundos adequados para o financiamento do setor.

Nos últimos anos, a empresa apresentou indicadores financeiros bastante positivos: embora o endividamento tenha crescido — por causa dos investimentos na ampliação da planta produtiva —, a empresa vem apresentando receitas, lucros e rentabilidade crescentes, despontando como uma das empresas mais rentáveis do setor.

#### **5.4.4 — Grupo Schneider**

A Schneider possui quatro plantas industriais no Brasil: São Paulo (matriz); Itajaí SC); Sumaré (SP); e Carmo do Rio Verde (SP). A empresa é conhecida internacionalmente no setor elétrico sob duas marcas globais: *Merlin Gerin* (equipamentos elétricos) e *Telemecanique* (equipamentos mecânicos).

As principais áreas de negócio da empresa no âmbito internacional são: transmissão e distribuição de energia elétrica; indústria (inclui automação); infra-estrutura (marinha, instalações portuárias, metrô, ferrovia, troleibus); e construção predial (instalações elétricas para grandes projetos). A área de energia elétrica é, de longe, a

mais significativa internacional e nacionalmente, sendo que no Brasil os segmentos não ligados à energia têm importância particularmente reduzida.

Até poucos anos, embora a Schneider do Brasil já fosse uma empresa importante no segmento de transmissão e distribuição (T&D), utilizando-se de sua posição de líder mundial no setor, seu papel no Brasil se restringia ao mero fornecimento de equipamentos. Nos últimos dois a três anos, a empresa passou a buscar um papel mais ativo no setor, com oferta completa de produtos, projetos e serviços (EPC).

Atualmente, a empresa produz no Brasil a linha completa de equipamentos de T&D, com índice de nacionalização da ordem de 80 a 90% nestas linhas. A exceção são *transformadores*, que se optou por importá-los da Europa (França e Itália, principais sedes européias da empresa). Apesar de importantes (calcula-se que responda por cerca de 30% dos gastos numa subestação de transmissão), reconhece-se que a produção local seria contraproducente, pois a escala é baixa e há diversos competidores importantes — além da Siemens, ABB e Alstom, há fabricantes nacionais de transformadores com parcela significativa do mercado, como é o caso da Trafo e da WEG, além de outras empresas que disputam o mercado através de importações, como GE e Inepar.

O principal produto nos mercados brasileiro e mundial são os *disjuntores*, com o qual a empresa apresenta liderança incontestável (de 50% a 60% do mercado mundial). Nos demais segmentos, o *share* é também bastante elevado, particularmente em toda a ampla rede de equipamentos de baixa e média tensão (distribuição e parte final da transmissão, com equipamentos de até 230 KV). No segmento de alta tensão (de 230 a 750 KV), calcula-se que a Schneider participe com cerca de 10% a 15%, bastante abaixo da ABB (perto de 40% do mercado) e da SIEMENS (30%). Mesmo com tantos competidores, o mercado de baixa e média tensão é bastante atrativo para a empresa. Exceto no caso dos transformadores, a empresa acredita que sua liderança segue pouco ameaçada pelos demais fabricantes nesse segmento.

O forte crescimento do faturamento da empresa nos últimos anos esteve associado aos vultosos investimentos em transmissão, sobretudo as interligações entre os sistemas Norte-Sul e outros projetos de menor vulto, mas significativos em termos de faturamento, nos quais a Schneider participou de forma expressiva. Gastos com manutenção e reparos de equipamentos também foram boa fonte de receitas e, mais recentemente, a entrada em operação de novas unidades geradoras de grande porte (Itá, Serra da Mesa etc.) geraram demanda adicional por novos equipamentos.

Atualmente, os investimentos em transmissão (essencialmente estatais) respondem por cerca de 60% da demanda total da empresa, enquanto os investimentos realizados pelas concessionárias de distribuição privadas respondem pelo restante. Nos próximos anos, acredita-se que a construção de ligações a partir de unidades geradoras já instaladas seja a principal fonte de demanda. A empresa acredita que estes investimentos devam continuar sob responsabilidade do estado, sobretudo após os problemas recentes (o mais simbólico foi o apagão de março de 1999) envolvendo as redes de transmissão e algumas subestações estratégicas para o escoamento da energia do sistema, o que levou o governo a tocar os empreendimentos antes mesmo de esperar por parceiros privados.

Sobre a desvalorização cambial de início de 1999, a empresa considera que seu efeito tenha sido muito significativo sobre o atual equilíbrio competitivo no mercado de T&D, pois a distribuição mundial da oferta é extremamente regionalizada. Adicionalmente, os projetos de investimento neste setor sempre se baseiam num horizonte de longo prazo, e não devem ser afetados por questões conjunturais.

Por outro lado, as variáveis consideradas importantes na determinação da competitividade do setor são a disponibilidade de capital a baixo custo e o acesso a insumos e matérias primas de boa qualidade, também a baixo custo. Para a empresa, pesa pouco o fato de estes fatores (capital e insumos) serem ou não importados, pois as condições tendem a ser as mesmas para todas as empresas.

A empresa elegeu como prioridade para os próximos anos os investimentos no segmento de alta tensão com vistas ao mercado interno, incluindo a produção de equipamentos e sobretudo a entrada mais firme no mercado de soluções e sistemas de energia elétrica. Reconhece, entretanto, que as barreiras à entrada neste segmento são elevadas, particularmente no campo dos serviços, pois envolvem tradição e porte financeiro.

Acredita-se ainda que o mercado de transmissão e distribuição deva crescer bastante no período 2001-02, recompondo rapidamente o espaço perdido em 1999 e 2000, e volte a crescer em torno de 7% a 8% a.a.

Quanto às estratégias de atuação no mercado, deve-se evitar disputas em todos os projetos, privilegiando-se cerca de 40% a 50% das licitações e direcionando esforços nas que possibilitem maiores taxas de retorno. Com isso, atribui-se um papel secundário à necessidade de expandir a produção para permitir a diluição dos custos fixos — a

exemplo da ABB e Siemens, que disputam a maioria das licitações e as assumem mesmo sob taxas de rentabilidade menos expressivas.

Um parâmetro importante da disputa pelo mercado de Transmissão citado pela empresa foi o caso das licitações do linhão Norte-Sul. Os investimentos foram da ordem de US\$ 1 bilhão, sendo que de 30% a 40% foram para a construção civil e serviços diversos, e o restante para a compra de equipamentos. As compras foram feitas caso a caso, produto a produto. Do total para compra de equipamentos (US\$ 600 a 700 milhões), a ABB venceu contratos da ordem de US\$ 170 milhões; a Siemens, e US\$ 150 milhões; a Schneider, US\$ 80 milhões; a Alstom, US\$ 70 milhões; e GE, US\$ 50 milhões. As demais empresas repartiram os cerca de US\$ 50 milhões restantes. A Inepar, por exemplo, forneceu torres, painéis elétricos e pára-raios.

Um outro fator importante de mercado é a pressão contínua pela queda de preços, tendência iniciada desde a abertura econômica e acentuada nos anos recentes. Mudanças na lógica do comprador (privatizações em todo mundo), abertura econômica e excesso de capacidade são os principais motivos da queda dos preços. Ressalta, no entanto, que os custos caem mais que proporcionalmente, “empurrando-se” a deflação para as demais partes da cadeia produtiva e garantindo ganhos de produtividade.

De fato, a rentabilidade da empresa vem crescendo acima da média do mercado. Embora o endividamento tenha aumentado, também nesse caso trata-se da expansão recente dos investimentos, cujos maiores custos financeiros vêm sendo compensados pelo crescimento acelerado do faturamento e pela redução dos custos operacionais.

#### **5.4.5 — Inepar Indústrias**

O grupo Inepar é uma exceção nesta indústria, podendo-se dizer que sua estratégia de crescimento “pulou” algumas etapas do processo natural de evolução das empresas do setor ao alcançar a posição de *integradora*, que lhe permitiu participar de empreendimentos como líder de consórcios de investimento e principal contratante de equipamentos, sem antes ter-se capacitado a produzi-los.

Com sede em Curitiba (PR), trata-se de um grupo multidivisional formado por diversas empresas subsidiárias e atuando em diversos segmentos distintos. Surgido no final dos anos sessenta a partir de uma indústria de máquinas e equipamentos eletromecânicos — a Inepar-FEM Indústrias Eletro-mecânicas do Paraná Ltda. —, o grupo

experimentou um salto significativo em termos do volume de faturamento e de capital a partir dos anos noventa.

Baseado nos princípios do *global-sourcing*, o grupo passou a explorar diversos novos mercados através de parcerias e associações com fabricantes externos, formando uma vasta rede de fornecedores globais associados para fornecimento de linhas completas de máquinas e equipamentos para diversas áreas da infra-estrutura, participando ainda dos consórcios responsáveis pela operação dos serviços de infra-estrutura após as privatizações. Com isso, capacitou-se a disputar mercados com gigantes multinacionais, em áreas que não ousaria atuar nas décadas anteriores.

O grupo se define, atualmente, como uma empresa de *multiserviços (multiutilities)*. As principais áreas de atuação do grupo são: *indústria* (equipamentos para GTD, movimentação de cargas, siderurgia, petróleo, transporte ferroviário etc.), *construção* (instalações e montagem industriais, torres de transmissão para telecomunicações e energia elétrica, engenharia etc.), *telecomunicações* (operadoras fixa e celular, TVs por assinatura, pagers, infovias etc.) e *serviços de energia elétrica* (instalação e operação de hidrelétricas, de redes de transmissão e concessionárias de distribuição nas áreas do Paraná e Pará, em parceria com o Grupo Rede, EDP e Iberdrola).

A principal aposta da empresa é numa moderna estrutura de gestão e numa visão global dos negócios. Além da aplicação do *global-sourcing* (primeira no Brasil a montar uma rede completa de fornecedores e parceiros comerciais globais), a empresa especializou-se em *joint-ventures* e parcerias estratégicas de cunho essencialmente comercial, mas que eventualmente inclui compromissos de parceria tecnológica e financeira. Na ponta da demanda, o alcance da *atuação global* da empresa é bem mais limitado, restringindo-se aos mercados argentino e uruguaio, com eventuais parcerias comerciais em outros mercados latinos.

Das *unidades industriais* no Brasil, o grupo detém o controle das indústrias Inepar-FEM, da INEPAR Indústria e Construção e da Sade Vigesa. Ao todo, as unidades industriais de que participa são as seguintes:

- (i) Inepar FEM – equipamentos pesados para movimentação de cargas, estruturas metálicas para energia, telecomunicações e petróleo, equipamentos de mineração e hidromecânicos;
- (ii) GE Hidro Inepar: equipamentos pesados para geração de energia elétrica: turbinas e geradores de pequeno a grande porte

- (iii) Sade Vigesa: Transmissão de energia (torres e ferragens), utilizados nos setores de EE e Teles
- (iv) Inepar Hubell: distribuição aérea de energia elétrica (isoladores, pára-raios, fusíveis, religadores, seccionadores e indicadores de falhas);
- (v) Inepar Indústria e Construções: distribuição subterrânea e controle de sistemas de potência; equipamentos de distribuição e controle (disjuntores e chaves seccionadoras, fusíveis contactores); painéis elétricos de diversos padrões — centros de carga e potência, subestação retificadora, dutos e barras —; sistemas digitais de supervisão e proteção para GTD; Transformadores e disjuntores para subestações;
- (vi) Landis & Gyr Inepar: automação e medição (medidores e sistemas de medição);
- (vii) Artech Inepar: transformadores de medida e proteção, de corrente e potência (TC e TP).

A maioria dos produtos fornecidos pelas unidades controladas pelo grupo, listados acima, são fabricados em caráter de parceria e através de *joint-ventures*, em geral cabendo às associadas o controle da planta produtiva e da tecnologia empregada. Este é o caso da unidade de turbinas e geradores da GE Hidro, com planta em Araçatuba (SP), cuja tecnologia e controle formal dos negócios pertencem à GE canadense, subsidiária da General Electric Corp. Alguns produtos fornecidos pela Inepar Indústria e Construções também são produzidos pelas associadas, como os transformadores e disjuntores para subestações.

As principais empresas com quem há parcerias comerciais e tecnológicas por tipo de produtos são as seguintes:

- (i) Controls — Índia, 1994; disjuntor aberto de baixa tensão;
- (ii) Hubbell — EUA, 1995; chaves fusível, chaves sob carga, pára-raios e isoladores poliméricos;
- (iii) Hitashi — Japão, 1977; relés de proteção;
- (iv) Westinghouse (controlada pela Siemens desde 1999) — EUA, 1986; semi-condutores e capacitores;
- (v) GE — EUA, 1992; medidores elétricos, projetos de compensação reativa, capacitores, transformadores e disjuntores;
- (vi) GEC Elliot (controlada pela Alstom) — Inglaterra, 1976; Contactores a vácuo;

(vii) ABB Capacitors — Suécia, 1990; capacitores de potência com fusíveis internos;

O perfil das associações estratégicas é bastante difuso. O objetivo explícito é o de elevar a capacidade de oferta do grupo para permitir a disputa da maior parcela possível do mercado. Os ganhos mercadológicos viriam por intermédio das associações comerciais e da maior versatilidade no fornecimento de produtos, que permitem a oferta integrada de bens em regime de *turn-key*. Do contrário, o grupo permaneceria disputando, produto a produto, apenas os mercados de baixa e média tensão e de baixo valor agregado. Com as associações, o grupo passou a participar de licitações para fornecimento de equipamentos antes não acessíveis.

Por outro lado, não há estratégias tecnológicas definidas nas associações, pois as parcerias não prevêm troca de tecnologias, não exigem fidelidade e são renováveis apenas mediante interesses comerciais comuns. Abre-se mão, desta forma, de uma trajetória de desenvolvimento próprio e privilegiam-se os ganhos mercadológicos decorrentes das associações, mas sem garantias de continuidade.

A desvalorização cambial desencadeou uma série de preocupações quanto ao futuro destas parcerias, dado que os equipamentos importados das empresas associadas perderam competitividade. Teme-se que a redução da participação desses produtos no mercado doméstico anule em parte os estímulos ao crescimento recente do grupo e à continuidade dessas parcerias — cujo sucesso deveu-se, em grande parte, às condições favoráveis à importação até então vigentes.

Os resultados negativos apresentados nos últimos anos — em especial decorrentes do elevado endividamento do grupo — elevaram a dose de preocupação. Para a empresa, a origem dos problemas não está na estratégia “industrial” adotada, mas nos demais mercados de utility de que participa (especialmente teles e concessionárias de energia, cujas participações foram em partes desfeitas).

A empresa acredita que as parcerias e *joint-ventures* realizadas no setor de equipamentos venham abrindo possibilidades de atuação em outras áreas antes não exploradas, como serviços técnicos, engenharia e projetos, financeiros, fiscais, manutenção e reparos etc., e que estes ganhos devem manter-se firmes.

Além disso, houve aumento do nível técnico dos profissionais envolvidos em virtude de uma maior aproximação entre o pessoal local e o das unidades associadas,

onde se desenvolvem os projetos e produtos. Nesse sentido, pode-se dizer que há um grau importante de assimilação e desenvolvimento tecnológico.

Note-se que parte destas avaliações é compartilhada pelas concorrentes, que salientam a “ousadia” da empresa em alçar posições de disputa em alguns mercados e alcançar resultados muitas vezes considerados surpreendentes. Uma demonstração da confiança das grandes empresas nas estratégias da Inepar é a freqüência de parcerias realizadas nos últimos anos, seja na formação de consórcios conjuntos para construção de linhas de transmissão em licitações recentes ou via associações em SPCs para construção de usinas com oferta compartilhada de equipamentos.

Quanto às demais áreas de atuação do grupo no setor de energia elétrica, destacam-se as operação de usinas geradoras de energia, o controle e manutenção dos sistemas (subestações e usinas) e a própria participação em concessionárias de distribuição. Estas atuações devem ser mantidas, pois tendem a alavancar encomendas para o segmento industrial e a elevar o grau de influência junto às concessionárias no que toca às decisões de compra de equipamentos. Acrescentem-se os ganhos com a geração de caixa, que elevam o potencial de alavancagem financeira do grupo e seu poder de financiamento.

Do faturamento total do grupo (da ordem de R\$ 1 bilhão), cerca de 20% provêm do segmento de equipamentos de energia elétrica (cerca de R\$ 200 milhões em 1999, somando-se a Inepar FEM e a Inepar Indústrias, o que equivale a 5% do mercado de GTD). As exportações respondem por cerca de 10% do faturamento total da área de energia.

O principal mercado de atuação na área de indústria é o segmento de distribuição — mercado que gira em torno de R\$ 800 milhões a R\$ 1 bilhão anuais. A Inepar atua com boa margem nesse mercado, com *market-share* de 10% a 12%. Os principais produtos são painéis e quadros de força, medidores (fabricados pela Landys & Gir, controlada pela Siemens), capacitores para redes elétricas industriais, etc.

#### **5.4.6 — Trafo Equipamentos Elétricos S/A**

A TRAFO é um exemplo bastante representativo de empresa nacional bem-sucedida na indústria de equipamentos para energia elétrica, cujas estratégias adotadas ao longo dos anos diferem totalmente da trajetória percorrida pela Inepar.

Em primeiro lugar, a área de atuação é bastante focada na produção de transformadores, inicialmente de pequeno porte para o mercado de distribuição e média potência (até 500 kVA e 38 kV), mais tarde expandindo-se para segmentos de maior porte até a produção de transformadores e autotransformadores de potência, até 200 MVA e 230 kV. Atualmente, na unidade de Gravataí (RS), são fabricados todos os tipos de transformadores até esta potência e classe de tensão — autoprotetidos, a seco, herméticos, subterrâneos, pad-mounted, de aterramento etc.

Em segundo lugar, a maior parte dos produtos que fabrica (e processos que utiliza) possui tecnologia própria, complementando-se a linha de produtos com licenças de tecnologia nos casos de produtos de desenvolvimento recente. Para tanto, utilizou-se com frequência de programas de ciência e tecnologia — com destaque para o primeiro transformador de potência, desenvolvido com recursos FINEP e que deu seqüência a uma série de aperfeiçoamentos e desenvolvimentos futuros.

O grosso dos processos é desenvolvido internamente, com elevados graus de verticalização e nacionalização de componentes e insumos. Ainda assim, importa-se de 15% a 20% dos insumos — com destaque para o aço silício, relés de controle, comutador sobre carga automatizado, madeira para suporte das chapas etc. —, em geral para garantir baixas perdas de energia e maior eficiência, como estratégia para manter a confiança das concessionárias, há anos conquistada, na qualidade do produto

Em alguns casos, não há similares nacionais (os comutadores sobre carga automatizados sempre foram importados por falta de similar; a ABB já fabrica, mas com baixo índice de nacionalização).

Outra estratégia visando à qualidade, mas que também possibilita a redução de custos, é o controle automatizado do processo produtivo, por meio de sistemas modernos de monitoramento de diversas etapas de produção do equipamento (corte de chapas, montagem de núcleos, isolamento etc.). Na mesma linha, a linha de testes e laboratórios utilizam-se de técnicas e equipamentos modernos.

Para isso, são comuns relações de parceria e acordos tecnológicos com universidades (Federal do RS, Unicamp, USP etc.) e empresas, com trocas de experiência entre os engenheiros e seus parceiros.

Quanto à estratégias de mercado, a empresa vem buscando ampliar sua linha de atuação a partir da oferta de serviços e soluções, bem como expandir-se em outros

mercados. Na linha de serviços, criou a subsidiária Maxi-Trafo (empresa adquirida em 1999) e passou a atuar na manutenção preventiva, reparos e outros serviços voltados à racionalização de sistemas elétricos industriais e comerciais, ao mesmo tempo em que cria condições de atendimento via substituição ou repotenciação de equipamentos. Com sede em São Paulo, a empresa fatura cerca de R\$ 40 milhões com estes serviços (mais que a metade do faturamento com equipamentos).

Na linha da oferta de soluções, vem participando de licitações e concorrências para projetos, montagem e instalações de subestações de pequeno e médio portes, segmento altamente especializado e dominado por grandes empresa. Apesar das dificuldades de firmar-se neste mercado (baseadas na tradição e no histórico das grandes companhias), reconhece sua importância estratégica no novo ambiente do setor, especialmente após as privatizações.

Quanto às estratégias de expansão geográfica dos mercados de atuação, possui participação na TrafoPar, fabricante de transformadores no Paraguai, além de unidades de produção na região de Campinas (Hortolândia) e no estado de Goiás (Anápolis). Adicionalmente, exporta cerca de 20% da produção — bem acima da média do setor —, com destaque para os mercados norte-americano (base de exportação para outros mercados, como Europa) e América Latina. Vale notar que sempre se utilizou com vantagens dos mecanismos de financiamento à exportação (BNDES-Exim, Proex), e em nenhum momento viu dificuldades de acesso ou burocracias que comprometessem algum contrato de exportação. Em muitos casos, entretanto, tais mecanismos não são necessários (as exportações para os EUA são feitas sem financiamentos especiais).

Quanto às privatizações, a empresa não notou mudanças na direção do mercado: a proporção de encomendas entre empresas públicas e privadas pouco se alteraram e, principalmente, não crê que tenha havido crescimento dos investimentos — que permanecem fortemente abaixo dos padrões dos anos oitenta.

Também não acredita que as mudanças no mercado possam ter reduzido os espaços para empresas nacionais: pelo contrário, a maior prioridade que passou a ser dada aos baixos custos de investimento por parte das empresas privadas beneficiou fornecedores mais competitivos, com condições de oferecer bons preços.

Neste sentido, destaca alguns pontos a favor de empresas enxutas e bem focadas, relativamente a grandes multinacionais: (a) menor *over-hedge*; (b) maior criatividade de produtos e processos, inclusive na busca de soluções em negociações

(“jogo de cintura”; (c) maior flexibilidade e agilidade nas decisões sobre preços, prazos e demais condições; (d) liberdade tecnológica (possibilidade de oferecer soluções tecnológicas desenvolvidas por concorrentes, nem sempre possível no caso de grandes multinacionais); e (e) estrutura produtiva mais enxuta e organizada, com ganhos de produtividade superiores a eventuais ganhos de escala e escopo das grandes organizações, permitem custos de 5% a 10% inferiores — o suficiente nestes mercados.

A TRAFÓ é uma das líderes no mercado de transformadores no segmento de baixa e média-baixa potência (até 100 MVA), liderança dividida com a SIEMENS num mercado altamente competitivo, e uma das quatro principais empresas no segmento de média potência (de 100 a 200 MVA). Além disso, é elevada a presença da empresa no mercado latino-americano, especialmente na Argentina e Paraguai<sup>110</sup> (Figura 41).

**Figura 41. Market-share no mercado de transformadores, segundo a potência - 1999**

Fabricante	Share em % e totais em US\$ milhões					
	até 112.5 kVA	150 a 500 kVA	750 a 5000 kVA	5 a 40 MVA	40 a 100 MVA	TOTAL
SIEMENS	15,0%	21,0%	17,0%	21,0%	25,0%	18,3%
TRAFÓ	16,0%	16,0%	23,0%	21,0%	13,0%	17,7%
WEG	13,5%	12,0%	30,0%	10,0%	10,0%	14,3%
TOSHIBA	11,0%	7,0%	5,0%	20,0%	12,0%	11,6%
MEGA	16,0%	11,0%	3,0%	-	-	8,7%
CEMEC	10,0%	11,0%	5,0%	-	-	6,5%
ROMAGNOLE	10,0%	10,0%	3,0%	-	-	6,1%
ABB	-	-	-	16,0%	20,0%	5,2%
COEMSA	-	-	-	12,0%	20,0%	4,3%
DEDINI	-	-	10,0%	-	-	1,3%
OUTROS	8,5%	12,0%	4,0%	0,0%	0,0%	5,9%
<b>TOTAL</b>						
(US\$ milhões)	96	36	30	50	20	232

Fonte: Empresas.

<sup>110</sup> Ressalte-se a presença da WEG Transformadores em boa posição também nestes mercados de pequena e média potência. Por diversos fatores, a trajetória da WEG se assemelha à da TRAFÓ: mercado focado, estrutura produtiva enxuta, tecnologia moderna e própria, tradição exportadora etc. As diferenças principais residem na elevada diversificação setorial da WEG e no porte financeiro do grupo, que permite sinergias importantes com o segmento de motores, acionadores e geradores para a instalação de sistemas elétricos completos para indústrias e grandes estabelecimentos comerciais, além de maior fôlego financeiro. Este é outro bom exemplo de empresa que sempre se utilizou com grande envergadura dos instrumentos de fomento e financiamento disponíveis no Brasil (especialmente BNDES e FINEP, desde exportação a pesquisa e desenvolvimento), e acredita ser este um diferencial importante relativamente a suas concorrentes latino-americanas. Vale lembrar que a argentina INPSA vem buscando parcerias no mercado local para poder acessar estes instrumentos de financiamento, já que também os considera um diferencial competitivo importante.

## **CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES: POLÍTICAS DE INVESTIMENTO, RISCOS E INCERTEZAS DO MODELO**

Neste capítulo, procura-se reconstituir os principais argumentos tratados nos capítulos anteriores para depois encadeá-los nas considerações finais.

Propositadamente, deixou-se para este capítulo a discussão a respeito das iniciativas do governo e das demais instituições normativas do setor elétrico com vistas a alavancar os investimentos em termelétricas, consideradas prioritárias por envolverem menor tempo de maturação, considerando-se ainda a urgência com que vêm sendo tratados os investimentos na geração. Trata-se, pois, de um programa complexo e muito rico em detalhes, cujas questões envolvidas dizem respeito aos diversos riscos e incertezas que ainda pairam sobre o novo modelo para o setor em seu atual estágio de transição — sistema híbrido, em que convivem em flagrante desarmonia diversos elementos do antigo modelo estatal e novos elementos do novo modelo.

Assim, retomam-se inicialmente as principais conclusões extraídas dos capítulos anteriores para depois concentrar-se nos riscos e incertezas ainda presentes no modelo de reestruturação em curso.

### **6.1 — PRINCIPAIS CONCLUSÕES DOS CAPÍTULOS ANTERIORES**

No primeiro capítulo deste trabalho, foram avaliados com algum grau de detalhe os determinantes da crise do setor elétrico brasileiro e suas conseqüências sobre a capacidade de expansão do sistema. No segundo capítulo, analisaram-se as tendências apontadas pela dinâmica do consumo de energia, variável independente da capacidade de expansão da oferta e importante balizadora das necessidades de investimento. Verificou-se que:

- (i) A capacidade de geração cresceu muito pouco nos anos oitenta, apesar de elevados investimentos;
- (ii) Este descompasso decorreu da crise financeira, que elevou os gastos com os serviços da dívida e provocou ineficiências alocativas em função de atrasos e paralisações no cronograma de obras;
- (iii) Pelo lado do consumo de energia elétrica, apesar dos sinais de acomodação verificados na segunda metade dos anos noventa, a firme expansão da demanda

acusava riscos de déficit a médio prazo, preocupantes sob a perspectiva de introdução de um regime de mercado e com as peculiaridades do parque gerador brasileiro (forte predominância da geração hidráulica e dependência de níveis favoráveis de água).

Estes foram os pontos centrais que nortearam o programa de reestruturação do setor (assunto do capítulo 3). As medidas que o antecederam buscaram promover alguns ajustes na estrutura financeira das concessionárias, como a promoção de aumentos tarifários e do encontro de contas. Estas medidas permitiram, respectivamente, uma melhora na geração de caixa e uma importante redução do endividamento dessas empresas — embora as concessionárias ainda apresentassem, ao final de 1995, elevado nível de endividamento, especialmente as geradoras e algumas empresas mistas, que controlavam o grosso dos ativos de geração e transmissão.

Os principais pontos da reestruturação, ao menos do ponto de vista das decisões de investimento, foram: (a) a criação das novas instituições normativas e regulatórias; (b) o processo de privatização; e (c) a introdução da concorrência. As principais conclusões foram as seguintes:

- (i) A criação de agências independentes para regulamentação, planejamento e operação dos sistemas foi um passo importante do novo modelo, mas a autonomia e a neutralidade destas instituições (e, portanto, a garantia de rompimento com o velho modelo de gestão) ainda não foram inteiramente asseguradas;
- (ii) O processo de privatização iniciou-se muito antes de estarem definidas as principais regras de funcionamento dos mercados, em grande medida por ingerência macroeconômica. Ainda assim, permanece incompleto;
- (iii) De substancial, a privatização permitiu a entrada das grandes *utilities* globais e de suas estratégias de mercado, incluindo a diversificação intra e inter-setorial (prestação de serviços, gás, petróleo, água etc.) e o ajuste patrimonial e financeiro;
- (iv) Constatou-se ainda uma tendência de sub-avaliação das poucas geradoras privatizadas, em grande medida por conta do maior endividamento destas empresas e da defasagem das tarifas de suprimento relativamente às de fornecimento;
- (v) A introdução da concorrência vem sendo paulatina (vide os *contratos iniciais* até 2003 e o início tardio e problemático das operações do MAE). Ademais, há uma certa incompatibilidade entre a idéia de concorrência e a figura do ONS, que tende a priorizar a segurança cooperativa do sistema em detrimento da concorrência.

Estes pontos já abordam algumas questões importantes para a perspectiva de evolução dos investimentos do setor a curto e médio prazos. Em primeiro lugar, o duplo descompasso no andamento das privatizações — o fato de o processo ter-se iniciado antes da definição do quadro regulatório e de ainda assim estar incompleto, restando o grosso da geração a privatizar — vem adiando alguns investimentos em novas usinas, posto que é menos arriscado e mais interessante comprar os ativos competitivos das estatais. Este argumento é válido especialmente para as grandes empresas do setor (AES, EDF, DUKE, TRACTEBEL, ENDESA, EDP, SOUTHERN etc.), que já se mostraram particularmente dispostas a participar dessas privatizações — o que implica gastos com a aquisição dos ativos e com a assunção de dívidas.

Em segundo lugar, a manutenção da presença expressiva da Eletrobrás em múltiplas funções (particularmente nas funções operacional e de planejamento) representa um sinal preocupante de inércia institucional presente no modelo e um desconforto aos investidores privados, que temem pela neutralidade e autonomia das instituições de regulação sob o comando do MME (particularmente o CCPE, mas também a Aneel e o ONS), cuja afinidade política com a Eletrobrás — e com a Petrobrás, outra estatal que vem atuando com agressividade no setor elétrico — é muito elevada. (Este ponto é de fundamental importância, e será discutido com maiores detalhes na seção 6.2 a seguir, quando se juntarão a estes argumentos as conclusões dos demais capítulos).

Resta, assim, o incentivo à expansão da geração própria de energia por parte das empresas focadas essencialmente no segmento de distribuição e de novos investidores interessados em tornar-se Produtores Independentes, cujos planos de expansão são de pouca expressão diante das necessidades do sistema.

Entretanto, se de um lado restam indefinições institucionais relevantes e traços marcantes do velho modelo, por outro lado a regulamentação do setor elétrico vem sendo bastante benéfica aos investidores, contemplados por medidas excepcionais de política econômica. Destacam-se: (a) a correção tarifária indexada ao IGP-M (fato pouco comum após a estabilização econômica); (b) a fixação, por longo período de tempo, do fator de produtividade (fator X) igual a zero; e (c) a possibilidade de recuperação, pelos compradores, dos recursos investidos na forma de ágio sobre o preço mínimo nas privatizações, por meio de artifícios fiscais e contábeis. Note-se que as intenções que estão por trás destas medidas — proteger o capital investido no setor e minimizar os riscos de investimento — se chocam com as incertezas institucionais listadas acima.

O quarto capítulo é o cerne das discussões sobre o avanço do novo modelo em suas principais propostas, e seu alcance foi avaliado a partir de quatro questões: (a) a ampliação da capacidade de oferta de energia desde a reestruturação; (b) a participação de cada agente (público e privado) nos investimentos; (c) a situação econômico-financeira das elétricas, também por natureza do capital; e (d) o padrão de financiamento setorial.

A análise partiu do quadro geral da expansão da oferta de energia, desceu aos aspectos particulares dos investimentos segundo a participação dos agentes para então avaliar os padrões financeiros e de financiamento que os sustentaram, sempre tratando das participações dos capitais público e privado. Revelaram-se as seguintes questões:

- (i) Os investimentos ganharam novo dinamismo no período 1996-00, viabilizados pela reestruturação — mas muito em função dos vultosos investimentos herdados do antigo modelo, paralisados à espera de recursos para sua conclusão;
- (ii) A ampliação de capacidade deveu-se às empresas estatais, particularmente na geração hidrelétrica e na Rede Básica de Transmissão. Ainda assim, a vulnerabilidade do parque hidráulico explicitou gargalos na produção e transmissão;
- (iii) Os consórcios abriram o caminho para a participação do capital privado na geração, antecedendo-se em muito às privatizações; num primeiro momento, porém, serviram essencialmente para driblar as restrições de financiamento impostas às estatais;
- (iv) O capital privado vem participando mais dos consórcios em curso, com destaque para os grupos nacionais (muitos com pouca tradição no setor) e grandes indústrias (co-geração). Os *players* globais (com possível exceção da AES e TRACTEBEL) participam ainda timidamente;
- (v) Por outro lado, a participação do capital público é ainda muito elevada: embora formalmente minoritárias, as estatais assumem riscos de crédito e de mercado, descaracterizando em parte o sentido privado da expansão a médio prazo.

A análise dos indicadores de balanço das principais companhias do setor — amostra representando cerca de 80% do setor para os indicadores gerais de balanço e perto de 100% para os indicadores de origens e aplicações de recursos — buscou, inicialmente, caracterizar a situação financeira recente do setor e, em seguida, consolidar a avaliação dos investimentos e fontes de recursos por natureza do capital.

Por esta análise, fica claro o papel saneador da recomposição tarifária, além dos esforços do setor em cortar despesas operacionais. Entretanto, os resultados financeiros

líquidos são crescentemente negativos, revelando fragilidades importantes decorrentes do elevado endividamento do setor, em boa parte concentrado em moeda estrangeira.

Dividindo-se por natureza do capital, notou-se que o nível de endividamento das estatais é bem mais elevado que a média, embora tenha permanecido estável ao longo da segunda metade dos anos noventa. Ao contrário, as empresas privadas partiram de níveis reduzidos de endividamento, que cresceram intensamente até 2000 e tornaram-se responsáveis por resultados financeiros líquidos crescentemente negativos. Em seguida, constatou-se que os recursos das empresas privadas foram utilizados em estratégias patrimoniais e de compra de ativos, ao passo que as estatais priorizaram investimentos no imobilizado. Houve, assim, a seguinte dicotomia:

- (i) As empresas públicas arcaram com serviços da dívida mais elevados, mas financiaram-se essencialmente com capitais próprios no período (excluindo-se repasses do Governo). Suas aplicações destinam-se sobretudo à expansão física do sistema;
- (ii) Já as empresas privadas vêm se financiando basicamente com recursos de terceiros e (em menor grau) com recursos de acionistas. Suas aplicações, no entanto, voltam-se essencialmente à compra de ativos de outras empresas, privadas ou públicas.

*Em síntese, as empresas públicas apresentaram fluxo de caixa positivo e elevados investimentos, enquanto as companhias privadas se endividaram para adquirir empresas. Trata-se de gestões financeiras e funções de investimento bem distintas, que revelam com clareza os diferentes papéis de cada agente no modelo de transição do setor.*

O quarto capítulo traz ainda um detalhamento das principais fontes de financiamento setorial, Eletrobrás e BNDES.

Notou-se que a Eletrobrás mantém uma atuação decisiva na estrutura de financiamento setorial por meio de suas empresas controladas, de participações minoritárias em consórcios e, sobretudo, no financiamento de projetos. O fato de estar limitada a financiar exclusivamente o setor elétrico e de possuir recursos e *expertise* na análise de riscos e oportunidades vêm motivando a empresa a manter-se como grande *player* do setor, somando diversas funções importantes no novo modelo.

Já o BNDES, impedido de financiar o sistema estatal no velho modelo, passou a direcionar montantes crescentes ao setor elétrico após a reestruturação. Entretanto, constatou-se que o grosso de seus recursos (65%) se direcionou às estatais (e governos) em fase pré-privatização e às empresas compradoras, inclusive multinacionais. Os

financiamentos à ampliação do sistema também cresceram após a reestruturação — em especial direcionados a Produtores Independentes e Companhias de Propósito Específico, controladoras dos consórcios surgidos nos anos recentes —, mas são menos expressivos. Assim, embora tenha realizado operações lucrativas e de baixo risco, o BNDES vem deixando escapar a oportunidade de consolidar-se como principal agente financeiro do setor elétrico, e com isso uma expansão mais acelerada dos investimentos.

Por fim, o quinto capítulo tratou dos rebatimentos da reestruturação do setor elétrico sobre a indústria fornecedora de equipamentos.

Da herança do velho modelo e das características dessa indústria em âmbito global, notou-se que o parque industrial instalado no país, apesar de moderno e competitivo, é incompleto por ser excessivamente especializado em geração hidrelétrica — o que traz limitações importantes para seus produtos no exterior e no mercado doméstico, dado o potencial de investimentos em termelétricas que vem se precipitando.

A estrutura de comando essencialmente vertical, no sentido matriz-subsidiária, impõe limites à atuação externa das companhias multinacionais aqui instaladas. Somado às restrições ao comércio exterior derivadas das próprias características dos equipamentos (peso, frete, particularidades técnicas etc.), constatou-se que essa indústria é fortemente *introvertida*, tendo o mercado interno como razão fundamental de sua presença no país. Neste sentido, a anunciada mudança na matriz energética deve desviar o dinamismo dos investimentos do mercado local para o exterior, sendo muito reduzidas as chances de reposição deste vazamento de demanda a partir de maiores exportações.

Quanto aos principais rebatimentos da reestruturação do setor elétrico ainda em curso destacam-se:

- (i) A demanda por equipamentos cresceu após as privatizações, mas seus resultados sobre o faturamento e o consumo aparente concentraram-se no biênio 1997-98;
- (ii) O crescimento da produção de equipamentos (indicador mais preciso do período em que se realizaram as encomendas por parte do setor elétrico) limitou-se ao biênio 1995-96, indicando que os impulsos de demanda estiveram concentrados no início das privatizações (retomada das grandes obras paralisadas);
- (iii) Não obstante, as importações cresceram fortemente no período 1996-98 (apesar de pouco expressivas em termos absolutos), reduzindo o poder multiplicador dos investimentos na indústria local;

- (iv) Houve uma relativa associação entre o país de origem dos equipamentos importados e o controle do capital das concessionárias privatizadas, em benefício de fabricantes norte-americanos e alguns europeus (Suécia, Espanha e França) e em prejuízo sobretudo de fabricantes japoneses e alemães;
- (v) Os preços também caíram fortemente no período, em grande medida por causa de da nova política de compras das concessionárias privadas (prioridade a preços baixos e importações), além das variáveis macroeconômicas (câmbio e abertura);
- (vi) As trocas comerciais no período foram francamente desvantajosas para o país, que importou equipamentos de elevado valor adicionado e exportou similares menos sofisticados, de menor preço unitário.

Deve-se notar, por fim, que essas mudanças não foram, a princípio, nocivas às empresas nacionais — ao menos não mais que para o restante do setor. Para as principais empresas de capital nacional entrevistadas, a principal alteração após a reestruturação do setor elétrico foi a queda de preços — pois, segundo estas empresas, o nível e o direcionamento da demanda se alteraram muito pouco. Mesmo assim, acreditam que os efeitos da reestruturação tenham sido mais benéficos que prejudiciais, dadas a competitividade e credibilidade que conquistaram ao longo dos anos.

## **6.2 — OS NOVOS INVESTIMENTOS: POLÍTICAS, RISCOS E INCERTEZAS**

O governo vem sendo levado, pelas circunstâncias do mercado e pelos sucessivos sinais de vulnerabilidade emitidos pelo sistema elétrico nos últimos anos, a adotar uma postura mais ativa durante o longo período de transição por que vem passando o setor. Espremido de um lado pelo aumento dos riscos de déficit e de outro por pressões organizadas do setor privado — como fazia crer a peculiaridade da reestruturação brasileira, que tenta compatibilizar a intenção de privatizar e liberar os mercados com a necessidade de expandi-los —, algumas medidas recentemente adotadas caracterizam-se por recuos na estratégia de liberalização, com vistas a acomodar alguma margem de ampliação da capacidade de produção de energia.

Um bom exemplo dos arremedos de política lançados pelo governo na tentativa de encontrar soluções para os impasses do mercado pode ser visto com clareza no caso dos projetos de investimento em novas usinas termelétricas que, apostava-se, pudessem ser assumidos pelos agentes privados sem interferência ou apoio público.

Entretanto, atribuindo-lhe caráter de urgência e com o mesmo empenho e dedicação dispensados ao processo de privatização, o governo vem empreendendo amplos esforços na tentativa de viabilizar o *Programa Prioritário de Termelétricas* (PPT), lançado no início de 2000 pelo MME e endossado pela Presidência da República.

O Programa contou desde logo com o apoio da Eletrobrás e do BNDES, que comprometeu-se a financiar parcela significativa dos investimentos previstos, e desde seu lançamento várias medidas foram tomadas visando eliminar algumas indefinições e aplacar as incertezas prevalecentes. Porém, os resultados não vêm sendo satisfatórios.

As intenções do Programa são bastante claras: trata-se de criar condições favoráveis aos investimentos privados na construção de usinas termelétricas a gás natural e incrementar, ao mesmo tempo, a participação do capital privado nos investimentos e do gás natural na matriz energética brasileira (dos 3% atuais para 10% em 2010).

Para o governo, as principais vantagens deste arranjo são:

- (i) Valorizar os recursos energéticos, proteger o meio ambiente e promover a conservação da energia (pois admite-se que o gás seja menos poluente que os demais carburantes, e pode ser economizado em períodos hidrológicos favoráveis);
- (ii) Propiciar condições de atendimento do mercado a curto prazo, elevando a confiabilidade e a eficiência do sistema elétrico (pois garante energia “firme” e diminui os riscos de déficit associados a baixos níveis de água nas usinas hidrelétricas);
- (iii) Permitir a otimização dos sistemas de transmissão (dada a maior proximidade aos centros de carga);
- (iv) Facilitar a obtenção de financiamentos e a participação de grupos privados, pois o prazo de maturação dos investimentos é menor;
- (v) Permitir ao setor público concentrar-se em programas sociais (a exemplo do “Luz no Campo”), além de promover a criação de empregos e a dinamização dos serviços de engenharia (projetos e instalações) e construção civil.

Não é de agora que o governo deseja promover a diversificação da matriz energética nacional, pois esta intenção há alguns anos consta dos Planos Decenais de Expansão do setor elaborados pela Eletrobrás. A idéia de delegar às companhias privadas e aos novos produtores independentes a exploração das diversas oportunidades de investimento em termelétrica também sempre esteve nas intenções do governo, pois

sempre se acreditou que tais investimentos são ideais para os padrões de risco e retorno com os quais o capital privado opera em âmbito internacional.

Há ainda outros argumentos usados a favor das termelétricas. Em primeiro lugar, dado que a energia hidrelétrica não pode ser armazenada, a expansão de usinas termelétricas tende a viabilizar a concorrência no setor, difícil de vingar sem o expediente do controle do nível de oferta (conforme discutido no final da seção 3.2.3 deste trabalho). Em segundo lugar, as perspectivas para o gás natural são de elevação da oferta doméstica (descoberta de reservas), ao menos a longo prazo, o que pode reduzir as incertezas quanto à disponibilidade e relativas à cotação em moeda estrangeira. Acrescente-se que a maior penetração do gás interessa a diversos setores industriais (em particular à petroquímica, excessivamente dependente da Nafta) e de serviços (combustível para automóveis e residências etc.).

Para viabilizar o programa de investimentos era necessário, entretanto, concluir as obras de instalação do gasoduto Brasil-Bolívia, que traria daquele país o gás natural para alimentar as futuras usinas, em complemento aos volumes insuficientes produzidos no país. Assim, o Gas-Bol — o empreendimento custou cerca de US\$ 1 bilhão; a Petrobrás participou com 51%, mas assumiu 100% do financiamento — foi finalizado em 1999, quando puderam ser definidos alguns parâmetros importantes como o custo de fornecimento do gás. O elevado interesse das principais companhias globais do setor de energia (Enron, British Petroleum, Shell, Agip, Lurgi etc.) na expansão e capilarização das redes de distribuição do produto levava a crer que o programa termelétrico iria deslançar a qualquer momento.

Com a justificativa de amortizar seus investimentos no gasoduto, a PETROBRÁS passou a ser a empresa mais ativa nos programas de investimento em termelétricas, participando em cerca de dois terços dos projetos juntamente com grupos privados e públicos. Ao mesmo tempo, passou a rivalizar com suas concorrentes na distribuição do gás, dificultando o acesso ao gasoduto e buscando impedir posturas mais agressivas em termos de preço e flexibilidade dos contratos de fornecimento<sup>111</sup>.

---

<sup>111</sup> Estas disputas vêm se arrastando há meses, e exigiram a intervenção da ANP (Agência Nacional do Petróleo) para tentar garantir a “neutralidade” do gasoduto. O caso mais notório é com a Enron, que tenta — sem sucesso — adotar tarifas mais competitivas (variáveis conforme a distância percorrida no gasoduto), transportar uma maior quantidade de gás e fornecê-lo de forma interruptível.

Algumas questões regulatórias importantes que permaneciam indefinidas também foram sendo encaminhadas pela Aneel no período 1997-99, com destaque para a divulgação dos “valores normativos” para as tarifas de geração das novas plantas por tipo de combustível e para a definição dos custos de transporte de energia no sistema de transmissão. Assim, (a) assegurado o fornecimento do combustível; (b) de posse dos custos envolvidos no transporte e na geração; e (c) definidos os limites máximos para as tarifas de suprimento, esperava-se que as geradoras e demais investidores envolvidos avançassem nas negociações para iniciar os projetos já aprovados na Aneel.

Entretanto, a desvalorização da taxa de câmbio no início de 1999 alterou bruscamente o equilíbrio financeiro dos projetos e inviabilizou sua implementação. Alguns dos principais motivos são bastante conhecidos<sup>112</sup>:

- (i) Embora os custos de construção e instalação de usinas termelétricas sejam menores e os retornos mais rápidos, o grosso dos equipamentos é importado, especialmente no caso das usinas movidas a gás natural e sobretudo nas de ciclo combinado, que tendem a contratar diversos serviços (projetos, instalações e montagens) de empresas estrangeiras. Ademais, os financiamentos também tendem a ser em moeda estrangeira (*supplier credits*), ou atrelados à taxa de câmbio relativa ao país de origem do equipamento<sup>113</sup>;
- (ii) O gás natural é cotado em dólares e, assim como os equipamentos importados, elevaram-se sobremaneira os custos operacionais das usinas relativamente aos estimados antes da desvalorização e os tornou bastante vulneráveis a novos choques cambiais;
- (iii) As tarifas de energia elétrica são cotadas em reais. Embora haja mecanismos de repasse dos custos às tarifas no modelo tarifário definido pela Aneel (fator de *pass-through* da equação), tais repasses devem ser anuais, com datas distribuídas ao longo do ano para cada concessionária de forma a diluir seu impacto sobre os índices de preço.

---

<sup>112</sup> Estas questões apoiam-se em entrevistas realizadas com executivos de empresas fabricantes de equipamentos, companhias distribuidoras e demais especialistas do setor elétrico. As fontes consultadas (incluindo-se diversos artigos dos jornais Gazeta Mercantil e Valor Econômico e de revistas especializadas) estão listadas no final das referências bibliográficas.

<sup>113</sup> A capacidade de fornecimento local de equipamentos é de cerca de 30% para as plantas movidas a gás natural e de cerca de 50% para as usinas a carvão, pensando-se em unidades geradoras com potência superior a 10 MW. A capacidade de oferta local de serviços e projetos de engenharia é superior, inclusive por parte de empresas brasileiras, mas é muito reduzida no caso das termelétricas a gás de ciclo combinado.

Além destas questões diretamente relacionadas com a taxa de câmbio, um dos principais entraves é de natureza regulatória e de mercado. Para viabilizar os contratos de financiamento do tipo *project finance*, é necessário assegurar a demanda a longo prazo da energia a ser gerada (PPA – *Power Purchase Agreement*). Entretanto, até 2003 (quando os contratos iniciais de compra e venda de energia passarão a ser lentamente flexibilizados), o mercado para a energia nova deve permanecer muito estreito e com preços voláteis, o que dificulta a assinatura dos PPAs. Mesmo num eventual regime de livre mercado, a curva de demanda da energia nova permaneceria desconhecida, pois: (a) as concessionárias disputarão clientes; (b) alterações climáticas (nível de chuvas) podem otimizar velhas plantas hidrelétricas e inviabilizar as termelétricas; e (c) as mega empresas ainda estatais (Copel, Cemig, Furnas etc.) têm condições de “firmar” energia a um custo médio muito competitivo, dificultando os cálculos do mercado.

Preocupado com remover estes entraves, o governo (via MME) adotou uma série de medidas visando “induzir e viabilizar o aumento da oferta de energia elétrica, em especial termelétricas, no curto prazo<sup>114</sup>”. Destacam-se as seguintes medidas:

- (i) Autorizou a Eletrobrás a atuar como “garantidora solidária” de demanda (*compradora de última instância*) às concessionárias no caso de novas termelétrica a gás, garantindo assim os PPAs totais ou parciais necessários para viabilizar os contratos de *project finance*, como os disponibilizados pelo BNDES;
- (ii) Aceite da “garantia solidária” da Eletrobrás em projetos sem demanda garantida ou garantida por concessionárias de elevado risco. Note-se que, caso a concessionária se torne inadimplente, a Eletrobrás assume o direito de comercializar a energia produzida e agir como um “agente regulador” do mercado;
- (iii) Junto com o BNDES, criou o *Programa de Apoio Financeiro a Projetos Prioritários em Energia Elétrica*, valendo destacar: (a) o limite de cobertura sobre dos 30% iniciais para 80% do investimento total; (b) o *spread* do BNDES segue em 2,5% a.a., mas reduz-se para 1% a.a. nos casos de concorrência internacional vencida por fornecedor brasileiro. Note-se que este programa também vale para hidrelétricas e investimentos em transmissão. As demais condições seguem os padrões do Banco;
- (iv) Ligeira redução do preço do gás natural, que passa a levar em conta a utilização do gasoduto e o mix de fornecimento entre gás nacional e importado; para o sistema

---

<sup>114</sup> Ministério das Minas e Energia – Programa Prioritário de Termelétricas, versão setembro de 2000. ([www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)).

Sudeste-Sul-Centro Oeste, o preço será o equivalente em reais a US\$ 2,26 por milhões de BTU (referência: setembro de 2000); e a US\$ 1,94 para o sistema Norte-Nordeste (suprido exclusivamente pelo gás nacional)

- (v) Por fim, a Aneel compromete-se a encontrar um “...procedimento que permita um repasse automático às tarifas...” no caso de aumentos não previstos de custo, particularmente os relacionados à flutuação cambial.

Embora positivas sob diversos aspectos, estas medidas são de alcance limitado diante dos riscos envolvidos nestes investimentos, além do que algumas delas foram fortemente rejeitadas por parte de outros grupos políticos ligados à área econômica do governo. Comentam-se a seguir os riscos e problemas mais importantes.

Em primeiro lugar, a elevação dos custos com a aquisição de equipamentos é incontornável, dadas as características da oferta e as limitações relegadas ao Brasil na divisão internacional do trabalho neste segmento industrial (questões abordadas no quinto capítulo deste trabalho). Assim, os instrumentos de política aplicáveis neste particular são limitados, e já foram utilizados — redução ou eliminação dos impostos incidentes sobre a importação dos equipamentos sem similar nacional, inclusive IPI e ICMS; e criação de uma linha especial do BNDES para financiar a importação de equipamentos.

Ressalte-se que um dos pontos positivos do novo *Programa Prioritário* do BNDES é a diferenciação do *spread* a favor de equipamentos nacionais, o que poderá induzir o consórcio vencedor (ou “EPCista”, contratada em regime de EPC – *Engineering, Procurement and Construction*<sup>115</sup>) a alocar o máximo possível de produção doméstica no pacote de equipamentos e serviços a serem fornecidos em regime de *turn-key*. Assim, seria possível reduzir a exposição cambial do investimento e, ao mesmo tempo, reduzir os custos do financiamento. Entretanto, o alcance desta medida é muito limitado no caso das

---

<sup>115</sup> Nestes contratos, um só investidor (normalmente um consórcio envolvendo empresas de engenharia, construtoras e fornecedores de equipamento) é responsável por todas as etapas do investimento, desde o projeto à construção civil, fornecimento dos equipamentos, instalações, montagens e motorização final das turbinas, entregando a usina em operação à concessionária ou ao produtor independente que a contratou.

termelétricas a gás, podendo beneficiar mais os segmentos nacionais fornecedores para hidrelétricas e subestações de transmissão<sup>116</sup>.

Em segundo lugar, as condições de compra do gás natural vêm sendo um obstáculo de difícil solução. Segundo portaria do MME, os contratos de compra e venda de gás terão validade de 20 anos e serão do tipo *take-or-pay*, no qual as concessionárias devem pagar o volume total de gás contratado independentemente do efetivamente consumido. Na opinião das concessionárias, este tipo de contrato reduz fortemente as margens de manobra no planejamento operacional das usinas e acentua as incertezas. A Petrobrás, por seu turno, não aceita modificá-los<sup>117</sup>.

Outra queixa comum das elétricas diz respeito à sistemática de fixação de preços do gás natural, que parte de um nível que remunera os custos incorridos na construção do gasoduto e flutua de acordo com as cotações do mercado internacional, inclusive a parcela do gás produzido no país — produto associado às reservas de petróleo, e portanto com custos de exploração já amortizados pela atividade petrolífera.

Em terceiro lugar, a intenção manifestada pelo MME de estabelecer repasses automáticos dos custos de produção às tarifas de energia elétrica (leia-se, indexação automática das tarifas à taxa de câmbio) foi desastrosa e mal-sucedida. A proposta gerou intensas discussões: os embates políticos que se sucederam lançaram sérios questionamentos sobre a imagem de independência cobiçada pelas instituições reguladoras, envolveu alguns Ministérios (particularmente Fazenda e Minas e Energia) e diferentes facções políticas sedimentadas no Planalto.

---

<sup>116</sup> As turbinas pré-encomendados ou que já receberam sinais de encomenda serão fabricados basicamente por três multinacionais: SIEMENS (plantas dos EUA e Alemanha), GE (EUA) e ALSTOM (França). Do pacote de equipamentos e serviços, parte deverá ser fornecida pelas unidades locais ou por empresas domésticas subcontratadas (caldeiras, condensadores, serviços de instalação e montagens etc.). A ALSTOM vem enfrentando problemas com suas turbinas em nível mundial, e chegou a perder contratos no Brasil (como com a UTE Norte Fluminense, que será atendida pela SIEMENS-WESTINGHOUSE). Por sua vez, a SIEMENS já forneceu as turbinas para as únicas três térmicas em operação (Cuiabá, da Enron; Uruguaiana, da AES; e da CSN no Rio de Janeiro), além de reatores para Angra II.

<sup>117</sup> Uma das vantagens da diversificação da matriz energética é a possibilidade de alternar a produção entre as usinas conforme a disponibilidade de água nas bacias: em períodos favoráveis, pode-se otimizar a geração hidrelétrica e desativar temporariamente a termelétrica, economizando assim a queima do gás. Como não é possível antecipar o nível de água dos reservatórios, os contratos do tipo *take-or-pay* inviabilizam, na prática, a otimização sincronizada das usinas.

Por fim, tratou-se de evitar que a indexação automática das tarifas das termelétricas pudesse abrir um perigoso precedente às regras que nortearam a consolidação do Plano Real — posição defendida pela Fazenda que, apesar de permitir o repasse do IGP às tarifas de energia, há anos abomina quaisquer medidas de política econômica que possam sugerir o retorno dos mecanismos de indexação. A questão permanece em aberto, e suas repercussões vêm sendo bastante negativas<sup>118</sup>.

Em quarto lugar, há um componente macroeconômico de risco para os investimentos representado pela alta vulnerabilidade das taxas de câmbio e juros no Brasil, particularmente após o Real.

Sinteticamente, pode-se dizer que a fragilidade externa brasileira deriva de duas questões centrais: (a) do intenso acúmulo de passivos em moeda estrangeira nos últimos anos (dívidas e capitais de risco e portfólio), fruto da rápida abertura econômica e da valorização do real até o início de 1999; e (b) da manutenção de elevados déficits em transações com o exterior, em parte por conta das dificuldades de melhorar o saldo comercial mesmo após a desvalorização cambial, mas sobretudo por conta das remessas de recursos (juros e lucros) derivadas do excessivo passivo externo. Para financiar estes elevados déficits, passou a ser necessário atrair um montante expressivo de capitais estrangeiros para fechar o balanço de pagamentos e equilibrar o mercado de câmbio, o que requer juros altos e monitoramento do ritmo de crescimento econômico.

Pelo lado microeconômico, a baixa competitividade de algumas cadeias produtivas ou sua inexistência — setores de alta tecnologia como semicondutores, microeletrônica e diversos segmentos de bens de capital, inclusive equipamentos para termelétricas — também afeta o ambiente econômico de duas maneiras: (a) inibe a criação de emprego e renda, e portanto o crescimento do mercado consumidor; e (b) reforça a restrição externa

---

<sup>118</sup> No episódio, um dos diretores da Aneel (mais identificado com a postura de neutralidade da agência) entrou em atritos com o MME e foi reforçado pelas posições do Ministério da Fazenda. Na seqüência, desconfiou-se que o MME pudesse interferir politicamente na já esperada troca de nomes na diretoria da Aneel, de forma a demarcar terreno e voltar à ofensiva. Prevaleceu, porém, a posição da Fazenda, contrária à indexação. Atualmente, uma das propostas debatidas é a criação de um *Fundo de Proteção (hedge)* para cobrir eventuais variações cambiais, a ser compartilhado entre todos os potenciais investidores em termelétricas. A idéia se assemelha à atual conta de Custeio do Consumo de Combustíveis (CCC, que acaba em 2001 e não se estende às novas usinas termelétricas), com a principal diferença de que a CCC cobria todo o gasto com combustíveis e o rateava entre todas as empresas do sistema interligado.

ao crescimento econômico, pois é um dos principais motivos do baixo dinamismo das exportações e do crescimento das importações sempre superior ao do PIB.

Com isso, a taxa de câmbio tende a manter-se bastante pressionada sempre que a economia cresce de forma acelerada ou sempre que o cenário internacional torna-se desfavorável. Por outro lado, a necessidade de manter a taxa de câmbio competitiva para alavancar as exportações, somada aos gargalos na estrutura produtiva, pressiona a inflação e reforça a tendência de manutenção dos juros relativamente elevados e do crescimento econômico modesto. Esta “amarra” ao crescimento condiciona o ambiente econômico a longo prazo e afeta negativamente as decisões de investir. O “risco cambial” inclui, portanto, riscos de choques abruptos de juros, cenário pouco promissor para o ajuste financeiro ainda em curso no setor elétrico<sup>119</sup>.

Não bastasse este elenco de dificuldades, o Banco Central (Bacen) impôs, ao final de 2000, mais uma séria limitação à atuação do BNDES no programa de financiamento ao setor: proibiu o financiamento do Banco a empresas estatais que ofereçam garantias de demanda aos contratos de compra e venda de energia — impedindo, portanto, a função de “compradora de última instância” a que a Eletrobrás havia se proposto. Com a medida, o Bacen fechou mais uma brecha ao financiamento de empresas estatais com recursos públicos, dando a entender que se tratou de uma decisão de natureza técnica e fiscal, motivada pelo compromisso de reduzir o endividamento do setor público. Entretanto, a motivação pode ter sido meramente política, em consequência das discussões em torno da tentativa de indexação das tarifas e do posicionamento dos grupos de apoio partidário ao governo.

Em quinto e último lugar — e mais importante —, restam ainda muitas incertezas derivadas do quadro regulatório e do desenho institucional do setor (riscos normativos e políticos), que obscurecem o cálculo econômico de longo prazo e acentuam substancialmente os riscos do negócio. Adicionalmente, diversas regras de funcionamento do futuro mercado livre de energia ainda não foram testadas, e teme-se por mudanças improvisadas mais à frente. Note-se que não se trata de um risco banal,

---

<sup>119</sup> Note-se que estas questões afetam todas as decisões de investimento, embora sejam mais contundentes no caso das termelétricas devido às características peculiares destes investimentos. Os riscos institucionais e regulatórios descritos acima também se estendem aos demais investimentos de grande porte do setor (hidrelétricas, transmissão), e apenas foram descritos nesta seção por questões de fluência de texto.

tendo-se em vista o histórico dos governos brasileiros de ampla ingerência política e macroeconômica, especialmente no setor elétrico até há poucos anos atrás.

Embora o espectro de riscos políticos e institucionais tenha diversas facetas, pode-se sintetizá-lo em duas de maior importância:

- (i) A transição para um regime de mercado está incompleta, seja do ponto de vista das privatizações (o cronograma de venda das geradoras federais e das empresas mistas estaduais está bastante atrasado, e teme-se que não avance a contento) ou por conta de indefinições regulatórias relevantes — a exemplo do MAE, cuja credibilidade foi afetada por causa de atrasos, do episódio com Furnas e da arbitragem das tarifas regionais para contornar gargalos na rede de transmissão <sup>120</sup>.
- (ii) A sobreposição de funções por parte da Eletrobrás vem incomodando os agentes privados, que esperavam sua maior neutralidade ou até mesmo sua saída completa do mercado, ao menos das funções de operação e planejamento. Atualmente, a *holding* federal atua simultaneamente na operação verticalizada dos ativos de suas controladas (geração, transmissão e distribuição de energia, além de grande investidora em parcerias com outras empresas e comercializadora de energia no MAE, função recentemente assumida em virtude dos problemas com Angra II), no financiamento setorial e no planejamento dos sistemas, por meio de sua participação ainda expressiva no CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos).

Acrescente-se que as investidas da Petrobrás neste mercado acentuam o problema, pois o ponto central é a proximidade política destas empresas com algumas instituições responsáveis pelo planejamento e demais políticas setoriais (particularmente o MME). Dado que a aposta dos novos agentes privados é no avanço e consolidação de um regime de mercado, a presença ainda marcante de empresas públicas e as indefinições dela derivadas a esta altura da reestruturação do setor interferem negativamente sobre as decisões de investir por parte dos agentes privados.

*O que está em jogo são os espaços de mercado que ainda restam a ser privatizados e os que podem ser explorados. Assim, vale repetir, a contradição existente*

---

<sup>120</sup> A dívida de Furnas com os participantes do MAE resultou do compromisso de entrega de parcela da energia gerada por Angra II, não cumprido em função de atrasos na conclusão da usina. Seguindo as regras do MAE, esta energia foi faturada antes de estar disponível, gerando créditos a favor das comercializadoras que efetivamente entregaram a energia contratada. Furnas alegou que Angra II não é mais sua controlada, e sim da Eletrobrás (via Eletronuclear), que já assumiu a dívida e já negociou se pagamento.

*entre a busca de mercados livres e a pesada ingerência de empresas estatais de grande fôlego financeiro e político gera sérias desconfianças quanto à transparência das regras para o setor, pois é grande a simbiose entre as empresas públicas remanescentes e os agentes de coordenação e planejamento do sistema*<sup>121</sup>.

É importante deixar claro que não se trata de fazer aqui uma defesa do livre mercado, mas apenas de questionar a coerência e apontar os limites da regulamentação aplicada ao setor. Um exemplo marcante de “desvio” normativo foi a concessão dada à Eletrobrás para construir uma usina termelétrica de 600 MW, com a justificativa de que é preciso compensar as eventuais falhas da UTN Angra II. A Eletrosul também foi autorizada a construir linhas de transmissão “emergenciais” em seus mercados de atuação, abrindo-se com isso uma exceção ao compromisso assumido de transferir ao setor privado os novos projetos “determinativos” de expansão no segmento de transmissão.

Episódios como esses, a princípio pouco importantes, compõem um complexo jogo de interesses que coloca em evidência o seguinte despropósito: a despeito de se encontrar em estágio avançado, a reestruturação do setor elétrico nacional esbarra em elementos endógenos ao modelo e em sua própria inércia estatal. De um lado, o Estado normativo busca estimular os agentes privados: concede garantias, reduz os riscos, define as regras; por outro lado, a presença maciça no mercado do Estado empreendedor e as relações que estabelece a partir de suas influências nas instituições reguladoras inibem o avanço do setor privado, que aguarda a conclusão da desestatização e teme o risco de reversões de natureza política no processo. A necessidade de expansão da oferta de energia, por sua vez, realimenta o jogo de interesses e a inércia estatal.

### **6.3 — CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Antes da aventura que se encerra com este capítulo, foram enumeradas na apresentação do trabalho algumas questões que, desejava-se, pudessem ser de alguma forma respondidas ao seu final: (a) qual o alcance da reestruturação do setor elétrico

---

<sup>121</sup> O exemplo da multifuncionalidade da Eletrobrás é bastante revelador. Além disso, há um forte casamento de interesses entre suas estratégias e as do MME e da Petrobrás, que muitas vezes agem em sintonia. Ademais, um dos receios do mercado é que a Eletrobrás siga o exemplo de sua congênere petrolífera, que vem se tornando uma poderosa *multiutility*, atuando globalmente e ganhando sinergias expressivas nos mercados em que atua.

brasileiro no sentido de induzir novos investimentos? (b) qual o papel efetivo do capital privado no novo modelo? (c) com que profundidade e de que maneira a reestruturação alterou a dinâmica da indústria de equipamentos elétricos no Brasil? (d) como estiveram inseridas nesse processo as empresas e tecnologias nacionais? e (e) quais os riscos e incertezas ainda presentes no modelo?

Estas questões foram todas abordadas ao longo do trabalho, e de certa forma nortearam as curiosidades que deram ânimo à empreitada.

\* \* \*

As evidências indicaram que a reestruturação do setor elétrico permitiu uma recuperação dos investimentos no sistema, mas não foi um fator de dinamização como se esperava. O que houve de relevante foi a retomada, em meados dos anos noventa, de projetos atropelados pela crise da década de oitenta, além de uma incipiente expansão da geração por parte de concessionárias preocupadas em elevar a parcela de geração própria (*self-dealing*) e de novos Produtores Independentes. Assim, seis anos após o início do processo de reestruturação, o ritmo de expansão da oferta de energia permaneceu muito aquém dos requisitos de energia ditados pelo incremento da demanda.

Embora um dos principais objetivos iniciais da reestruturação tenha sido cumprido — a recuperação da capacidade de investimentos das empresas do setor —, o processo de privatização iniciado quase que simultaneamente à reestruturação desencadeou um longo ciclo de ajustes patrimoniais e financeiros por parte das principais empresas ingressantes no setor, o que consumiu parcela significativa dos recursos que poderiam ter sido destinados a investimentos produtivos. Este ciclo de ajustes ainda está longe de se encerrar, pois as empresas estão atualmente definindo suas participações em cada concessionária e seu foco de atuação estratégica nos diversos mercados, sendo elevada ainda a participação de grupos sem tradição no setor e prestes a abandoná-lo (em especial, consórcios formados por empresas nacionais como fundos de pensão, bancos de investimento, além de algumas multinacionais com estratégia de internacionalização recente). Assim, acredita-se que as estratégias de aquisição ainda devam prosseguir com o restante dos ativos estatais a serem privatizados.

A participação das empresas estatais nos investimentos realizados ao longo dos anos de reestruturação foi fundamental: a elas coube o grosso da expansão nos segmentos de geração e transmissão, em boa medida financiada com recursos próprios.

Com níveis elevados de endividamento, estas empresas atuaram alavancadas e com baixa capacidade de captação de recursos, o que contribuiu para dificultar ainda mais sua transferência ao controle privado. Assim, uma forma encontrada para viabilizar alguns empreendimentos foram as parcerias ou consórcios, modalidade por excelência de participação dos agentes privados no segmento de geração – antes mesmo de privatizações. Com isso, as estatais (via participações minoritárias formais, mas em geral assumindo os riscos financeiros e de mercado) puderam driblar as restrições legais ao endividamento e, assim, manter elevada presença nos novos projetos.

Para os agentes privados, os consórcios vêm se tornando um caminho interessante para elevar sua participação no setor sem correr grandes riscos. Iniciando operações em boas condições financeiras e elevado espaço para novo endividamento, e ainda investindo com parcimônia na expansão do sistema, a prioridade de seus investimentos vem sendo a compra de ativos e as estratégias de expansão patrimonial, dentro e fora do setor de energia elétrica.

Do ponto de vista da indústria de equipamentos, os rebatimentos foram pouco relevantes em termos do volume total de demanda, mas houve alterações qualitativas importantes. As importações cresceram até 1999 (em reais) sobretudo em função das alterações na política de compras das novas concessionárias, que ainda precipitaram uma forte queda dos preços de equipamentos. Com isso, a indústria também promoveu ajustes em sua estrutura de oferta e portfólio de produtos, buscando reduzir custos e racionalizar a produção, além de acelerar sua consolidação no mundo dos serviços e projetos. No entanto, a disputa neste mercado passou a ser cada vez mais acirrada, especialmente com a entrada das concessionárias privadas, em busca de maiores oportunidades de negócio, diferenciação de produto e ganhos de escopo. Para os fabricantes de equipamentos, o resultado líquido da reestruturação foi a redução da rentabilidade e um novo ciclo de concentração de mercado.

Ainda na indústria de equipamentos, as empresas de capital nacional foram relativamente preservadas ao longo destes anos de reestruturação do setor elétrico, pois já contavam com estruturas de custo enxutas e agilidade de mercado. Ademais, foram beneficiadas pelas estratégias de racionalização produtiva das grandes multinacionais, que abriram espaço de mercado para as empresas domésticas em alguns segmentos menos sofisticados — muitas vezes sendo subcontratadas pelas gigantes do setor. Por outro lado, enfrentam resistências para firmar-se em segmentos mais valorizados como

serviços e soluções completas para o mercado elétrico, em geral porque tradição, estrutura financeira e domínio de tecnologia são importantes barreiras à entrada nestes mercados. Além disso, é provável que sejam menos favorecidas no médio e longo prazos, caso se confirmem as perspectivas de desenvolvimento mais acelerado do segmento de termelétricas, no qual possuem grandes desvantagens relativamente a seus concorrentes multinacionais (espera-se um salto das importações neste setor). Aliás, para as empresas e tecnologias nacionais, seria muito mais benéfico um programa de expansão voltado à geração distribuída e à co-geração com base em biomassa, um nicho de mercado que pode ser explorado por empresas e engenharias nacionais longe do assédio dos grandes grupo multinacionais.

Por fim, os riscos e incertezas ainda presentes na transição para o novo modelo para o setor elétrico pertencem a diversas matizes, sendo mais importantes os relativos à condução política de questões ainda em aberto (a exemplo da conclusão do processo de privatização, da definição de regras para o funcionamento efetivo dos mercados livres, do planejamento da expansão do sistema e das políticas de apoio e incentivo aos investimentos produtivos); os riscos institucionais (grau de autonomia e neutralidade das agências de regulamentação; concorrência ditada pela demanda, com pouca margem de manobra para o controle da oferta) e macroeconômicos (perspectivas de evolução da demanda, dos juros e do câmbio). Juntos, tais elementos de incerteza dominam o ambiente de mercado e amarram as decisões de investimento.

Enquanto esses riscos não são dissipados e à medida que algumas soluções tornam-se urgentes para suprir as necessidades de oferta do sistema, o Estado é levado a recuar em suas intenções de promover um regime de mercado para o setor e acaba refém dos agentes privados e das estatais mais agressivas, realimentando com isso a instabilidade institucional.

A redefinição da participação do Estado parece ser, assim, o principal dilema para o avanço da reestruturação do setor elétrico nos próximos anos. Dada a urgência em expandir a oferta de energia, não parece haver outra alternativa senão o Estado – a partir das empresas que ainda controla no setor energético – reassumir imediatamente, e sem mediações, as funções de planejamento e os investimentos em novos aproveitamentos. Uma vez afastado o risco de colapso do sistema, o Estado poderá buscar atrair capitais privados para novos investimentos e concentrar-se em duas frentes: estabilizar o quadro regulatório e redesenhar, de forma consistente, o planejamento de longo prazo do setor.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIMAQ/SINDIMAQ. Encontro Nacional de Máquinas e Equipamentos: *O Desafio da Indústria*. Mimeo. Maio, 1988.

ABINEE. Fórum Abinee tec' 1997: a indústria elétrica e eletrônica no século XXI. São Paulo, 1998.

ABINEE. Fórum Abinee tec' 1999: perspectivas tecnológicas para a indústria eletroeletrônica na virada do milênio. São Paulo, 1998.

ABINEE. Indicadores da indústria eletroeletrônica, São Paulo, 1998

ABREU, Yolanda Vieira de. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. Dissertação de mestrado, São Paulo, IEE, POLI/USP, 1999.

ALMEIDA PRADO Jr, Fernando Amaral. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro: a necessidade da componente social no modelo competitivo*. Tese, Unicamp, Campinas, 1999.

ASEA BROWN BOVERI. *Annual Report*, 1993, 1997, 1998, 1999 e 2000.

BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. *Situação atual e perspectivas do setor elétrico brasileiro*. Documento para discussão, novembro de 1998.

BARBOSA, Alexandre F. *Indústria de Bens de Capital no Brasil: A Desarticulação nos anos noventa e os Impactos sobre o Mercado de Trabalho, a Política Industrial e a Reestruturação Produtiva*. São Paulo, DESEP/CUT. Julho, 1999.

BIELSCHOWSKY, Ricardo. *Energia elétrica no Brasil, 1993-1997: investimentos deprimidos numa transição problemática*. Brasília, Convênio CEPAL-IPEA, 1997.

BNDES. *Cadernos de Infra-estrutura*. Setor elétrico: ranking 1998. Rio de Janeiro, volumes I-IV, 1998.

BNDES. *Estudos setoriais*. Panorama do setor elétrico no Brasil. Rio de Janeiro, agosto 1998.

BNDES. *Questões Relativas à Competitividade da Indústria de Bens de Capital: Bens de Capital sob Encomenda e Máquinas-Ferramenta*. Rio de Janeiro, Julho de 1988.

BNDES. *Relatório Anual*. Vários números.

BRAGA, J. C. Souza. *O financiamento das estatais no Brasil*. In: BELLUZZO, Luiz Gonzaga de Mello e COUTINHO, Renata (orgs). *Desenvolvimento capitalista no Brasil: ensaios sobre a crise*. Editora Brasiliense, São Paulo, 1982.

BRASIL ENERGIA. *As lições aprendidas com a crise na Califórnia*. São Paulo, nº 239, outubro de 2000.

CAMARGO, Fernando J. *Diagnóstico e Perspectivas para a Indústria de Equipamentos para Energia Elétrica no Brasil e nos Principais Países Produtores*. São Paulo, Mimeo, LCA Consultores/PREVI, Julho de 1999.

CAMARGO, Fernando J. *Reestruturação produtiva, política industrial e contratações coletivas nos anos noventa: a proposta dos trabalhadores — Eixo 2: Políticas públicas e financiamento no setor de bens de capital*. FINEP/DESEP-CUT, abril de 2000.

CCPE. *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*. Brasília, 2000.

CCPE. *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*. Brasília, 2000.

CCPE. *Estruturação do CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos*. Relatório do Grupo de Trabalho. Brasília, dezembro de 1999.

CINTRA, Luiz Carlos. *Descentralização na infraestrutura: condicionantes e perspectivas – setor elétrico*. IESP/FUNDAP, São Paulo, janeiro 1998.

COUTINHO, L. e FERRAZ, J. C. (coordenadores). *Estudo da competitividade da indústria brasileira – ECIB*. Campinas, Papyrus/Editora Unicamp.

COUTINHO, Luciano G.; BALTAR, Paulo; CAMARGO, Fernando J. *Desempenho Industrial e do Emprego sob a Política de Estabilização*. In: *Brasil — Abertura e Ajuste do Mercado de Trabalho*. Brasília, Editora 34/OIT/MTb. 1999.

Electrical World, vários números.

ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1999/2008 — minuta (preliminar)*. Brasília, 1999.

ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1998/2007: equipamentos e materiais*. Brasília, 1998.

ELETROBRÁS. Plano Decenal de Expansão 1998/2007: relatório principal. Brasília, 1998.

FERRAZ, João Carlos e TIGRE, Paulo Bastos (coordenadores). *Análise da estrutura e da atratividade para investimentos: setor de distribuição de gás*. Rio de Janeiro, IE/UFRJ, Convênio PREVI/FUJB, abril 1999.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. São Paulo, 1999.

FIANI, P. Perfil das Exportações de Bens de Capital Admitidos pelo Programa Finamex: 1990/95. Rio de Janeiro, Revista Bndes nº 6. Dezembro, 1996.

GAZETA MERCANTIL *Balanço anual*. São Paulo, vários números.

GAZETA MERCANTIL. *Panorama Setorial: Energia Elétrica*. São Paulo, volumes I a III, maio de 1997.

GENERAL ELECTRIC. *Annual Report*, 1997, 1998 e 1999.

GRUPO INEPAR. *Relatórios gerenciais*. Curitiba, 1997, 1998 e 1999.

HONTON, E. J. *Micro and mini turbine technology*. West Coast Energy Management Congress, junho de 2000.

IEDI. Agenda para um Projeto de Desenvolvimento Industrial — Proposta IEDI. São Paulo. Outubro, 1998.

LAPLANE, Mariano e SARTI, Fernando. *Novo ciclo de investimentos e especialização produtiva no Brasil*. IE/UNICAMP, Campinas, maio de 1998.

LAPLANE, Mariano. *Competitive Assesment os Brazilian Industrial Robots and Computer Numerical Control Industries*. Mimeo, IE-Unicamp. Julho, 1988.

LAPLANE, Mariano. *O Setor de Máquinas-Ferramentas: Diagnóstico da Situação Atual*. In: Abimaq/Sindimaq — Política Industrial para a Indústria Mecânica. Agosto, 1989.

LEAL, Cláudio Figueiredo Coelho. Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. *Revista do BNDES*, dezembro de 1998.

MADI, M. Alejandra C. *Gestão de Ativos e Financiamento dos Grupos Privados Nacionais nos anos 90*. Mimeo, elaborado como parte integrante do projeto Grupos Econômicos. Campinas, IE-Unicamp. 1993.

OLIVEIRA, A. e outros. *Infra-estrutura e perspectivas de reorganização: Setor Elétrico*. Brasília, PNUD/IPEA/FUNDAP, maio de 1997.

ONS. Plano anual da operação energética: ano 2000. Revisão 1 – 2º quadrimestre. Junho de 2000.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Operação do sistema interligado nacional. Dados relevantes de 1999.

PAULINO, Luís. A; MONTORO, Guilherme. *Desempenho Exportador da Indústria Paulista*. In: São Paulo em Perspectiva, vol. 13, nº 1-2, pg 77-86. Fundação Seade, jan-jun de 1999.

PIRES, José Cláudio Linhares. Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro: as experiências da ANEEL e ANP. Ensaio BNDES, Rio de Janeiro, dezembro de 1999.

PIRES, José Cláudio Linhares. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Textos para discussão nº 76*. Rio de Janeiro, IPEA, março de 2000.

PIRES, José Cláudio Linhares. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista BNDES*, Rio de Janeiro, v. 6, nº 12, p. 137-168, dezembro de 1999.

PIRES, José Cláudio Linhares. Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia. *Textos para discussão nº 73*. Rio de Janeiro, IPEA, outubro de 1999.

QUADROS, Rui; e outros. *Padrões de Inovação Tecnológica na Indústria Paulista e Comparação com Países Industrializados*. In: São Paulo em Perspectiva, vol. 13, nº 1-2, pg 53-66. Fundação Seade, jan-jun de 1999.

RESENDE, Marco F. C.; ANDERSON, Patrícia. *Mudanças Estruturais na Indústria Brasileira de Bens de Capital*. Brasília, IPEA. Texto para Discussão nº 658. Julho, 1999.

REVISTA EXAME. *Melhores e maiores*, vários números.

SASSI Jr, Paulo Milton. A reestruturação do setor elétrico brasileiro e sua influência nas empresas energéticas do Estado de São Paulo. Campinas, UNICAMP, 1999.

SIEMENS. *Annual Report*, 1998, 1999 e 2000.

STRACHMAN, Eduardo. Estrutura de mercado, competitividade e políticas para as indústrias internacional e brasileira de bens de capital sob encomenda para o setor elétrico. Dissertação de mestrado, UNICAMP, agosto 1992.

TADINI, Venilton. *O Setor de Bens de Capital sob Encomenda: Análise do Desenvolvimento Recente (1974-83)*. São Paulo, FEA/USP. 1985.

TADINI, Venilton. *Perspectivas do Setor de Bens de Capital sob Encomenda no Brasil*. Mimeo, elaborado para apresentação no V Fórum Nacional, São Paulo, 1994.

THE ECONOMIST. The electric revolution, agosto de 2000.

TOSHIBA CORP. *Annual Report*, 1998.

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE. *U.S. Industry & Trade Outlook '99*. DRI/McGraw-Hill, Standard & Poor's, 1999.

VERMULM, Roberto. *O Grupo ABB do Brasil*. Projeto Grupos Econômicos. IE/UNICAMP, Campinas, 1995.

VERMULM, Roberto. *O Setor de Bens de Capital*. In: SCHWARTZMAN, Ciência e Tecnologia no Brasil: Política Industrial, Mercado de Trabalho e Instituições de Apoio. Rio de Janeiro, FGV, vol. 2. 1995.

## **ENTREVISTAS REALIZADAS**

Fernando Terni – Diretor da Área de Transmissão e Distribuição  
ABB/T&D

Luiz Fernando Buchman – Diretor Industrial  
INEPAR Indústrias S/A

Jorge Homero Gonçalves da Silva Coelho – Presidente  
TRAFO Equipamentos Elétricos S/A

Leandro Halfeld Limp – Diretor de Energia  
José V. J. de Camargo – Gerente Geral  
Antoni Corrêa de Lacerda – Economista Consultor  
SIEMENS Ltda.

Luis Alberto Oppermann – Diretor Superintendente  
WEG Transformadores S/A

Marco Antônio Finoti – Diretor de Marketing  
SCHNEIDER ELECTRIC Alta Tensão Ltda

Newton Idemori – Gerente de Marketing  
GENERAL ELECTRIC do Brasil S/A

Roberto Barbieri – Coordenador da Área de GTD

ABINEE

Sérgio Bajay – Engenheiro e Consultor

UNICAMP (Centro de Planejamento Energético) e ANEEL (Consultor)

Sérgio Gomes – Diretor Comercial

Jacques Pennewcort – Diretor Industrial

ALSTOM do Brasil Ltda

Vlamir Ramos – Diretor Financeiro

Paulo Ricardo Bombassaro – Gerente de Divisão Técnica

A. Filipe Müller – Gerente do Departamento de Suprimentos

RGE – Rio Grande Energia S/A

Zacharia Korn – Diretor Presidente

TOSHIBA do Brasil S/A