



# INFORME INFRA-ESTRUTURA

BNDES FINAME  
BNDESPAR

ÁREA DE PROJETOS DE INFRA-ESTRUTURA

DEZEMBRO/2000

Nº 53

## O SETOR ELÉTRICO – DESEMPENHO 93/99

A elaboração do *ranking* das empresas do setor elétrico brasileiro, por cinco anos consecutivos – RANKINGS 1996, 1997, 1998, 1999 e 2000, apresentados nos Cadernos de Infra-Estrutura<sup>1</sup> – permitiu a compilação de um significativo conjunto de informações e indicadores do desempenho econômico-financeiro e técnico-operacional do setor no período 1993/1999, tais como, produtividade, eficiência e rentabilidade.

Isto possibilitou não apenas traçar uma radiografia atual do setor mas, principalmente, acompanhar o seu desempenho à medida que o processo de reestruturação avançou, conforme apresentado a seguir.

### PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

A recuperação da atividade econômica pós Plano Real representou forte e imediato estímulo ao aumento do consumo de energia elétrica no Brasil.

Para efeito de análise do mercado de energia elétrica, a década de 90 pode ser dividida em dois períodos. No primeiro, anterior ao Plano Real – 1990 a 1994 – o consumo de energia elétrica cresceu a taxas superiores (3,5% a.a.) às de expansão da economia (2,3% a.a.). Esse comportamento confirma a tendência histórica no Brasil de o consumo de energia elétrica apresentar-se superior ao de expansão da economia.

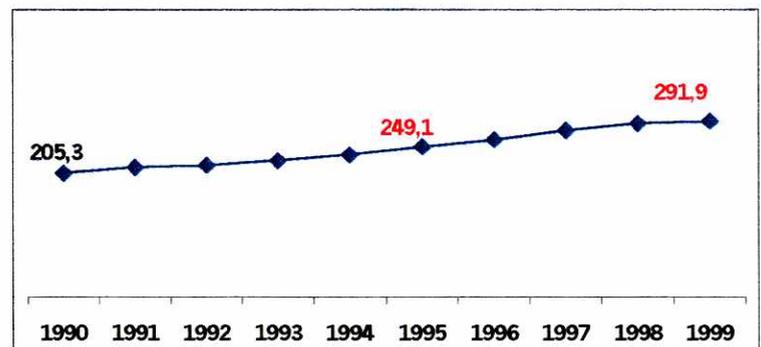
No período pós Real – 1995/1999 – houve, em resposta às medidas do Plano de Estabilização Econômica, uma imediata explosão do consumo, que perdurou até o final de 1997. Neste período, o consumo de energia elétrica cresceu em ritmo intenso – 5,4% a.a.. A melhoria do nível de renda da população refletiu-se no aumento do consumo residencial (aquisição de eletrodomésticos) e comercial (novos *shopping centers*, hipermercados).

A partir de 1998, os ajustes na política econômica implementados em razão de crises externas – problemas na economia asiática e moratória da Rússia – afetaram o ritmo de expansão do consumo de energia elétrica no País. A taxa de crescimento do consumo de energia caiu de 6,2% em 1997, a maior da década, para 4,1%

em 1998. No ano seguinte, a queda na taxa de crescimento do consumo de energia elétrica se acentuou, desta vez influenciada pelo fraco desempenho da economia, motivado, especialmente, pela desvalorização do real promovida em janeiro de 1999. Mesmo assim, ao final de 1999, o consumo de energia elétrica cresceu 1,6% contra 0,86% de expansão do PIB.

Deve-se registrar que o crescimento do consumo de energia elétrica no último quinquênio ocorreu a despeito de a tarifa média de fornecimento ter acumulado, desde final de 1995, uma elevação de aproximadamente 43%. Nota-se, assim, que a elevação do nível tarifário nos dois últimos anos não foi fator inibidor do crescimento do consumo, inclusive das classes comercial e residencial, classes estas sujeitas a tarifas nominalmente mais elevadas.

Consumo Total de Energia Elétrica (TWh)



Diferentemente do ritmo de crescimento do consumo, a expansão da oferta foi mais lenta, bastante aquém das necessidades do mercado. Isto pode ser visto quando são comparadas as taxas de crescimento das três últimas décadas. Enquanto na década de 70, a expansão da capacidade instalada de geração se processou à taxa média de 11,8% a.a., na década seguinte foi de 4,1% a.a., baixando ainda mais nos anos 90 quando alcançou 2,9%. Assim, foi gerado um descompasso entre a oferta e o consumo de energia elétrica. No período de 1995 a 1999, o crescimento da capacidade instalada foi de 3,4% a.a., enquanto o consumo nacional de energia elétrica cresceu à taxa de 4,4% a.a.

<sup>1</sup> Os Cadernos de Infra-Estrutura são uma publicação da Área de Projetos de Infra-Estrutura AII/GESET 1.

Nas décadas de 70 e 80, a expansão do sistema elétrico brasileiro esteve garantida por um modelo de financiamento que combinava um imposto específico – IUEE, tarifas remuneradoras do investimento e captação de créditos externos. No entanto, a partir de meados de 80, a extinção do imposto vinculado, a contenção tarifária e, ainda, a diminuição do acesso a recursos externos, resultaram em contínua redução da capacidade de investir das empresas, até então estatais em sua quase totalidade.

O esgotamento da capacidade de investimentos do setor público para a expansão da infra-estrutura então demandada levou o Governo a promover uma ampla reestruturação do setor, abrindo, ao capital privado, a concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, até então praticamente restrita a empresas públicas.

Até 1995, a participação do capital privado no segmento de geração e de distribuição de energia elétrica era bastante limitada. Em relação à geração, as empresas privadas eram responsáveis por 2,7% da capacidade instalada do País e na distribuição por 2,4% da energia elétrica fornecida. Somente a partir de julho/95, com a privatização da distribuidora ESCELSA, é que esse panorama começou a mudar. Nesse período têm início as reformas estruturais no padrão de funcionamento e financiamento do setor.

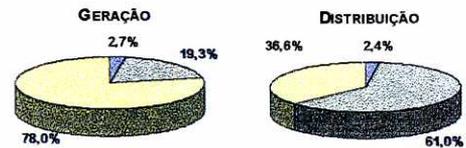
A transição de um modelo estatal para um de participação mista estatal/privado – em um setor da magnitude e características do setor elétrico brasileiro – gerou naturalmente um adiamento das decisões de investir, por parte dos novos agentes, na espera de que uma estável<sup>2</sup> regulamentação sinalizasse com clareza as oportunidades de investimento. Ainda nessa fase inicial, o capital público continuou a ser responsável pela maior parte dos investimentos realizados pelo setor elétrico, apesar do declínio verificado nos últimos três anos (97/99).

Com o início da privatização das distribuidoras em 1995, começaram a ser criadas condições de estímulo ao surgimento de produtores independentes de energia (PIE) que passaram a

participar dos projetos de geração licitados pela Aneel. Além disso, a elevação do nível tarifário de suprimento foi fator fundamental para a atratividade de investimentos em geração, incluindo-se a autoprodução e a produção independente de energia. Considerando o período de 1995/99, a tarifa média de suprimento cresceu 51%.

A partir de então a participação do capital privado no investimento total do setor elétrico saltou de 6% (R\$ 0,7 bilhão, em 1995) para 35% (R\$ 1,9 bilhão, em 1999).

Atualmente, a participação do capital privado no segmento de geração representa 22% da capacidade instalada do País, enquanto na distribuição atinge 63% da energia consumida.



## INDICADORES SETORIAIS

Passados sete anos do início da reestruturação do modelo de funcionamento do setor elétrico<sup>3</sup>, a base de informações acumuladas permite a avaliação do desempenho do setor por meio de um conjunto de indicadores. A partir dessa base, foi selecionada uma amostra representativa de empresas que respondem por cerca de 92% do mercado nacional de energia elétrica. A amostra é formada por companhias de capital aberto e por integrantes do Grupo Eletrobrás.

Os indicadores selecionados foram segmentados em:

### (i) Econômico-Financeiros

- Resultado Operacional
- Retorno do Ativo Econômico
- Lucro Líquido

### (ii) Técnico-Operacionais

- Perdas de Energia
- Duração de Interrupção de Energia – DEC
- Frequência de Interrupção de Energia – FEC
- Produtividade

## Indicadores Econômico-Financeiros

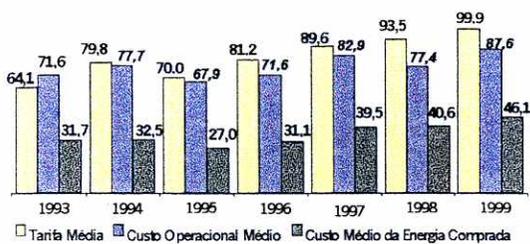
O Resultado Operacional do conjunto de empresas da amostra evoluiu no período 1993/99 conforme os gráficos a seguir.

<sup>2</sup> Somente ao final de 1998 a ANEEL divulgou as regras de tarifação do uso das redes básica e de distribuição, variáveis essenciais para a definição do preço de venda da energia por produtores independentes.

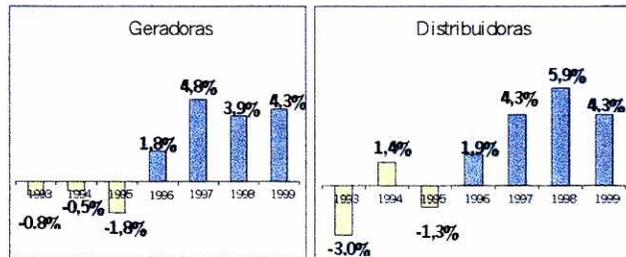
<sup>3</sup> Em 1993, a Lei Nº 8.631 e o Decreto Nº 774 estabeleceram a desequilíbrio tarifária, a extinção da remuneração garantida e novas regras de comercialização de energia entre as concessionárias, além de permitir a liquidação das dívidas intrasetoriais através de encontro de contas.



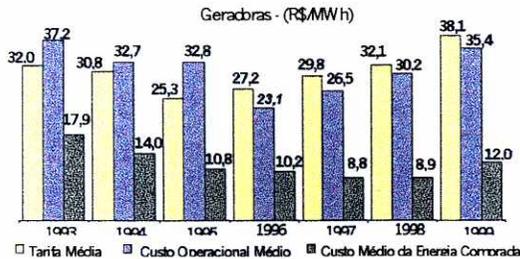
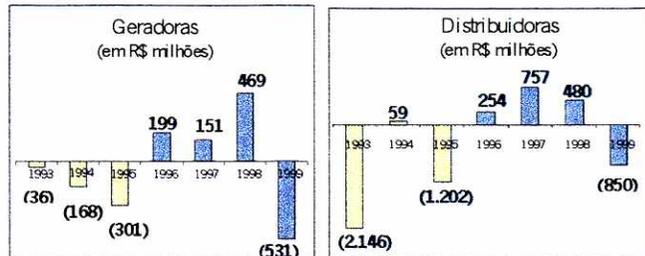
Distribuidoras - (R\$/MWh)



## Rentabilidade do Ativo Econômico



## Lucro Líquido



## Indicadores Técnico-Operacionais

INDICADORES TÉCNICO-OPERACIONAIS (DISTRIBUIDORAS)	1995	1999	Δ (%)
<b>Indicador de Eficiência</b>	13,6%	12,4%	-9
<i>Perda de Energia (%)</i>			
<b>Indicador de Qualidade</b> (interrupções de fornecimento)			
DEC (Nº de horas)	27,41	18,36	-33
FEC (frequência)	27,68	17,64	-36
<b>Indicador de Produtividade</b>			
MWh vendido/Empregado	1.572	3.705	136
Nº Consumidores/Empregado	283	607	114

Os principais fatores que tiveram influência no resultado operacional das concessionárias foram:

1996/97: a recuperação das tarifas e o elevado crescimento de mercado contribuíram para que o resultado operacional passasse a ser positivo.

1998: a adoção pelas empresas recém privatizadas de programa de redução de custos focado em dois componentes: (I) Custo de Compra de Energia: redução de perdas e (II) Custo de Pessoal: Programa de Redução do Quadro Próprio de Pessoal – Desligamento Voluntário/Terceirização.

1999: a desvalorização cambial com reflexos negativos sobre os custos da energia comprada para as concessionárias que adquirem energia de Itaipu (tarifa cotada em dólar).

A rentabilidade dos ativos, tanto das geradoras quanto das distribuidoras, obedeceu no período 93/98 uma trajetória ascendente, em consequência dos fatores analisados na evolução do Resultado Operacional. No entanto, o retorno do Ativo Econômico sofreu uma inflexão em 1999 causada pela desvalorização cambial implementada em janeiro daquele ano que elevou o custo da energia comprada de Itaipu.

Além dos pontos anteriormente destacados, relacionados ao resultado operacional, ressalta-se ainda que a desvalorização cambial de janeiro/99 gerou efeito negativo no resultado financeiro das concessionárias, em especial para as empresas privatizadas detentoras de passivos em moeda estrangeira decorrente da representativa participação do investidor estrangeiro no processo de privatização.

No passado, a redução substancial dos investimentos no setor, decorrente da paralisação ou adiamento de obras de ampliação e manutenção das redes de transmissão e distribuição (perdas técnicas) e instalação de medidores (perdas comerciais), resultou na deterioração do padrão de eficiência na prestação do serviço. No entanto, a retomada dos investimentos após a privatização possibilitou que, a partir de 1996, a média setorial relativa a perdas de energia iniciasse uma trajetória descendente.

Quanto à qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias ao consumidor final, observa-se com o início da privatização uma progressiva recuperação do padrão nos indicadores de DEC e FEC<sup>4</sup>. Os investimentos realizados após a privatização nos sistemas de transmissão e de distribuição impactaram positivamente. Tais investimentos reduziram as interrupções de fornecimento ocasionadas por sobrecarga na rede, por superaquecimento de transformadores, etc.

Igualmente, os indicadores de produtividade mostraram evolução positiva. O aumento da demanda e a reestruturação organizacional das empresas resultaram em maior eficiência nas relações MWh Vendido por Empregado e Consumidores Atendidos por Empregado.

<sup>4</sup> DEC – Duração de Interrupção de Energia por Consumidor – exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor ficou privado de fornecimento de energia no ano.

FEC – Frequência de Interrupção de Energia por Consumidor – exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor sofreu no ano.

## CONCLUSÃO

A implementação do programa de privatização do setor elétrico teve início com a venda das concessionárias distribuidoras. Isto teria sido não só para reduzir o risco percebido de um rompimento financeiro dos contratos por parte dessas empresas mas, também, porque na fase inicial da privatização a compra de geradoras representaria um risco inaceitável para os investidores privados, já que boa parte da regulamentação ainda estava sendo elaborada.

Atualmente, a maioria das empresas de serviços públicos de distribuição (cerca de 63%) já está nas mãos do setor privado, restando apenas duas áreas de distribuição grandes e relevantes – COPEL e CEMIG.

A privatização das companhias geradoras, iniciada em 1998, avança em ritmo mais lento, no aguardo de uma regulamentação para o uso dos recursos hídricos sob a responsabilidade da recém criada Agência Nacional de Águas – ANA.

Quanto aos investimentos em novas usinas, verifica-se que, embora cruciais, não estão se materializando na velocidade necessária para atender o crescimento da demanda. As obras de hidroelétricas planejadas para a década de 90, ou não saíram do papel ou estão com os cronogramas atrasados.

Na verdade, o novo modelo de gestão do setor elétrico, ao mesmo tempo que buscava viabilizar a retomada dos investimentos ao ampliar as alternativas de fontes de recursos pela via do capital privado, introduziu certo grau de incerteza na implementação do programa de obras previsto no Plano Decenal, uma vez que o aporte dos recursos necessários por parte do empresariado privado só seria viabilizado para aqueles projetos cujos parâmetros de rentabilidade e risco fossem alcançados.

Afinal, ainda que se tenha observado inequívoco avanço na solução de importantes questões institucionais, para que a decisão de investir ocorra no tempo e nos montantes exigidos pelas pressões do mercado é necessária a apreensão pelos agentes de alguns pontos fundamentais, em especial o funcionamento do mercado livre (MAE). Além disso, é preciso que os investidores assimilem os efeitos do ajuste cambial de janeiro de 1999. Outro alvo de constantes críticas dos investidores é o preço da energia – Valor Normativo (VN) – fixado pela ANEEL, uma vez que não acreditam que este reflita o custo efetivo da energia adicional no Brasil.

Quanto aos projetos hidroelétricos licitados com sucesso pela ANEEL, nota-se que a autoprodução foi a principal motivação dos investidores, que nestes casos, sentem-se mais protegidos dos riscos de mercado.

Além do ritmo dos investimentos para expansão da geração estar mais lento do que o do crescimento do mercado, os projetos em execução referem-se a grandes hidroelétricas – Itá, Machadinho, Lajeado – que, por força do prazo de construção, não têm impacto imediato no atendimento da demanda de energia.

Já as usinas térmicas, que poderiam mais rapidamente atender o crescimento da demanda, esbarram em questões tais como: descasamento das formas e periodicidade de reajuste do preço do gás (insumo cotado em dólar) e o da tarifa de fornecimento (Valor Normativo); risco cambial sobre o endividamento; complexidade na constituição de uma SPC<sup>5</sup> e montagem de *Project Finance*; carência de turbinas no mercado; regime fiscal não compatível com a desverticalização da cadeia produtiva do setor; demora na obtenção de licenças ambientais; dificuldades para firmar contratos de longo prazo de venda de energia (PPA<sup>6</sup>) no novo ambiente de consumidores livres; e incertezas quanto ao preço futuro da energia elétrica.

No segmento de distribuição verifica-se que a recuperação tarifária, o mercado em expansão e a redução de custos, observados nos últimos anos possibilitou uma geração de caixa adicional que foi destinada à expansão/modernização do sistema de distribuição. Esses novos investimentos geraram uma significativa melhora nos indicadores técnico-operacionais das empresas, em especial quanto à eficiência (redução nas perdas de energia) e à qualidade dos serviços prestados aos consumidores (redução da frequência e da duração das interrupções de energia), antes mesmo da fixação, pela Aneel, das metas de qualidade a serem cumpridas pelas concessionárias distribuidoras.

De qualquer maneira, com a implementação do Plano Emergencial de Termelétricas, que prevê a entrada em operação comercial de 10 Usinas Térmicas correspondentes a 1.700 MW, e do acréscimo de cerca de 1.600 MW em Usinas Hidrelétricas em 2001, aliado à melhoria verificada no nível atual dos reservatórios, garantiria a expansão da oferta de energia para atender, de imediato, ao crescimento da demanda. Esta expansão proporcionaria um período de tempo suficiente para a superação dos obstáculos que, na visão dos agentes, impedem os investimentos necessários para a restauração do equilíbrio entre oferta e demanda conforme as metas previstas no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico.

### **Equipe Responsável: (GESET 1 /AI)**

Heloísa Helena de Oliveira Fernandes – **Gerente**  
Antonio Claret Silva Gomes – **Engenheiro**  
Elíada A. S. Teixeira Faria – **Economista**

<sup>5</sup> SPC: *Special Purpose Company*.

<sup>6</sup> PPA: *Power Purchase Agreement*.