

Este exemplar com
responde ao original
da tese defendida pelo
aluno José Bonifácio de
Souza Amaral Filho em
17.12.91 e orientada pelo Prof. Dr.
Luiz Gonzaga de Mello Belluzzo.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE ECONOMIA

**"CENTRALIZAÇÃO E TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A RESERVA GLOBAL
DE REVERSÃO (RGR) E A RESERVA GLOBAL
DE GARANTIA (RGG)"**

Dissertação de Mestrado
José Bonifácio de Souza Amaral Filho

Orientador: Prof. Dr. Luiz Gonzaga de Mello Belluzzo

CENTRO DE DOCUMENTAÇÃO
INSTITUTO DE ECONOMIA
UNICAMP

Campinas - 1991

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

In memoriam

Meu pai, José Bonifácio de Souza Amaral, que em breves 12 anos de convivência me ensinou muitas coisas, e estimulou o gosto pelo saber.

Minha mãe, Maria Aparecida Merli do Amaral, que mesmo sozinha tornou possível, por sua fibra e dedicação, a caminhada de seus filhos.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho concretizou-se graças a diversas pessoas a quem registro meus agradecimentos:

- Aos colegas e professores do Instituto de Economia da UNICAMP, com quem aprendi muito, e onde desfrutei de inigualável clima de debate e honestidade intelectual. As aulas e discussões com professores como Luiz Gonzaga de Mello Belluzzo, João Manuel Cardoso de Mello, Wilson Cano, Luciano Coutinho, Carlos Lessa, Maria da Conceição Tavares, e muitos outros, e o convívio pessoal, foram um verdadeiro privilégio.

- Aos colegas da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, dos quais quero destacar Paulo Antonio Della Colletta e Roberto Luiz Penedo Ferreira, sempre interessados em discutir e esclarecer fatos e questões envolvendo o setor elétrico; Eduardo Levorin e José Marcos Ferrão, que com frequência esclareciam dúvidas sobre os fluxos econômicos e as contas do setor elétrico; Laércio Ribeiro da Silva, pelo apoio na obtenção de dados utilizados neste trabalho; Aparecido Paschoal, que em primeira mão preparou os dados para computação e várias tabelas; Rubens Toledo Arakaki, que re-elaborou diversas tabelas, à vista de informações mais atualizadas; Izildinha A. F. Silva, que desinteressada e pacientemente "microu" todo o primeiro capítulo deste trabalho.

- Às funcionárias do "pool" de datilografia do Instituto de Economia da UNICAMP, Cida e Amélia, que com presteza e competência prepararam os demais capítulos deste trabalho, e Ademir, do Centro de Documentação, que ordenou a bibliografia.

- À Dra. Clara Knobel, pelo apoio contra o desânimo e estímulo à conclusão deste trabalho.

- Ao professor Dr. Jorge Miglioli, que ao convidar-me para sua assessoria na Diretoria Econômico-Financeira da CPFL, e incitar-me a realizar um trabalho sobre o setor elétrico, tornou-se o "patrono" desta dissertação;

- Aos professores Dr. Paulo Eduardo de Andrade Baltar, coordenador de pós-graduação, e Dr. Wilson Cano, pela persistente "cobrança", paciência, e decidido apoio para conclusão deste trabalho.

- Ao professor Dr. Luiz Gonzaga de Mello Belluzzo, que através de seus ensinamentos, artigos e reflexões lúcidas sobre o Estado e a economia brasileira, mesmo à distância foi sempre orientador.

- Aos amigos prof. Dr. Waldir Quadros e José Luiz Brunetti, pelos longos e ricos "papos", que ajudaram a levantar problemas e assentar conclusões, e Luiz Frederico Pereira de Mello, pela inquietação por discutir as idéias deste trabalho.

- Aos meus irmãos, Gertrudes, Antonio Aurélio, Fernando Luciano e Francisco Otaviano, pelo afeto e companheirismo, inclusive nos momentos mais difíceis.

- Aos sobrinhos, Bárbara e Felipe, pelo carinho e diversão que sempre proporcionam.

- À Maura, pelo apoio pessoal e amor.

Campinas, novembro de 1991.

"Quando seu pai lhe comunicou o seu pavor por ter-se esquecido até dos fatos mais impressionantes de sua infância, Aureliano lhe explicou o seu método, e José Arcadio Buendía o pôs em prática para toda a casa e mais tarde o impôs a todo o povoado.

Com um pincel cheio de tinta, marcou cada coisa com o seu nome: mesa, cadeira, relógio, porta, parede, cama, panela. Foi ao curral e marcou os animais e as plantas: vaca, cabrito, porco, galinha, arroz, feijão, banana. Pouco a pouco, estudando as infinitas possibilidades do esquecimento, percebeu que podia chegar um dia em que se reconhecessem as coisas pelas suas inscrições, mas não se recordasse a sua utilidade. Então foi mais explícito. O letreiro que pendurou no cachaço da vaca era uma amostra exemplar da forma pela qual os habitantes de Macondo estavam dispostos a lutar contra o esquecimento: Esta é a vaca. tem-se que ordenhá-la todas as manhãs para que produza o leite e o leite é preciso ferver para misturá-lo com o café e fazer café com leite. Assim, continuaram vivendo numa realidade escorregadia, momentaneamente capturada pelas palavras, mas que haveria de fugir sem remédio quando esquecessem os valores da língua escrita".

(Gabriel García Márquez, "Cem anos de Solidão")

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	4
Capítulo 1 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO RECENTE	7
1.1. O Brasil no Cenário Internacional	11
1.1.1. Produção de eletricidade total e "per capita"	11
1.1.2. Fontes utilizadas para produção de eletricidade pelos maiores produtores mundiais e latinoamericanos	29
1.2. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro Pós-1970	37
1.2.1. Principais integrantes do setor elétrico brasileiro	37
1.2.2. Concessionários X autoprodutores: geração de eletricidade e potência instalada	41
1.2.3. A evolução dos concessionários pós-1970	45
1.3. A Importância das Empresas Estatais Federais e Estaduais	68
1.3.1. A entrada do Estado nas atividades setoriais: breve histórico	68
1.3.2. Participação das empresas estatais federais e estaduais nas vendas, nos ativos, e concentração da potência instalada	75
1.4. Síntese	87
1.5. Apêndices:	
I) Brasil - Concessionários: evolução e taxa de crescimento da capacidade instalada e do consumo de energia elétrica, de 1970 a 1987	89
II) Brasil - Relação dos concessionários do serviço público de energia elétrica	90

Capítulo 2 - FORMAÇÃO E FLUXO DE RECURSOS NO SETOR ELÉTRICO E OS INVESTIMENTOS NO PERÍODO 1967/85	94
2.1. Formação e Fluxo de Recursos no Setor Elétrico.....	96
2.1.1. Introdução: o "custo do serviço" e a fixação de tarifas	96
2.1.2. O fluxo de recursos no setor elétrico: a Eletro brás e as empresas concessionárias	113
2.2. Os Investimentos do Setor Elétrico (1967/85).....	129
2.2.1. Os empreendimentos.....	129
2.2.2. Os dispêndios com investimentos.....	174
Capítulo 3 - CENTRALIZAÇÃO E TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS E O ENDIVIDAMENTO DAS EMPRESAS ESTATAIS	182
3.1. Introdução	183
3.2. Da Reserva e Fundo de Reversão à RGR - Reserva Global de Reversão: a Centralização de Recursos pela Eletro- brás	187
3.3. Da Transferência de Receita à Drenagem de Remuneração: a "equalização tarifária" e a RGG -Reserva Global de Ga- rantia	226
3.4. A Composição do Endividamento das Empresas Estatais ...	267
Apêndice: Tabelas RGR, RGG, Investimento Remunerável	278
4. SÍNTESE E CONCLUSÕES	308
BIBLIOGRAFIA	

"A economia brasileira manteve em 1973 o alto nível de atividade econômica observado nos últimos 5 anos, tendo o Produto Interno Bruto crescido de 11,4%, segundo estimativas preliminares da Fundação Getúlio Vargas. Relativamente ao setor de energia elétrica, seu desempenho em 1973 foi altamente satisfatório, tendo a capacidade instalada crescido de 2419 MW durante o ano, e a produção alcançado 65,8 bilhões de kWh. Essa produção permitiu atender o mercado em condições adequadas, a despeito de o consumo durante o ano ter crescido de 14,8%. Os investimentos do setor continuaram a expandir-se, estimando-se que tenham atingido Cr\$ 8,9 bilhões no exercício (...)" Eletrobrás, Relatório 1973.

"Em princípios de 1985, a situação física, econômica e financeira do Setor Elétrico era particularmente grave. As restrições de investimento nos últimos anos faziam sentir seus efeitos nas instalações de suprimento de energia, com reflexos mais fortes nas áreas de transmissão e distribuição. Os programas de obras, então em curso, concediam prioridade às usinas geradoras, que ainda assim eram executadas em ritmo lento, devido à falta de recursos, com a conseqüente elevação dos custos financeiros indiretos. A deterioração tarifária também causava um baixo nível de remuneração dos investimentos, e permanentes dificuldades de caixa. Daí o aumento considerável de inadimplemento nas transferências de recursos intersetoriais (...) Houve, por isto, a desarticulação financeira do Setor Elétrico" Eletrobrás, Relatório 1985.

INTRODUÇÃO

Esta dissertação analisa a centralização e transferência de recursos no setor elétrico brasileiro, através da Reserva Global de Reversão (RGR) e Reserva Global de Garantia (RGG). A RGR é um fundo de recursos de propriedade da União, gerido pela Eletrobrás a partir de 1972, cuja finalidade básica é financiar investimentos setoriais em energia elétrica. E a RGG, criada em fins de 1974 - na busca da "progressiva equalização tarifária nacional" -, tinha como finalidade prover recursos complementares aos concessionários cujas receitas se mostrassem insuficientes para cobrir o "custo do serviço" e atingir a taxa de remuneração mínima, legalmente fixada.

O período de nossa análise estende-se até 1985, ano em que foi oficialmente reconhecida, pelo governo federal, a necessidade de medidas para o saneamento financeiro do setor elétrico. Essas medidas foram consubstanciadas nas propostas do Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica, o "PRS", então aprovado. No Relatório Anual 1985 a Eletrobrás mencionava os problemas que haviam levado ao "aumento considerável do inadimplemento nas transferências de recursos intersetoriais", e reconhecia a "desarticulação financeira do setor elétrico".

Essa desarticulação foi a resultante dos pesados investimentos realizados a partir de meados dos anos 70 num ambiente

de deterioração tarifária e insuficiente geração própria de recursos, e em um quadro geral de desaceleração do crescimento econômico e sucessiva elevação do patamar inflacionário.

A questão do financiamento setorial foi então contornada, de um lado, recorrendo-se crescentemente ao endividamento externo - o que acabou deixando o setor elétrico vulnerável às turbulências do sistema financeiro internacional e às mudanças na Política econômica brasileira visando o "ajustamento externo", desde fins dos anos 70. Por outro lado, além de a Eletrobrás privilegiar as empresas federais nas aplicações de recursos setoriais foram promovidas alterações nas regras de recolhimento da RGR e RGG - para "salvar" os interesses federais - que agravaram as dificuldades financeiras das empresas estaduais. Em consequência dessas dificuldades, as empresas estaduais reduziram ou suspenderam os recolhimentos de recursos à área federal, - o que levou à mencionada "desarticulação". Procuramos apresentar aqui as distorções ocorridas na gestão daqueles fundos setoriais (RGR e RGG), e as mudanças que beneficiaram basicamente os interesses federais.

No primeiro capítulo buscamos caracterizar, a título ilustrativo, o setor elétrico brasileiro - situando-o no contexto latino-americano e internacional, apresentando dados sobre sua evolução a partir de 1970, e destacando a importância das empresas concessionárias estatais (que detêm praticamente a totalidade da receita operacional e dos ativos setoriais).

O segundo capítulo trata inicialmente do cálculo do custo do serviço e fixação de tarifas, e da formação dos recursos financeiros no setor elétrico, mostrando o fluxo de recursos para as empresas concessionárias e a Eletrobrás, bem como a destinação desses recursos. A seguir, é feita uma exposição dos empreendimentos setoriais levados a cabo entre 1967 e 1985, e de sua contrapartida em termos do dispêndio (investimento).

O terceiro capítulo cuida especialmente da temática deste trabalho: a centralização e transferência intersetorial de recursos. Analisa os antecedentes à criação da RGR e RGG, sua evolução, e apresenta os dados sobre os recolhimentos e aplicações desses recursos. Os efeitos das aplicações de recursos realizadas pela Eletrobrás, sobre a composição do endividamento das empresas federais e estaduais, são então apresentados.

Finalmente, indicamos nossas conclusões a partir do estudo realizado.

Capítulo 1 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO RECENTE

1.1. O BRASIL NO CENÁRIO INTERNACIONAL

1.1.1. Produção de eletricidade total e "per capita":

- o Brasil e os maiores produtores mundiais
- o Brasil na América Latina

1.1.2. Fontes utilizadas para produção de eletricidade pelos maiores produtores mundiais e latino-americanos

1.2. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PÓS-1970

1.2.1. Principais integrantes do setor elétrico brasileiro

1.2.2. Concessionários x autoprodutores: geração de eletricidade e potência instalada

1.2.3. A evolução dos concessionários pós-1970

- Capacidade instalada e geração de energia elétrica:
 - a) por fonte
 - b) por região
- O mercado de energia elétrica:
 - a) consumo, por classe de consumidor
 - b) consumo, por região
 - c) consumo das principais classes, por região
- Consumo, número de consumidores e número de empregados: alguns indicadores
 - a) consumo por consumidor
 - b) número de consumidores por empregado

c) consumo por empregado

1.3. A IMPORTÂNCIA DAS EMPRESAS ESTATAIS FEDERAIS E ESTADUAIS

1.3.1. A entrada do Estado nas atividades setoriais: breve histórico

1.3.2. Participação das empresas estatais federais e estaduais nas vendas, nos ativos, e concentração da potência instalada

1.4. SÍNTESE

Anexos: (I) Brasil - Concessionários - Evolução e taxa de crescimento da capacidade instalada e do consumo de energia elétrica, de 1970 a 1987.

(II) Brasil - Relação dos concessionários do serviço público de energia elétrica - Empresas estatais federais, estaduais, e demais concessionários.

QUADROS E ANEXOS

CAPÍTULO 1

- I - Principais produtores mundiais de eletricidade.
- II - Produção "per capita" dos 20 maiores produtores mundiais de eletricidade.
- III - Consumo residencial "per capita" de energia elétrica, países selecionados.
- IV - Brasil e países selecionados - produção de energia elétrica "per capita", e consumo residencial "per capita", 1984.
- V - América Latina - principais produtores de eletricidade, 1984.
- VI - América Latina - Produção de eletricidade "per capita" dos maiores produtores regionais, 1984.
- VII - Geração de eletricidade, por fonte, dos principais produtores mundiais e latinoamericanos, 1984 (em %).
- VIII - Principais produtores mundiais de eletricidade por fonte hidráulica: acréscimo da produção anual 1970-84, e taxas de crescimento da produção 1970/84.
- IX - Brasil - Geração de energia elétrica e participação dos concessionários e autoprodutores, por fonte, 1984.
- X - Brasil - Potência instalada e participação dos concessionários e autoprodutores, por fonte, 1984.
- XI - Brasil - Potência instalada e geração bruta de energia elétrica dos concessionários, por fonte, 1970 e 1987.
- XII - Brasil - Concessionários do serviço público de energia elétrica - Grau de utilização da capacidade instalada, por fonte 1970 e 1987.
- XIII - Brasil - Potência instalada e geração bruta de energia elétrica dos concessionários, por região - 1970 e 1987.
- XIV - Brasil - Concessionários - Consumo de Energia Elétrica por classe de consumidores - 1970 e 1984.
- XV - Brasil - Concessionários - Consumo de energia elétrica por classe de consumidores - 1970 e 1987.
- XVI - Brasil - Concessionários - Consumo de energia elétrica e participação relativa, por região - 1970 e 1987.
- XVII - Brasil - Consumo de energia elétrica das principais

classes de consumidores, por região - 1970 e 1984.

XVIII - Brasil Concessionários de energia elétrica - Consumo, número de consumidores e consumo por consumidor, total e residencial, 1970 e 1987.

XIX - Brasil - Concessionários de energia elétrica - Número de consumidores por empregado, e consumo de energia elétrica por empregado, 1970 e 1987.

XX - Brasil - Setor elétrico - Concessionários - Participação na Receita Operacional e Ativo Permanente, por grupo de empresas, 1986.

XXI - Brasil - Setor elétrico - Concessionários - Participação no Ativo Permanente e na Receita Operacional, das principais empresas estatais federais e estaduais, 1986.

XXII - Brasil - Setor Elétrico - Concessionários - Participação na Receita de Suprimento, 1987.

XXIII - Brasil - Setor Elétrico - Concessionários - Participação na Receita de Fornecimento, 1987.

XXIV - Brasil - Capacidade instalada dos concessionários, 1986.

Anexo I - Brasil - Evolução da capacidade instalada e do consumo de energia elétrica - 1970/87.

Anexo II - Brasil - Concessionários do Serviço Público de Energia Elétrica.

O SETOR ELETRICO BRASILEIRO - CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO RECENTE

1.1. O BRASIL NO CENÁRIO INTERNACIONAL

1.1.1. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE TOTAL E "PER CAPITA"

- O BRASIL E OS MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS

Em 1984 o Brasil era o 10º produtor mundial de eletricidade (1). Sua produção total nesse ano atingiu 175.710 gigawatts-hora (2), representando 1,9% da produção mundial. A 9ª. posição era ocupada pela Itália, com produção de 179.546 HWh, e a 11ª. posição pela Índia, com 165.440 GWh. Uma estimativa para 1989 nos levaria a situar o Brasil na 9ª. posição, (3), seguido pela Índia em 10º e a Itália em 11º lugar (4).

(1) Dados do U.N. Statistical Office (Departamento de Estatísticas das Nações Unidas), apresentados in "World Resources 1987 - a report by The International Institute for Environment and Development & The World Resources Institute", New York, Basic Books, 1987. As informações referem-se a 146 países. Embora se registre a ausência de Taiwan (cerca de 15 milhões de habitantes), da Namíbia (cerca de um milhão de habitantes) e alguns outros países de reduzida expressão (p.ex. Andorra, Brunei, Belize, Granada, etc.), as informações são significativas em termos mundiais.

(2) O gigawatt-hora (GWh) corresponde a 1 milhão de kWh (kilowatt-hora), que é usado como medida básica da energia elétrica produzida ou consumida. Outros múltiplos do kWh frequentemente utilizados são o megawatt-hora (1 MWh = 1000 kWh), e o terawatt-hora (1 TWh = 1 bilhão de kWh). Ressalte-se que dados oficiais brasileiros indicavam uma produção ligeiramente superior a essa, em 1984, com produção de 176.763 GWh (cf. SG/HME-Eletróbrás- DNAEE, Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica-SIESE, "Relatório estatístico do setor de energia elétrica - 1970/1984").

(3) Produção de 244.953 GWh em 1989, projetada a partir da produção dos concessionários (232.705 GWh), que se estima representar 95% da produção total do País (esta inclui os autoprodutores).

(4) Índia, com 236.408 GWh, estimada com base na taxa média anual de crescimento 1970/84, de 7,4% ao ano; Itália com 209.155 GWh, estimada com base na taxa média anual de crescimento da produção de eletricidade de 3,1% ao ano entre 1970/84.

QUADRO I

Principais produtores mundiais de eletricidade

Países	Produção	Part. Relativa		Taxa média anual de	
	1984 (GWH)	na prod. mundial		crescimento	
		PAÍS	ACUMUL.	1970/84	1960/84
1. EUA	2.472.304	26,7%	26,7%	3,0%	4,6%
2. URSS	1.493.000	16,1	42,6	5,2	7,0
3. JAPÃO	647.380	7,0	49,8	4,3	7,5
4. CANADÁ	437.990	4,7	54,5	5,6	5,8
5. CHINA	376.990	4,1	58,6	8,8	8,0
6. R.F. ALEMÃ	376.600	4,1	62,7	3,2	4,9
7. FRANÇA	306.800	3,3	66,0	5,4	6,2
8. REINO UNIDO	280.491	3,0	69,0	0,9	3,0
9. ITÁLIA	179.546	1,9	70,9	3,1	5,0
10. B R A S I L	175.710	1,9	72,8	10,1	8,9
11. ÍNDIA	165.440	1,8	74,6	7,4	9,2
12. POLÔNIA	134.792	1,5	76,1	5,4	6,6
13. SUÉCIA	123.503	1,3	77,4	5,2	5,4
14. ÁFRICA DO SUL	122.383	1,3	78,7	6,5	7,0
15. ESPANHA	115.500	1,2	79,9	5,2	7,9
16. AUSTRÁLIA	112.947	1,2	81,1	5,4	6,8
17. R.D. ALEMÃ	110.093	1,2	82,3	3,6	4,3
18. NORUEGA	106.072	1,1	83,5	4,5	5,2
19. MÉXICO	87.083	0,9	84,4	8,2	9,1
20. TCHECOSLOVÁQUIA	78.388	0,8	85,3	4,0	5,0
SUBTOTAL	7.903.012	85,3	85,3	-	-
Outros 126 países	1.364.400	14,7	100,0%	-	-
T O T A L	9.267.420	100,0	100,0	4,6	6,0

Fonte: "World Resources 1987 - a report by The International Institute for Environment and Development & The World Resources Institute", New York, Basic Books Inc., 1987. Informações provenientes do U.N. Statistical Office. Os dados originais referem-se à produção de cada país e taxa de crescimento global da produção 1960/84 e 1970/84, a partir dos quais calculamos a participação relativa por país e acumulada, e as taxas de crescimento médio anual nos períodos indicados.

Como se pode notar, considerados os 20 maiores produtores mundiais de eletricidade em 1984, a taxa média anual de crescimento da produção brasileira de energia elétrica, no período 1960/84, de 8,9% a.a., foi superada apenas pela da Índia, que atingiu 9,2% e pela do México, com 9,1% a.a. Já no período 1970/84 o Brasil aumentou sua produção de eletricidade à taxa média anual de 10,1%, a mais elevada de todos, representando mais do dobro da taxa média anual mundial (4,6% a.a.). Essa aceleração da taxa média anual de crescimento da produção brasileira de eletricidade no período mais recente (1970/84) reflete o substancial investimento em geração de eletricidade nesse período, que se iniciara já em fins da década de 60.

Pode-se observar ademais que, ao contrário do ocorrido no Brasil, nos principais países capitalistas, o chamado "Grupo dos 7" (EUA, Japão, R.F. Alemã, França, Reino Unido, Itália e Canadá), as taxas médias anuais de crescimento da produção de eletricidade no período mais recente (1970/84), foram menores que no período 1960/84 - ou seja, o crescimento da produção de eletricidade nesses países foi maior na década de 60 do que na década de 70. Tal fato se deve certamente ao encerramento, no início dos anos 70, da longa fase de crescimento das economias capitalistas, iniciada no pós-II Guerra Mundial, além de provável retração adicional do crescimento do consumo (e produção) provocada pela elevação de preços de petróleo em 1973/74 e 1979/80, e políticas de conservação e raciona-

lização, dada a importância desse combustível na geração de eletricidade nesses países - com a necessária ressalva para o Canadá, onde a geração de eletricidade é majoritariamente baseada no aproveitamento de fontes hidráulicas (2/3 da geração total), e cujas taxas de crescimento foram as que apresentaram menor queda entre os dois períodos: de 5,8% a.a. entre 1960/84 para 5,6% a.a. entre 1970/84).

O grupo dos 7 maiores países capitalistas, que em conjunto tinha cerca de 610 milhões de habitantes em 1984, ou pouco menos de 13% da população mundial, participou com mais da metade da produção de eletricidade mundial naquele ano (50,7%). Só os Estados Unidos, com cerca de 240 milhões de habitantes (5% da população mundial), representavam 1/4 de toda a produção mundial de eletricidade (mais exatamente 26,7%). Os principais países do bloco socialista, União Soviética e China (respectivamente 20 e 50 produtores de eletricidade em âmbito mundial), respondiam em conjunto por cerca de 1/5 da produção mundial de eletricidade, mas sua população de 1,3 bilhões de habitantes representava em 1984 quase 1/4 da população mundial estimada em 4,8 bilhões de habitantes). A China, com 4% da produção mundial de eletricidade, tinha cerca de 1 bilhão de habitantes - ou seja, pouco mais de 20% da população mundial. O Brasil, na 10a. posição mundial, era o principal produtor logo após os "7 grandes capitalistas" e os dois maiores países socialistas.

No que se refere à produção "per capita", há grande alteração na ordenação dos países. Considerados apenas os 20 maiores produtores mundiais, a China, 5º produtor mundial, cai para a 19ª. posição quanto à produção "per capita". A produção "per capita" de eletricidade da China, Índia (que fica na última posição entre os maiores produtores mundiais), México e Brasil, é inferior à de muitos outros países com produção sensivelmente menor, em termos absolutos. O Quadro II classifica os 20 maiores produtores mundiais de eletricidade, segundo a produção "per capita".

QUADRO II

PRODUÇÃO "PER CAPITA" DOS 20 MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS DE ELETRICIDADE, 1984

FAIXA (kWh/hab/ano)	PAÍS	PRODUÇÃO TOTAL (GWh)	POPULAÇÃO (milhões)	PRODUÇÃO "PER CAPITA" (kWh/hab/ano)
Acima de 10.000 kWh	1. Noruega	106.072	4,2	25.255
	2. Canadá	437.990	25,1	17.450
	3. Suécia	123.503	8,4	14.703
	4. E.U.A.	2.472.304	236,9	10.436
De 5.000 a 8.000 kWh	5. Austrália	112.947	15,6	7.240
	6. R.D. Alemã	110.093	16,6	6.632
	7. R.F. Alemã	376.600	61,1	6.164
	8. França	306.800	54,9	5.588
	9. U.R.S.S.	1.493.000	274,9	5.431
	10. Japão	647.380	120,0	5.395
	11. Tchecoslov.	78.388	15,5	5.057
De 3.000 a 4.000 kWh	12. Reino Unido	280.491	56,4	4.973
	13. Afr. do Sul	122.383	31,6	3.873
	14. Polônia	134.792	36,9	3.653
	15. Itália	179.546	56,9	3.155
De 1.000 a 2.000 kWh	16. Espanha	115.500	38,3	3.016
	17. Brasil	175.710	132,5	1.326
Abaixo de 1.000 kWh	18. México	87.083	76,8	1.134
	19. China	376.990	1027,8	367
	20. Índia	165.440	748,3	221

Fonte: Produção de eletricidade cf. World Resources 1987, cit.; população em 1984 calculada com base nas informações para 1985 e taxa média anual de crescimento populacional 1980/85 contidas em Banco Mundial, Relatório sobre o desenvolvimento mundial 1987, Rio de Janeiro, FGV, 1987.

Na faixa de produção "per capita" superior a 10.000 kWh/hab/ano encontram-se os EUA e o Canadá, do grupo dos 7 maiores países ca-

pitalistas ("G-7"), e ainda a Noruega (1a. posição na produção "per capita", com mais de 25.000 kWh/hab/ano) e a Suécia (3a. posição, com quase 15.000 kWh/hab/ano), países de alto nível de desenvolvimento econômico e social.

A maioria (8 dos 20 países maiores produtores de eletricidade) está situada na faixa de produção anual "per capita" entre 5000 e 8000 kWh. Estão nesta faixa 4 países pertencentes ao "Grupo dos 7" (R.F. Alemã, França, Japão e Reino Unido), 3 países socialistas (R.D. Alemã, U.R.S.S. e Tchecoslováquia), e a Austrália.

Na faixa entre 3.000 e 4.000 kWh/hab/ano estão a Espanha, a África do Sul, a Itália (outro integrante do "G-7"), e ainda a socialista Polônia.

O Brasil e o México, que ocupam respectivamente a 10a. e a 19a. posição em termos mundiais quanto à produção total de eletricidade, encontram-se na penúltima faixa mais baixa de produção "per capita", entre 1.000 e 2.000 kWh/hab/ano. Como veremos ao tratar da América Latina, é nesta faixa que está situada a maioria dos grandes produtores de eletricidade da região. A produção brasileira "per capita" é 8 vezes inferior à dos EUA, 5 vezes menor que a da R.F.Alemã, 4 vezes menor que a França e o Japão e 2,5 vezes menor que a da Itália.

Na faixa mais baixa de produção "per capita", isto é, inferior a 1000 kWh/hab/ano, encontram-se a China e a Índia, os países mais populosos dentre os 20 maiores produtores mundiais de eletricidade (respectivamente 1.207,8 milhões e 748,3 milhões de habitantes). Sua produção "per capita" de eletricidade representa 1/4 (China) e 1/6 (Índia) da brasileira.

Os dados sobre produção "per capita" não devem ser confundidos com estatísticas de consumo residencial "per capita". Aquela é resultado da divisão da produção total de energia elétrica pela população do país; já o consumo residencial "per capita" considera apenas a energia destinada ao uso doméstico, dividida pela população do país. O Quadro III apresenta as informações sobre consumo residencial "per capita" dos EUA, de alguns países europeus, e do Brasil.

QUADRO III

Consumo residencial "per capita" de energia elétrica, países selecionados, 1984

PAÍS	CONSUMO TOTAL RESIDENCIAL (TWh)*	POPULAÇÃO ESTIMADA (MILHÕES)	CONSUMO ANUAL "PER CAPITA"
EUA	780,7	236,9	3295 kWh
França	136,5	54,9	2486 kWh
R.F.Alema	94,1	61,1	1540 kWh
Reino Unido **	86,3	56,4	1528 kWh
Itália	43,4	56,9	763 kWh
Espanha	23,5	38,3	614 kWh
B R A S I L	31,0	132,5	234 kWh

Fontes: Commodity Research Bureau, Commodity Yearbook 1987 para os dados de consumo residencial total nos EUA; The Economist Intelligence Unit, 1986/87 Yearbok - Western Europe Energy, para os dados sobre consumo nos países europeus; SIESE - Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica, SG/MNE-DNAEE -Eletrobrás, "Relatório estatístico do setor de energia elétrica 1970/84" para o consumo no Brasil. Dados sobre população nos diversos países estimados conforme dados do Banco Mundial- ver nota do rodapé Quadro II.

Observação: * TWh = terawatt-hora; 1 TWh = 1 bilhão de kWh

** Dados para o Reino Unido referem-se a 1985

Como se vê, o consumo de energia elétrica residencial "per - capita", naqueles países, é varias vezes superior ao brasileiro: 14,1 vezes nos EUA; 10,6 vezes na França; 6,6 vezes na R.F.Alema; 6,5 vezes no Reino Unido; 3,3 vezes na Itália e 2,6 vezes na Espanha. Em que pese o fato de a energia elétrica nesses países ter outras aplicações domésticas, além das

usualmente observadas no Brasil (aquecimento residencial, por exemplo), existe não obstante uma grande disparidade dos níveis de consumo, o que dá uma idéia de potencial de expansão do consumo residencial de energia elétrica no Brasil, à medida que aumentar o nível de renda "per capita" e melhorar sua distribuição (5).

Convém observar que a desproporção entre o consumo residencial "per capita" de eletricidade entre esses países e o Brasil é maior que a existente quanto à produção "per capita" de eletricidade. O Quadro IV ilustra essa diferença.

(5) A propósito, registre-se os dados do Banco Mundial ("Relatório 1987 sobre o desenvolvimento mundial"), acerca da distribuição de renda no Brasil e nos 7 países capitalistas mais avançados ("6-7")

País	% DA RENDA APROPRIADA POR:		A/B

	A. 10% DAS FAMÍLIAS DE MAIOR RENDA	B. 40% DAS FAMÍLIAS DE MENOR RENDA	
BRASIL (72)	50,6%	7,0%	7,23
EUA (80)	23,3%	17,2%	1,35
Japão (79)	22,4%	21,9%	1,02
R.F. Alemã (78)	24,0%	20,4%	1,18
França (75)	26,4%	17,0%	1,55
Canadá (81)	23,8%	17,1%	1,39
Itália (77)	28,1%	17,5%	1,61
R. Unido (79)	23,4%	18,5%	1,26

Obs. Os números entre parenteses após os países referem-se ao ano das informações de cada país.

QUADRO IV

Brasil e países selecionados - produção de energia elétrica "per capita", e consumo residencial "per capita", 1984.

PAÍS	(A) PRODUÇÃO DE EN. ELÉTRICA "PER CAPITA"	(B) CONSUMO RESID. DE EN. ELÉTRICA "PER CAPITA"	(A) PAÍS	(B) PAÍS
			(A) BRASIL	(B) BRASIL
EUA	10.436 kWh	3.295 kWh	7,9	14,1
França	5.588 kWh	2.486 kWh	4,2	10,6
R.F. Alemã	6.164 kWh	1.540 kWh	4,6	6,6
R. Unido	4.973 kWh	1.528 kWh	3,8	6,5
Itália	3.155 kWh	763 kWh	2,4	3,3
Espanha	3.016 kWh	614 kWh	2,3	2,6
BRASIL	1.326 kWh	234 kWh	1,0	1,0

Fonte: Para as colunas (A) e (B), ver Quadros II e III, respectivamente

Como se vê, a proporção EUA/Brasil é 7,9:1 no que se refere à produção "per capita" de eletricidade; mas, no tocante ao consumo "per capita" residencial a proporção sobe para 14,1:1. Em todos os demais países relacionados ocorre uma maior disparidade, no tocante ao consumo residencial "per capita", com relação ao Brasil, do que a observada quanto à produção "per capita". Isso é explicável pela maior utilização de energia elétrica pelas famílias, nesses países - decorrência de melhor padrão de vida e hábitos de consumo de energia -, e ainda pela maior importância de fontes energéticas alternativas, para outros usos (por exemplo gás, carvão mineral e derivados de petróleo sendo usados em maior proporção pela indústria nesses países, relativamente ao Brasil) (6). Assim, o "fosso" ou a "distância" entre o consumo residencial "per capita" daqueles países e do Brasil é maior do que o observado nos dados de produção "per capita" de eletricidade

(6) Comparativamente à eletricidade.

Segundo projeções do governo federal, o consumo total de energia elétrica do Brasil (classe residencial, industrial, comércio e serviços, etc.), - , deverá atingir no ano 2010 os 680,1 TWh, para uma população estimada de 207.454 mil habitantes (7). Ou seja, o consumo de energia elétrica "per capita" estaria situado em 3278 kWh, nesse ano. Em termos de comparação, o consumo "per capita" do Brasil, no ano 2010, seria equivalente à produção "per capita" da Itália em 1984 (mais precisamente, pouco superior à da Itália, que naquele ano tinha uma produção "per capita" de eletricidade de 3155 kWh) (8).

(7) Cf. Ministério de Minas e Energia/Centrals Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, Plano 2010 - Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Resumo), Brasília, junho/1988, Tabela 1.

O documento prevê expansão de 178,3% no consumo brasileiro de energia elétrica no período 1990/2010, com taxas de crescimento médio anual de 5,9% (1990/2000) e 4,7% (2000/2010), comparativamente aos 7,3% da década de 80 (que deverá levar o consumo total de energia elétrica aos 244,4 TWh em 1990).

(8) Apenas se utiliza a comparação entre o consumo "per capita" e produção "per capita" para dar alguma idéia de grandeza relativas. Como se sabe, entre essas variáveis existem divergências devido às perdas e alguns outros fatores (por exemplo, uma parte do consumo pode ser suprida por importações).

- O BRASIL NA AMERICA LATINA

O Brasil, 10º produtor mundial de eletricidade, era em 1984 o 1º produtor de eletricidade da América Latina - posição certamente mantida até os dias atuais. Os 175.710 GWh computados naquele ano representaram o dobro da produção do México (87.083 GWh), 2º produtor latinoamericano e 19º produtor mundial.

No contexto dos principais produtores latinoamericanos, Brasil e Cuba foram os únicos países que apresentaram aceleração nas taxas de crescimento da produção de eletricidade no período 1970/84, face ao período 1960/84. Ou seja, países para os quais a taxa de crescimento da produção foi maior na década de 1970 do que havia sido na década de 1960.

QUADRO V

AMÉRICA LATINA - Principais países produtores de eletricidade, 1984.

PAÍS	PRODUÇÃO	PART. RELATIVA (%)		TAXA MÉDIA ANUAL DE CRESCIMENTO	
	(GWH)	PAÍS	ACUMULADA	1970/84	1960/84
BRASIL	175.710	37,5%	37,5%	10,1%	8,9%
MÉXICO	87.083	18,6%	56,0%	8,2%	9,1%
ARGENTINA	44.914	9,6%	65,6%	5,3%	6,3%
VENEZUELA	44.330	9,5%	75,0%	9,3%	9,8%
COLOMBIA	27.800	5,9%	81,0%	8,7%	8,7%
CHILE	13.490	2,9%	83,9%	4,2%	4,6%
CUBA	12.292	2,6%	86,5%	6,8%	6,1%
PERU	11.769	2,5%	89,0%	-	-
SUBTOTAL	417.388	89,0%	89,0%	-	-
DEMAIS PAÍSES	51.689	11,0%	100,0%	-	-
AMÉRICA LATINA	469.077	100%	-	-	-

Fonte: World Resources 1987, cit, para dados brutos sobre os países da América do Sul, América do Norte e América Central.

Nos demais países, o crescimento na década 1960/70 foi certamente maior do que na década seguinte, refletindo-se em menores taxas no período 1970/84 do que no período 1960/84 (9). Como já mencionado antes, as taxas de crescimento mais elevadas observadas para o Brasil no período 1970/84 são reflexo dos grandes investimentos em

geração - basicamente hidrelétrica - feitos a partir de fins dos anos 60 e especialmente nos anos 70.

No período 1960/84 o Brasil apresentou uma taxa de crescimento médio anual de 8,9% na sua produção de eletricidade, superado apenas pela Venezuela (9,8%) e México (9,1% a.a.). No período mais recente, 1970/84, a taxa de crescimento médio anual da produção brasileira de eletricidade foi a mais elevada da América Latina, situando-se em 10,1% a.a.

No tocante à produção "per capita" de eletricidade, entretanto, o Brasil situava-se na 3a. posição na América Latina, superado pela Venezuela e Argentina, como se vê no Quadro VI.

(9) Exceção feita à Colômbia, que apresentou taxas estáveis de 8,7% a.a., nos períodos 1960/84 e 1970/84.

QUADRO VI

AMÉRICA LATINA - Produção de eletricidade "per capita" dos maiores produtores regionais, 1984

PAÍS	PRODUÇÃO	POPULAÇÃO	PRODUÇÃO "PER
	ANUAL (GWh)	(MILHÕES)	CAPITA"
			(kWh/HAB/ANO)
VENEZUELA	44.330	16,8	2.639
ARGENTINA	44.914	30,0	1.497
BRASIL	175.710	132,5	1.326
CUBA	12.292	10,0	1.229
CHILE	13.490	11,9	1.134
MÉXICO	87.083	77,4	1.125
COLÔMBIA	27.800	27,9	996
PERU	11.769	18,2	647
SUBTOTAL	417.388	324,7	1.285
OUTROS (17 países)	51.685	63,6	813
AMÉRICA LATINA	469.077	388,3	1.208

FONTE: World Resources 1987, cit. para dados referentes à produção de eletricidade, população cf. Banco Mundial, vide rodapé Quadro III.

A maioria dos países considerados (5 dos 8 maiores produtores) está situada na faixa de 1.100 a 1.500 kWh/hab/ano. A Venezuela é a exceção "superior", com 2.639 kWh/hab/ano, e a Colômbia e o Peru situam-se abaixo dos 1100 kWh/hab/ano. A média de outros 17 países da região está em cerca de 800 kWh/hab/ano, com grande dispersão: alguns estão acima dos 2000 kWh/hab/ano, como o Suriname e Trini-

dad-Tobago; outros situam-se abaixo dos 500 kWh/hab/ano, como Equador, Guiana, El Salvador e outros 6 países (10). Isto significa dizer que mais da metade (9 entre 17 países) dos demais países latinoamericanos não incluídos entre os 8 maiores produtores da região situam-se na mesma faixa "per capita" que a China e a Índia, abaixo de 500 kWh/hab/ano (vide Quadro II).

(10) Dentre esses, o de mais baixa produção "per capita" é o Haiti, com apenas 65 kWh/hab/ano. Em 1984 o Paraguai tinha produção "per capita" de 304 kWh/hab/ano, mas com a hidrelétrica de Itaipu em pleno funcionamento deverá ser o país com maior produção "per capita" (cerca de 8000 kWh/hab/ano), embora a produção obtida seja quase totalmente vendida ao Brasil.

1.1.2. FONTES UTILIZADAS PARA A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE PELOS MAIORES PRODUTORES MUNDIAIS E LATINOAMERICANOS.

Como se sabe, a produção de eletricidade ocorre nas usinas, com a utilização de equipamentos chamados geradores (daí a produção de eletricidade ser usualmente chamada geração). Para acionar os geradores é necessário o uso de uma força motriz, que pode provir de uma fonte hidráulica (queda d'água ou curso de um rio, etc.) ou de uma fonte térmica (queima de um combustível ou reação nuclear - fissão - que produzam calor). Conforme o caso temos então geração hidrelétrica ou geração termoeleétrica; usinas hidrelétricas ou usinas termoeleétricas.

No caso da geração hidrelétrica, a água usada como força motriz é geralmente armazenada em um reservatório formado pela barragem de um curso d'água. As águas armazenadas no reservatório são direcionadas para acionar as pás de turbinas, a cujo eixo está acoplado o equipamento gerador. Na época das chuvas ou das "cheias", o reservatório se enche, e a água armazenada é usada ao longo do ano, inclusive nos períodos secos. Assim, as barragens e reservatórios permi-

tem regularizar a vazão do curso d'água e produzir energia elétrica com maior regularidade ao longo do tempo.

A geração termoelétrica, por outro lado, está baseada na queima de derivados de petróleo, carvão, gás, lenha, ou mesmo bagaço de cana, que produzem calor e geram vapor numa caldeira; este é usado para movimentar a turbina e o gerador elétrico. O mesmo princípio é usado nas usinas nucleares, que podem ser enquadradas junto com as usinas termoelétricas convencionais, no tocante à geração de calor e obtenção do vapor para movimentar os equipamentos geradores. Em vez de queima de um combustível, no entanto, produz-se calor pela reação nuclear controlada (fissão).

O Quadro VII ilustra a participação relativa (%) das fontes na produção de eletricidade, para os principais produtores mundiais e latinoamericanos.

QUADRO VII

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE, POR FONTE, DOS PRINCIPAIS PRODUTORES MUNDIAIS E LATINOAMERICANOS, 1984.

(EM %)

País	GERAÇÃO TÉRMICA			GERAÇÃO	
	COMBUST. FÓSSEIS	NUCLEAR	TOTAL	HIDRÁULICA	TOTAL
EUA	73,4%	13,3%	86,6	13,4	100
URSS	76,9	9,5	86,4	13,6	100
Japão	68,9	17,6	86,4	11,6	100
Canadá	22,5	12,0	34,6	65,4	100
China	77,0	0	77,0	23,0	100
R.F.Alema	77,5	17,8	95,4	4,6	100
França	19,8	59,3	79,0	21,0	100
R.Unido	79,3	19,2	98,6	1,4	100
Itália	71,0	3,8	74,9	25,1	100
BRASIL	5,9	0	5,9	94,1	100
Índia	64,6	2,3	66,9	33,1	100
Polónia	97,5	0	97,5	2,5	100
Suécia	3,6	41,3	44,9	55,1	100
Áfr.do Sul	96,2	3,2	99,4	0,6	100
Espanha	68,3	7,8	76,1	23,9	100
Austrália	88,0	0	88,0	12,0	100
R.D.Alema	87,7	10,7	98,4	1,6	100
Noruega	0,3	0	0,3	99,7	100
México	70,9	0	70,9	29,1	100
Tchecoslov.	86,6	9,2	95,8	4,2	100
Venezuela	55,6	0	55,6	44,4	100
Argentina	45,4	10,3	55,8	44,2	100
Colombia	27,3	0	27,3	72,7	100
Chile	30,9	0	30,9	69,1	100
Cuba	99,4	0	99,4	0,6	100
Peru	26,0	0	26,0	74,0	100

FONTE: calculado com base em informações sobre a produção (em GWh) por fonte, contidas em World Resources 1987, cit.

Observando o Quadro VII, constata-se que entre os 20 maiores produtores mundiais de eletricidade as fontes térmicas são predominantes na geração de eletricidade. Com efeito, 16 dentre os 20 países tem as fontes térmicas como principal força motriz, representando em cada um desses 16 países pelo menos 2/3 da geração de eletricidade: a Índia (11º produtor mundial) tem nas fontes térmicas 66,9% da geração elétrica; e a África do Sul (14º produtor mundial) cabe o limite superior, com as fontes térmicas alcançando uma participação de 99,4%. Canadá, Brasil, Suécia e Noruega têm nas fontes hidráulicas a principal força motriz. Dentre os 10 maiores produtores, excetuando-se Canadá (4º produtor) e Brasil (10º produtor mundial), a participação das fontes térmicas varia de pouco menos de 80% (China, com exatos 77%) para mais.

Na Noruega e no Brasil a quase totalidade da geração elétrica (99,7% e 94,1% respectivamente) baseia-se em fontes hidráulicas, caindo essa participação para 65,4% no Canadá e 55,1% na Suécia.

No grupo das 7 maiores economias capitalistas, que representam mais da metade da produção mundial de eletricidade (ver Quadro I), com a exceção do Canadá, as fontes térmicas são amplamente predominantes, respondendo por 3/4 ou mais da eletricidade produzida nos EUA, Japão, R.F.Alemã, França, Reino Unido e Itália.

Quando consideramos os 8 maiores produtores latinoamericanos de eletricidade (quase 90% da produção regional, como visto no Quadro V), a geração hidrelétrica tem peso maior que nos maiores produtores mundiais. Excetuando-se o caso de Cuba (7º produtor latinoamericano de eletricidade), onde a geração térmica praticamente é total (99,4% da eletricidade produzida), nos demais países a participação das fontes hidráulicas oscila entre 30% (México, 2º produtor regional), na menor participação, a pouco menos da metade (44%) no caso de Venezuela e Argentina (3º e 4º produtores regionais), em torno de 70% na Colômbia, Chile e Peru (5º, 6º e 8º produtor regional), até os 84,1% do Brasil (1º produtor latinoamericano).

A grande preponderância da geração hidrelétrica no Brasil, combinada com o "tamanho" de sua produção (10º produtor mundial, logo após as 7 maiores economias capitalistas, a URSS e a China), confere ao País posição de destaque no cenário dos maiores produtores mundiais de eletricidade baseada em fontes hidráulicas. Em 1984 o Brasil ocupava a 3ª. posição na geração hidrelétrica a nível mundial, superado apenas pelos EUA (cuja produção era o dobro da brasileira) e pelo Canadá (cuja produção era cerca de 1,7 vezes a brasileira). A geração hidrelétrica brasileira era 1,6 vezes maior que a da Noruega, 2 vezes ou mais a da China, a do Japão, da Suécia e da França, e mais de 3 vezes a da Índia e da Itália - os países que ocupavam as 7 posições seguintes em termos de geração hidrelétrica a nível mundial.

Por outro lado, o acréscimo havido entre 1970 e 1984, na geração hidrelétrica anual do Brasil (125.555 gigawatts-hora) praticamente iguala-se ao ocorrido no Canadá, cuja produção hidrelétrica cresceu 130.008 GWh (de 156.636 GWh em 1970 passou para 286.644 GWh em 1984). A produção norteamericana, por sua vez, aumentou de 80.287 GWh, considerado o mesmo período, passando de 250.896 GWh/ano em 1970 para 331.183 em 1984. Ou seja, nesse período a construção de capacidade geradora hidrelétrica do Brasil não é superada por nenhum outro país, resultando no mencionado acréscimo de produção.

O Quadro VIII apresenta os 10 maiores produtores mundiais de eletricidade por fonte hidráulica, em 1984, e as taxas de crescimento da produção entre 1970 e 1984.

QUADRO VII

PRINCIPAIS PRODUTORES MUNDIAIS DE ELETRICIDADE POR FONTE HIDRÁULICA, ACRÉSCIMO DA PRODUÇÃO ANUAL 1970-1984, E TAXAS DE CRESCIMENTO DA PRODUÇÃO 1970/84.

PAÍS	PRODUÇÃO 1984 (GWh)	PART. RELATIVA S/PROD.MUNDIAL		ACRÉSCIMO DA PRODU- ÇÃO (*) 1970/1984	TAXAS DE CRESCIMENTO 1970/1984	
		PAÍS	ACUMULADO		TOTAL	MÉDIA ANUAL
EUA	331.183	16,7%	16,7%	80.287 GWh	32%	2,0%
CANADÁ	286.644	14,5%	31,2%	130.008 GWh	83%	4,4%
BRASIL	165.414	8,4%	39,6%	125.555 GWh	315%	10,7%
NORUEGA	105.745	5,3%	44,9%	40.586 GWh	85%	4,5%
CHINA	86.780	4,4%	49,3%	66.265 GWh	323%	10,9%
JAPÃO	74.803	3,8%	53,1%	-5.630 GWh	-7%	-0,1%
SUÉCIA	68.076	3,4%	56,5%	26.566 GWh	64%	3,6%
FRANÇA	64.300	3,3%	59,8%	6.889 GWh	12%	0,8%
ÍNDIA	54.745	2,8%	62,6%	29.517 GWh	117%	5,7%
ITÁLIA	45.151	2,3%	64,9%	1.315 GWh	3%	0,2%
SUBTOTAL	1.282.841	64,9%	64,9%	509.358 GWh	66%	3,7%
OUTROS	695.277	35,1%	100,0%	298.276 GWh	75%	4,1%
TOTAL	1.978.118	100,0%	100,0%	807.634 GWh	69%	3,8%

FONTE: World Resources 1987, cit. para os dados sobre produção em 1984 e taxa de crescimento 1970/84, a partir dos quais calculou-se a participação relativa dos países, o acréscimo anual da produção e a taxa de crescimento médio anual.

(*) Produção em 1984 menos a produção em 1970.

A taxa de crescimento médio anual da geração hidrelétrica brasileira, de 10,7% no período, só encontra paralelo na China, que no entanto produzia em 1984 cerca de metade da eletricidade de fonte hidráulica obtida pelo Brasil. O crescimento extremamente rápido na geração hidrelétrica brasileira foi obtido através de investimentos substanciais, concentrados num tempo pouco superior a uma década. Isso significou uma rápida expansão do mercado para todos os segmentos envolvidos: empresas de projetos e consultoria especializada, grandes empreiteiras responsáveis pelas obras civis, fornecedores de equipamentos elétricos e mecânicos para as usinas hidrelétricas, sistemas de transmissão e distribuição (linhas, subestações elevadoras e abaixadoras de tensão, etc). Assim, paralelamente ao crescimento da geração hidrelétrica brasileira encontramos o crescimento do conjunto de interesses empresariais, nacionais e internacionais, articulados com o setor elétrico.

1.2. A EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PÓS - 1970

1.2.1. Os principais integrantes do setor elétrico brasileiro

Até aqui, ao nos referirmos à posição brasileira no cenário internacional da energia elétrica, falamos do País, em sentido genérico. Porém, considerando que nosso trabalho tem por finalidade analisar a centralização e transferência de recursos no setor elétrico brasileiro, é conveniente esclarecer qual o significado dessa expressão, e o sentido em que a tomamos para a finalidade de nosso trabalho.

O setor elétrico brasileiro é basicamente constituído por:

- a) concessionários do serviço público de energia elétrica, assim entendidos aqueles que receberam do Estado (o Poder Concedente) a concessão para explorar com fins comerciais, numa área geográfica determinada (a "área de concessão"), as atividades de produção (geração), transporte (transmissão) e distribuição de energia elétrica (entrega aos consumidores finais). Essas atividades tanto podem ser objeto de uma "divisão de trabalho" entre os conces-

cessionários - uns, exercendo as atividades de geração e transmissão de energia elétrica em alta tensão; outros, se encarregando de rebaixar a tensão e distribuir a energia aos consumidores finais -, como podem ser exercidas por um mesmo concessionário. É possível distinguir a atividade preponderante, para classificar as empresas concessionárias, em geradoras, distribuidoras ou integradas.

b) **autoprodutores de energia elétrica**, os que tem autorização para produzir energia elétrica destinada a satisfazer parcial ou totalmente suas necessidades, ou seja, sem finalidade imediatamente comercial - embora possam eventualmente comercializar, junto às empresas concessionárias, energia elétrica excedente (11).

c) **órgãos setoriais com atribuições e funções relevantes para o funcionamento do setor**. Destacam-se como mais importantes:

(11) Em 1987, as concessionárias receberam dos autoprodutores energia elétrica equivalente a apenas 0,2% da geração bruta das concessionárias. No ano anterior essa participação foi de apenas 0,1%. Cf. Boletim Trimestral/SIESE, Síntese 1987.

- o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE uma autarquia vinculada ao Ministério de infra-estrutura, que representa a União (Poder Concedente), outorga concessões para produção de energia elétrica e atividades correlatas, e desempenha também funções normativas e fiscalizadoras das atividades setoriais (por exemplo, estabelecendo normas reguladoras, acompanhando o custo do serviço dos concessionários, fixando tarifas, etc.)
- as Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, empresa também vinculada ao Ministério de infra-estrutura, que tem diversas funções: (1) exerce funções de coordenação técnica setorial, com papel de destaque no planejamento do sistema elétrico brasileiro (GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema), e operação do sistema interligado (GCOI - Grupo Coordenador da Operação Interligada); (2) centraliza recursos financeiros setoriais, para posterior distribuição ou aplicação junto aos concessionários, podendo ainda captar recursos financeiros extra-setoriais (empréstimos e financiamentos) para posterior repasse a concessionários; (3) é a "holding" que detém o controle acionário das empresas estatais fede-

rais concessionárias do serviço público de energia elétrica, bem como (4) participa com 50% do capital do empreendimento Itaipu Binacional S/A, como representante do governo brasileiro (os outros 50% são propriedade do governo paraguaio, através da ANDE - Administración Nacional de Electricidad).

Esses são os principais integrantes do setor elétrico. Porém, quando alguém fala em setor elétrico, está geralmente se referindo a um grupo de concessionárias - as maiores empresas estatais federais ou estaduais. Por sua participação na geração e distribuição de energia elétrica no País - e portanto nas receitas de suprimento (venda de energia "em grosso" a outras concessionárias) e de fornecimento (venda de energia a consumidores finais), bem como nos investimentos setoriais e no valor dos ativos operacionais, essas empresas têm um papel extremamente destacado. Neste sentido podem ser tomadas, a justo título, como representativas do "setor elétrico brasileiro".

1.2.2. Concessionários e autoprodutores: geração de energia elétrica e potência instalada.

Segundo dados oficiais (12), em 1984 o Brasil produziu energia elétrica num montante de 176.762.767 MWh. A participação dos concessionários e dos autoprodutores, bem como a participação das fontes hidráulicas e térmicas, na energia produzida, podem ser vistas no quadro a seguir.

(12) SIESE - Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica, SG/MME-DNAEE-ELETROBRÁS, "Relatório estatístico do setor de energia elétrica, 1970/1984", s/d. Página 2.17.

QUADRO IX

BRASIL - Geração de energia elétrica e participação dos concessionários e autoprodutores, por fonte, 1984.

	HIDRÁULICA		TÉRMICA		TOTAL	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Concessionários	163.419.745	98%	4.602.549	45%	168.022.294	95%
Autoprodutores	3.039.862	2%	5.700.611	55%	8.740.473	5%
BRASIL	166.459.607	100%	10.303.160	100%	176.762.767	100%

Fonte: SIESE. "Relatório Estatístico...." cit., pág. 2.17

Da energia total gerada, 95% foi produzida pelos concessionários do serviço público - isto é, produção com fins comerciais imediatos. Os autoprodutores representaram apenas 5% da energia total gerada. A geração dos autoprodutores tem maior importância no que se refere à geração por fonte térmica, caso em que atinge pouco mais da metade da energia gerada no País. No entanto, o sistema elétrico brasileiro está baseado predominantemente em fontes hidráulicas (166.459.607 MWh de energia elétrica gerada por fonte hidráulica, para uma geração total de 176.762.767 MWh, ou seja, participação de 94%), e neste caso a geração dos autoprodutores restringe-se a apenas 2% da energia gerada.

No que se refere à potência instalada (13), a participação dos autoprodutores é mais elevada, comparativamente à geração de energia elétrica; de qualquer modo, não ia além dos 8% da potência total instalada existente no País em 1984: 3169 MW, para uma potência instalada de 42.199 MW.

(13) A potência instalada de um sistema elétrico é usualmente medida em kW (kilowatt) ou um de seus múltiplos (megawatt, MW = 1000 kW). Se uma potência de 1 MW for acionada durante 1 hora consecutiva, produzirá 1 MWh de energia elétrica; em um ano (365 dias x 24 horas/dia = 8760 horas/ano) produzirá 8760 MWh de energia elétrica. Obviamente, a potência de um sistema não é utilizada de maneira ininterrupta, visto que existe flutuação de demanda, a energia necessária também se altera, parte do sistema deve passar temporariamente por revisões e manutenção, etc.

QUADRO X

Brasil - Potência instalada e participação dos concessionários e autoprodutores, por fonte, 1984.

	HIDRAULICA		TÉRMICA		TOTAL	
	MW	%	MW	%	MW	%
Concessionários	35.567,0 (91%)	98%	3.463,5 (9%)	58%	39.030,5 (100%)	92%
Autoprodutores	622,0 (20%)	2%	2.547,0 (80%)	42%	3.169,0 (100%)	8%
BRASIL	36.189,0 (86%)	100%	6.010,5 (14%)	100%	42.199,5 (100%)	100%

Fonte dos dados brutos sobre potência instalada: SIESE, "Relatório Estatístico....1970/84" cit., pág. 1.21

Os concessionários detinham 98% da potência instalada de fonte hidráulica e 58% da potência de fonte térmica; no total de fontes (hidráulica + térmica) sua participação era de 92%.

1.2.3. A EVOLUÇÃO DOS CONCESSIONÁRIOS PÓS - 1970

Já vimos a importância dos concessionários no tocante à potência instalada (92% do total do País). Sua atividade - o serviço público de energia elétrica -, tem fins diretamente comerciais, enquanto os autoprodutores visam satisfazer suas necessidades particulares. Nossa atenção está voltada, agora, para a evolução dos concessionários entre 1970 e 1987, no tocante à evolução da capacidade instalada, geração de energia elétrica e mercado de venda dessa energia. No final deste capítulo, apresenta-se dados dos concessionários, sobre potência instalada e consumo total no período 1970/87 (Anexo I).

a) CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE

Entre 1970 e 1987 a participação das fontes hidráulicas na potência instalada e na geração de energia dos concessionários aumentou, como se vê no quadro XI.

QUADRO XI

BRASIL - Potência instalada e geração bruta de energia elétrica dos concessionários, por fonte, 1970 e 1987.

	Potência Instalada (MW)		Geração Bruta (GWh)		Taxa Média Anual de crescimento 1970/87	
	1970	1987	1970	1987	Potência	Geração
Hidráulica	8.460 (84%)	42.620 (91%)	38.548 (91%)	198.863 (95%)	10,0%	10,1%
Térmica	1.619 (16%)	4.420 (9%)	3.939 (9%)	10.163 (5%)	6,1%	5,7%
TOTAL	10.099 (100%)	47.040 (100%)	42.487 (100%)	209.026 (100%)	9,5%	9,8%

Fonte dos dados brutos: SIESE, "Relatório Estatístico....1970/84" cit., para 1970; e "Boletim trimestral SIESE - Síntese 1987" para este ano.

A taxa média anual de crescimento da potência instalada, foi de 9,5%, entre 1970 e 1987 e para a geração bruta de energia elétrica foi 9,8%. No que se refere à fonte hidráulica essas taxas são maiores ainda (10% de crescimento médio anual na potência e 10,1%

na geração de energia). No que diz respeito às fontes térmicas, as taxas são mais modestas (6,1% para a potência instalada e 5,7% para a energia gerada). A participação das fontes hidráulicas na potência total instalada aumentou de 84%, em 1970, para 91% em 1987; quanto à geração de energia por fonte hidráulica, que era 91% da geração total em 1970, em 1987 chega aos 95%.

O crescimento global da potência total instalada foi de 366% entre 1970 e 1987 (passando dos 10.099 MW para 47.040 MW); e o da geração atingiu 392% (de 42.487 GWh para 209.026 GWh). A diferença entre as taxas de crescimento da potência instalada e da geração hidráulica (403% e 416% respectivamente), frente às da potência instalada e geração térmica (173% e 158% respectivamente), ilustra a crescente importância da hidreletricidade - que já era preponderante em 1970 -, ao longo desse período. A energia gerada por fonte térmica perde importância relativa, em muitos casos, sua utilização apenas complementa a geração hidráulica. Por outro lado, não se deve esquecer que a "opção hidráulica" tem um apoio importante no conjunto de interesse a ela articulados historicamente, que certamente exercem influência sobre decisões de obras a realizar, além do que a elevação dos custos da geração térmica, devido ao encarecimento dos derivados de petróleo, tornou ainda mais atraente a opção hidráulica (como se sabe, embora o capital necessário para a construção de uma usina hidráulica seja superior ao de uma térmica, o custo de operação da térmica é bastante superior ao da hidráulica).

A utilização da capacidade instalada, tanto térmica quanto hidráulica, é apresentada no quadro XII.

QUADRO XII

BRASIL - Concessionários do serviço público de energia elétrica.
Utilização da capacidade instalada (*), por fonte - 1970 e 1987.

F O N T E S	CAPACIDADE INSTALADA	-	GRAU DE UTILIZAÇÃO %
	1 9 7 0		1 9 8 7
Hidráulica	51,9%		53,3%
Térmica	27,8%		26,2%
T O T A L	48,0%		50,7%

Fonte: Cálculo a partir das informações do SIESE sobre geração de energia elétrica e potência instalada

(*) OBS. Grau de Utilização =
$$\frac{\text{Geração bruta de energia elétrica anual (GWh)}}{\text{Potência nominal instalada (GW) X 8760 hs/ano}}$$

Assim, o grau de utilização é calculado em relação à máxima geração-teórica possível - vide nota de rodapé (13). Essa fórmula incorre numa subestimação do grau de utilização, pois a potência instalada era a existente ao final de cada ano, enquanto a energia elétrica foi gerada ao longo do próprio ano, como uma potência instalada de fato um pouco menor.

Como se observa, o grau de utilização da capacidade instalada (potência) térmica é cerca da metade do que se verifica para a potência hidráulica. Por outro lado, a utilização da capacidade total (hidráulica + térmica) deve ser considerada à luz do comportamento da demanda de energia elétrica. Ela flutua ao longo dos diferentes períodos e meses do ano, dos dias da semana e das horas do dia (o "pico" se dá no horário entre 17 e 20 horas). O sistema elétrico deve estar dimensionado para poder atender a exigência máxima dos consumidores, sem perda de qualidade da energia fornecida (queda de tensão, etc). Assim, fora dos horários e períodos de "pico" da demanda, sempre existirá capacidade instalada não-utilizada, ociosa (14).

(14) Para deslocar a demanda de horários e períodos "de pico" para "fora do pico", melhorando a utilização da capacidade instalada, vem sendo implementada a chamada tarifa horo-sazonal, em que se cobra tarifas mais elevadas no período seco (maio/novembro) e nos horários "de ponta" (3 horas determinadas pelo concessionário, entre as 17 e 22 horas). Sobre a tarifa diferenciada e a curva de carga do sistema elétrico nacional, ver: MME/DNAEE, "Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação", Brasília, 1985.

b) CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, POR REGIÃO

No período 1970/1987, ocorreu uma alteração na participação relativa da capacidade instalada e da geração de energia elétrica, por região, com o Sudeste perdendo importância e as regiões Sul e Norte aumentando a sua participação na potência instalada e geração de energia elétrica total do País, como se vê no Quadro XIII. Isso se deve ao progressivo esgotamento de aproveitamentos hidráulicos próximos dos centros consumidores mais importantes, que foram explorados "mais cedo". Esse deslocamento para regiões mais distantes, e ou para aproveitamentos menos favoráveis, significa a elevação dos custos de produção e transporte da energia elétrica (não só porque os custos do projeto são maiores para uma dada quantidade de energia obtida, devido à necessidade de maiores reservatórios e obras civis, como pela longa extensão das linhas de transmissão, aumento da tensão no transporte da energia elétrica para reduzir as perdas, etc.)

QUADRO XIII

BRASIL - Potência instalada e geração bruta de energia elétrica dos concessionários, por região - 1970 e 1987.

Regiões	Potência Instalada (MW)			Geração Bruta (GWh)			Part. relativa s/ Brasil			
	1970	1987	%	1970	1987	%	Potência		Geração	
							1970	1987	1970	1987
			a.a.			a.a.				
Norte	168 (2%)	3.627 (8%)	19,8%	463 (1%)	16.068 (8%)	23,2%	1,7%	7,7%	1,1%	7,7%
Nordeste	940 (9%)	6.221 (13%)	11,8%	3.981 (9%)	22.053 (11%)	10,6%	9,3%	13,2%	9,4%	10,6%
Sudeste	7.633 (76%)	23.676 (50%)	6,9%	33.126 (78%)	105.305 (50%)	7,0%	75,6%	50,3%	78,0%	50,4%
Sul	1.108 (11%)	12.874* (27%)	15,5%	3.937 (9%)	62.681** (30%)	17,7%	11,6%	27,4%	9,3%	30,0%
Centro-Oeste	250 (2%)	642 (1%)	5,7%	979 (2%)	2.899 (1%)	6,6%	2,5%	1,4%	2,3%	1,4%
BRASIL	10.099 (100%)	47.040 (100%)	9,5%	42.487 (100%)	209.026 (100%)	9,8%	100%	100%	100%	100%

Fonte dos dados brutos: SIESE, "Relatório Estatístico...1970/84" cit. para os dados de 1970, e "Boletim Trimestral - síntese 1987" para este ano.

OBS.(*) Inclui 6.300 MW de Itaipu Binacional; (**) Inclui 34.631 GWh, idem.

Pode-se observar que a região Sudeste, embora tenha expandido sua potência instalada e geração de energia elétrica a taxas de 7% ao ano em média, entre 1970 e 1987, perdeu importância relativa no total de potência instalada e geração de energia elétrica no País: caiu de pouco mais de 3/4 do total para cerca de metade do total.

O avanço mais significativo, em termos relativos, é o das regiões Norte e Sul, onde se destacam as hidrelétricas de Tucuruí (Pará) e Itaipu (Paraná/Paraguai), servindo respectivamente a região Norte/Nordeste e Sudeste/Sul/Centro-Oeste. A participação da região Norte se multiplica por 4 na potência instalada e por 8 na geração (devido inclusive à ampliação da geração hidrelétrica face à geração térmica, de menor rendimento). A potência instalada da região Sul tem sua participação quase triplicada, e a geração elétrica da região mais que triplica sua participação no total Brasil. A região Nordeste aumenta em cerca de 50% sua participação na potência instalada e cerca de 20% na geração de energia do País; e a região Centro-Oeste apresenta a menor taxa de crescimento do País quanto à potência instalada e geração de energia, reduzindo à metade sua participação nacional em 1987, comparativamente ao ano de 1970.

Torna-se claro, portanto, o progressivo deslocamento dos aproveitamentos para regiões Norte e Sul. Essa mudança afetou a posição ocupada pelas maiores concessionárias estaduais (CESP, CEMIG) que progressivamente cedem posição às empresas geradoras federais, encarregadas de realizar os novos aproveitamentos de âmbito regional, aos quais ficou vedado o acesso de empresas estaduais, que viram minguar suas possibilidades de expansão.

O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

a) Consumo, por classe de consumidor

O mercado de energia elétrica dos concessionários está dividido nas seguintes classes de consumidores: residencial, industrial, comercial (inclusive serviços e outras atividades), rural, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos (água, esgotos e saneamento; tração elétrica), e ainda o consumo próprio dos concessionários. Esses consumidores, por sua vez, podem enquadrar-se em diferentes níveis de tensão de fornecimento: grupo A (alta tensão, energia elétrica fornecida em tensão igual ou superior a 2.300 volts, ou 2,3 kV) e grupo B (baixa tensão, energia elétrica fornecida em tensão inferior a 2,3 kV). Existem ainda diversos subgrupos nos quais estão subdivididos os grupos A e B.

O setor industrial é o principal consumidor de energia elétrica dos concessionários, no Brasil (15). Dados de 1987 indicam que o consumo industrial atingiu 97.317 GWh, ou 53% do consumo total de 182.053 GWh naquele ano. A seguir vem a classe residencial (38.439 GWh de consumo, ou 21% do total) e a classe comercial (20.540 GWh, ou 11% do total).

(15) A título ilustrativo, a energia elétrica produzida pelos autoprodutores é quase totalmente destinada ao uso industrial. Em 1984 (cf. SIESE, "Relatório Estatístico...1970/84", cit.) de um total de 8.740,5 GWh consumidos pelos autoprodutores, 99% ou 8.642,8 GWh foram destinados ao uso industrial.

Ou seja, essas três classes em conjunto consumiram em 1987 mais de 4/5, da energia elétrica fornecida pelos concessionários (16).

Dados do período 1970/84 mostram a mudança na participação das diferentes classes de consumidores no consumo total devido ao crescimento mais rápido de algumas, que aumentaram sua participação relativa no total. As alterações podem ser observadas no quadro XIV.

(16) Cálculo a partir dos dados brutos, "SIESE, Boletim Síntese 1987".

QUADRO XIV

BRASIL - Concessionários - consumo de energia elétrica por classe de consumidores - 1970 e 1984.

Classe de Consumo	1970		1984		Variação(%)	
	GWh	%	GWh	%	1970/84	Média a.a.
Industrial	16.102,4	44,7%	80.530,8	53,4%	400,1%	12,2%
Residencial	8.372,5	23,3%	31.049,8	20,6%	270,8%	9,8%
Comercial	5.181,4	14,4%	17.701,7	11,7%	241,6%	9,2%
Outros:	6.328,7	17,6%	21.656,0	14,3%	242,2%	9,2%
- Ilumin. Pública	1.244,7	3,5%	5.506,7	3,6%	342,4%	11,2%
- Água/Saneamento	765,0	2,1%	4.159,5	2,8%	443,7%	12,9%
- Rural	330,3	0,9%	4.056,6	2,7%	1.128,2%	19,6%
- Poderes Públicos	1.594,4	4,4%	3.903,7	2,6%	144,8%	6,6%
- Consumo Próprio	1.737,9	4,8%	2.917,9	1,9%	67,9%	3,8%
- Tração Elétrica	656,3	1,8%	1.111,6	0,7%	69,4%	3,8%
T O T A L	35.985,0	100%	150.932,3	100%	319,4%	10,8%

Fonte: SIESE, "Relatório Estatístico...1970/84", cit., para os dados brutos

OBS. Dados originais em MWh convertidos para GWh (1 GWh = 1000 MWh)

A expansão do consumo no período 1970/84 situou-se na média anual de 10,8%.

A taxa de crescimento mais elevada relativamente à média ocorreu no consumo rural, que atingiu quase 20% a.a., ao longo desse período; tal fato deve-se à modernização agrícola, e aos programas de eletrificação rural, que levaram a energia a inúmeros estabelecimentos antes não atendidos. A participação dos consumidores rurais no consumo total de energia elétrica triplicou no período: em 1970 era a classe de menor importância, com participação de 0,9%, ocupando a 9a. posição (última); em 1984 passara a 2,7%, o que significou a 6a. posição. Certamente colaboraram para o aumento do consumo, também, os subsídios tarifários concedidos a essa classe de consumidores. Outras classes de consumidores que tiveram taxa de crescimento médio anual acima da observada no consumo total foram a de água/saneamento (serviço de purificação de água e tratamento de esgotos) e de iluminação pública. As classes de menor crescimento médio anual do consumo foram tração elétrica (sistema de trolebus, metrô e ferrovias) e consumo próprio dos concessionários.

No que se refere aos principais consumidores - classes industrial, residencial e comercial -, é possível observar o forte crescimento da participação do consumo da classe industrial, que passa de 44,7% em 1970 para 53,4% em 1984 - sua

taxa de expansão média anual nesse período foi de 12,2%. Sem dúvida, o incremento do consumo esteve ligado não somente ao crescimento industrial, mas ainda ao barateamento relativo ocorrido com as tarifas industriais de energia elétrica, especialmente se considerarmos a elevação de preços dos derivados de petróleo, ocorrido em 1973/74 e especialmente 1979/80, que induziu à substituição de outras fontes energéticas em prol da eletricidade (inclusive para eletrotermia, oficialmente estimulada nos anos 80).

As classes residencial e comercial, não obstante tenham tido um crescimento do consumo superior a 9% a.a., perderam participação relativa, pois cresceram abaixo da média (10,8% a.a.). Apesar disso, o crescimento do consumo industrial foi tão significativo a ponto de levar a um aumento da participação dessas três classes, conjuntamente consideradas, no consumo total (de 82,4% em 1970 para 85,7% em 1984).

Dados mais recentes, permitem verificar a evolução no período 1970/87. Houve uma retração da taxa média anual de crescimento de todas as classes, fruto da desaceleração ocorrida no período 1984/87, comparativamente ao longo período 1970/84, de maior dinamismo. Assim, o consumo industrial no período 1970/87 cresceu à taxa média de 11,2% ao ano (contra os 12,2% a.a. no período 1970/84, como se viu no quadro XIV); o consumo residencial cresceu em média 9,4% a.a. no mesmo período

(contra 9,8% entre 1970/84), e o comercial cresceu 8,4% a.a. (contra os 9,2% a.a. de 1970/84). As demais classes de consumo, conjuntamente consideradas (17), também cresceram com menor intensidade ao se considerar o período 1970/87: 9,6% ao ano, contra os 9,2% a.a. de 1970/84.

QUADRO XV

BRASIL - Concessionários - Consumo de energia elétrica, por classe de consumidores - 1970 e 1987

Classe de Consumo	1970		1987		Variação (%)	
	GWh	%	GWh	%	1970/87	Anual
Industrial	16.102,4	44,7	97.317	53,5	504,4%	11,2%
Residencial	8.372,5	23,3	38.439	21,1	359,1%	9,4%
Comercial	5.181,4	14,4	20.540	11,3%	296,4%	8,4%
Demais	6.328,7	17,6	25.757	14,1%	307,0%	8,6%
B R A S I L	35.985,0	100,0	182.053	100,0	405,9%	10,0%

Fontes: SIESE, "Anuário Estatístico...1970/84", cit.; Boletim Trimestral, Síntese 1987.

(17) As demais classes de consumo foram calculadas pela diferença entre consumo total e consumos industrial, residencial e comercial.

b) CONSUMO POR REGIÃO

A região Sudeste é, obviamente, a de maior consumo de eletricidade no País, dado o nível de desenvolvimento atingido, a importância de seu parque industrial, nível de renda de sua população, etc. Em 1987, seu consumo atingiu 117.066 gigawatts-hora, ou 64,3% do consumo nacional. Entre 1970 e 1987, o crescimento foi de 313%.

QUADRO XVI

BRASIL - Concessionários - Consumo de Energia Elétrica e Participação Relativa, por Região - 1970 e 1987

Regiões	1970		1987		Taxa de crescimento	
	GWh	%	GWh	%	1970/87	Média a.a.
Norte	364	1,0%	6.693	3,7%	1.739%	18,7%
Nordeste	3.000	8,3%	26.398	14,5%	780%	13,6%
Sudeste	28.367	78,8%	117.066	64,3%	313%	8,7%
Sul	3.631	10,1%	24.701	13,6%	580%	11,9%
C. Oeste	623	1,7%	7.195	4,0%	1.055%	15,5%
B R A S I L	35.985	100,0%	182.053	100,0%	406%	10,0%

Fonte: SIESE, "Relatório Estatístico...1970/84" e Boletim Trimestral, Síntese 1987, para este ano.

Não obstante, entre 1970 e 1987 a região Sudeste perdeu posição relativa; sua participação no consumo nacional caiu de quase 80% para os 64,3% mencionados. A taxa de crescimento do consumo foi de 8,7% ao ano face à média nacional, de 10% ao ano. De qualquer modo, a Região Sudeste ainda é, de longe, a mais importante em termos de consumo de eletricidade: sozinha, consome praticamente o dobro de todas as demais regiões em conjunto.

As regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram as mais altas taxas de crescimento do consumo no período 1970/87 - respectivamente, 18,7% a.a. (ou 1.739% no período) e 15,5% a.a. (ou 1.055% no período). A região Norte, que em 1970 representava 1% do consumo nacional, passou a 3,7% em 1987; a região Centro-Oeste passou de 1,7% para 4% sua participação no consumo nacional de eletricidade. Apesar desse incremento significativo, a participação dessas regiões continua reduzida: em conjunto têm menos de 8% do consumo nacional, pouco mais da metade do consumo da região Sul ou Nordeste.

A região Nordeste teve um aumento de 780% no seu consumo, no período considerado (ou 13,6% ao ano, em média), contra 580% (ou 11,9% a.a.) da região Sul. Esta que em 1970 ocupava a 2a. posição por consumo regional, com uma participação de cerca de 10%, em 1987 crescera para pouco menos de 14% do consumo nacional, perden-

do não obstante a 2a. posição para a região Nordeste, que passou de 8,3% para 14,5% do consumo nacional. O consumo da região Nordeste em 1987 (26.398 GWh) era ainda inferior ao observado na região Sudeste em 1970 (28.367 GWh). De qualquer modo, convém registrar que houve uma relativa desconcentração do consumo inter-regiões, apesar das grandes disparidades que ainda existem, sendo notável a forte expansão observada na região Nordeste.

c) CONSUMO DAS PRINCIPAIS CLASSES, POR REGIÃO

Já vimos que a classe de consumidores industriais é a de maior importância, respondendo por mais da metade do consumo de eletricidade nacional. Essa preponderância é observada em praticamente todas as regiões do País, com a única exceção do Centro-Oeste, onde a classe residencial adquire maior importância.

QUADRO XVII

BRASIL - Concessionárias - Consumo de energia elétrica das principais classes de consumidores, por região - 1970 e 1987

CLASSE	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	SUBTOTAL	OUTRAS	TOTAL
REGIÃO						
NORTE						
1970	16%	38%	22%	76%	24%	100%
1987	53%	21%	13%	87%	13%	100%
NORDESTE						
1970	39%	28%	14%	81%	19%	100%
1987	58%	18%	10%	86%	14%	100%
SUDESTE						
1970	48%	22%	14%	84%	16%	100%
1987	56%	21%	11%	88%	12%	100%
SUL						
1970	36%	28%	17%	81%	19%	100%
1987	45%	23%	12%	80%	20%	100%
CENTRO OESTE						
1970	9%	38%	23%	70%	30%	100%
1987	25%	34%	20%	79%	21%	100%
BRASIL						
1970	45%	23%	14%	82%	18%	100%
1987	53%	21%	11%	85%	15%	100%

Fonte: Calculado a partir de dados brutos de consumo por classe, por região, contidos em SIESE, "Relatório Estatístico..1970/84", Cit., e Boletim Trimestral-Síntese 1987, cit.

Nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte, a participação é superior a 50%. Na região Norte, passou de 16% em 1970 para 53% em 1987; na região Nordeste ampliou-se de 39% para 58% nesse mesmo período; na região Sudeste, a de maior e mais antigo nível de industrialização passou de 48% para 56% entre 1970 e 1987. Na região Sul passou dos 36% em 1970 para 45% em 1987; e na região Centro-Oeste passou de 9% para 25%. Como mencionado, esta é a única região em que o consumo da classe industrial não é o de maior importância, sendo suplantado pelo de classe residencial (que em 1987 representava 34% do consumo total). Mas, mantida a rapidez do crescimento de consumo industrial certamente será afirmada a sua preponderância face classe residencial.

A nível nacional, o consumo industrial aumentou de 45% para 53% sua participação, entre 1970 e 1987. Obviamente, a maior participação relativa do consumo industrial é acompanhada de uma retração da participação de outras classes de consumo. O crescimento da geração de eletricidade tornou-se imperativo, para atendimento da crescente demanda de eletricidade pela indústria; seja para sua ampliação/expansão ou instalação, seja para substituição de outros energéticos por eletricidade.

Observe-se, finalmente, que as tres principais classes de

consumidores - industrial, comercial e residencial -, representam conjuntamente, em cada região do País, 4/5 ou mais do consumo total de eletricidade.

Consumo, número de consumidores e número de empregados: alguns indicadores.

a) Consumo, por consumidor

Em 1970, os concessionários de energia elétrica atendiam pouco mais de 8 milhões de unidades consumidoras, das quais 6,8 milhões (84%) eram unidades residenciais. Em 1987, o total de unidades consumidoras atendidas atingiu cerca de 27 milhões, das quais 23 milhões (85%) residenciais. Ou seja o número total de unidades consumidoras cresceu 236% no período (taxa média anual de 7,4%), e o número de unidades consumidoras residenciais aumentou 241% (taxa de crescimento médio anual de 7,5%).

Já vimos anteriormente que, entre 1970 e 1987, o consumo total de energia elétrica aumentou mais de 400%, e o consumo residencial 359% - taxas de crescimento superiores às do número de consumidores.

Em consequência, aumentou o consumo por unidade, tanto para o total dos consumidores como para os consumidores residenciais, como mostra o quadro XVIII.

QUADRO XVIII

BRASIL - Concessionários de energia elétrica - Consumo, número de consumidores e consumo por consumidor, total e residencial - 1970 e 1987

ANO	CONSUMO (em GWh)		Nº DE CONSUMIDORES (mil)		kWh/CONSUMIDOR	
	TOTAL	RESIDENCIAL	TOTAL	RESIDENCIAL	TOTAL	RESIDENCIAL
1970	35.985	8.372	8.028	6.756	4.482	1.239
1987	182.053	38.439	26.995	23.040	6.744	1.668

FONTE: SIESE, "Relatório estatístico..." cit. e Boletim Trimestral, "Síntese 1987 para os dados sobre consumo e número de consumidores.

O consumo total por consumidor passou de 4482 kWh em 1970 para 6744 kWh em 1987 (aumento de 50,5% no período, ou 2,4% ano, em média). O consumo por consumidor residencial aumentou 34,6%, de 1239 kWh para 1668 kWh, entre 1970 e 1987 (aumento de 1,8% ao ano, em média).

Se deduzirmos do consumo e número de consumidores total, a parte referente aos consumidores residenciais, temos que em 1970 o consumo não-residencial era de 27.613 GWh, passando para 143.614 GWh em 1987, sendo o número de consumidores não-residenciais de 1.272 mil e 3.955 mil, respectivamente, naqueles anos. Assim, o consumo por consumidor não-residencial passou de 21.708 kWh em 1970 para 36.312 kWh em 1987 - um aumento de 67%, quase duas vezes superior aos cerca de 35% de crescimento do consumo por consumidor residencial.

b) Número de consumidores por empregado.

Em 1970 os concessionários tinham 101.981 empregados, número que aumentou para 192.699 empregados em 1987. Considerando os dados sobre número de consumidores, já mencionados no item (a) anterior - 8.028 mil em 1970 e 26.995 mil em 1987 -, o número de consumidores por empregado passou de 79:1, em 1970, para 140:1 em 1987, ou seja, um acréscimo de 77% no período, ou 3,4% ao ano, em média.

c) Consumo, por empregado.

O consumo por empregado, calculado com base nos dados citados nos itens (a) e (b) anteriores, mostra uma evolução de 353 MWh em 1970, para 945 MWh em 1987 - 35.985 GWh de consumo total para 101.981 empregados em 1970, e 182.053 GWh de consumo total

para 192.699 empregados em 1987. Ou seja, o consumo de energia elétrica por empregado cresceu 168% no período, o que significa uma taxa média anual de 6%.

QUADRO XIX

BRASIL - Concessionários de energia elétrica - Número de consumidores por empregado, e Consumo de energia elétrica por empregado, 1970 e 1987.

ANO	(A) NÚMERO DE CONSUMIDORES (MIL UNIDADES)	(B) CONSUMO TOTAL (GWh)	(C) NÚMERO DE EMPREGADOS	Nº DE CONSU- MIDORES POR EMPREGADO	CONSUMO POR EMPREGADO
1970	8.028	35.985	101.981	79	353 kWh
1987	26.995	182.053	192.699	140	945 kWh

Fonte dos dados brutos: SIESE, cit.

1.3. A IMPORTÂNCIA DAS EMPRESAS ESTATAIS FEDERAIS E ESTADUAIS

1.3.1. A entrada do Estado nas atividades setoriais: breve histórico

A intervenção direta do Estado no setor elétrico ocorreu de maneira progressiva, até a praticamente completa estatização da atividade. Até fins do século passado, havia vários empreendimentos privados ou municipais, de âmbito restrito, na maioria das vezes, à localidade. Na virada do século assiste-se à chegada do grupo canadense LIGHT, que passaria desde então a dominar as atividades em São Paulo (1899) e Rio de Janeiro (1905). Em 1912, as três empresas do grupo: São Paulo Tramway, Light and Power; Rio de Janeiro Tramway, Light and Power, e São Paulo Electric Co., - esta última constituída para explorar a atividade na região de Sorocaba - ficaram sob o controle da holding a Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd.

Na década de 1910, observou-se um "processo de concentração de usinas por empresa. Promovido por companhias de âmbito regional de maior porte, ele ocorreu principalmente no interior de São Paulo, determinando uma sensível ampliação da área de atendimento de cada con-

cessionária. (Obs. Data de 1912, por exemplo, a constituição da CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz, que reuniu diversas outras empresas do interior de São Paulo, JBSAF). Na década de 1920, (...) esse processo seria extremamente intensificado" (18). Nesta década, o grupo Light expandiu suas atividades para o Vale do Paraíba. No final da década de 1920, mais precisamente em 1927, instalou-se no País o grupo AMFORP - American and Foreign Power Company, empresa de origem norteamericana, criada pela Electric Bond and Share Corporation em 1923 (ligada ao grupo Morgan). A penetração da AMFORP no País ocorreu através da holding Empresas Elétricas Brasileiras, que "concentrou sua atuação no interior paulista e um certo número de capitais estaduais, do Nordeste ao Sul do País, incorporando diversas concessionárias entre 1927 e 1930" (19).

(18) Cf. "Panorama do setor de energia elétrica no Brasil", Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, 1988; pág.45. Ver também bibliografia adicional sobre o assunto, por exemplo: Lima, José L. "Estado e energia no Brasil - o setor elétrico: das origens à criação da ELETROBRÁS" (1890-1962)", IPE/USP, São Paulo, 1984; Biblioteca do Exército Editora, "A energia elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à ELETROBRÁS)", Rio de Janeiro, 1977; e o já clássico trabalho de Tandler, Judith - "Electric power in Brazil - entrepreneurship in the public sector", Harvard University Press, Cambridge, Mass, 1968.

(19) Cf. "Panorama do setor ..." cit., pág. 45.

Em consequência, "o vigoroso movimento de concentração empreendido pela Light e Amforp na segunda metade dos anos 1920 determinou profundas alterações no quadro da indústria de energia elétrica no Brasil. Assim, em 1930, praticamente todas as áreas mais desenvolvidas do País e também aquelas que apresentavam maiores possibilidades de desenvolvimento, caíram sob virtual monopólio das duas grandes empresas estrangeiras. O que restou fora do alcance da Light e da Amforp era pouco expressivo. (...) De qualquer maneira, foi definido nesse período o novo perfil do setor elétrico brasileiro, que, caracterizado pela presença maciça do capital estrangeiro, se manteve sem modificações pelo menos durante as duas décadas seguintes" (20).

Após a Revolução de 1930 e a ascensão de Getúlio Vargas ao poder, assiste-se aos primeiros esforços concentrados de regulamentação da atividade, obviamente sob forte oposição dos grupos estrangeiros aqui instalados. Sob esse aspecto, o Código de Águas de 1934 é um marco. Sua regulamentação, no entanto, só viria a ocorrer muitos anos depois (com o Decreto 41.019, de 1957).

(20) Ibid, págs. 65/66

A penetração direta governo federal/estados na atividade produtiva ocorreu na década de 1940; destacam-se aqui a criação no Rio Grande do Sul da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE), e a nível federal a criação da CHESF - Cia. Hidro Elétrica do São Francisco, "criada com o objetivo precípuo de promover a construção de uma grande usina hidroelétrica que explorasse o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso" (21).

Nos anos 50, a penetração direta do Estado no setor elétrico cresceu fortemente, com a elaboração dos Planos Estaduais de Eletrificação e a constituição de inúmeras empresas estatais estaduais. Já a Mensagem de 1951 de Vargas ao Congresso "defendia a maciça participação do Estado na produção de energia elétrica" (22). A presença federal foi reforçada com a constituição de Furnas Centrais Elétricas S/A, para fornecer energia elétrica ao Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Para apoiar as iniciativas estatais, elaborou-se o Plano Federal de Eletrificação e foi criado o Fundo Federal de Eletrificação, constituído pelo IUEE-Imposto Único sobre a Energia Elétrica e outras fontes de recursos, distribuído entre União, Estados e Municípios. Os estados também criaram fontes adicionais de recursos fiscais para financiar seus empreendimentos.

(21) Ibid, pág. 95

(22) Ibid, pág. 125

O projeto de criação da ELETROBRÁS, encaminhado ao Congresso em 1954, ainda no governo Vargas, teve forte oposição das empresas concessionárias privadas brasileiras e estrangeiras. O debate entre "privatistas" e "estatizantes" acirrou-se bastante nesse período até início dos anos 60. Finalmente, em abril de 1961, no Governo Jânio Quadros, foi aprovada a lei que autorizava a constituição da ELETROBRÁS, que só se concretizaria no governo Goulart, em 1962.

Na verdade, as empresas estrangeiras já vinham restringindo sua atuação na geração de energia, "retirando-se" para a distribuição, a produção de eletricidade passou a ser feita crescentemente pelas empresas estatais (23).

(23) Sobre a acomodação entre empresas públicas e empresas privadas, ver Tendler, Judith - "Electric power in Brazil - entrepreneurship in the public sector", Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1968, cap.3.

Os atritos entre Estado e capital privado estrangeiro tornaram-se mais agudos nos anos 50, e especialmente no início dos anos 60, com a ocorrência de conflitos entre os governos estaduais do Rio Grande do Sul e de Pernambuco com empresas do grupo AMFORP. Para contornar as dificuldades criadas, o governo Goulart comprometeu-se junto ao governo norteamericano a adquirir as empresas do grupo. Isso ocorreu já no governo militar, em fins de 1964, quando essas empresas foram nacionalizadas e passaram para o controle da ELETROBRÁS. Posteriormente, com a ELETROBRÁS reservando para si a parte de geração, a parte de distribuição das empresas da AMFORP foi progressivamente transferida para as empresas estatais estaduais. Um exemplo é a Usina de Peixoto, transferida da CPFL para FURNAS antes da ELETROBRÁS vender a CPFL, que pertencera à AMFORP, ao Governo paulista.

Assim, em meados dos anos 60, além das empresas estatais estaduais e do grupo ELETROBRÁS, restava ainda de significativo o grupo privado estrangeiro Light. Mas, "no início da década de 1970 a companhia holding Brascan Administração e Investimento, fundada em 1956 pela Brazilian Traction, já detinha o controle ou participava de mais de 40 empresas instaladas no Brasil, o que tornava claro o interesse do grupo canadense em se deslocar para setores mais rentáveis economicamente. (...) A decisão da Brascan de negociar a Light foi comunicada ao governo em 1974" (24). Após algumas tentativas de aquisição pelo setor privado, em 1976 (Embrapar, reunindo

diversos capitais nacionais) e 1977 (grupo Cataguazes-Leopoldina, com recursos do banco norteamericano American Express), rejeitadas pelo governo por razões técnicas ou financeiras, a nacionalização da Light ocorreu ao apagar das luzes do governo Geisel, em 1978, adquirida pela própria ELETROBRÁS, num processo que despertou diversas críticas, face à proximidade da caducidade da concessão, entre outras razões (25). Em 1981, o subsistema São Paulo-Light da empresa foi adquirido pelo governo do Estado de São Paulo, constituindo a empresa estatal estadual Eletropaulo. No Rio de Janeiro, permaneceu com o nome LIGHT, sob o controle da ELETROBRÁS.

(24) Ver "Panorama do setor de energia elétrica..." cit. pág. 249/50.

(25) Ver, por exemplo, Banas, G. "Os donos do Brasil", São Paulo, ed. Banas, 1984.

1.3.2. Participação das empresas estatais federais e estaduais nas vendas, nos ativos, e concentração da potência instalada.

A intensa penetração do Estado nas atividades setoriais, bem como a nacionalização/estatização dos grandes grupos estrangeiros que atuavam no País (Light e Amforp), conferiu papel de grande destaque às empresas estatais federais e estaduais. Essa importância pode ser avaliada pela participação dessas concessionárias nas vendas de energia elétrica e nos ativos do setor, bem como na potência instalada.

Receita e Ativo permanente

De um conjunto de 59 concessionários (26), as empresas estatais (federais ou estaduais) são 33, e as 26 restantes são empresas privadas ou municipais. Dentro desse conjunto, em que as empresas estatais representam, numericamente, pouco mais da metade, sua participação na receita operacional é de 98,5%; e atinge 99,5% no ativo permanente. Ou seja, o setor elétrico brasileiro é, em termos práticos, estatal. O Quadro XX a seguir ilustra a situação, por grupo de empresas.

(26) Ver relação completa desses concessionários no final deste capítulo (Anexo II). Itaipu Binacional (brasileiro-paraguaia) não é concessionário do Estado brasileiro, regendo-se por normas especiais; por essa razão não está incluída.

QUADRO XX

BRASIL - Setor elétrico - Concessionários - Participação no ativo permanente e receita operacional, por grupo de empresas, 1986.

CONCESSIONÁRIOS	Nº DE EMPRESAS	% DO TOTAL	ATIVO PERMANENTE		RECEITA OPERACIONAL	
			US\$ MILHÕES	% DO TOTAL	US\$ MILHÕES	% DO TOTAL
1. Estatais	33	56,0%	44.525,4	99,5%	7.620,9	98,5%
1.1. Federais	8	13,6%	25.240,8	56,4%	2.506,8	32,4%
1.2. Estaduais	25	42,4%	19.284,6	43,1%	5.114,1	66,1%
2. Outras (privadas e municipais)	26	44,0%	243,5	0,5%	116,4	1,5%
3. Total (1+2)	59	100%	44.768,9	100%	7.737,3	100%

Fonte dos dados brutos em cruzados, por empresa: SIESE, "Dados econômico-financeiros 1986", encarte ao Boletim Trimestral SIESE, 29 trim/1987. Os valores em cruzados foram convertidos para dólares norte-americanos pelos seguintes critérios: Ativo Permanente = taxa de câmbio oficial, de venda, de 31/12/86 (Cz\$ 14,939/US\$1); Receita operacional = taxa de câmbio média anual, de venda, ponderada por dias úteis de vigência (Cz\$ 13,653/US\$1), cf. Banco Central do Brasil.

No conjunto das 33 empresas estatais concessionárias, há 8 empresas estatais federais, das quais 6 pertencem ao grupo ELETROBRÁS: - 4 grandes geradoras regionais - Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul - e 2 distribuidoras com atuação em âmbito estadual - Light (RJ), e Escelsa (ES). As outras 2 estatais federais pertencem ao Ministério do Interior e tem reduzida expressão: CEA, a-

tuando no território do Amapá, e CER, no de Roraima.

Quanto às 25 empresas estatais estaduais, correspondem basicamente uma a cada estado da Federação, inclusive o Distrito Federal. As exceções são Espírito Santo (que não possui empresa de energia elétrica estadual, sendo atendido pelo federal ESCELSA, do grupo ELETROBRÁS), Rio de Janeiro (onde além da estatal federal LIGHT atua a estadual CERJ) e São Paulo (que possui 3 empresas - CESP, ELETROPAULO e CPFL).

As 26 empresas privadas ou municipais são de reduzida expressão, atuando em mercados locais, ou em alguns poucos municípios contíguos. A mais significativa é a Cia. Força e Luz Cataguazes - Leopoldina, cujo ativo permanente era de Cz\$ 1.452,3 milhões em 31/12/86, ou US\$ 97,2 milhões (representando cerca de 40% do ativo permanente do grupo de concessionários privados ou municipais, mas apenas 0,2% do ativo permanente setorial), e cuja receita operacional em 1986 atingiu Cz\$ 193,3 milhões, ou US\$ 14,1 milhões (12% da receita do grupo de concessionários privados ou municipais, e 0,2% da receita operacional do setor).

Dentro do conjunto dos concessionários, observa-se uma forte concentração na participação nos ativos e na receita operacional. Apenas 1/3 das 33 empresas estatais, - onze concessionárias, ou seja, menos de 1/5 do total de 59 existentes -, detém mais de 90% do ativo permanente, e mais de 80% da receita operacional, como mostra o Quadro XXI.

QUADRO XXI

Brasil - Setor Elétrico - Concessionários - Participação no ativo permanente, e na receita operacional, das principais empresas estatais federais e estaduais, 1986.

CONCESSIONÁRIO	ATIVO PERMANENTE		RECEITA OPERACIONAL		REC. OPERAC/ ATIVO PERMAN. (EM %)
	US\$ MILHÕES	% DO TOTAL	US\$ MILHÕES	% DO TOTAL	
1. FURNAS (E)	8.502,7	19,0%	885,1	11,4%	10,4%
2. ELETRONORTE(E)	8.093,7	18,1%	189,7	2,5%	2,3%
3. CESP (SP)	7.117,4	15,9%	1.056,5	13,7%	14,6%
4. CHESF (E)	4.647,9	10,4%	391,6	5,1%	8,4%
5. CEMIG (MG)	2.665,5	6,0%	598,6	7,7%	22,5%
6. ELETROPAULO(SP)	2.593,1	5,6%	1.364,7	17,6%	54,5%
7. ELETROSUL (E)	2.321,3	5,2%	386,7	5,0%	16,7%
8. CEEE (RS)	1.970,1	4,4%	340,0	4,4%	17,3%
9. LIGHT (E)	1.404,2	3,1%	549,8	7,1%	39,2%
10. COPEL (PR)	1.215,5	2,7%	242,2	3,1%	19,9%
11. CPFL (SP)	611,2	1,4%	335,8	4,3%	54,9%
a. SUBTOTAL (1a+11)	41.051,6	91,7%	6.340,7	82,0%	15,4%
b. Outras 22 esta- tais	3.473,8	7,8%	1.280,2	16,5%	36,9%
c. Total 33 esta- tais (a+b)	44.525,4	99,5%	7.620,9	98,5%	17,1%
d. Outras 26 Empre- sas	243,5	0,5%	116,3	1,5%	47,8%
e. Total 59 conc. (c+d)	44.768,9	100%	7.737,2	100%	17,3%

Fonte dos dados brutos em cruzado, por empresa, SIESE, "Dados econômico financeiro de 1986", cit. As letras entre parenteses indicam a sigla do estado a que pertencem as empresas (E = ELETROBRÁS).

OBS. Valores convertidos para dólares cf. critérios mencionados no Quadro XX.

O conjunto das 11 maiores inclui: 5 empresas geradoras (4 de ambi-

to regional pertencentes à ELETROBRÁS - FURNAS, ELETRONORTE, CHESF e ELETROSUL, mais a geradora estadual CESP); além de 3 empresas integradas (CEMIG, CEEE e COPEL com significativa geração própria e também atuação no mercado consumidor final) e 3 distribuidoras (ELETROPAULO, LIGHT e CPFL), atuando nas regiões ou estados de maior importância do Sudeste/Sul do País. Assim, não é de estranhar sua elevada participação no ativo permanente e receita operacional do setor.

A proporção entre receita operacional e ativo permanente dessas empresas é bastante divergente, como se pode observar. Dentre as geradoras, um caso extremo é o da ELETRONORTE: com elevado ativo permanente (de alto valor em virtude do custo elevado e de ter sido imobilizado em período mais recente), e com reduzida receita operacional (mercado restrito e tarifas reduzidas, para grandes consumidores eletro intensivos), aquela proporção é pouco superior a 2%. Nas demais geradoras (CHESF, FURNAS, ELETROSUL E CESP) essa porcentagem oscila entre 8% a 17% (média de 12%).

No outro extremo, estão as distribuidoras, com reduzida geração própria de eletricidade, e portanto pequeno ativo imobilizado para produção. Sua receita operacional decorre de vendas no mercado consumidor final, com tarifas mais elevadas que as geradoras. A receita operacional atinge pouco mais da metade do valor do ativo permanente na ELETROPAULO e CPFL; na LIGHT, representa 40%.

Nas integradas (CEMIG, COPEL, CEEE) essa proporção situa-se em torno de 20%. Como se observa, quanto mais voltada à geração, e mais "distante" do mercado consumidor final, mais baixa é a relação receita operacional/ ativo permanente.

As demais 22 estatais são quase todas exclusivamente distribuidoras, daí a maior relação receita operacional/ ativo permanente (36,9%). As empresas privadas e municipais também atuam basicamente na distribuição, e apresentam uma relação média receita operacional/ativo permanente de 47,8%, próxima à das grandes distribuidoras mencionadas anteriormente.

RECEITA DE SUPRIMENTO E RECEITA DE FORNECIMENTO

A receita operacional das empresas pode ser desmembrada em 2 categorias: receita de suprimento (venda de energia "em grosso", isto é, em grandes quantidades, feita por empresa basicamente geradoras) e receita de fornecimento (venda aos consumidores finais, feita basicamente por empresa distribuidoras ou "integradas").

As quatro grandes geradoras regionais da ELETROBRÁS, mais a CESP, tem participação extremamente elevada na receita de suprimento.

Como se vê as 5 empresas, respondem por 99%.

QUADRO XXII

BRASIL - Setor Elétrico - Concessionários

Participação na Receita de Suprimento 1987

CONCESSIONÁRIAS	% DA RECEITA DE SUPRIMENTO	RECEITA DE SUPRIMENTO EM C\$ MILHÕES CORRENTES (PRELIMINAR)
1. FURNAS	39,3%	52.616,8
2. CESP	36,3%	48.639,5
3. ELETROSUL	11,4%	15.267,1
4. CHESF	8,4%	11.279,4
5. ELETRONORTE	3,7%	4.948,4
SUBTOTAL (5 MAIORES)	99,0%	132.739,3
OUTRAS ESTATAIS FED/EST.	1,0%	1.260,3
DEMAIS EMPRESAS	-	21,5
TOTAL CONCESSIONÁRIAS	100,0%	134.020,5

Fonte: Calculado a partir de dados brutos sobre receita de suprimento dos concessionários contidos em Planilha de cálculo do "Custo do Serviço Consolidado - Brasil-1987", DNAEE, Projeção preliminar, 27.11.87.

O mesmo cálculo, relativamente à receita de fornecimento, mostra números bem menos concentrados.

QUADRO XXIII

Brasil - Setor Elétrico - Concessionários - Participação na Receita de Fornecimento, 1987.

CONCESSIONÁRIOS	RECEITA DE FORNECIMENTO, EM Cz\$ MILHÕES CORRENTES	% DA RECEITA DE FORNECIMENTO
1. ELETROPAULO (SP)	71.610,6	26,2%
2. CENIG (MG)	31.192,9	11,4%
3. LIGHT (E) (RJ)	28.050,0	10,3%
4. CPFL (SP)	17.096,6	6,2%
5. CEEE (RS)	16.458,9	6,0%
6. COPEL (PR)	12.748,4	4,7%
7. CESP (SP)	9.762,5	3,6%
SUBTOTAL (1 a 7)	186.919,8	68,4% -
OUTRAS 26 ESTATAIS FEDERAIS/ESTADUAIS	80.823,9	29,5% -
SUBTOTAL 33 ESTATAIS FEDERAIS E ESTADUAIS	269.743,7	97,9%
DEMAIS 26 EMPRESAS	5.849,5	2,1%
TOTAL 59 CONCESSION.	273.593,2	100,0%

Fonte: Calculado a partir de dados brutos sobre receita de fornecimento das concessionárias contidas em Planilha de cálculo do "Custo do Serviço Consolidado, Brasil 1987" - DNACE Projeção preliminar, 27.11.87.

As 7 concessionárias com maior recita de fornecimento detém pouco mais de 2/3 (68,4%) do total, cabendo às demais 26 concessionárias estatais federais ou estaduais pouco menos de 30% daquelas receitas.

O conjunto de 33 concessionárias estatais estaduais ou federais detém 97,9% de receita de fornecimento, contra apenas 2,1% correspondentes aos 26 concessionárias privados.

As 3 concessionárias paulistas - ELETROPAULO, CPFL e CESP - detém, em conjunto 36% da receita total de fornecimento de energia elétrica; a ELETROPAULO (responsável pela distribuição na Grande São Paulo, interior até a região de Sorocaba, Vale do Paraíba e parte do litoral), sózinha, participa com mais de 1/4 da receita total de fornecimento do setor. A CEMIG (MG) e a LIGHT (RJ - grupo ELETROBRÁS), juntas, respondem por outros 21,7%. A receita de fornecimento das concessionárias de 3 estados - São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro (aqui, deve incluir-se a estatal estadual CERJ, com 2,5% da receita) atinge 3/5 aproximadamente (60,2%) da receita total de fornecimento dos concessionários do País. Os concessionários estaduais do Rio Grande do Sul (CEEE) e Paraná (COPEL) detém aproximadamente 10% da receita de fornecimento nacional, chegando assim a 70% da receita de fornecimento do País a participação das concessionárias de 5 estados do Sul/Sudeste.

CONCENTRAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA

Vimos que as 5 grandes concessionárias geradoras - FURNAS, CESP, ELETROSUL, CHESF e ELETRONORTE -, detém 99% da receita de suprimento (venda de energia "em grosso" a outras concessionárias). No entanto, essa concentração da receita de suprimento não deve ser tomada como representativa de igual concentração da potência instalada: existem concessionários com significativa potência, mas que geram energia para atender o seu próprio mercado consumidor final.

As 5 grandes geradoras detém, em conjunto pouco mais de 2/3 da potência nominal instalada (67,4%). Outras 5 concessionários detém 22,7% de potência instalada. Destas, 3 são empresas "integradas" - CEMIG, COPEL E CEEE -, e produzem cerca de 50% ou mais da energia que vendem ao consumidor final; as outras 2 são eminentemente distribuidoras, atuando nos maiores mercados consumidores do País - São Paulo (Eletropaulo) e Rio de Janeiro (Light).

Assim, os 10 maiores concessionários (1/6 dos 59 concessionários existentes) - todos eles, empresas estatais federais ou estaduais - detém 90% da capacidade nominal instalada.

QUADRO XXIV

BRASIL - Capacidade instalada dos Concessionários, 1966

Concessionárias	Capacidade Nominal Instalada (MW)	% sobre o total
1. CESP (SP):	8.595	20,1%
2. FURNAS (SE/E):	8.123	19,0%
3. CHESF (NE/E):	6.074	14,2%
4. CENIG (MG):	4.464	10,4%
5. ELETROSUL (S/E):	3.222	7,5%
6. ELETRONORTE (N/E):	2.808	6,6%
7. COPEL (PR):	2.078	4,8%
8. ELETROPAULO (SP):	1.390	3,2%
9. CEEE (RS):	1.038	2,4%
10. LIGHT (RJ/E):	822	1,9%
SUBTOTAL (10 MAIORES):	38.614	90,1%
OUTROS	4.246	9,9%
BRASIL	42.860	100%

FONTE: SIESE (dados brutos)

OBS: As siglas entre parenteses referem-se aos estados ou regiões de atuação dos concessionários. (E) indica concessionários do grupo Eletrobrás (federais)

1.4. SÍNTESE

Vimos neste capítulo que em 1984 o Brasil era o 10º produtor mundial de eletricidade - superado apenas pelas 7 grandes economias capitalistas ("G-7") e 2 socialistas -, e o 1º produtor latinoamericano. A taxa média de crescimento de produção brasileira de energia elétrica, entre 1970 e 1984, foi de 10,1% a.a., a mais elevada dentre os 20 maiores produtores mundiais. Embora a produção "per capita" e consumo "per capita" do Brasil estejam bastante abaixo de inúmeros países, o nível absoluto da produção dá idéia da importância do mercado brasileiro no contexto mundial. Essa importância é ainda mais destacada quando se considera a preponderância de geração hidrelétrica (94% de geração total do País), em que o Brasil fica atrás apenas dos EUA e Canadá. O crescimento de produção brasileira entre 1970 e 1984 equiparou-se ao do Canadá, superando o dos EUA - o que reforça a importância a nível mundial do mercado brasileiro para esse tipo de obras e equipamentos associados, e a magnitude dos empreendimentos.

Os concessionários do serviço público têm enorme importância no setor elétrico brasileiro, representando 95% da geração total do País. Dentro do conjunto de 59 concessionários, destacam-se as 33 empresas estatais - federais (8) ou estaduais (25), que represen-

tem 98,5% da receita operacional e 99,5% do ativo permanente do setor. E, dentro desse conjunto de 33 empresas estatais federais ou estaduais, apenas 11, ou 1/3 delas, respondem por 92% do ativo permanente e 82% da receita operacional setoriais. Dessas 11 empresas, 5 detém 99% da receita de suprimento (venda de energia "em grosso") do setor e 7 tem 68,4% de receita de fornecimento. As dez maiores em potência geradora representavam 90% da capacidade existente no País em 1986.

Assim, o setor elétrico brasileiro é praticamente estatal e um reduzido número de empresas estatais constitui o "núcleo" desse setor. É com o foco nelas, basicamente, que tratamos do "setor elétrico", neste trabalho.

ANEXO I

BRASIL - Evolução da capacidade instalada e do consumo de energia elétrica - 1970/1987

ANO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	% a.a.	Consumo Total (GWh)	% a.a.
1970	10.099	-	35.985	-
1971	11.416	13,0	41.094	14,2
1972	12.356	8,2	45.772	11,4
1973	14.237	15,2	52.315	14,3
1974	15.714	10,4	58.663	12,1
1975	18.251	16,1	64.539	10,0
1976	19.800	8,5	73.473	13,8
1977	21.564	8,9	82.871	12,8
1978	24.152	12,0	92.089	11,1
1979	27.240	12,8	103.632	12,5
1980	30.459	11,8	114.492	10,5
1981	33.993	11,6	118.214	3,3
1982	36.010	5,9	125.144	5,9
1983	37.010	2,8	134.353	7,4
1984	39.031	5,5	150.932	12,3
1985	41.617	6,6	163.345	8,2
1986	42.619	2,4	176.493	8,0
1987	47.040	10,4	182.053	3,2

Obs.: Empresas Concessionárias (exclui autoprodutores).

FONTE: SIESE - Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica; "Relatório estatístico... 1970/84"; e "Boletim Trimestral - Síntese 1987" (para dados de 1985, 1986 e 1987). A potência instalada inclui Itaipu Binacional.

ANEXO II

BRASIL - Concessionários do serviço público de energia elétrica

33 EMPRESAS ESTATAIS FEDERAIS OU ESTADUAIS:

a) Estatais federais: 8 empresas

- Grupo ELETROBRAS (MME): 6 empresas

1. ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
2. CHESF - Cia. Hidro Elétrica do São Francisco
3. FURNAS - Centrais Elétricas S/A
4. ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A
5. LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A
6. ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A

- Ministério do Interior: 2 empresas

7. CEA - Cia. de Eletricidade do Amapá
8. CER - Centrais Elétricas de Roraima S/A

b) Estatais estaduais: 25 empresas

- | | |
|-----------------|--|
| 9. CEAM | - Cia. Energética do Amazonas |
| 10. CELPA | - Centrais Elétricas do Pará S/A |
| 11. CERON | - Centrais Elétricas de Rondonia S/A |
| 12. ELETROACRE | - Cia. de Eletricidade do Acre |
| 13. CEMAR | - Cia. Energética do Maranhão |
| 14. CEPISA | - Centrais Elétricas do Piauí S/A |
| 15. COELCE | - Cia. de Eletricidade do Ceará |
| 16. COSERN | - Cia. de Serviços Elétricos do Rio Grande
do Norte |
| 17. SAELPA | - S/A de Eletrificação da Paraíba |
| 18. CELPE | - Cia. Energética do Pernambuco |
| 19. CEAL | - Cia. Energética de Alagoas |
| 20. ENERGIPE | - Empresa Distribuidora de Energia em
Sergipe S/A |
| 21. COELBA | - Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia |
| 22. CEMIG | - Cia. Energética de Minas Gerais |
| 23. CERJ | - Cia. de Eletricidade do Estado do Rio de
Janeiro |
| 24. CESP | - Cia. Energética de São Paulo |
| 25. ELETROPAULO | - Eletricidade de São Paulo S/A |
| 26. CPFL | - Cia. Paulista de Força e Luz (SP) |
| 27. COPEL | - Cia. Paranaense de Energia Elétrica |
| 28. CELESC | - Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A |
| 29. CEEE | - Cia. Estadual de Energia Elétrica (RS) |

Estatais estaduais (continuação)

- 30. CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A (Mato Grosso)
- 31. ENERSUL - Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul S/A
- 32. CELG - Centrais Elétricas de Goiás S/A
- 33. CEB - Cia. de Eletricidade de Brasília (DF)

26 EMPRESAS PRIVADAS OU MUNICIPAIS:

- 34. CELB - Cia. de Eletrificação da Borborema
- 35. SULGIPE - Cia. Sul Sergipana de Eletricidade
- 36. CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A
- 37. CENF - Cia. de Eletricidade de Nova Friburgo
- 38. CFLCL - Cia. de Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
- 39. CJE - Cia. Jaguarí de Eletricidade
- 40. CLFM - Cia. de Luz e Força de Mococa
- 41. CLFSC - Cia. de Luz e Força Santa Cruz
- 42. CNEE - Cia. Nacional de Energia Elétrica
- 43. CPEE - Cia. Paulista de Energia Elétrica
- 44. CSMEE - Cia. Sul Mineira de Energia Elétrica
- 45. CSPE - Cia. Sul Paulista de Energia
- 46. DME - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas
- 47. EEB - Empresa Elétrica Bragantina S/A

- 48. EEVP - Empresa de Eletricidade Vale do
Paranapanema S/A
- 49. EIM - Empresa Industrial de Mirahy S/A
- 50. ELFSM - Empresa de Luz e Força Santa Maria S/A
- 51. COCEL - Cia. Campolarguense de Eletricidade
- 52. EFLUL - Empresa de Força e Luz de Urussanga Ltda.
- 53. ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A
- 54. CFLO - Cia. de Força e Luz do Oeste
- 55. FLCV - Força e Luz Coronel Vivida Ltda.
- 56. HIDROPAN - Hidrelétrica Panambi S/A
- 57. HXL - Hidrelétrica Xanxerê Ltda.
- 58. UENPAL - Usina Hidro Elétrica de Nova Palma S/A
- 59. CHESP - Cia. Hidroelétrica de São Patrício

OBS: Todos os concessionários incluídos na planilha do Custo do Serviço Consolidado - Brasil, do DNAEE - Depto. Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Capítulo 2 - FORMAÇÃO E FLUXO DE RECURSOS NO SETOR ELÉTRICO, E OS INVESTIMENTOS NO PERÍODO 1967/85

2.1. Formação e Fluxo de Recursos no Setor Elétrico

2.1.1. Introdução: o Custo do Serviço e a Fixação de Tarifas

(a) Uma Visão Geral

(b) Custo do Serviço e Tarifas no Brasil

2.1.2. O Fluxo de Recursos no Setor Elétrico: a Eletrobrás e as empresas concessionárias

(a) As Fontes e Usos de Recursos da Eletrobrás

(b) As Fontes e Usos de Recursos das Empresas Concessionárias

Apêndice: Valores anuais de fontes e usos de recursos, da Eletrobrás e das empresas concessionárias

2.2. Os Investimentos do Setor Elétrico (1967/85)

2.2.1. Os empreendimentos

(a) A Re-estruturação Setorial

(b) A Multiplicação de empreendimentos e os mega-projetos (1967/75)

(c) A continuidade da expansão (1976/80)

(d) A retração de Empreendimentos (1981/85)

(e) A tentativa de recuperação setorial pós-1985

Apêndice: Breves notas sobre as usinas nucleares

2.2.2. Os Dispendios com Investimentos

- (a) Crescimento (1967/78)
- (b) Estabilização (1979/82)
- (c) Declínio (1983/85)

2.1. Formação e Fluxo de Recursos no Setor Elétrico

2.1.1. Introdução: O "Custo do Serviço" e a Fixação de Tarifas

a) Uma Visão Geral

A semelhança das empresas que operam em outros ramos da economia, as de serviços de utilidade pública, entre as quais as de energia elétrica, devem buscar obter receitas suficientes para: a) cobrir suas despesas de operação; b) provisionar recursos visando à futura reintegração dos ativos (depreciação/amortização); e, c) obter um resultado líquido positivo (lucro).

No entanto, como observam Garfield & Lovejoy, ao contrário das empresas que operam em outros ramos da economia, "... public utilities operate with government approval as monopolies and supply a service which is indispensable to modern living. These two unique characteristics make inevitable a third distinguishing feature - public regulation of prices and profits (...). It is important to note that the workably competitive market place, which is relied on to set the terms of trade in other business, is absent in the case of public utility. Consequently, government regulation has been adopted as a substitute for competition in the market for public utilities services. The essential purpose of such regulation is to achieve the results of competition in the form of (a) reasonable prices, or rates, and reasona-

ble profits; (b) adequate service quality" (1).

O controle do Estado sobre as empresas que operam no serviço público de energia elétrica é feito através do Custo do Serviço. Este deve registrar, essencialmente, os valores referentes às despesas operacionais, às quotas de reintegração dos ativos, e à "remuneração legal" (o lucro arbitrado pelo Estado), calculada pela aplicação sobre o capital empregado pelo concessionário, de uma taxa fixada por lei ("taxa de remuneração legal").

Com base no Custo do Serviço estimado, associado a uma previsão acerca do mercado de venda da energia elétrica, são fixadas as tarifas:

"Public utility rate-making under regulation follows two basic steps: first, the utility's cost of service under prudent management is determined; second, the utility is authorized to charge for its services under schedules of rates which, on an anticipated volume of business, will produce total revenues about equal to the cost of service. As stated earlier, the cost of service is the sum of: a) operating expenses; b) depreciation expense; c) taxes; and d) a reasonable return on the net valuation of

(1) Garfield, P.J. & Lovejoy, W.F. "Public utility economics", Prentice Hall, Inc., New Jersey, USA, 1964.

the property devoted to the public service" (2).

Os itens que compõem o Custo do Serviço estão sujeitos à avaliação e aprovação pelo Estado, podendo as despesas ser ou não "reconhecidas" para fins de inclusão no cálculo tarifário (3). Da mesma forma, existem regras de depreciação/amortização, e critérios para avaliação do capital investido pelo concessionário, um dos elementos mais importantes na composição do Custo do Serviço:

"the key issue in the determination of the rate base is the valuation of the public utility's plant and equipment. This is emphasized for two reasons: a) the valuation of plant and equipment is the largest component part of the rate base; and b) the particular valuation method employed can affect the size of this principal component. (...) ... the valuation of plant and equipment has long been an issue in controversy. At the heart of this controversy is the fact that the total valuation of plant and equipment may vary with the particular method of valuation

(2) Ibid, p. 56.

(3) No caso brasileiro, por exemplo, o DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica estabelece limites quanto ao salário médio por empregado, relação número de consumidores por empregado, benefícios concedidos aos empregados passíveis de inclusão no Custo do Serviço, etc. e, dessa forma, está controlando os gastos com pessoal das empresas concessionárias. Buscando "escapar" a um controle mais rígido, no Brasil muitas concessionárias contratam pessoal indiretamente, onerando a rubrica "Serviços de terceiros", de mais difícil controle.

applied. Implicit in this controversy is the fact that the greater the valuation of public utility tangible property, the greater will be the rate base and, therefore, the total cost of service, other things remaining equal. (...) Of course, as the cost of service goes, so goes the level of rates that will be charged. Standing over this entire problem and complicating it further is the factor of long-term price inflation which has characterized our economy" (4).

Em termos bastante simplificados, pode-se representar:

$$CS_e = R_p \quad (\text{o custo do serviço estimado, } CS_e, \text{ deve ser coberto pela Receita prevista, } R_p)$$

$$R_p = T.M_p \quad (\text{a Receita prevista depende do preço de venda da energia, ou tarifa } T, \text{ e da quantidade a ser vendida ao mercado previsto, } M_p)$$

$$\begin{array}{l} \text{Segue-se} \quad CS_e \\ \quad \quad \quad \text{-----} = T \\ \quad \quad \quad M_p \end{array}$$

A tarifa é resultante do Custo de Serviço estimado e do Mercado previsto, sendo:

(4) Garfield & Lovejoy, cit., p. 56/57. O que os autores chamam "rate base" constitui "the total net value of the company's tangible and intangible capital" (p. 56).

CITIBANK
BANCA
CHICAGO

$$CS_e = O_p + d.K_d + r.K_r$$

onde:

O_p = despesas operacionais previstas

d = taxa de depreciação

K_d = capital sujeito à depreciação

r = taxa de remuneração legalmente fixada

K_r = capital sujeito à remuneração (líquido da depreciação acumulada)

b) Custo do Serviço e Tarifas no Brasil

No Brasil, o capital aplicado e considerado necessário à prestação do serviço é chamado, no setor elétrico, "Investimento Remunerável", constituindo-se das instalações (barragens, edificações), máquinas e equipamentos, como também do capital de giro, valores em almoxarifado, e outros, dentro de certos limites.

Como mencionado anteriormente, as despesas operacionais devem ser reconhecidas pelo Estado (representado pelo DNAEE), o Poder Concedente. Valores "não-reconhecidos" são desconsiderados e a empresa concessionária deve arcar com recursos próprios para sua cobertura (por exemplo, um "excesso" de benefícios concedido

aos empregados, não reconhecido pelo Poder Concedente, não é incluído no Custo do Serviço, e a empresa deve destinar parte do seu lucro para cobri-lo). Juros e demais encargos financeiros não são computados no Custo do Serviço, devendo igualmente ser suportados pelo lucro ou remuneração obtido pelo concessionário. Aqui, o princípio é de que o capital aplicado no serviço público já está sendo remunerado, pela taxa legalmente estipulada; se a empresa recorrer, para constituir parte do capital "em serviço", a recursos de terceiros, os encargos desses recursos financeiros devem ser cobertos com remuneração obtida pelo concessionário nessa parcela de seu capital "remunerável".

Como vimos, a tarifa (5) fixada, ou preço de venda da energia elétrica, deveria ser uma resultante do Custo do Serviço estimado, e do Mercado previsto (quantidades).

(5) Na verdade, existem diversas tarifas, aplicáveis a diferentes classes de consumidores, atendidos em diferentes níveis de tensão. O Custo do Serviço deve ser rateado, através de certos critérios de apropriação, entre essas classes de consumidores, chegando-se assim aos valores a cobrar (tarifa) de cada classe. As tarifas, conforme a classe de consumo, podem ser "monômias" - aplicáveis à quantidade de energia consumida (classe residencial, por exemplo), ou "binômias", em que o consumidor paga uma combinação de valores, referente à potência colocada à sua disposição ("tarifa de demanda") e à energia consumida ("tarifa de consumo"). Sobre critérios para determinação das tarifas ver Decreto nº 62.724, de 17/05/68 e Portaria DNAEE nº 096, de 07/06/68, e legislação subsequente. Ver ainda Greiner, P. "A atual estrutura de preços de energia elétrica", in Revista do Serviço Público, ano 43, vol. 114, pp. 166/169, número especial sobre o setor de energia elétrica no Brasil, Brasília-DF, FUNCEP - Fundação Centro de Formação do Servidor Público, s/data.

Dado que o Custo do Serviço e a quantidade de energia a ser vendida (Mercado) são uma estimativa ou previsão, a partir das quais é fixado o preço (tarifa) da energia elétrica, é possível, e mesmo altamente provável num país em que a inflação atinge níveis elevados, que ocorram divergências entre os valores estimados no Custo do Serviço e os efetivamente incorridos. Também o comportamento do mercado pode divergir da previsão inicial. Numa situação dessas, torna-se necessário realizar ajustes periódicos nas tarifas. Mesmo assim, ao final de cada ano a receita apurada poderá mostrar-se superior, ou inferior, àquela necessária para a exata cobertura do Custo do Serviço incorrido; se for superior ao Custo do Serviço, o concessionário obtém um Excesso de Remuneração; no caso oposto, existe uma Insuficiência de Remuneração. A compensação dessas divergências é feita acumulando-se, numa conta - chamada Conta de Resultados a Compensar ("CRC"), os excessos ou insuficiências observados a cada período. O saldo da CRC - Conta de Resultados a Compensar - é adicionado ao "Investimento Remunerável" do concessionário (a base para cálculo da remuneração legal, ou seja o "capital remunerável" do concessionário). Se existe um excesso - ou insuficiência - de remuneração, acumulado na CRC, o "capital remunerável" ou "investimento remunerável" do concessionário será reduzido - ou acrescido - proporcionalmente. Ou seja, considera-se que o excesso de remuneração corresponde a uma retirada de capital, por essa razão deduzida do "remunerável"; e a insuficiência de remuneração é tratada como se fosse um capital adicional aplicado pelo concessionário. Por isso, o saldo da CRC deve ser incluído no "Investimento Remunerável" originalmente

composto por outros valores de ativo (imobilizado, capital de giro, almoxarifado, etc.). Se as tarifas são fixadas através de critérios que busquem persistentemente propiciar receita igual ao custo do serviço, através de reajustes periódicos, o saldo da CRC deve oscilar em torno de zero. Eventual insuficiência de remuneração, num dado exercício, será compensada por tarifas maiores e receitas um pouco superiores ao custo no exercício seguinte, "zerando" o saldo da CRC, e "vice-versa"; ou mesmo, ao longo de um exercício, serão feitos ajustes sucessivos para evitar grandes divergências entre a receita e o Custo do serviço.

Até 1974, o procedimento utilizado no Brasil era o de apuração do Custo do Serviço para a fixação de tarifas em cada empresa concessionária. Após rateio do Custo entre as diversas classes de consumidores, segundo as regras determinadas pelo Poder Concedente, eram elaboradas tabelas de tarifas que, uma vez aprovadas, passavam a vigorar. Assim, para a mesma classe de consumidor, cada empresa concessionária cobrava tarifas diferenciadas das demais empresas, devido às diferenças de custo do serviço e mercado respectivo (quantidade de energia vendida).

Em fins de 1974, deliberou-se que uma mesma classe de consumidor deveria ter tarifas iguais em todo o território nacional, implantando-se progressivamente a "equalização tarifária nacional", concluída em 1978. O Custo do Serviço e mercado de venda de cada concessionário deixavam de ser base para a fixação de suas tarifas. Com a equalização tarifária nacional, o DNAEE veio

a fixar tarifas para vigência em todo o território nacional, a despeito das divergências do Custo do Serviço e mercado das concessionárias. Como resultado, se passaria a apurar um Custo do Serviço "geral" ou agregado que, face ao mercado nacional (quantidades) de venda de energia, deveria implicar um determinado nível tarifário.

Face às diferenças de Custo do Serviço e de Mercado de cada concessionária, obviamente para algumas empresas o nível tarifário nacional seria insuficiente para propiciar receitas que cobrissem integralmente o Custo do Serviço; para outras, a receita seria superior ao necessário para cobertura do Custo do Serviço. A compensação seria feita através da transferência, para as empresas "deficitárias", de recursos centralizados num fundo que se denominava RGG - Reserva Global de Garantia (6).

No Custo do Serviço e Receita do Serviço de cada concessionário existe uma rubrica referente à RGG. Dado que o "grosso" dos recursos arrecadados através da RGG é destinado à transferência entre concessionárias, quando se consolida o Custo do Serviço e Receita do Serviço das empresas concessionárias, resta apenas uma pequena parcela, que se constitui em adicional líquido

(6) Sobre sua criação e evolução, ver adiante, item 3.3. Em 1988, após algumas modificações em sua sistemática de cobrança, a RGG passou a denominar-se RENCOR - Reserva Nacional de Compensação de Remuneração.

do Custo do Serviço, apropriada pelo Poder Concedente para outras destinações (7).

Assim, além das despesas operacionais (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Combustível para Produção de Energia Elétrica, Energia Elétrica Comprada para Revenda), e da remuneração legal calculada sobre o "Investimento Remunerável" (incluído aqui o saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC), aparecem no Custo do Serviço valores referentes à RGG/RENCOR que também aparecem em contrapartida na receita dos concessionários (pois são pagos por uns e recebidos por outros). Apenas a RGG/RENCOR não repassada a concessionários pelo INAEF constitui de fato um acréscimo líquido de Custo do Serviço. Outros valores adicionais incluídos no Custo do Serviço são as quotas da CCC - Conta de Consumo de Combustível, recursos destinados ao ressarcimento, pela Eletrobrás, das despesas com a aquisição de combustíveis para geração termoe elétrica, e a RGR - Reserva Global de Reversão.

A Reserva Global de Reversão originalmente chamava-se Reserva de Reversão e constituía no concessionário um fundo de recursos para financiar investimentos. Acumulando-se ao longo dos anos, esses recursos gerariam um saldo credor para a reversão da propriedade privada para o Estado (8). Não obstante o setor

(7) Sobre destinações da RGG, ver adiante, item 3.3.

(8) Sobre a RGR, sua origem e evolução, destinações, etc., ver adiante, item 3.2.

elétrico estar hoje, de fato, praticamente estatizado (como vimos no capítulo 1), observa-se a continuidade da cobrança da RGR (nova denominação da reserva, administrada pela Eletrobrás desde 1972) destinada à geração de um fundo para concessão de empréstimos e financiamentos às concessionárias, perdendo-se a finalidade original de "reversão da propriedade".

Outros itens incluídos no Custo do Serviço são as "guintas de reintegração" do ativo imobilizado (depreciação) e do ativo diferido (amortização). A depreciação constitui uma provisão de recursos para que, ao final da "vida útil contábil" dos bens e instalações destinados à prestação do serviço - registrados como Ativo Imobilizado - seus valores tenham sido "reembolsados" para o concessionário. Quanto à amortização, trata-se de "reembolso" (reintegração) de outros valores - registrados como Ativo Diferido -, devidos ao concessionário. O mais significativo é a remuneração devida a um empreendimento, durante o período de sua realização (investimento). Durante esse período contabilizam-se separadamente os valores de bens e instalações imobilizados, e a remuneração devida sobre essas imobilizações em curso. Ao final da obra, os valores imobilizados passam a ser objeto de depreciação, enquanto a remuneração devida durante o período de construção (ativo diferido), é objeto de amortização.

Os itens mencionados - remuneração legal, despesas operacionais (pessoal, materiais, serviços de terceiros, combustível para a produção de energia elétrica, energia elétrica comprada

para revenda), quotas de reintegração do ativo imobilizado (depreciação) e do ativo diferido (amortização), quotas referentes à RGR (Reserva Global de Reversão), quotas da RENCOR (Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, antiga RGG - Reserva Global de Garantia), e CCC (Conta de Consumo de Combustível), constituem a parte mais significativa do Custo do Serviço. Adicionalmente, são computados "outros itens a critério do DNAEE", o "prejuízo na desativação de bens e direitos", e a "provisão para contribuição social" (FINSOCIAL, incidente sobre o serviço de energia elétrica).

A seguir, apresentamos o Custo do Serviço Brasil - 1989, elaborado em fevereiro de 1989, a preços constantes de janeiro desse ano, pelo DNAEE. Os valores em cruzados novos podem ser convertidos diretamente para dólares norteamericanos da época, dada a paridade vigente (NCz\$ 1,00 = US\$ 1.00).

A previsão, realizada para o ano de 1989 supunha uma determinada política de reajustes tarifários e um crescimento estimado do mercado de venda de energia elétrica (no caso deste não se verificar, então os cálculos seriam objeto de ajustes periódicos). Os cálculos do Custo de Serviço foram realizados com base numa taxa de remuneração legal máxima de 12% ao ano sobre o "Investimento Remunerável" das empresas, exceção feita às grandes geradoras federais (ELETRONORTE, CHESF, FURNAS e ELETROSUL), e às empresas que deveriam receber transferência de recursos das demais (RENCOR), cuja remuneração foi computada à taxa mínima legal

de 10% anuais. A resultante taxa média de remuneração legal do agregado das empresas concessionárias situava-se em 10,8%. Porém, apesar de previsto um reajuste real das tarifas (além da inflação, ou acima do nível vigente naquela data), podia-se verificar que as receitas obtidas pelos concessionários deviam mostrar-se insuficientes para assegurar o atingimento daquelas taxas de remuneração legal previstas. A transferência de remuneração das empresas mais "rentáveis" não seria suficiente para assegurar a taxa de remuneração mínima legal de 10% para todas as empresas receptoras da RENCOR. Essa insuficiência de remuneração - diretamente registrada na Conta de Resultados a Compensar do exercício - atingia as empresas federais, mais especificamente as grandes geradoras, cuja taxa de remuneração real então prevista era de: 0,96% (Eletronorte); 6,93% (CHESF); 8,64% (Furnas) e 9,95% (ELF-TROSUL). Os demais concessionários obteriam taxas de remuneração real de 10% ou 12% (conforme critérios mencionados acima). A nível nacional, a taxa média de remuneração real atingiria 8,40%.

As divergências, no quadro a seguir, nas colunas Consolidação e Somatório, para os valores assinalados com (*), decorrem da compensação de valores devido à consolidação dos cálculos referentes ao conjunto dos concessionários. No caso da despesa com Energia Elétrica comprada para Revenda (item 11), com a consolidação é feito o cancelamento parcial com a receita de Suprimento de energia elétrica (item 24), pois o custo da energia comprada por uns concessionários corresponde à receita de venda dessa energia por outros concessionários. O saldo de custo de energia

CÁLCULO DO CUSTO DO SERVIÇO - BRASIL 1989
(NCz\$ de janeiro/89)

NCz\$ 1,00 = US\$ 1,00

	Consolidado	Somatório
1. Inv. Remun. antes da CRC	30.115.135.004	30.115.135.004
Saldo da CRC - anterior	4.322.364.172	4.322.364.172
Saldo da CRC - exercício	834.184.208	834.184.208
2. Subtotal CRC	5.156.548.380	5.156.548.380
Ajuste no saldo CRC - anterior	(340.245.658)	(340.245.658)
3. CRC - conta de Result. a Comp.	4.816.302.722	4.816.302.722
4. INVESTIMENTO REMUNERÁVEL (4 = 1 + 3)	34.931.437.726	34.931.437.726
5. Ativo Reversível	25.162.856.260	25.162.856.260
6. Remuneração Legal	3.768.250.747	3.768.250.747
7. Pessoal	2.568.275.140	2.568.275.140
8. Material	210.566.905	210.566.905
9. Serviço de Terceiros	461.055.881	461.055.881
10. Combust. p/Prod. En. Elétr.	174.737.719	174.737.719
11. En Elétr. comprada p/ Rev.	1.940.815.324	7.335.773.119 (*)
12. Quotas reint. ativo imobil.	1.220.862.748	1.220.862.748
13. Quotas reint. ativo diferi.	262.973.259	262.973.259
14. Despesas gerais e outras	559.828.650	559.828.650
15. Enc. consum. - quotas RGR	373.199.231	373.199.231
16. Enc. cons. - quotas RENCOR	19.946.968	498.673.383 (*)
17. Enc. consum. - quotas CCC	187.255.995	187.255.995
18. Outros itens critério DNAEE	(71.566.620)	(71.566.620)
19. Prejuízo desat. bens/direitos	57.370.503	57.370.503
20. Provisão p/Contr. Social	59.285.290	59.285.290
21. TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO	11.792.857.743	11.792.857.743
22. Fornec. En. Elétr. - Faturado	10.522.064.412	10.522.064.412
23. Fornec. En. Elétr. - Não Fat.	246.070.665	246.070.665
24. Suprimento Energia Elétrica	0	5.394.957.795 (*)
25. Outras receitas	178.343.232	178.343.232
26. Lucro na desat. bens/direitos	12.195.226	12.195.226
27. Outros itens critério DNAEE	0	0
28. Reserva Comp. Remun. (RENCOR)	0	478.726.415 (*)
29. Sufic.(-) Insuf.(+) de Renda	834.184.208	834.184.208(**)
30. TOTAL DA RECEITA SERVIÇO	11.792.857.743	17.666.541.953

comprada existente na coluna dos valores consolidados significa energia elétrica obtida de Itaipu Binacional e outros supridores, não controlados pelo DNAEE, portanto não incluídos no conjunto de concessionários.

No caso das quotas de RENCOR (antiga RGG), o pagamento de uns (item de custo 16) tem em contrapartida recebimento de outros concessionários (item de receita 28). O saldo da RENCOR existente no cálculo de custo do serviço consolidado representa recursos destinados para "fora" do conjunto dos concessionários (ou seja, recursos apropriados pelo DNAEE para outras finalidades que não a de complementar receita de concessionários).

Para igualar a receita do serviço ao custo do serviço, aos níveis tarifários previstos, foi lançado na receita o valor correspondente à insuficiência de renda assinalada com (**). O item corresponde ao "saldo da CRC - exercício", adicionado ao "Investimento Remunerável" no alto do quadro. A insuficiência de renda anual prevista atingia o equivalente a mais de US\$ 800 milhões. O saldo da Conta de Resultados a Compensar (saldo anterior, mais o do exercício, menos ajuste no saldo da CRC anterior), ou seja, a insuficiência de renda acumulada pelos concessionários até aquela data (item 3), beirava o equivalente a US\$ 4,8 bilhões, e representava 16% do Investimento Remunerável sem CRC - item 1.

Com a fixação de tarifas abaixo do necessário para a integral cobertura do Custo do Serviço, a remuneração real, efetivamente obtida pelos concessionários, é inferior à remuneração a que o concessionário tem direito segundo a taxa legal estabelecida, de 10% a 12% a.a. sobre o Investimento Remunerável. A remuneração real corresponde à remuneração legal (item 6 do Custo do Serviço), ~~menos~~ a insuficiência de renda lançada (item 29 da Receita do Serviço). No caso do Custo do Serviço projetado no início de 1989, para uma remuneração legal devida de NCZ\$ 3.768.250.747 previa-se uma insuficiência de renda equivalente a NCZ\$ 834.184.208; assim, a remuneração real devia atingir NCZ\$ 2.934.066.639, e correspondia a 8,4% do Investimento Remunerável. A partir da política de equalização tarifária nacional, com as tarifas sendo fixadas a nível nacional pelo DNAFF, e não mais de acordo com o Custo do Serviço e mercado de cada concessionário, a existência de insuficiência de resultados devido ao baixo nível tarifário tornou-se praticamente regra geral. A contenção dos reajustes tarifários como parte da política de combate à inflação, a subordinação da política tarifária aos desideratos da política econômica e de seus administradores, fez surgir uma "insuficiência de resultados" crônica, com o correspondente crescimento do saldo acumulado na CRC - Conta de Resultados a Compensar.

No exame do Custo do Serviço 1989 (elaborado durante o "Plano Verão") pode-se observar que o nível tarifário previsto não possibilitava o atingimento da taxa de remuneração legal mínima de 10%, apesar de as quotas da RGR - Reserva Global de Re-

versão, lançadas no Custo do Serviço (item 15), estarem abaixo do percentual legalmente permitido. Correspondiam a 1,48% do "Ativo Reversível" (valor tomado como base de cálculo da RGR), quando o limite fixado era de 4%. Assim, o baixo nível tarifário implicava não apenas os US\$ 834 milhões de insuficiência de remuneração já apontados (que deveriam significar recursos próprios dos concessionários), mas ainda menores recolhimentos de RGR - Reserva Global de Reversão (fundo administrado pela Eletrobrás para concessão de financiamentos às concessionárias), situados US\$ 633,3 milhões abaixo do que seria passível de recolhimento com tarifas adequadas à integral cobertura do Custo do Serviço (9). Ou seja, nesses dois itens observa-se o equivalente a US\$ 1.467 milhões de dólares a menos de arrecadação de recursos por via tarifária, conforme o exame do Custo do Serviço 1989, projetado em janeiro desse ano. Assim, a fixação de tarifas insuficientes provoca redução de recursos setoriais, seja afetando a remuneração das empresas, seja implicando redução das quotas de RGR, ou ambas.

(9) Os US\$ 633,3 milhões correspondem às quotas de RGR calculadas à base de 4% sobre o Ativo Reversível (item 5), menos as quotas efetivamente lançadas no Custo do Serviço.

2.1.2. O fluxo de recursos no Setor Elétrico: a Eletrobrás e as empresas concessionárias

No exame do Custo do Serviço - base para fixação das tarifas - podemos assinalar que estão ali incluídos valores correspondentes:

- à remuneração dos concessionários;
- às quotas de reintegração do ativo imobilizado (depreciação) e diferido (amortização)
- às quotas de Reserva Global de Reversão - RGR.

Esses valores, incluídos no Custo do Serviço, consequentemente são arrecadados junto aos consumidores "por via tarifária". Não obstante, existem recursos arrecadados junto aos consumidores de energia elétrica, mas que não estão incluídos no Custo do Serviço e nas tarifas; isto é, recursos arrecadados "por via extra-tarifária". Tais recursos consistem no IUEE - Imposto Único sobre a Energia Elétrica, e no Empréstimo Compulsório.

O IUEE foi criado durante o 2º período presidencial de Getúlio Vargas, tendo sido instituído pela Lei nº 2308, de 31/08/1954⁽¹⁰⁾. Juntamente com outros recursos do Fundo Federal

(10) Ou seja, logo após a morte de Getúlio Vargas. Sobre a criação do IUEE, ver Pereira, Jesus S. - "Petróleo, energia elétrica, siderurgia: a luta pela emancipação", Medeiros Lima (org.), ed. Paz e Terra, Rio de Janeiro, 1975.

de Eletrificação, e recursos dos Estados, destinava-se a sustentar o esforço de investimento estatal na área da energia elétrica. Inicialmente era cobrado de todos os consumidores, como um valor fixo em cruzeiros por kWh consumido, sendo posteriormente transformado em porcentual da conta, até se estabelecer como critério de cobrança a "tarifa fiscal", sobre a qual aplicava-se uma alíquota, multiplicando-se então pelo consumo de energia incorrido⁽¹¹⁾. Quando de sua extinção, pela Constituição de 1988, o IUEE incidia sobre os consumidores das classes residencial (50% da tarifa fiscal), comercial, serviços e outros (60% da tarifa fiscal), e industrial com consumo mensal de até 2000 kWh (16% da tarifa fiscal). Da arrecadação do IUEE, 40% destinavam-se à área federal, sendo repassados à Eletrobrás, principalmente, e uma pequena parcela ao MME (1%) e DNAEE (3%). Mas, com a criação do FND - Fundo Nacional de Desenvolvimento, no governo Geisel, a partir de 1974 parcela crescente do IUEE/União passou a compor recursos de sub-conta daquele Fundo, até que em 1981, extinto o FND, a cota-parte da União no IUEE foi integralmente apropriada pelo Tesouro Nacional, deixando assim de constituir recursos setoriais. Os 60% remanescentes da arrecadação do IUEE eram distribuídos entre Estados (50%) e Municípios (10%), rateados com base em critérios de produção de energia elétrica, superfície, consumo de energia elétrica, população e área inundada por reservatórios, e

 (11) Ver: Memória da Eletricidade - "Panorama do setor ..." cit. pág. 216 e segs., sobre alterações nos critérios de cobrança. A "tarifa fiscal" é uma tarifa de referência baseada na tarifa média de fornecimento do país.

destinavam-se à subscrição compulsória de ações das empresas concessionárias. A partir de 1989, com a extinção do IUEF, a energia elétrica passou a ser tributada pelos Estados (ICMS), não sendo legalmente previsto na Constituição Federal o repasse para o setor de recursos do ICMS sobre energia elétrica.

O Empréstimo Compulsório, criado pela Lei nº 4156 de 28/11/62, a princípio incidia, tal como o IUEF, sobre todos os consumidores de energia elétrica. Sua cobrança iniciou-se em 1964, com vigência prevista para 5 anos, sucessivamente prorrogada, estando ainda hoje em vigor. Inicialmente os valores cobrados eram trocados por obrigações da Eletrobrás, com prazo de resgate de dez anos e juros anuais de 12%, além da correção monetária; a partir de 1969, o prazo de resgate das obrigações foi ampliado para 20 anos, e os juros reduzidos para 6% ao ano. Desde 1972 o Empréstimo Compulsório passou a incidir apenas sobre os consumidores industriais, representando, a partir de 1974, um adicional que é calculado à alíquota de 32,5% sobre a "tarifa fiscal", de maneira similar ao IUEE. A partir de 1977 a cobrança do Empréstimo Compulsório ficou restrita apenas aos consumidores industriais com consumo mensal superior a 2.000 kWh (até esse limite de consumo mensal o consumidor industrial era tributado pelo IUEE), prevendo-se redução de até 98% no caso de indústrias em que a energia elétrica representa despesa superior a 3% do valor das vendas (eletrointensivas). Os recursos arrecadados através do Empréstimo Compulsório pertencem à Eletrobrás, e destinam-se a financiar empreendimentos setoriais ou à subscrição do capital das

empresas concessionárias.

Portanto vê-se que, dos recursos até agora mencionados - todos eles arrecadados junto aos consumidores de energia elétrica (por "via tarifária" ou "extra-tarifária") -, alguns são destinados à Eletrobrás (caso do Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão - RGR), outros pertencem às empresas concessionárias (remuneração dos ativos e quotas de depreciação/amortização, que constituem a base da geração interna de recursos), sendo o IUEE repartido entre a Eletrobrás (cota-parte da União) e as empresas concessionárias (cota-parte dos Estados e Municípios).

Para maior clareza, convém distinguir então, em nossa análise, de um lado, a Eletrobrás - considerada um "banco de desenvolvimento setorial"⁽¹²⁾ - e suas fontes e usos de recursos; e de outro, as empresas concessionárias (que dispõem inclusive de recursos repassados pela Eletrobrás).

(12) "O setor de energia elétrica é integrado pela Eletrobrás, que desempenha o papel de banco de desenvolvimento do setor, e as empresas concessionárias". Cf. Eletrobrás, "Setor de energia elétrica - Fontes e Usos de Recursos - Retrospectiva 1973/82", pág. 2. A exclusão do DNAEE, e demais integrantes (Ver cap.1 - item 1.2.1), deve-se possivelmente ao fato de a publicação tratar o setor apenas sob o aspecto "recursos financeiros".

a) As Fontes e Usos de Recursos da Eletrobrás

Como "banco de desenvolvimento setorial", além das fontes de recursos já mencionadas - Empréstimo Compulsório, Reserva Global de Reversão (RGR), e parcela da cota-parte da União no IUEE, repassada até 1981 -, a Eletrobrás conta também com sua própria geração interna de recursos (13); com as amortizações recebidas dos concessionários, correspondentes ao retorno do principal de financiamentos anteriormente concedidos; com recursos do Governo Federal (oriundos da reinversão pela União de dividendos distribuídos pela Eletrobrás; dotações orçamentárias; e outros) e, finalmente, com empréstimos e financiamentos por ela captados no País, no Exterior - diretamente ou através da Resolução nº 63(14) -, e outros recursos de terceiros.

(13) A geração interna da Eletrobrás provém do resultado das suas operações: basicamente, recebimento de juros e encargos financeiros das empresas a que concedeu financiamentos, mais os dividendos provenientes das empresas em que possui participação acionária, menos as despesas operacionais e os dividendos apropriados para seus acionistas. Parte significativa desses dividendos apropriados é reinvestida pela União (a principal acionista), sendo considerada então fonte de recursos da Eletrobrás.

(14) A Res. nº 63 do Banco Central regulamentou as operações de repasse, por instituições financeiras do País, de recursos por elas captados no Exterior. Além desses empréstimos e financiamentos, vale registrar que, a partir de 1983, devido às inadimplências no pagamento de dívidas no Exterior, contraídas com o aval do Tesouro Nacional, o Banco do Brasil tornou-se uma "fonte especial" de financiamento, realizando a cobertura de débitos da Eletrobrás (rubrica "Banco do Brasil" - "rolagem" da dívida externa, apresentada nas Fontes e Usos de Recursos da Eletrobrás). As empresas concessionárias também se valeram desse expediente, a partir de 1983.

Os principais usos de recursos da Eletrobrás consistem nas chamadas "aplicações setoriais" (participações societárias, isto é, subscrição de ações das empresas concessionárias, e financiamentos concedidos a essas empresas e Itaipu), e no pagamento do serviço da dívida referente aos recursos de terceiros utilizados (RGR, Empréstimo Compulsório, e os outros empréstimos e financiamentos obtidos). Além desses usos, incluem-se os dividendos efetivamente pagos (a maior parte dos dividendos apropriados, como dissemos, pertence à União e é geralmente reinvestida), e outras aplicações, de menor expressão. O balanço das fontes e usos de recursos reflete-se nas variações do capital circulante líquido.

ELETROBRÁS

Fontes de Recursos:

	Geração interna, líquida de dividendos
<u>Próprios</u>	Amortizações recebidas
	Governo Federal:
	Reinv. Dividendos
	Dotações orçam.
	Outros recursos
	IUEE (parcela da União)
	Emprést. compulsório
	RGR
	Outros recursos
	Empr. Financ. no País
<u>Terceiros</u>	Empr. Financ. no Exterior
	Resol. 73
	Banco do Brasil "rolagem"

Uso de Recursos:

Aplicações Setoriais:

Part. Societárias

Financiamentos

Serviço da Dívida

Dividendos pagos

Outras Aplicações

Capital circulante líquido

Ao se analisar os recursos com que conta a Eletrobrás é fácil perceber que as amortizações recebidas, mais a sua geração interna (constituída basicamente, do lado dos recebimentos, pelos juros e encargos financeiros, mais dividendos pagos pelas empresas concessionárias à Eletrobrás), na verdade são "saídas" (ou usos) de recursos das empresas concessionárias; representam de fato fontes de recursos da Eletrobrás "às expensas" das empresas concessionárias. Senão, vejamos: as amortizações de financiamentos mais os juros e demais encargos pagos à Eletrobrás são parte do serviço da dívida das empresas; da mesma forma, os dividendos por elas pagos à Eletrobrás representam uma redução dos recursos disponíveis, uma destinação da geração interna das empresas, parte de seu resultado. Por isso as amortizações recebidas pela Eletrobrás, mais sua geração interna, "não são recursos novos no setor; cabe à Eletrobrás reciclá-los e realocá-los de volta nas concessionárias"(15).

Analogamente, os dividendos destinados à União são uma parte do resultado ou geração interna da Eletrobrás; mas esta, como já dissemos, pelo lado dos recebimentos provém de juros e encargos financeiros mais os dividendos pagos à Eletrobrás pelas empresas concessionárias. Assim, os dividendos reinvestidos pela União, considerados como fonte de recursos da Eletrobrás, também se constituem em última instância de recursos provenientes das

(15) Cf. Eletrobrás - "Setor de energia elétrica - Fontes e usos de recursos - Série Retrospectiva 1976/85", pág. 23.

empresas (16).

Portanto, deixando de lado a geração interna, os dividendos reinvestidos pela União, e as amortizações recebidas (recursos da Eletrobrás provenientes das próprias empresas concessionárias) e os representativos de endividamento extra-setorial (isto é, correspondentes a empréstimos e financiamentos obtidos junto a instituições financeiras no País ou no Exterior, dos quais a Eletrobrás é mera repassadora), restam as seguintes fontes de recursos "novos": Reserva Global de Reversão, Empréstimo Compulsório, IUEE, dotações orçamentárias e outros recursos, do governo federal ou de outras fontes setoriais.

No período 1967/85, da massa total de recursos da Eletrobrás - que atingiu o equivalente a US\$ 41,7 bilhões de 1985 -, os recursos que representam "saídas" das empresas concessionárias (geração interna da Eletrobrás, e amortizações recebidas) alcançaram quase 39%. Os "recursos novos" - dotações orçamentárias, outros recursos do governo federal e outros recursos setoriais -, mais o IUEE repassado à Eletrobrás, o Empréstimo Compulsório e a RGR, responderam por outros 39%. Os empréstimos e financiamentos captados pela Eletrobrás responderam pelos 22% remanescentes.

(16) Registre-se a propósito que a "Retrospectiva 1976/85" da Eletrobrás incorre em dupla contagem, pois embora tome a geração interna da Eletrobrás sem dedução dos dividendos apropriados, os dividendos reinvestidos reaparecem com fonte de recursos. Já a Retrospectiva 1967/77 inclui a geração interna da Eletrobrás líquida de dividendos apropriados; a parcela destes reinvestida pela União é então - corretamente - incluída como fonte à parte.

BRASIL - SETOR ELETRICO - ELETROBRAS - FONTES E USOS DE RECURSOS -
VALORES AGREGADOS 1967/85

Em US\$ milhões de 1985 (*)

A. FONTES			B. USOS		
	US\$ milhões	%		US\$ milhões	%
1. Amortizações receb.	4.159,6	10,0	1. Aplicações Setoriais	31.263,3	74,9
2. Geração interna total (**)	11.987,8	28,7	- Part. Societárias	5.347,4	12,8
3. Subtotal (1+2)	16.147,4	38,7	- Financiamentos	25.888,9	62,1
4. Dotações orçam.	1.224,5	2,9	2. Serviços da Dívida	8.636,0	20,7
5. Outros serv.gov. federal	821,7	2,0	3. Dividendos pagos	189,5	0,5
6. Outros rec. setoriais	1.116,1	2,7	4. Outras	1.629,5	3,9
7. Subtotal (4+5+6)	3.162,3	7,6			
8. IUEE	1.323,0	3,2			
9. Emprést. Compulsório	5.454,3	13,1			
10. RGR	6.403,2	15,4			
11. Subtotal (8+9+10)	13.180,5	31,6			
12. Emprést. e Financ.	9.201,1	22,1			
Total de Fontes (3+7+10+12)	41.691,3	100,0%	Total de Usos (1+2+3+4)	41.691,3	100,0%

(*) Valores correntes corrigidos para preços de 1985 pelo IGP-DI médio anual, e convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio oficial, cotações de venda, média anual de 1985 (Cr\$ 6.222,284/US\$ 1)

(**) Inclusive dividendos apropriados.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - ELETROPARAS
Fontes de recursos - 1967/85

Valores em US\$ bilhões de 1985 (*)

Fontes	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	67/85
1. Aportia. receb.	60,6	30,6	14,1	101,5	74,5	116,1	175,9	217,5	151,2	154,0	271,2	288,6	1124,2	135,5	122,9	226,0	427,3	958,2	781,7	4.199,6
2. Geracao interna	50,2	81,0	124,7	282,7	282,0	281,3	337,1	352,4	614,6	618,7	620,6	751,4	1.091,0	645,1	934,2	1.455,5	1.493,7	1.205,8	1.427,9	11.997,6
Divid. reinvest.	22,4	36,6	66,7	88,4	186,8	127,6	129,5	144,7	140,8	122,6	4	51,8	47,8	41,6	26,1	56,2	47,3	29,8	10,6	1.376,5
3. Botacoes orgaos.	24,1	25,0	3,8	0,9	13,7	2,8	16,2	54,8	44,3	27,3	34,5	3,9	34,3	112,8	219,6	32,7	36,0	398,6	1,0	1.224,5
4. Outros Gov. Fed.	-	-	58,4	21,3	13,4	14,5	16,8	1,9	15,2	8,9	12,7	29,2	2,2	2,3	6	181,9	458,3	31,5	4,3	861,2
5. UEEF	52,7	60,0	88,9	57,1	72,5	111,8	124,1	124,8	127,8	123,4	126,6	99,5	75,6	37,6	33,4	0	0	0	0	1.352,0
6. Expt. Computoriso	104,5	116,2	132,9	265,5	242,5	223,2	263,7	274,8	325,8	351,2	326,9	297,3	321,6	376,1	376,5	279,2	298,2	326,5	35,7	5.454,3
7. ROR	-	-	-	-	-	119,5	146,1	203,7	217,4	345,9	428,6	503,5	459,4	445,1	380,4	293,1	413,5	648,5	517,1	6.483,2
8. Outros rec. setor	-	-	-	-	4,2	0,9	4,3	-	15,6	10,6	1,5	11,4	122,2	24,5	22,5	484,2	(20,9)	432,6	94,5	1.114,1
Subtotal (1 a 8)	292,2	312,8	382,8	589,9	621,9	923,4	1.041,4	1.325,6	1.545,7	1.655,6	1.824,5	2.344,7	1.922,4	2.012,0	2.747,5	3.053,8	2.925,1	4.039,7	3.172,2	32.496,2
9. Expt./financ.	40,9	22,1	15,3	12,8	24,1	52,1	49,1	44,1	175,0	429,3	677,4	571,5	1.027,5	238,0	462,4	764,2	112,1	1.725,4	1.244,3	9.281,1
no Pais	35,4	13,2	5,0	0	0	4	3,1	4	141,6	413,8	453,4	237,6	423,8	312,8	91,7	84,1	16,5	73,5	0	2.280,2
no Exterior	5,5	8,9	10,3	12,8	24,1	52,1	37,8	44,1	33,4	45,5	422,4	607,3	644,6	452,2	386,7	120,7	93,3	1.045,5	254,9	5.300,6
Brasil 63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232,6	-	74,4	7,7	-	98,2	424,8
P. Brasil "rolagem"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (1 a 9)	333,1	334,9	379,1	601,7	646,0	923,5	1.133,5	1.365,7	1.720,7	2.084,9	2.501,9	2.919,6	2.950,0	2.250,0	3.209,9	3.782,0	3.037,2	5.776,1	4.426,5	41.691,3

Fonte: Dados em cruzzeiros correntes obtidos em Eletrobras "Salor de energia el. Fonte e usos de recursos - "Retrospectiva 1976/82" e "Retrospectiva 1987/77".

(*) Obs.: Valores correntes corrigidos para cruzzeiros de 1985 pelo IGP-NT/FGV - Eletrobras - serie anual, e convertidos para dolares norte-americanos (taxa de media anual de 1985, cotacoes oficiais para venda (Cris 6,232,364/US\$ 1,24 C.F. BACEN).

BRASIL - SETOR ELETRICO
ELETROBRAS - USOS DE RECURSOS, 1967/85

Valores em US\$ milhões de 1985 (*)

ANO	Aplicações Setoriais			Serviço Divida	Dividendos Pagos	(**)	
	Part.Soc.	Financiam.	Total			Outros	Total
1967	71,7	201,8	273,5	47,7	-	13,9	333,1
1968	62,1	215,0	277,1	44,0	-	13,8	334,9
1969	31,5	261,7	293,2	53,4	0,1	31,6	378,1
1970	134,9	340,2	475,1	71,3	0,2	55,1	601,7
1971	68,8	468,2	537,0	74,3	0,2	34,5	646,0
1972	127,5	685,7	813,2	89,3	0,2	83,8	986,5
1973	151,4	717,0	868,4	112,8	0,4	139,9	1.121,5
1974	219,7	994,5	1.214,2	123,6	0,5	27,3	1.365,7
1975	213,4	1.349,4	1.560,8	124,1	0,8	15,0	1.720,7
1976	341,0	1.356,7	1.697,7	194,1	0,7	222,4	2.114,9
1977	323,2	1.877,5	2.200,7	206,2	18,6	76,4	2.501,9
1978	320,3	2.066,4	2.386,7	315,5	0,5	216,9	2.919,6
1979	304,0	2.215,0	2.519,0	573,2	60,3	100,6	3.253,0
1980	83,6	2.034,0	2.117,6	734,5	13,3	152,6	3.018,0
1981	97,3	2.301,4	2.398,7	734,1	7,2	90,0	3.229,9
1982	560,0	2.191,4	2.751,4	943,0	3,4	93,3	3.792,0
1983	429,0	1.813,0	2.242,0	945,7	2,7	46,7	3.237,2
1984	1.086,8	2.552,2	3.639,0	1.137,6	18,0	921,5	5.716,1
1985	703,2	2.247,8	2.951,0	2.110,8	62,4	(703,8)	4.420,5
1967/85	5.347,4	25.808,9	31.236,3	8.636,0	189,5	1.629,5	41.691,3

Fonte: Dados brutos em cruzeiros correntes obtidos em Eletrobras, "Setor de energia elétrica - Fontes e Usos de Recursos", Retrospectivas 1967/77 e 1976/85.

(*) Valores em cruzeiros correntes atualizados para 1985 pelo IGP-DI/FGV, média anual, e convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio média anual, c ta  es para venda Cr\$ 6.222,284/US\$ 1.00, Cf. BACEN).

(**) Demais usos e variações de capital circulante líquido.

Quanto aos usos, as aplicações setoriais atingiram 75% das destinações (62% sendo representados pelos financiamentos concedidos às empresas concessionárias, e 13% correspondentes às participações societárias). O serviço da dívida correspondeu a 21% dos usos. As demais destinações, atingindo pouco mais de 4%, referem-se aos dividendos efetivamente pagos (0,5%) e outras, inclusive a variação do capital circulante.

b) As Fontes e Usos de Recursos das Empresas Concessionárias

Uma das principais fontes de recursos das empresas concessionárias provém de sua geração interna, constituída basicamente, como vimos, da remuneração do "investimento" (ativos em serviço) e das quotas de reintegração do ativo imobilizado (depreciação) e diferido (amortização) (17). Recorde-se ainda que 60% do IUEE - Imposto Único sobre a Energia Elétrica -, era destinado aos Estados e municípios, para subscrição compulsória de ações das empresas concessionárias. Além disso, como vimos no tópico (a) anterior, a Eletrobrás também supre recursos às empresas concessionárias, através de "aplicações setoriais", ou seja, participações societárias ou financiamentos.

(17) A geração interna corresponde à diferença entre a receita da exploração do serviço público de energia elétrica e as despesas de exploração correspondentes, mas inclui também outras receitas, estranhas à exploração, e despesas não passíveis de inclusão no Custo do Serviço.

Outras fontes de recursos das empresas provêm de participações societárias de governos (federal, estaduais e municipais); dos auxílios para construção fornecidos por governos e consumidores, doações, venda de instalações e diversas outras; de empréstimos e financiamentos captados no País e no Exterior (diretamente ou através da Resolução nº 63), e, com menor expressão, participações societárias de outros acionistas (18). A partir de 1983, o Banco do Brasil tornou-se supridor de recursos para "rolagem" do serviço da dívida externa vencido das empresas, que contava com aval da União.

Os investimentos das empresas são a principal destinação dos recursos, seguidos pelo serviço da dívida. As demais finalidades são dividendos apropriados e outras aplicações (por exemplo, variação de estoques, variação de caixa e demais aplicações)

(18) A maioria das empresas concessionárias sequer se constitui como sociedade anônima "de capital aberto", isto é, com ações negociadas em bolsas de valores. E mesmo as de capital aberto têm reduzida participação extra-governamental; em 1983 essa participação era de 7,3% no caso da CPFL; 7,8% na Light; 9,3% na CEMIG; 10,6% na CESP e 12,1% na CERJ. Ver SEST - Secretaria de Controle das Empresas Estatais - "Cadastro das Empresas Estatais 1984", Brasília-DF, 1984.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - CONCESSIONÁRIAS - FONTES E USOS DE RECURSOS -
VALORES AGREGADOS 1967/85

Em US\$ MILHÕES DE 1985 (*)

A. FONTES	US\$ MILHÕES	%	B. USOS	US\$ MILHÕES	%
1. <u>Recursos Próprios</u>	<u>42214,3</u>	<u>46,8%</u>	1. <u>Investimentos</u>	<u>48839,2</u>	<u>54,1%</u>
- IUEE	3.503,7	3,9%	2. <u>Serv. Dívida</u>	<u>33522,4</u>	<u>37,1%</u>
- Ger. int. bruta	23.971,9	26,6%	- Eletrobrás	12682,9	14,0%
- Partic. Societárias	9.473,2	10,5%	- Ots.no País	4705,5	5,2%
Eletrobrás	5.633,1	6,2%	- Res. 63	2075,2	2,3%
Governos	3.460,6	3,8%	- Exterior	14058,8	15,6%
Outros	379,5	0,4%			
- Outros Rec.Própr.(**)	5.265,5	5,8%	3. <u>Dividendos</u>	<u>4.712,8</u>	<u>5,2%</u>
2. <u>Emprést./Financ.</u>	<u>48033,6</u>	<u>53,2%</u>	4. <u>Outros</u>	<u>3173,6</u>	<u>3,5%</u>
- Eletrobrás	20.120,5	22,3%			
- Outros no País	6.795,1	7,5%			
- Res. 63	1.914,0	2,1%			
- Exterior	16.654,7	18,5%			
- B.B. "rolagem"	2.549,3	2,8%			
Total de Fontes (1+2)	90247,9	100%	Total de Usos	90247,9	100%

Fonte: Dados brutos em cruzeiros in "Eletrobrás : Setor de energia elétrica - Fontes e Usos" cit.

(*) Valores em cruzeiros correntes, corrigidos para valores de 1985 pelo IGP-DI/médio anual, e convertidos para dólares norte-americanos cf. taxa de câmbio média de 1985, cotação oficial para venda Cr\$ 6222,284/US\$1, cf. BACEN.

(**) Auxílios para construção, vendas de instal., doações, diversos e demais recursos.

(***) Outras aplicações e variação do capital circulante líquido.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS
Fontes e Usos de Recursos 1967/85

127

Valores em US\$ milhões de 1985 (R)

	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	67-85
Recursos Próprios	899,6	1.025,8	1.017,0	1.326,4	1.591,5	1.677,2	1.639,0	1.973,7	2.476,8	2.581,8	2.546,1	2.339,9	2.793,2	2.854,2	3.045,7	3.142,5	2.713,2	3.228,7	42.264,3	
UIUE	12,3	33,6	39,9	72,9	98,5	131,1	175,3	158,3	194,2	217,4	254,5	289,4	250,6	245,5	283,7	271,1	253,0	245,9	3.553,7	
Gov. interna bruta	418,3	483,5	554,0	712,8	756,6	995,4	1.472,3	1.123,8	1.332,4	1.366,7	1.423,0	1.289,6	1.336,7	1.904,5	2.148,2	2.079,8	2.020,1	1.165,4	23.993,9	
Part.Soc.Eletrôbras	97,5	74,1	39,6	174,8	153,3	139,1	209,8	218,4	228,9	311,4	322,8	306,3	383,5	83,6	97,3	560,1	428,8	1.085,2	5.620,1	
Part.Soc. Governos	314,1	32,5	64,6	218,6	74,2	250,7	551,1	126,3	258,4	287,2	282,3	278,5	284,8	197,5	160,1	183,0	53,7	75,8	2.468,6	
Part.Soc. Outros	2,2	0,2	31,9	16,8	47,6	114,2	0,9	4,5	71,4	1,5	10,2	6,5	3,4	16,5	3,3	0,7	2,9	5,3	74,8	
Outros rec.próprios (**)	55,2	401,9	287,6	125,3	258,3	44,7	83,6	338,4	399,9	387,2	247,2	331,2	240,9	335,6	138,6	751,0	386,0	135,6	3.630,5	
Exter. financ.	592,0	572,0	010,1	971,8	975,2	1.263,7	1.452,0	1.416,6	2.228,6	2.231,4	2.795,1	3.403,2	3.602,6	3.741,6	3.994,9	3.548,7	2.971,0	5.572,5	45.022,6	
Eletrôbras	324,0	275,2	354,4	412,9	454,1	693,8	517,1	911,4	1.115,8	1.163,5	1.408,2	1.466,2	1.692,4	1.442,3	1.507,3	1.303,1	1.264,2	1.784,9	1.535,7	
Outros no País	183,6	123,4	176,8	220,8	149,8	140,5	79,4	158,0	281,2	333,9	320,2	518,3	326,2	899,8	612,0	386,0	210,9	699,2	6.795,1	
Resol. 63	-	9,6	44,2	21,2	1,4	-	3,1	16,5	27,9	56,3	87,1	86,4	265,4	190,0	544,7	349,2	100,6	37,2	1.954,6	
No Exterior	164,4	153,9	224,7	306,9	309,9	529,4	499,2	559,7	795,7	675,7	849,6	1.407,3	938,6	1.249,5	1.338,9	1.511,4	495,8	2.725,4	2.567,8	
88 - "Colômbia"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	917,5	325,8	1.380,6	
TOTAL FONTES/USOS	1.491,6	1.597,8	1.627,1	2.298,2	2.566,7	2.940,9	3.087,0	3.628,3	4.697,4	4.813,2	5.355,1	5.620,3	6.402,5	6.521,8	6.849,2	7.394,4	6.113,5	8.285,7	98.287,9	
Investimentos	922,3	1.117,9	1.200,3	1.509,3	1.646,1	1.926,5	2.196,3	2.467,3	2.966,5	3.155,4	3.435,8	3.653,2	3.773,2	3.282,5	3.312,6	3.657,8	2.966,6	2.488,4	3.007,4	
Serviço da Dívida	216,9	295,3	396,9	437,6	477,9	595,1	733,8	773,2	1.085,5	1.144,3	1.432,5	1.687,3	2.455,5	2.398,7	2.348,0	2.938,8	3.475,8	4.994,7	6.439,6	
Eletrôbras	32,9	162,9	174,3	231,3	241,2	328,2	468,4	416,2	558,1	635,6	734,6	773,4	841,2	738,4	847,6	982,3	1.140,7	1.744,5	1.663,1	
Outros no País	37,1	44,8	52,6	43,7	45,8	44,6	35,0	84,3	156,6	154,1	185,7	276,8	381,3	434,5	293,9	527,2	466,3	313,5	1.166,5	
Resol. 63	-	-	25,6	25,8	28,2	18,4	11,9	3,3	11,5	19,4	31,9	46,7	83,5	110,7	148,9	260,4	328,6	470,3	4.780,5	
No Exterior	128,9	147,6	134,4	133,8	172,5	219,9	259,6	273,4	305,3	351,6	458,3	518,4	699,5	1.077,1	1.049,6	1.168,9	1.548,2	2.466,4	2.872,4	
Dividendos Apropriados	87,2	135,7	176,0	288,9	231,7	343,0	384,8	317,1	472,4	539,5	469,3	449,2	325,4	289,5	113,2	152,9	93,3	44,6	5,1	
Outros (***)	263,2	113,1	53,9	153,4	11,0	76,3	119,9	42,7	173,2	(23,0)	56,5	(71,4)	(51,6)	682,1	1.083,4	644,9	(422,2)	628,0	(250,6)	

(*) Valores em cruzéis correntes, corrigidos para valores de 1985 pelo IGP-DI/pejio anual, e convertidos para dólares norte-americanos cf. taxa de câmbio média de 1985, câmbio oficial para venda Cr\$ 6,222,204/US\$ 1,00 cf. BACEN.

(**) Auxílios para construção dos governos federal, estaduais e municipais, e de consumidores; venda e instalações, doações, diversos e demais recursos.

(***) Outras aplicações e variação do capital circulante líquido.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS

Participação relativa dos componentes de Fontes a Usos de Recursos - 1967/85

A N O	FONTES		USOS		
	RECURSOS PRÓPRIOS	EMPRÉSTIMOS FINANC.	INVEST.	SERVIÇO DÍVIDA	OUTRAS
67	60,3%	37,9%	61,8%	14,7%	23,5%
68	64,2%	35,8%	73,8%	18,5%	7,7%
69	55,7%	44,3%	65,7%	21,7%	12,6%
70	57,6%	42,4%	65,5%	19,1%	15,4%
71	58,8%	41,2%	69,6%	20,2%	10,2%
72	57,0%	43,0%	65,5%	20,2%	14,3%
73	55,8%	44,2%	64,8%	22,6%	12,6%
74	54,5%	45,5%	68,7%	21,4%	9,9%
75	52,7%	47,3%	63,1%	23,1%	13,8%
76	53,6%	46,4%	65,8%	23,7%	11,5%
77	47,6%	52,4%	63,9%	26,3%	9,8%
78	45,1%	54,9%	64,8%	28,5%	6,7%
79	39,0%	61,0%	62,0%	33,4%	4,6%
80	42,7%	57,3%	50,3%	36,6%	13,1%
81	41,7%	58,3%	48,4%	34,2%	17,4%
82	52,0%	48,0%	49,5%	39,7%	16,3%
83	51,4%	48,6%	48,5%	56,9%	(5,4%)
84	32,7%	67,3%	31,5%	60,3%	8,2%
85	35,3%	64,7%	33,5%	68,1%	(1,6%)
67/85	46,8%	53,2%	54,1%	37,1%	8,8%

Fonte: Calculado com base nos valores monetários

2.2. Os Investimentos do Setor Elétrico (1967/85)

2.2.1. Os empreendimentos

a) A re-estruturação setorial

Em meados dos anos 60, o setor elétrico brasileiro havia passado por importantes transformações, no que diz respeito:

- 1) à estrutura ou configuração do setor;
- 2) à capacidade de geração de recursos financeiros para sustentar o crescimento.

- Do ponto de vista de sua configuração, após a criação, em 1962, da Eletrobrás - que desde então passou a deter o controle acionário das empresas federais - ampliou-se a participação estatal federal com a aquisição, em 1965, das empresas do grupo norteamericano AMFORP. Devido ao conflito ocorrido após a expropriação de uma das empresas desse grupo pelo governo do Rio Grande do Sul em 1959, o futuro das suas concessionárias fôra objeto no início dos anos 60, de conversações entre os presidentes Boulart e Kennedy, resultando em entendimentos preliminares para aquisição, consubstanciados num "memorando de acordo". Esta aquisição só veio efetivamente a concretizar-se após o golpe militar de 1964, com o envio ao Congresso de mensagem do Poder Executivo, transformada na Lei nº 4.428, em outubro desse ano. A administra-

ção das empresas passou efetivamente para a Eletrobrás em março de 1965, ano em que foi consumada a transação, resolvendo-se o conflito (19). E, em fins de 1965, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral dava origem ao DNAE - Departamento Nacional de Águas e Energia (cujo nome foi alterado para DNAEE - Energia Elétrica - ao final de 1968).

- No tocante à geração de recursos financeiros nas concessionárias, a orientação da política econômica implementada a partir de março de 1964, de combate ao déficit público, traduziu-se numa política de recuperação das tarifas - o chamado "realismo tarifário" - que veio a incrementar fortemente a formação de recursos próprios das concessionárias (20). Após tecer considerações

(19) A consequência desses anos de arrastadas negociações foi a grande degradação das instalações das empresas do grupo: "The AMFOP people therefore knew with certainty for almost three years that they would be leaving Brazil in the near future. They undermaintained and neglected the replacement of equipment, retaining as much of their revenues as possible". Ver: Judith TENDLER, cit., p. 86. Essa deterioração das instalações é confirmada nos relatórios anuais da Eletrobrás, de 1964 (p. 46) e 1965 (p. 24). Sobre outras transformações na estrutura do setor de energia elétrica, ver: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, "Panorama do Setor de energia elétrica no Brasil", Rio de Janeiro, 1988, páginas 198 e seguintes "O reordenamento institucional do setor de energia elétrica".

(20) "As reformas monetária, financeira e fiscal levadas a cabo entre 1965 e 1966 pretendiam estabelecer um novo e moderno padrão de financiamento para a economia brasileira, que atendesse tanto aos requerimentos do setor privado quanto às exigências do setor público. A reforma fiscal cuidou de elevar e racionalizar a carga tributária, não só através da criação de novos impostos indiretos sobre o valor adicionado - em substituição aos antigos impostos que recaíam sobre o valor total

sobre o programa de investimentos previsto para os anos seguintes o Relatório Anual de 1964, da Eletrobrás, assim se manifestava:

"Para levar a cabo programa de tamanha envergadura e dentro desses parâmetros, era obviamente indispensável a formulação de uma política energética, sem a qual baldados seriam os esforços da Eletrobrás, por maior que fosse o devotamento e o acerto de sua administração.

Tal política foi definida na Exposição de Motivos nº 286, de 5 de junho de 1964, dirigida pelo Senhor Ministro de Minas e Energia ao Excelentíssimo Senhor Presidente da República e por este aprovada com o despacho nº 2120, de 9 de junho de 1964, o qual, reconhecendo o importante papel representado atualmente pela iniciativa privada nas operações da área, e a atuação decisiva do Governo, buscou proporcionar condições legais para que as empresas de energia elétrica, públicas ou privadas, dispusessem dos meios necessários à sua recuperação e desenvolvimento sem agravamento das difíceis condições orçamentárias da União.

Continuação da nota nº 20

(20) das operações -, como principalmente pela ampliação da base tributária e maior progressividade do imposto de renda. Além disso, foi recuperada a capacidade de endividamento do Governo, mediante o lançamento de Obrigações Reajustáveis do Tesouro, sujeitas à cláusula de correção monetária, providência considerada indispensável para o financiamento dos eventuais déficits do Governo, numa conjuntura de inflação cadente, porém, ainda elevada. Foram liberadas as tarifas de utilidade pública com o propósito de eliminar um foco de pressão sobre o Tesouro, representado pelos déficits correntes das empresas públicas". Belluzzo, Luiz G. - "Financiamento externo e déficit público", Texto para discussão nº 15, Instituto de Economia do Setor Público FUNDAP, São Paulo, 1988.

Sem dúvida, depois da publicação do Código de Águas, constituía esse pronunciamento oficial, com a anterior legislação que possibilitou a criação da Eletrobrás e que reformulou a estrutura de recursos federais para o setor, um acontecimento de relevante significação.

Como consequência, foram publicados os Decretos nºs 54.936, 54.937 e 54.938, de 4 de novembro de 1964, possibilitando a correção monetária dos ativos das empresas de energia elétrica, o que importou permitir-lhes, mediante reajustamento das tarifas básicas; a obtenção de substanciais recursos" (21).

Um dos pontos que mais provocara polêmicas com as concessionárias privadas, especialmente estrangeiras, durante muitos anos - a saber, o critério de cálculo da remuneração das empresas com base no custo histórico de seus ativos, era assim resolvido ao se permitir a correção periódica do valor desses ativos, para efeito de atualização tarifária: a reavaliação do valor dos ativos em serviço, para cálculo da nova tarifa a ser cobrada. Nas palavras de Tendler: "... on November 4, 1964, the Brazilian government put an end to the rate problem. With three executive decrees it provided for automatic protection of rates against inflation and for an immediate provisional rate increase pending a detailed updating of the power companies capital accounts. In one fell swoop the government had authorized what light had been

(21) Eletrobrás, Relatório Anual 1964, pp. 4/5.

fighting for during a period of almost fifteen years" (22). Especialmente para as empresas do Grupo Brazilian Traction (Light), o maior grupo privado estrangeiro, estabelecido no País desde o início do século, o critério do custo histórico do capital até então utilizado para o cálculo da remuneração, havia criado grandes problemas. A resistência anterior em se permitir a reavaliação do valor dos ativos e a fixação de critérios periódicos de correção, haviam levado à busca de alternativas para contornar o problema das dificuldades de reajuste das tarifas básicas, através dos "adicionais tarifários," taxas de câmbio especiais, etc (23).

O "realismo tarifário" de 1964 levou a própria Eletrobrás a manifestar, de início, receio sobre o reajuste praticado: "Os preços a que foram elevadas as tarifas (sic), por força do mencionado ajustamento, refletindo-se por sua vez sobre os adicionais cobrados e sobre o empréstimo interno lançado compulsoriamente, redundaram, sem dúvida, em forte gravame para o usuário, cuja capacidade de absorção do aumento de custos tem limites que não podem ou não devem ser ultrapassados, sob pena de repercussões negativas nas atividades econômicas do País e nos padrões de vida do povo" (24).

(22) Tendler, J. cit., p. 44. Sobre reclamações das concessionárias privadas acerca das tarifas, ver por exemplo "Energia elétrica: estatismo ou iniciativa privada". Sindicato da Indústria da Energia Hidroelétrica no Estado de São Paulo, São Paulo, 1960.

(23) Ibid, cap. 2: "The rate problem: obstruction and accommodation". Eletrobrás, Relatório Anual 1964, p. 5.

(24) Eletrobrás, Relatório Anual 1964, p. 5.

Após 2 anos, já "absorvido" o impacto dos fortes reajustes e consolidado o movimento político de 1964, a avaliação da diretoria da Eletrobrás sobre a nova política tarifária implantada pós-64 esbanjava segurança, afirmando taxativamente: "Não há mistérios (sic) O consumidor tem de pagar o custo do serviço, no qual se acha incluída a remuneração do investimento na base de 10% ao ano. Existe pois uma opção: ou o consumidor paga o custo da energia, ou a Nação não terá a energia de que necessita. Depois da Revolução de março, o governo estabeleceu, pela primeira vez no País, uma política energética fundada em sadios princípios econômicos, administrativos e técnicos. Houve um desfogo, e o setor passou a atuar muito melhor. Foi um verdadeiro renascimento" (25).

(25) Eletrobrás, Relatório Anual 1966, pp. 13-14. Essa veemente defesa dos reajustes reais de tarifa não era, de fato, novidade, partindo do Engenheiro Octávio Marcondes Ferraz (desde 1964, novo Presidente da Eletrobrás). Anos antes, por ocasião da solenidade de posse da nova diretoria do Sindicato da Indústria da Energia Hidroelétrica no Estado de São Paulo, esse ex-diretor da CHESF e ex-ministro da Viação e Obras Públicas assim se manifestara, defendendo o revigoramento das concessionárias privadas, que reclamavam da defasagem tarifária:

"A meu ver, o problema da energia é o único dos grandes problemas nacionais que pode ser facilmente resolvido. Basta um pouco de boa vontade e um pouco de senso comum. Sou mesmo tentado a dizer que o problema da energia elétrica não existe, foi criado. Houvesse compreensão, não tivesse a questão

Ao revigorar a capacidade financeira das concessionárias, a recuperação tarifária de meados dos anos 60 abriu caminho para a obtenção de outros recursos financeiros pelo setor. Assim, em seu Relatório Anual 1965, dizia a Eletrobrás: "Neste sentido, temos o prazer de informar aos senhores Acionistas que, em decorrência da política energética do Governo e da ação desenvolvida pela Eletrobrás, grande tem sido a receptividade encontrada por suas subsidiárias, associadas, etc. junto aos financiadores internacionais, como o Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento - BIRD, o Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, a AID, e bancos europeus e japoneses. Acreditamos que, persistindo o Governo nesta política, voltarão as empresas a conseguir recursos para o seu desenvolvimento sem pesar nos orçamentos da União ou dos Estados" (26).

Continuação da nota nº 25

(25) sido envenenada (sic) e não faltasse, como faltou, firmeza ao poder concedente, e o Brasil não teria sofrido os danos e as dispendiosas conseqüências da crise de energia elétrica, que tanto tem atingido a vida econômica e dificultado o problema social (...) Tivesse o poder concedente a coragem de esclarecer, com sua autoridade, o público e os usuários, o desassombro de proporcionar tarifas justas e estabelecer o serviço pelo custo, e não existiria a crise atual". Cf. "Energia Elétrica - estatismo ou iniciativa privada", Sindicato da Indústria da Energia Hidroelétrica no Estado de São Paulo", São Paulo, 1960, pp. 36-37.

(26) Eletrobrás, Relatório Anual 1965, p. 9.

Essa preocupação em reduzir ou eliminar a dependência com relação a recursos governamentais foi enfatizada numa mensagem assinada pelo presidente da Eletrobrás, anexa ao Relatório Anual 1965, em que se destaca tanto o sentido econômico, como estratégico, dessa diretriz: "A característica mais marcante de um serviço de utilidade pública é a necessidade de um fluxo constante de recursos para seu contínuo e harmônico desenvolvimento. Esse o motivo por que procuramos fortalecer nossa posição econômico-financeira a fim de nos tornarmos cada vez mais independentes de auxílios governamentais - isto é, em última análise, do contribuinte em geral -, para só dependermos, tanto quanto possível, do usuário e do mercado de capitais". E ainda: "O 'status' do setor também requer um remanejamento, pois o setor de energia elétrica deve, a um tempo, tornar-se financeiramente forte para apoiar seu próprio desenvolvimento, e ficar imune aos azares das mutações políticas, para poder assegurar unidade de comando, criar uma tradição e ter continuidade" (27).

A garantia de recursos financeiros deveria servir para propiciar o cumprimento da meta de expansão dos investimentos setoriais, anunciada até mesmo como instrumento para o País tornar-se "desenvolvido": "O consumo anual 'per capita' no Brasil é ainda muito reduzido, mal atingindo 350 kWh ... é necessário um grande esforço para que o Brasil se coloque em posição menos hu-

(27) Octávio Marcondes Ferraz, "A palavra do presidente da Eletrobrás", mensagem anexa ao Relatório Anual 1965, Eletrobrás.

milhante (sic) quanto ao consumo de energia elétrica ... Admitindo, apenas para argumentar, que o consumo varia com a capacidade geradora, vê-se que, para atingirmos em fins de 1970 o índice anual de consumo 'per capita' de 550 kWh (ainda baixo, mas que, segundo os economistas, marca o ingresso de um país no 'clube dos desenvolvidos', por significar o começo de uma relativa auto-suficiência econômico-financeira), teremos de ir aumentando desde já nossa capacidade geradora num ritmo de 10% ao ano (28)!

A mesma mensagem do presidente da Eletrobrás, anexa ao Relatório Anual 1965, após explicitar os objetivos referentes à transmissão e distribuição de energia elétrica afirmava ainda: "Com relação à geração, nossa filosofia administrativa, considerando que a progressão do consumo per capita segue de perto o crescimento da renda per capita, procurará fazer com que a capacidade geradora force a demanda, e até mesmo a esta, de certo modo, se antecipe. Em outros termos, entendemos que o desenvolvimento econômico do País está a exigir um 'superávit' de geração e, conseqüentemente, da capacidade de transmissão e distribuição" (29). Reestruturado o setor elétrico, a determinação de acelerar os investimentos veio de fato a concretizar-se nos anos seguintes.

(28) Cf. Eletrobrás, Relatório Anual 1965, p. 12. Grifos nossos.

(29) Octávio Marcondes Ferraz, *cit.* Os grifos são do original.

**b) A multiplicação de empreendimentos e os mega-projetos
(1967/75)**

Em 1967, o Relatório Anual da Eletrobrás, afirmava que "o programa (de investimentos) traçado prevê, até o fim do atual período governamental, a execução de obras que elevarão a capacidade instalada de geração a 11 milhões de kW, a ser atingida com a construção, ora em ritmo intenso, de diversas usinas geradoras" (30). De fato, de uma capacidade instalada, ao final de 1967, de 8 milhões de kW, atingiu-se, em 1970, os 11 milhões de kW.

No período 1967/70, e coincidindo com a primeira fase do chamado "milagre econômico", já se pôde notar forte crescimento dos investimentos setoriais, que passaram de cerca de US\$ 900 milhões em 1967 para US\$ 1,5 bilhão em 1970 (ver Quadro XXV, adiante).

Nesse ano, encontravam-se em andamento obras como Jupia (1411 MW), Ilha solteira (3.230 MW) e Xavantes (414 MW), a cargo da CESP, empresa estatal paulista recém-criada (31), Paulo Afonso III (864 MW, CHESF), Estreito (1050 MW, FURNAS), Jaguará

(30) Eletrobrás, Relatório Anual 1967, p. 5.

(31) A CESP surgiu da fusão de diversas empresas estatais paulistas já existentes. Ver Almeida, Márcio W., sobre a criação da CESP "Estado e Energia Elétrica em São Paulo: CESP, um estudo de caso". Dissertação de Mestrado, Departamento de Economia e Planejamento Econômico - DEPE/IFCH/UNICAMP, Campinas, 1980.

(600 MW, CEMIG), Cachoeira Dourada (416 MW, CELG), além de outras de menor dimensão. Nos anos seguintes foram iniciadas outras obras de porte, como Marimbondo (1400 MW) e Porto Colombia (320 MW), de FURNAS, e Volta Grande (400 MW), da CEMIG.

Ainda em 1968, o governo federal criou uma nova empresa sob controle da Eletrobrás: a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A- ELETROSUL, que iniciou suas atividades em 1969, levando adiante as obras da usina de Passo Fundo (220 MW), iniciada em anos anteriores (32).

A ELETROSUL surgiu na esteira dos estudos empreendidos pelo Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Sul. O Comitê, "criado pela Portaria nº 736/66, do Ministério das Minas e Energia" (...) "iniciou suas atividades em fins de 1966 e prosseguiu em 1968 no inventário dos recursos hidráulicos dos três estados" ... (a saber, do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná), ... bem como "nos estudos de mercado da região e da viabilidade técnica e financeira dos projetos ali existentes" (33). Em 1970, as atividades daquele Comitê foram concluídas, com a entrega de relatório, aprovado pelo Ministro de Minas e Energia (34).

(32) Cf. Eletrobrás, Relatório Anual 1969, p. 18.

(33) Cf. Eletrobrás, Relatório Anual 1968, pp. 15 e 18.

(34) Cf. Eletrobrás, Relatório Anual 1970, "A Eletrobrás", parte 4.

Segundo a ELETROBRÁS, à ELETROSUL, "complementando os programas de geração das empresas estaduais, caberá ... o importante papel de atender às necessidades do acelerado crescimento da demanda" (35). Assim, em 1970 a Eletrosul iniciava as obras da usina de Salto Osório (1050 MW).

No início dos anos 70, alavancando-se no forte crescimento do consumo de energia elétrica observado desde anos anteriores, com a recuperação econômica e a primeira fase do chamado "milagre", o programa de investimentos setorial acelerou-se fortemente. Entre 1971 e 1974, para mencionar apenas os empreendimentos de maior envergadura foram iniciadas: pela CHESE, as usinas de Moxotó (440 MW), Paulo Afonso IV (2460 MW) e Sobradinho (1050 MW, e que implicava também a construção de um enorme reservatório de regularização da vazão do rio São Francisco); por EURNAS, as usinas de Marimbondo (1440 MW) e Itumbiara (2082 MW); pela CESE, as usinas de Capivara (440 MW), Promissão (400 MW) e Água Vermelha (1380 MW); pela CEEE a usina de Itauba (500 MW) e pela CEMIG a usina de São Simão (1608 MW). Além disso, segundo a Eletrobrás informava (Relatório Anual 1972, p. 13), achavam-se "em pleno andamento as providências relativas à montagem da termelétrica de Angra", primeira usina nuclear do País, de que falaremos mais adiante, com capacidade prevista superior a 600 MW.

(35) Eletrobrás, Relatório Anual 1968, p. 21, grifos nossos. Essa afirmação de posição "complementar" das empresas do grupo Eletrobrás, relativamente às concessionárias estaduais, foi abandonada em anos posteriores, quando ocorreu grande centralização de recursos setoriais para financiar projetos que deram proeminência às empresas geradoras do grupo Eletrobrás face às estatais estaduais.

Se considerarmos que a capacidade instalada no País em 1970 era de 10.099 MW, e que só esses empreendimentos de maior porte atingem 12.400 MW, é possível ter uma dimensão da magnitude dos empreendimentos iniciados até 1974..

Não obstante, no período 1974/76 reforçou-se ainda mais a tendência de grandes empreendimentos já observada na primeira metade dos anos 70. Como se sabe, esse biênio corresponde à fase inicial do II Plano Nacional de Desenvolvimento - o II PND - que estabeleceu metas ambiciosas visando a continuidade do crescimento observado no período anterior (conhecido como o "milagre econômico"), além de pretender modificar o padrão de crescimento, centrando a dinâmica sobre o setor de bens de capital e buscando fortalecer a "pata fraca do tripé" - a empresa privada nacional, para colocá-la em igualdade de condições com as empresas estatais e de capital estrangeiro (36). E em meio à crise detonada em fins de 1973 com a quadruplicação dos preços internacionais do petróleo, atribuiu-se inclusive à energia elétrica papel de destaque como alternativa de suprimento das necessidades energéticas.

(36) Sobre o II PND, suas metas e a impossibilidade de atingir os objetivos pretendidos, ver o já clássico trabalho de Carlos Lessa "A Estratégia de Desenvolvimento 1974/76 - Sonho e Fracasso", tese apresentada à Faculdade de Economia e Administração da UFRJ em 1978, para obtenção do grau de professor titular.

Nesse biênio, a ELETROSUL iniciou as obras da usina de Salto Santiago (1332 MW), e a COPEL as de Foz de Areia (1674 MW); mas ambas poderiam ser consideradas "obras menores", face à implementação de dois mega-empresendimentos: a usina de Tucuruí, localizada na região Norte (rio Tocantins, Estado do Pará), a cargo da Eletronorte e cuja potência final atingia 7920 MW (na primeira etapa, 3960 MW); e a usina de Itaipu, na região Sul (Foz do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná), na fronteira do Brasil e Paraguai, empreendimento "binacional", com potência final de 12.600 MW. Esses dois "mega-empresendimentos" marcavam a fase áurea do setor elétrico, o apogeu do período de crescimento contínuo iniciado a partir da segunda metade dos anos 60. Não bastasse isso, em 1975, no âmbito do Acordo Brasil-Alemanha, as metas do programa nuclear foram ampliadas, e previu-se a construção de mais 8 usinas nucleares.

A hidrelétrica de Tucuruí foi iniciada seis anos após o início de atividades do ENERAM - Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia, criado pelo Decreto nº 63.952, de 31/12/68, que tinha como objetivo "investigar possibilidades de aproveitamentos hidrelétricos para o suprimento de pólos de desenvolvimento e áreas prioritárias selecionadas na região Amazônica" (37). Para esses empreendimentos na região Norte, foi criada em 1973 a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRO-

(37) Eletrobrás, Relatório Anual, 1970, "A Eletrobrás", parte 4.

NORTE, outra empresa controlada pela Eletrobrás, e que passou desde então a coordenar os estudos sobre o potencial hidrelétrico da região (38). Em 1975 a Eletrobrás afirmava que "progrediram os estudos dos rios a Amazônia, particularmente os situados à margem direita do rio Amazonas, visando à definição dos potenciais hidráulicos e à proposição de projetos hidrelétricos. A primeira grande usina da região será a de Tucuruí, no rio Tocantins, em fase inicial de construção". Quanto à destinação da energia - de início, prevista pelo ENERAM para "polos de desenvolvimento" e "áreas prioritárias" na própria região Amazônica - mencionava-se agora que "os projetos em exame permitirão a longo prazo gerar, na Amazonia, grandes blocos de energia que, transmitidos a longa distância, poderão suprir os principais centros consumidores do País" (39).

No tocante a Itaipu, já em 1964 haviam sido realizados "estudos relativos ao potencial hidrelétrico do salto de Sete Quedas, no trecho do rio Paraná entre o Salto de Urubupungá e a Foz do Iguaçu", tendo o Ministério das Minas e Energia outorgado à Eletrobrás, naquele ano "concessão para realizar os aproveitamentos situados entre a Ponte Francisco Sá, da Estrada de Ferro

(38) Eletrobrás, Relatório Anual 1973, p. 11.

(39) Eletrobrás, Relatório Anual 1975, p. 7. Grifos nossos. Carlos Lessa (op. cit., pág. 101/102) menciona que para a concretização do complexo Albrás-Alunorte, para produção de alumínio na região, "parece haver sido decisiva a absorção integral pelo Brasil dos investimentos de Tucuruí".

Noroeste do Brasil, e a cidade de Guaíra" (40). Os estudos posteriormente realizados acabaram por levar à decisão de construção da hidrelétrica no rio Paraná, junto à foz do rio Iguaçu, fronteira com o Paraguai, na localidade conhecida como Itaipu ("Pedra que canta" em tupi-guarani, referência ao barulho das águas nas pedras das ilhas fluviais ali existentes). Para viabilizar esse empreendimento, ocorreram sucessivas negociações diplomáticas que envolveram não só o Paraguai mas a Argentina, em vista inclusive dos efeitos sobre os aproveitamentos a jusante de Corpus e Yaciretá-Apipé previstos por esse País. Em 1973, sobre a base da "Ata das Cataratas", assinada em 1966 entre Brasil e Paraguai, foi firmado o Tratado de Itaipu criando-se a empresa ITAIPU BINACIONAL, cuja propriedade pertence, em partes iguais, aos dois países, através da Eletrobrás e da ANDE - Administración Nacional de Electricidad (41).

(40) Eletrobrás, Relatório Anual 1964, p. 50. Segundo Osny Duarte Pereira ("Itaipu - Prós e Contras", ed. Paz e Terra, Rio de Janeiro, 1974) "os governos dos Estados de Goiás, São Paulo, Paraná, Minas Gerais, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, em 1953, constituíram a Comissão Interestadual da Bacia Paraná-Uruguai (CIBPU), para estudar e projetar a mobilização integral dos aproveitamentos da região"; quanto ao aproveitamento de Sete Quedas, recebeu no governo de Juscelino Kubitschek a primeira dotação orçamentária, de 600 milhões. O estudo básico entretanto, nada custou e deve-se ao engenheiro militar catarinense, o então Cap. Pedro Henrique Rupp, na gestão de Jânio Quadros".

(41) Para a constituição de Itaipu Binacional, com capital inicial de US\$ 100 milhões, o Banco do Brasil concedeu empréstimo ao Paraguai no valor de US\$ 50 milhões referente à participação daquele país, e recentemente, fez-se um acordo pelo qual esse empréstimo será amortizado com os dividendos a que tem direito a parte paraguaia. Ver "Gazeta Mercantil", 25/2/88, pág. 18: "Itaipu amortiza parte do empréstimo do BB". No restante, o empreendimento foi basicamente financiado através do endividamento, que em 1987 atingia US\$ 13,4 bilhões (ver Cap. 3, Quadro XXVI).

Sobre a Ata das Cataratas e os antecedentes que levaram à Itaipu Binacional, Moniz Bandeira faz o seguinte relato: "Na verdade, se bem que desejasse a cooperação multilateral (com os países da Bacia do Prata, JBSAF), o Brasil não queria amarrar-se a compromissos que inibissem sua liberdade de tomar iniciativas para empreendimentos bilaterais, como estava a realizar com o Uruguai, na bacia da Lagoa Mirim e para construção de rodovias e interligação de redes de energia elétrica, e com o Paraguai, visando o aproveitamento do potencial hidráulico de Sete Quedas. A elaboração do projeto para erguer a represa de Itaipu começara, aliás, ao tempo de Goulart, em 1962, e o embaixador Raul Pena, na época, entregou nota de protesto ao chanceler San Tiago Dantas, alegando a indefinição de fronteiras. As divergências perduraram e, em janeiro de 1966, as tropas do Brasil, a pretexto de combater guerrilheiros, avançaram além de suas fronteiras e ocuparam a velha província de Guayrá, no Paraguai, para onde, em seguida, o general Golbery do Couto e Silva, então chefe do Serviço Nacional de Informações (SNI) se dirigiu, a fim de conferenciar com o Presidente Stroessner. A ocupação do porto Coronel Renato, na província de Guayrá significava, em todo caso, uma grave advertência, sobretudo quando o Paraguai recalcitrava na tese de indefinição de suas fronteiras com o Brasil, o que implicava, praticamente, a rejeição dos Tratados de 1872, firmado após a Guerra da Tríplice Aliança, e de 1927. Coincidência ou não, o fato é que, cerca de quatro meses após a ocupação do porto Coronel Renato pelas tropas brasileiras, o chanceler Juraci Magalhães, em reunião com o chanceler do Paraguai, Raúl Sapena Pastor, lembrou-

lhe que, segundo as normas do direito internacional, um tratado só podia ser revisto por outro tratado ou por meio de uma guerra vitoriosa. E, acrescentando que o Brasil não estava em condições de aceitar novo tratado, perguntou-lhe se o Paraguai estava disposto a promover nova guerra. Assim, em bases tão realistas, os dois países chegaram a um acordo, consubstanciado na Ata das Cataratas (21-22/06/1966), que constituiu o fundamento legal para a construção, sobre o rio Paraná, de uma das maiores, senão a maior represa do mundo, com 11.000 MW. Os levantamentos realizados na região, entre Sete Quedas e Foz do Iguaçu, indicaram o local denominado Itaipu como de melhor rendimento econômico para erguer a barragem, conquanto o salto de Santa Maria oferecesse outra opção de aproveitamento"(42).

Assim, acelerando fortemente o movimento iniciado na década anterior, na primeira metade dos anos 70 foram iniciados diversos grandes empreendimentos. Considerando apenas os de grande porte (capacidade superior a 1000 MW de potência instalada), em operação - ainda que parcial - em 31/12/85, temos:

(42) Bandeira, M. - "O Eixo Argentina-Brasil - O processo de integração da América Latina", Editora Universidade de Brasília, Brasília, 1987, cap. 4, pp. 48-49. Sobre os antecedentes históricos, os conflitos e os desdobramentos que levaram à construção de Itaipu, ver ainda Quarta Pereira, O. - "Itaipu - Prós e Contras", ed. Paz e Terra, Rio de Janeiro, 1974.

Brasil - Setor Elétrico

Grandes empreendimentos iniciados em 1970/75

Marimbondo (FURNAS) - 1971	1.440 MW
Salto Osório (ELETROSUL) - 1970	1.050 MW
Paulo Afonso IV (CHESF) - 1972	2.460 MW
Sobradinho (CHESF) - 1973	1.050 MW
Água Vermelha (CESP) - 1973	1.380 MW
São Simão (CEMIG) - 1973	1.613 MW (*)
Itumbiara (FURNAS) - 1974	2.082 MW
Salto Santiago (ELETROSUL) - 1975	1.332 MW
Foz do Areia (COPEL) - 1975	1.474 MW
Tucuruí (ELETRONORTE) - 1975	3.960 MW (**)
Itaipu Binacional - 1975	12.600 MW
Total	30.641 MW

Obs.: (*) 1ª etapa. Potência final prevista de 2.688 MW.

(**) 1ª etapa. Potência final prevista de 7.260 MW.

Para comparação, recorde-se que a capacidade instalada no País em 1970 era pouco superior aos 10.000 MW. Não foi incluída na relação dos empreendimentos a usina nuclear de Angra I, iniciada em 1972, com capacidade de 637 MW (portanto abaixo dos 1000 MW tomados como limite). Não obstante, trata-se de empreen-

dimento de alto custo e digno de registro (43).

Os empreendimentos de grande porte sob responsabilidade das empresas da Eletrobrás (Furnas, Eletronorte, Eletrosul, Chesf e Itaipu Binacional, da qual detém 50% do capital), iniciados no período 1970/75 representavam quase 26.000 MW, dos 30.641 MW indicados no quadro anterior. Ou, mais exatamente, 25.974 MW, que correspondiam a 85% do total alcançado pelos grandes projetos, no período considerado.

Os grandes empreendimentos da primeira metade dos anos 70 consolidaram a "especialização" das empresas federais - vale dizer, das empresas da Eletrobrás de âmbito de atuação regional -, na geração de energia elétrica, meta perseguida desde meados dos anos 60: após a aquisição das empresas do grupo AMFORP, em 1965, a área de distribuição dessas empresas, ou mesmo empresas inteiras, foram progressivamente transferidas aos governos estaduais. O Relatório Anual 1975, da Eletrobrás, assim se manifestava sobre essa questão:

"A orientação do governo federal tem sido no sentido de concentrar a atuação da Eletrobrás e de suas subsidiárias regio-

(43) Já Angra II só foi iniciada em 1977 e as providências para construção de Angra III foram apenas preliminares; apesar disso, os equipamentos para as duas usinas foram adquiridos em junho de 1976, junto à empresa alemã KWU. Ver Centro de Memória da Eletricidade, cit., pp. 240/241. Ver, adiante, o apêndice: "Breves notas sobre as usinas nucleares".

nais na construção e operação de grandes sistemas de geração e transmissão, ficando às empresas estaduais e a outras concessionárias, a responsabilidade pela construção e operação de sistemas de âmbito estadual e local, tanto de geração, como de transmissão e, principalmente, de distribuição de energia elétrica. Seguindo essa diretriz, em 1975 a Eletrobrás transferiu para a Centrais Elétricas de São Paulo S/A - CESP, o controle acionário da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL" (44).

A importância crescente das empresas do grupo Eletrobrás enquanto geradoras de energia elétrica pode ser constatada pelo fato de que, em 1967, suas empresas responderam por cerca de 28% da produção de energia elétrica no País, e em 1985 essa participação subira para 52%, sem contar Itaipu (45).

A década de 70 - mais especificamente, sua primeira metade -, constituiu assim o período "de ouro", o apogeu do setor

(44) Eletrobrás, Relatório Anual 1975, p. 32. Antes de transferir a CPFL para a CESP a Eletrobrás cuidou de retirar da CPFL a usina de Peixoto (Marechal Mascarenhas de Moraes), construindo ao tempo em que a CPFL pertencia à AMFORP, incorporando-a à Furnas Centrais Elétricas S/A, e transformando a CPFL numa empresa praticamente sem capacidade geradora, voltada para a distribuição de energia adquirida de Furnas e da CESP, basicamente.

(45) Cf. Eletrobrás, Relatório Anual 1967, p. 1, e SIESE "Relatório Trimestral - Síntese 1985", respectivamente.

elétrico como realizador de grandes empreendimentos, cujo efeito foi o contínuo crescimento dos dispêndios com investimentos ao longo da década: de US\$ 1,5 bilhão em 1970 atingiram mais de US\$ 4,4 bilhões em 1978, mantendo-se em torno desse patamar até 1982⁽⁴⁶⁾. O eixo dos interesses envolvidos deslocou-se de forma crescente para a área federal, dada a importância das grandes empresas de âmbito de atuação regional do grupo Eletrobrás, mais Itaipu, nesses investimentos, à luz inclusive do II PND, implementado no governo Geisel (1974/79), e seu explícito interesse em fortalecer o setor privado nacional" e proceder a uma "nova etapa na substituição de importações" ⁽⁴⁷⁾. A grande necessidade de recursos financeiros das empresas ligadas à Eletrobrás implicou concentração da aplicação de recursos financeiros setoriais (como veremos na análise da Reserva Global de Reversão - RGR), e na instituição de mecanismo de redistribuição de remuneração interempresas (Reserva Global de Garantia - RGG), que posteriormente serviu aos interesses daquelas empresas.

(46) Ver adiante item 2.2.2 "Os dispêndios com investimentos". Por suas próprias características, os empreendimentos do setor elétrico implicam a distribuição de dispêndio ao longo de diversos anos. Sobre as etapas de um empreendimento, ver: Jabour, A. - "História da implantação de um aproveitamento hidráulico" in Revista do Serviço Público, ano 43, vol. 114, número especial "O serviço de energia elétrica no Brasil", Fundação Centro de Formação do Servidor Público, Brasília.

(47) Sobre o II PND, ver o trabalho de Carlos Lessa, *cit.*. Para avaliação do papel dos investimentos estatais, inclusive do setor elétrico, sobre o setor de bens de capital, ver Tadini, V. "O setor de bens de capital sob encomenda: análise do desenvolvimento recente - 1974/83", Dissertação de Mestrado, FEA/USP, Departamento de Economia, São Paulo, 1985.

c) A continuidade da expansão (1976/80)

Na segunda metade dos 70, mais que a abertura de novas frentes o que se observa é a continuidade das inúmeras grandes obras iniciadas na primeira metade da década. Mas a simples continuidade das obras iniciadas no período anterior já significava um febril ritmo de atividades, como demonstra o seguinte trecho extraído do Relatório Anual da Eletrobrás de 1977: "Em 1977, a Eletrobrás deu continuidade a todos os programas iniciados em 1976 e nos anos anteriores. No momento, estão sendo construídas ou ampliadas 28 grandes usinas, na maioria hidrelétricas, que representarão um acréscimo de capacidade instalada de cerca de 40.000 MW" (48). Esse acréscimo representava, para se ter uma comparação, o dobro da capacidade total existente no País ao final de 1976! Somente os dois mega-empreendimentos - Itaipu (12.600 MW) e Tucuruí (7.260 MW, sendo 3.960 MW na primeira etapa) equivaliam, juntos, à capacidade total existente no País.

Das obras iniciadas na segunda metade dos anos 70, merecem destaque as hidrelétricas de Emborcação (CEMIG, 1.191 MW) e de Itaparica (CHESF, 2.500 MW), iniciadas respectivamente em 1977 e 1979. A capacidade instalada de Itaparica, em sua primeira etapa, é de 1.500 MW. Alguns projetos de usinas termelétricas foram

(48) Eletrobrás, R.A. 1977, p. 7.

também iniciados no período, como a de Camaçari-Salvador (CHESF, 290 MW; 1976); a Presidente Médici (CEEE, 320 MW; 1979); a ampliação do complexo Jorge Lacerda, com a construção de Jorge Lacerda III (250 MW, ELETROSUL; concluída em 1980), que somada aos 232 MW das etapas I e II transformou-o no maior complexo termelétrico a carvão da América Latina (49).

E finalmente, em 1980, a CESP iniciou simultaneamente diversas obras: no rio Paranapanema, Rosana (320 MW) e Taquarucu (504 MW); no rio Tietê, a usina de Três Irmãos (1292 MW); e Porto Primavera (1800 MW), no rio Paraná. Iniciadas num momento em que já se explicitavam as dificuldades financeiras do setor, dada a contenção tarifária observada desde meados dos anos 70, bem como a instabilidade do financiamento externo perante mudanças em curso na política cambial e o elevado custo dos juros internacionais, além da já previsível "sobra" de energia elétrica face aos grandes projetos em implantação, as obras iniciadas foram bastante criticadas, esbarraram em grandes dificuldades financeiras nos anos seguintes, e foram objeto de sucessivos adiamentos em sua

(49) Centro de memória ..., *cit.*, p. 237 segs.

execução (50). E "encerravam", por assim dizer, o período em que se haviam concentrado esforços substanciais para aumento da capacidade produtiva, muito além do que se podia prever mesmo com hipóteses otimistas acerca da continuidade de crescimento da demanda às mesmas taxas do período do "milagre" (51).

d) A retração de Empreendimentos (1981/85)

Em contraste com o ocorrido na primeira metade da década anterior - pródiga em novos e grandes empreendimentos - na primeira metade dos anos 80 se verifica uma interrupção no início de grandes empreendimentos, e a explicitação da crise financeira setorial. O setor elétrico viu-se atormentado por crescentes dificuldades financeiras, decorrentes não só da deterioração tarifária em curso desde meados dos 70 e não revertida pela tentativa de recuperação de 1980/81, como também por mudanças nas condi-

(50) A previsão inicial de funcionamento da usina de Rosana (a de menor capacidade) era 1985, mas só ocorreu em 1987; Taquarungu teve seu início de operação reprogramado de 1985 para 1989 mas em 1990 ainda não operava, tal como Três Irmãos e Porto Primavera que foram também reprogramadas. Em 1988, com apenas 30% das obras civis de Porto Primavera realizadas, a CESP "convidou a Construtora Camargo Corrêa, ou outra empresa por ela indicada, a participar da conclusão", devido à lentidão da obra "por falta de recursos" (Cf. "O Estado de São Paulo", 03/06/88, p. 23).

(51) "A projeção de crescimento do mercado de energia elétrica realizada pelo II FND estimava em 13% ao ano o crescimento do consumo no período 75/79. É importante lembrar que o consumo de energia elétrica no período 1967/74 havia crescido à taxa de 10% a.a. e atingiu 13% no biênio 72/73". Tadini, V., cit., p. 86.

ções de endividamento externo desde fins dos 70, agravadas a partir de 1982 (52). Além disso, observou-se grande excedente de energia elétrica face às necessidades do mercado - em decorrência não só do próprio crescimento da capacidade produtiva mas também da retração da demanda (53), especialmente na indústria, devido à recessão iniciada em 1981, levando à adoção das "tarifas especiais" (54), como forma de ampliar o mercado e obter receitas adicionais.

(52) A saber, a forte subida das taxas de juros internacionais ocorrida desde 1978, que implicou custos financeiros crescentes, as exigências dos credores externos quanto ao ajustamento para concessão do "dinheiro novo", e a dramática situação do mercado financeiro internacional após a "quebra" do México em setembro de 1982.

(53) A taxa de crescimento anual do consumo de energia elétrica, que ao longo dos anos 70 sempre ficara em patamar igual ou superior aos 10%, "desabou" de 10,5% em 1980 para apenas 3,3% em 1981.

(54) A modalidade mais conhecida foi a EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado, de maior importância em termos do mercado atendido (consumidores industriais do grupo de alta tensão); outras modalidades foram a ESBT - Energia Elétrica Excedente para Substituição de Derivados de Petróleo, voltada aos consumidores de baixa tensão, a EPEX - Energia Elétrica Excedente para a Produção de Bens Exportáveis, etc. A EGTD - surgida em 1981, foi justificada no preâmbulo da Portaria DNAEE nº 1325 como decorrente da "possibilidade de ... períodos de condições hidrológicas favoráveis", podendo a energia elétrica adicional" proporcionar a substituição de derivados de petróleo". Ao fazer uma avaliação da medida, documento de uma concessionária estatal estadual (CPFL - "Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD: Caracterização e sugestões para comercialização", CPFL/EP, Campinas, maio/83, mimeo) afirmava que "na realidade, o que se observa é um esforço na tentativa de substituir derivados de petróleo aproveitando-se de uma energia disponível no parque gerador em decorrência da retração acentuada do consumo verificada a partir de 1981". Posteriormente, em Portarias que estabeleceram outras modalidades de tarifas especiais, o DNAEE veio a reconhecer a "evolução da taxa de crescimento do mercado abaixo das previsões" (Cf. Portarias DNAEE nº 1547/82 e 1548/82).

Dos poucos empreendimentos iniciados entre 1981/85, pode-se mencionar as usinas de Balbina (250 MW hidroelétrica e 50 MW térmica a lenha) e de Samuel (217 MW, hidroelétrica), da ELETRONORTE; Pedra do Cavalo (CHESF, 600 MW, sendo 300 MW na primeira etapa, cuja operação inicialmente prevista para 1989 foi programada para 1992); a térmica de Jorge Lacerda IV (350 MW, ELETROSUL), iniciada em 1985 e com previsão de funcionamento adiada e reprogramada para 1993. Face às notórias dificuldades de financiamento, e às condições do mercado consumidor dados os projetos em execução, são freqüentes, nos relatórios da Eletrobrás desse período, citações acerca de empreendimentos que permanecem "em fase de estudos", ou "em projeto", cujo início de execução era sucessivamente adiado. Pode-se assim caracterizar a fase inicial dos anos 80 como de verdadeiro "marasmo", no que toca ao início de empreendimentos de maior significado.

Em abril de 1984 e setembro de 1985 verificou-se a ocorrência de dois black-outs, apesar da sobra de energia existente no sistema elétrico - tanto que, como mencionado, haviam sido criadas "tarifas especiais" para ampliar o mercado consumidor. As dificuldades financeiras dos concessionários e o declínio dos investimentos setoriais na primeira metade dos anos 80 foram responsabilizados, chegando-se mesmo a aventar a hipótese de as interrupções terem sido provocadas para forçar o governo federal a, reconhecendo a gravidade da situação, tomar medidas de apoio ao setor - hipótese descartada pelo então presidente das empresas estatais paulistas de energia elétrica, José Goldemberg:

"O presidente da CESP afastou a possibilidade de que o black-out tenha ocorrido de maneira premeditada, em protesto aos cortes de verbas para a Eletrobrás, ou para pressionar aumento de tarifas: 'Só se houver uma pessoa extremamente competente, com gênio para o mal'. Ele admitiu, porém, que 'é possível que certas pessoas utilizem o black-out para conseguir mais verbas ou construções'" (55).

Em outubro de 1985, na inauguração da terceira turbina de Itaipu Binacional, com a frase "Passaremos no mínimo mais um ano vivendo perigosamente", Goldemberg sintetizava, segundo o jornal "O Estado de São Paulo", "... o dilema do setor energético brasileiro que, endividado, perdendo confiabilidade, convivendo com o fantasma do black-out está desesperadamente à procura de recursos para poder escapar da crise" (56). Também presente à solenidade, o engenheiro Mário Behring, presidente da Eletrobrás (reconduzido com o advento da "Nova República", em março de 1985, ao posto que já ocupara até ser substituído em 1975 por Antonio

(55) Jornal "O Estado de São Paulo", 19/09/85, p. 14/15.

(56) Jornal "O Estado de São Paulo", 10/10/85; "Goldemberg prevê mais um ano de crise".

Carlos Magalhães), esclarecendo o paradoxal black-out em meio à sobra de energia, - afirmava que

"há dez anos não se faziam os investimentos necessários em transmissão e subtransmissão de energia, concentrando-se todo o esforço, e através de critérios desastrosos, em geração. Todos sabemos que os pacotes tecnológicos comprados no Exterior vem acompanhados de financiamentos em dólar. Atrás de dólares, e não propriamente de energia, foram comprados pacotes atrás de pacotes para geração. Isto comprometeu séria e drasticamente a rentabilidade do setor energético (...). Precisamos iniciar novas obras, para termos mais energia na década de 80. Primeiro, contudo, temos que implantar as obras determinadas pelos pacotes, que não são as que tem a melhor relação custo-benefício. Se pudéssemos escolher, construiríamos agora Segredo, no Paraná; Nova Ponte, em Minas; e Xingó, no Nordeste. Como temos que tocar primeiro os pacotes, estamos na obrigação de atacar Itaparica, concluir Tucuruí, fazer Balbina, Porto Velho, Jorge Lacerda IV, a térmica de Jacuí. Os projetos que custariam menos e nos dariam mais energia só poderão ser começados talvez em 87" (57).

(57) Jornal "O Estado de São Paulo", 10/10/85, cit.

Em dezembro de 1985, o engenheiro Paulo Richer, desde março secretário-geral do Ministério de Minas e Energia, por ocasião do encerramento de um seminário realizado em Campinas (SP), sobre "Alternativas para uma política energética", tecia os seguintes comentários acerca dos procedimentos levados a cabo pelo setor elétrico:

"Vou começar pela observação que fiz nesses 9 meses que estamos no Ministério. O programa de obras relacionadas com o Setor energético, particularmente energia elétrica, centrais nucleares e térmicas a carvão, merece observações muito procedentes. Em vista da escassez de recursos, já evidentes desde 1981, não são justificáveis vários empreendimentos concomitantes, sem respeito à prioridade, para compatibilização com os recursos disponíveis. Foram iniciadas várias usinas ao mesmo tempo, sendo colocada em segundo plano a construção de linhas de transmissão. Há possibilidade de haver ocorrido influência da ação de fornecedores de equipamentos e empreiteiras na indicação das obras a realizar".

"Não tenho qualquer razão contra a presença das empreiteiras no debate das premissas dos planos setoriais e plurianuais, no entanto, não considero saudável a influência das em-

preiteiras e fornecedores na fixação de tais programas. Note-se que a função de planejamento é responsabilidade do governo. Não se pode administrar os interesses públicos se forem iniciadas obras para compensar empreiteiros que perderam ou não entraram em outras concorrências. Os preços finais de obras civis e equipamentos do setor elétrico brasileiro estão elevados; esses em decorrência de contratos globais ("pacotes"), geradores de distorções e aumentos de preço; aqueles em funções de práticas que não são as mais eficientes. Repito que preços praticados devem resultar de concorrências públicas, nada de aditivos ou extensões de contratos. É fácil aumentar os preços finais, quando a obra começa por uma concorrência restrita ao canteiro da obra ou ao desvio do rio, mais tarde estendida à obra total, algumas vezes com valor superior a 10 ou 20 vezes o valor lícitado. Executar obras de grande dimensão sem projetos executivos, sem memorial e especificações bem definidas, é deixar o custo na dependência de taxas de administração, sempre estimuladoras de acréscimos de custos. Há vários erros, no presente, de falta de concomitância de etapas das obras: por exemplo usinas construídas e linhas de transmissão a construir. Há equipamentos comprados ou contratados e referentes a usinas cujas obras civis ainda não começaram. Há caso de usinas termelétricas com equipamentos comprados, porém sem que a mina de carvão esteja em condição de operar. Portanto, o planejamento tem de ser aperfeiçoado, limitando-se ou eliminando-se a influência de terceiros na definição dos projetos e suas respectivas prioridades".

"Nada tenho contra o lucro legítimo das empreiteiras, mesmo porque passei dez anos de minha vida como profissional trabalhando em uma delas" (58).

e) A tentativa de recuperação setorial pós-1985

Em 1º de novembro de 1985, os ministros da Fazenda, do Planejamento, e das Minas e Energia, encaminharam ao Presidente da República a Exposição de Motivos nº 108/85, que apresentava proposta de recuperação do setor elétrico - aprovada no dia 22

-
- (58) Cf. "Anais do Seminário Alternativas para uma política energética, CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz, s/d, p. 502. O Engenheiro Paulo Richer foi o primeiro presidente da Eletrobrás, desde sua criação até março de 1964. A título de curiosidade, a concorrência efetivada em março de 1988 pela empresa estatal paranaense COPEL, para realização de uma das etapas da usina de Segredo, acabou se tornando alvo de disputa judicial, face à decisão da COPEL de revogar a concorrência realizada, pois a empreiteira vencedora, C.R. Almeida, embora tivesse apresentado o menor preço, equivalente à época a US\$ 263 milhões, ultrapassou em muito os US\$ 170 milhões estimados pela COPEL como custo para essa etapa. A empreiteira recorreu à Justiça Federal argumentando que não cabia revogação da concorrência, pois esta não previa a fixação de valor-teto, sendo sua argumentação acolhida pelo juiz, que determinou o direito da C.R. Almeida ao julgamento de sua proposta pela COPEL. O presidente da COPEL, Francisco Gomide, após "denunciar a cartelização do setor", visto que os valores apresentados pelos demais concorrentes (Mendes Junior, Andrade Gutierrez, e Concap) situavam-se muito próximos aos da C.R. Almeida, desabafou: "Se começarmos a discutir na Justiça, será mais fácil, antes de fazer a concorrência, perguntar aos empreiteiros quanto eles querem que a gente pague" (Cf. Jornal "O Estado de São Paulo", 11/06/88, p. 30: "Empreiteira ganha ação contra COPEL para manter concorrência").

desse mesmo mês - a partir daí conhecida como PRS (Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica). Nela, os ministros destacavam o objetivo de "adequar os respectivos planos de expansão (das concessionárias) às prioridades do I PND da Nova República", e "promover a recuperação das finanças setoriais". Co-brindo o período 1985/89, o PRS estimava uma taxa média anual de crescimento do mercado de energia elétrica de 8,5%, "coerente com os objetivos sociais e econômicos expressos no I PND" da Nova República. O PRS constituía reconhecimento explícito, pelo governo federal, das dificuldades do setor, e se iniciava discorrendo sobre "A necessidade de um plano de recuperação setorial" (59).

Em dezembro de 1985 (mês seguinte à aprovação do PRS), o secretário-geral do Ministério de Minas e Energia recomendava:

"Quanto ao setor elétrico, deverão ser seguidas as linhas de ação fixadas no PRS. A fixação de tarifas remuneratórias é essencial. A tentativa de conter a inflação através do congelamento de tarifas (e de preços, nos casos de derivados de petróleo e etanol) mostrou-se altamente negativa. Não houve contenção da inflação, porém o setor elétrico perdeu a vitalidade e entrou em forte crise financeira".

(59) Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S/A - "Plano de Recuperação do Setor de Energia elétrica", novembro/85, pp. 3/6. Inclui a E.M. nº 108/85.

"O total respeito às prioridades técnicas das obras deve ser a diretriz dos dirigentes governamentais. A concomitância de obras, em suas várias etapas, deve ser seguida com todo cuidado. Nada de dar ênfase a obras civis, retardando linhas de transmissão e sistemas de distribuição. Não deverão ser iniciadas obras e depois criados, artificialmente, empreendimentos que consumirão energia do projeto inicial e de suas eventuais expansões. Essa posição não é franca, não é séria e confiável. A própria livre iniciativa, que geralmente quer que as autoridades e os executivos empresariais sejam abertos e francos, deve entender que os recursos são escassos e que a continuidade dos seus negócios privados, numa economia como a brasileira, vai depender da eficiência gerencial do governo. Projetos sem viabilidade econômica não passarão despercebidos. Num regime político aberto, as obras feitas sem decisão técnica serão paralisadas definitivamente. Além das tarifas e do planejamento sério, o setor elétrico vai ter de ser reestruturado, de forma a ter como poder concedente, órgãos públicos bem estruturados. Por outro lado, as concessionárias deverão ser mais eficientes. Deverão ser reduzidos os custos operacionais e eliminadas definitivamente as compras de equipamentos em "pacotes", que são contra o interesse nacional".

"Sem um poder concedente bem estruturado, com ampla competência técnica e autoridade para corrigir desvios gerenciais, o serviço pelo custo não funciona bem. Por outro lado, a falta de controle rígido, em relação ao custo das obras e fornecimentos, trouxe para o País uma situação muito inquietante.

Obras executadas sem concorrência e com prazos em aberto trouxeram um problema que o setor elétrico não conhecia com tanta intensidade. Não será fácil corrigir todos os desvios encontrados sem uma profunda mudança de mentalidade, estrutura organizacional e legislação própria" (60).

Se é verdade que o setor elétrico fora prejudicado, inclusive através da realização de projetos que não possuíam "a melhor relação custo-benefício", para obtenção de dólares para o País, registre-se também que, após encerrado o período de "dinheiro fácil" captado junto aos bancos privados internacionais, a busca crescente de recursos junto a instituições financeiras oficiais, entre as quais o Banco Mundial, acabou por "ajudar" o setor a obter mudanças. Essas mudanças foram desde a exigência de reajustes tarifários acima da inflação e com periodicidade trimestral, a partir de 1980 (em contraposição à política de contenção adotada por Mário H. Simonsen desde meados dos anos 70, apesar da aceleração inflacionária), até a própria pressão pela implementação do PRS em 1985:

"... tornou-se necessária alguma ação ou algum plano de ordem bem abrangente para recuperar a saúde do Setor, e nesta ação teve um papel destacado o Banco Mundial. O Banco Mundial, que sempre foi um instrumento importante de financiamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro; e como esse agente financia-

(60) Cf. "Anais do Seminário Alternativas para uma política energética", *cit.*, pág. 504.

dor ele exige condições de que o mutuário tenha também uma saúde econômica. O Banco Mundial agiu também pesadamente no sentido de que o setor fosse recuperado e disso nasceu o PRS, o Plano de Recuperação Setorial" (61).

Mas não obstante a aprovação, em fins de 1985, do PRS, tivesse constituído o reconhecimento oficial pelo governo da crise do setor elétrico o Plano foi afetado por recuos e sucessivas revisões, face às vicissitudes enfrentadas desde então pela economia brasileira, com as tentativas de estabilização econômica:

"Este primeiro PRS infelizmente não pôde ser levado a termo, sobretudo a partir do primeiro Plano Cruzado. (...) De tal sorte foi necessário elaborar um segundo PRS para que se pudesse então trazer um plano à realidade da economia nacional. Ele não pôde ser cumprido principalmente no que diz respeito aos programas tarifários. Na elaboração desse segundo PRS, foi preceituado de forma muito enfática por exigência do Banco Mundial, uma ne-

(61) Cf. "Palestra proferida durante os trabalhos da 77ª Reunião ordinária de Coordenação do CODI, realizada em Curitiba no dia 25/03/88", por Guy Villela Paschoal, Secretário-Geral do Ministério de Minas e Energia, mimeo, p. 3. Sobre o papel financiador desempenhado pelo Banco Mundial, registre-se que havia declinado bastante na fase áurea do sistema financeiro privado internacional. Entre 1967 e 1977, os recursos correspondentes a Empréstimos e Financiamentos Externos, provenientes de entidades oficiais (dentre as quais o Banco Mundial) caíram de 7,5% para 3,2% dos recursos do setor elétrico. Os provenientes de entidades privadas cresceram de 1,1% para 12,5% no período. Cf. "Fontes e usos de recursos-série retrospectiva 1967/77", Eletrobrás/DEPF, pp. 33/34.

cessidade de revisão institucional dentro do próprio setor (...) Esse segundo PRS, infelizmente, também não coube dentro da realidade econômica nacional. De forma que hoje já se torna necessária uma atualização. (...) ... esta no momento se estrutura junto ao Banco Mundial, para que possamos assim estabelecer uma metodologia para elaboração do terceiro PRS" (62).

Desde março de 1988 - quando os comentários acima foram feitos - até o final de 1990, o que se observou foram sucessivas frustrações na tentativa de implementação de uma recuperação setorial, prevista, como vimos, para ocorrer no período 1985/89, conforme o 1º PRS. As turbulências e tentativas frustradas de estabilização econômica levadas a cabo em 1989 ("Plano Verão") e 1990 ("Plano Collor") acabaram inclusive por impedir novamente a recuperação tarifária. Cálculos realizados indicavam que, em dezembro de 1990 para manter o nível de tarifas observado em março de 1990, época de implementação do Plano Collor, era necessário um reajuste da ordem de 31,8% (63)

(62) Cf. "Palestra proferida durante os trabalhos da 77ª Reunião Ordinária de Coordenação do CODI ...", *cit.*, p. 4/5. A REVI-SE- Revisão Institucional do Setor Elétrico, com debates envolvendo dezenas de técnicos e executivos das empresas, buscando reformular as bases de funcionamento do setor, estendeu-se pelos anos de 1987/88. A síntese dos trabalhos encontra-se em "Relatório. Executivo das propostas da REVI-SE (preliminar)", Abril/89.

(63) Ver revista Exame, 26/12/1990, "O governo quer ver os resultados", p. 22. O índice de reajuste foi calculado com base nos preços praticados até 12/12/90, pela MCM Consultores Associados, empresa do ex-ministro da Fazenda Mailson da Nóbrega.

Ou seja, repetindo-se uma situação já observada várias vezes no passado, a contenção de tarifas acabou sendo utilizada como "arma antiinflacionária", impondo seu ônus sobre as finanças das empresas estatais.

Não obstante, a conclusão de algumas grandes obras - das quais Itaipu é o caso mais notório -, e o estabelecimento de linhas de transmissão e subtransmissão de energia, aliada à queda das taxas de crescimento do consumo de energia elétrica, dado o fraco desempenho da economia brasileira, afastaram o risco de escassez de energia elétrica antes previsto para o início dos anos 90 (64).

(64) As previsões sobre racionamento são bastante controversas. Em 07 de outubro de 1989, matéria publicada no jornal "O Estado de São Paulo" ("Energia deve ser racionada em 91 no País") após mencionar paralisações ou atrasos em obras do setor, concluía: "Isso significa que o País sofrerá sérios problemas de abastecimento em 1991, o que a Eletrobrás espera contornar com racionamento". No mesmo mês, na "Folha de São Paulo", (16/10/89 - caderno de Economia - "Tarifa pode precipitar o racionamento", p. C-1), enquanto o presidente de Furnas previa "que em 1992 haverá racionamento, se o governo mantiver o propósito de reajustar as tarifas em 90% da inflação do mês anterior", o presidente da Eletrobrás dizia "que o setor precisa investir US\$ 3 bilhões por ano para evitar o racionamento em 1994". Em outra matéria da mesma página ("Falta de energia será quase inevitável em 1994") o presidente de Furnas traçava quadros hipotéticos que "podem levar ao racionamento em 1991, 1993 ou 1994".

Apêndice - Breves notas sobre as usinas nucleares.

As usinas nucleares poderiam constituir um "capítulo à parte" no histórico dos investimentos do setor. O uso da energia nuclear, para fins pacíficos, entre os quais a geração de energia elétrica, era uma preocupação antiga. Já constava, por exemplo, do Plano Trienal do governo Goulart, de 1962. Em 1967 o Relatório Anual da Eletrobrás mencionava a criação de um grupo de trabalho com o objetivo de "estabelecer um mecanismo de cooperação entre o setor de energia elétrica e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), aplicado ao planejamento de usinas nucleares de categoria industrial". O relatório desse grupo de trabalho foi aprovado pelo Presidente da República em outubro de 1967, definindo as áreas de atuação da Eletrobrás e da CNEN, e previa inclusive a assinatura, para 1968, de "um convênio que permitirá o início dos estudos de planejamento e anteprojeto da primeira central nuclear brasileira, com capacidade da ordem de 500 MW, a localizar-se na Região Centro-Sul", convênio efetivamente firmado em abril de 1968. Atribuía à CNEN, "entre outras, a responsabilidade pela escolha da linha de reatores que melhor atendam aos interesses nacionais"(?), bem como "decisões e providências referentes ao suprimento de combustíveis nucleares". À Eletrobrás caberia "a localização da central, dentro da Região Centro-Sul; a manifestação sobre os tipos de reatores que, nas linhas indicadas pela CNEN, melhor se adaptem às condições operativas do sistema elétrico a que se interligará a central; sua construção; e,

finalmente, sua operação" (65).

Curiosamente, o Relatório da Eletrobrás de 1967, após mencionar o "vasto potencial hidráulico, grande parte do qual utilizável em condições extremamente favoráveis" existente no País, e afirmar que "para o conjunto do País, ainda não atingimos sequer 10% da utilização dos nossos potenciais e (...) somente a Região Centro-Sul alcançou 20%", previa não obstante, que para o decênio seguinte (os anos 70), "a Região Centro-Sul no entanto, terá necessidade (...) de contar com uma ponderável capacidade adicional às fontes existentes, estimada em cerca de 2000 MW, e possivelmente de origem nuclear; a primeira etapa desse programa consiste na montagem de uma central de 500 MW, prevista para operação inicial em 1975/76" (66). Em 1969, era mantida a expectativa de construção da primeira usina nuclear, com cerca de 500 MW, que "deverá funcionar a partir de 1976" (67).

Em 1970, certamente após prever o acréscimo de custo envolvido na construção da usina nuclear, comparativamente ao de uma usina hidrelétrica, e considerando que a opção nuclear atenderia a "outros interesses nacionais", a diretoria da Eletrobrás reivindicava aporte de recursos do Tesouro. No mesmo sentido, por atender interesses múltiplos, encontrava-se o reservatório de re-

(65) Eletrobrás, Relatório Anual 1967, p. 21.

(66) Idem, idem, p. 6.

(67) Idem, Relatório Anual 1969, p. 7.

gularização da vazão do rio São Francisco, da usina de Sobradinho. Em seu Relatório Anual, argumentava: "contrariando, embora, recente tendência de redução progressiva de verbas orçamentárias destinadas a projetos setoriais, quantia ponderável de recursos internos deverá ser reservada, no futuro orçamento da União, para sustentar obras como a usina nuclear de Angra e outras de regularização, de grande porte, a serem iniciadas no período 1971/74". "Essa contribuição orçamentária assume, aliás, caráter imperioso, - pois, de um lado, se trata da realização pioneira de implantar a primeira usina nuclear do Brasil, fator essencial para a formação de uma tecnologia nacional e que transcende o simples campo da energia elétrica, para projetar o País na era atômica; de outro lado, as obras ditas de regularização excedem também as estritas necessidades da produção de energia e passam a ter finalidades múltiplas, servindo a controle de cheias, irrigação, recreação, navegação interior. Devem ser patrocinadas, em parte, por verbas orçamentárias, sem sobrecarregar em demasia os investimentos do Setor de Energia Elétrica, nem onerar as tarifas das concessionárias das regiões beneficiadas" (68).

Os trabalhos preliminares de implantação da primeira usina nuclear de Angra dos Reis (Angra I), foram efetivamente

(68) Eletrobrás, Relatório Anual 1970, item "Recursos e Investimentos". Grifos nossos. Em meados dos anos 80, Furnas acabaria compensada pelo custo do investimento nas usinas nucleares excedente ao de uma usina hidrelétrica equivalente, com a assunção, pela União, de dívidas correspondentes da empresa.

iniciados em 1971, mas inúmeros problemas atrasaram permanentemente a conclusão do empreendimento. O início de operação - originalmente previsto para 1975/76, como mencionado anteriormente - só veio a ocorrer em 1985 (69). em 1975, não obstante os evidentes atrasos e dificuldades ocorridos na implantação de Angra I, foi projetada, à luz do Acordo de Cooperação Nuclear (70) firmado com a Alemanha nesse ano,

"a construção de quatro unidades nucleares, com a potência de 1300 MW cada, do tipo PWR. As duas primeiras unidades decorrentes do mencionado Acordo serão montadas em Angra dos Reis, no mesmo local onde se acha em construção a primeira unidade da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, devendo sua instalação ser realizada, também por Furnas, já a partir de 1976" (71).

E se em 1970, como vimos, a diretoria da Eletrobrás reclamava, no Relatório Anual daquele ano, a necessidade de aporte de recursos orçamentários para a construção de Angra I, por já considerar que a mesma "transcendia o simples campo da energia elétrica", a nova diretoria da Eletrobrás "curiosamente" afirma-

(69) E as inúmeras interrupções em seu funcionamento após o início de operação lhe valeram o apelido jocoso de "usina vagalume".

(70) Sobre o Acordo Brasil-Alemanha, ver: Giraffi, Carlos A. "Estado nuclear no Brasil", ed. Brasiliense, São Paulo, 1984. Para o autor 1975 é um marco na história nuclear do Brasil.

(71) Eletrobrás, Relatório Anual, 1975, p. 28.

va, em 1975, que "... o setor de eletricidade é um dos principais interessados no programa, já que irá adquirir, instalar e operar as centrais nucleares, para atender à futura expansão do mercado, e participará também com o fornecimento de energia, importante insumo no enriquecimento do urânio" (72).

Uma avaliação dos problemas enfrentados, que procura inclusive amenizar a atuação da Eletrobrás - até certo ponto "passiva" - nas decisões tomadas, pode ser encontrada na seguinte apreciação:

"A ação planejadora da Eletrobrás na década de 1970 enfrentou porém graves dificuldades, em decorrência da chamada crise energética, provocada com os choques do petróleo, e da drástica elevação do custo dos recursos financeiros. Simultaneamente, algumas decisões foram transferidas para órgãos e instâncias externas ao setor (...) Setores oficiais previram uma série crise de suprimento de energia elétrica por volta de 1990 na região Su-

(72) Ibid. A nova diretoria da Eletrobrás tinha como presidente Antonio Carlos Magalhães, e César Cals de Oliveira Filho como Diretor de Coordenação, substituindo respectivamente Mário Behring e Lucas Nogueira Garcez, ambos com longa tradição no setor elétrico. Das oito usinas nucleares previstas no Acordo apenas duas - Angra II e Angra III - tiveram iniciadas sua implantação, com diversos adiamentos e paralisações. O Relatório Anual 1987 da Eletrobrás previa para 1992 a entrada em operação de Angra II, não se fazendo qualquer previsão acerca de Angra III. Como é evidente, o atendimento da expansão do mercado não se baseou na energia gerada por usinas do programa nuclear, ao contrário do afirmado pela diretoria da Eletrobrás no Relatório Anual 1975.

deste em virtude do esgotamento dos recursos hidrelétricos locais, naquela ocasião subestimados, bem como da suposta inviabilidade da transmissão a longa distância para o aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia amazônica, e ainda da própria velocidade do crescimento do consumo de energia elétrica. (...) A extrapolação dessa tendência (de crescimento do consumo, JBSAF) por prazos mais longos, levou à previsão de enormes requisitos de potência instalada e à decisão de antecipar a energia nuclear como opção de geração termelétrica. Nessas circunstâncias, além da construção de Itaipu, Tucuruí, e diversas outras grandes centrais hidrelétricas, o governo planejou um grande programa de construção de reatores nucleares, consubstanciado no Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, assinado em 27 de junho de 1975. Esse acordo previu a instalação de oito centrais nucleares até 1990, com capacidade de 10.400 MW, envolvendo uma quantia estimada em torno de 10 bilhões de dólares. Na verdade, a execução do programa implicaria num custo superior a 30 bilhões de dólares. Embora o custo de construção de Itaipu também tenha ultrapassado significativamente o inicialmente previsto, seu investimento por quilowatt instalado é bastante inferior ao das usinas nucleares.

Cumprе destacar que o ambicioso programa nuclear brasileiro resultou, em parte, da adoção pelo governo de taxas de crescimento do mercado bastante elevadas, embora estudos de planejamento realizados pela Eletrobrás recomendassem a adoção de

projeções menores" (73).

Para concluir, recorde-se que Angra I, iniciada em 1972, só entrou em operação comercial em 1985 (a previsão inicial era 1975/76). Quanto a Angra II (iniciada em 1977 e ainda em construção) e Angra III (cujas obras consistiram apenas na movimentação de terras) - as 2 primeiras usinas do Acordo Nuclear Brasil - Alemanha -, em 1990 não se tinha previsão segura acerca da eventual data de operação. Como se vê, as centrais nucleares não foram necessárias para "atender à futura expansão do mercado", como se afirmou em 1975.

(73) Cf. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil - "Panorama do setor de energia elétrica no Brasil", Rio de Janeiro, 1988, pp. 212/213. Obra publicada com colaboração da Eletrobrás.

2.2.2. Os Dispêndios com Investimentos

Analisando os valores investidos pelos concessionários de energia elétrica entre 1967 e 1985, podemos identificar três períodos:

a) o primeiro período, que vai de 1967 até 1978, caracterizou-se pelo crescimento contínuo e a altas taxas, dos investimentos setoriais;

b) no segundo período, correspondente a 1979/1982, ocorreu a estabilização dos níveis de investimento, em patamar próximo ao observado no final do período anterior;

c) no terceiro período - os anos de 1983 a 1985 -, houve queda pronunciada nos níveis de investimento, face ao verificado no período imediatamente anterior.

Os valores e taxas de crescimento anual dos investimentos podem ser observados no Quadro XXV.

QUADRO XXV

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - INVESTIMENTOS 1967/85

Ano	Investimentos - US\$ milhões de 1985(*)			Variação Anual (%)	
	Concessionárias	Itaipu	Total	Concessionárias	Total
1967	922,3	---	922,3	---	---
1968	1.178,9	---	1.178,9	27,8%	27,8%
1969	1.200,3	---	1.200,3	1,8%	1,8%
1970	1.500,3	---	1.500,3	25,0%	25,0%
1971	1.646,1	---	1.646,1	9,7%	9,7%
1972	1.926,5	---	1.926,5	17,0%	17,0%
1973	2.196,3	---	2.196,3	14,0%	14,0%
1974	2.487,3	14,9	2.502,2	13,2%	13,9%
1975	2.966,3	196,0	3.162,3	19,3%	26,4%
1976	3.166,4	361,0	3.527,4	6,7%	11,5%
1977	3.406,8	535,4	3.942,2	7,6%	11,8%
1978	3.653,2	801,1	4.454,3	7,2%	13,0%
1979	3.723,2	713,5	4.436,7	1,9%	-0,4%
1980	3.282,5	856,4	4.138,9	-11,8%	-6,7%
1981	3.312,6	1.081,0	4.393,6	0,9%	6,2%
1982	3.657,8	1.008,1	4.665,9	10,4%	6,2%
1983	2.966,6	621,8	3.588,4	-18,9%	-23,1%
1984	2.608,4	597,5	3.205,9	-12,1%	-10,7%
1985	3.037,4	537,1	3.574,5	16,4%	11,5%

FONTE: Dados brutos, em cruzeiros correntes, extraídos de Eletrobrás "Setor de Energia Elétrica - Fontes e usos de recursos", retrospectivas 1967/77, 1973/82 e 1976/85, e informações diretas do DEEC - Departamento de Estudos Econômicos/Eletrobrás.

(*) Valores em cruzeiros correntes foram corrigidos para 1985 pelo IGP-III médio, e convertidos em dólares norte-americanos pela taxa de câmbio média anual/BACEN. (Cr\$ 6222,284/US\$ 1.00).

a) Crescimento (1967/78)

No período 1967/78, de intenso e contínuo crescimento dos investimentos setoriais, podemos delimitar dois subperíodos:

- 1967/75, em que a taxa média anual de crescimento dos investimentos foi de 16,7%; os dispêndios evoluem de pouco mais de US\$ 900 milhões em 1967 para mais de US\$ 3,1 bilhões em 1975. É neste subperíodo que as taxas de crescimento anuais dos investimentos setoriais apresentam as mais altas variações; com a exceção de 1969, - quando o crescimento foi de apenas 1,8% -, nos demais anos as taxas superam os 10% de crescimento, atingindo ou mesmo superando os 25% em três ocasiões (1968, 1970 e 1973). Há forte oscilação das taxas de crescimento, que são bastante elevadas.

Os investimentos estatais, especialmente do setor elétrico, tiveram papel decisivo na recuperação econômica observada no início desse subperíodo (74). Os anos de 1974/75, por sua

(74) "Nossa proposição é de que a reativação do crescimento teria sido induzida, desde 1967, pelos crescentes investimentos do setor produtivo estatal (...) Isto é, as inversões estatais, em determinados setores, funcionaram como mecanismo de reversão, reativando lentamente os níveis de produção do setor de bens de capital e da construção civil pesada. (...) Coube ao setor de energia elétrica ... o papel de liderar a retomada das inversões estatais". Cf. Coutinho, L.G. & Reichstul, H.P. "O setor produtivo estatal e o ciclo", in Carlos Estevam Martins (org.) "Estado e capitalismo no Brasil", ed. Hucitec-Cebrap, São Paulo, 1977, págs. 73/74.

vez, correspondem ao início do governo Geisel e da implementação do II PND. As obras de Itaipu estão se iniciando, mas em 1975 já mostram importância refletida nas taxas de crescimento do investimento total, comparativamente ao das concessionárias (26,4% com Itaipu, e 19,3% apenas para as concessionárias).

- 1976/78 corresponde ao subperíodo em que os investimentos setoriais mantêm taxas de crescimento elevadas (entre 6,7% e 7,6% apenas para as concessionárias; e entre 11,5% e 13,0% se incluída Itaipu), mas bastante abaixo das observadas no subperíodo anterior, e com menor divergência entre as taxas anuais. A taxa média de crescimento anual foi de 7,2% para as concessionárias, e 12,1% ao se incluir Itaipu. Os investimentos de Itaipu já representam mais de 10% do investimento do conjunto das concessionárias, em 1976, quando atingem US\$ 361 milhões; em 1978 essa proporção sobe a mais de 20% (US\$ 801 milhões investidos em Itaipu, face aos US\$ 3,7 bilhões investidos pelas concessionárias). A sustentação de taxas de crescimento do investimento significativas, no período 1976/78, levou ao aumento da participação setorial na Formação Bruta de Capital Fixo do País (passando de 9,0% em 1976 para 10,2% em 1978 - o maior nível atingido, como se vê no Quadro XXVI).

QUADRO XXVI

BRASIL - INVESTIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO, FORMAÇÃO BRUTA DE
CAPITAL FIXO (FBKF), E PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)

1970/85

(Em cruzeiros correntes *)

Ano	(a) Investimento Setorial **	(b) FBKF	(c) PIB	Participação (X)		
				a b	a c	b c
1970	3.725,2	36.598	194.315	10,2	1,9	18,8
1971	5.047,5	51.420	258.296	9,8	2,0	19,9
1972	6.691,4	70.467	346.581	9,5	1,9	20,3
1973	8.800,1	104.254	511.834	8,4	1,7	20,4
1974	12.974	162.778	745.136	8,0	1,7	21,8
1975	20.962	244.840	1.049.518	8,6	2,0	23,3
1976	33.026	366.303	1.633.963	9,0	2,0	22,4
1977	52.652	532.138	2.492.978	9,9	2,1	21,3
1978	82.516	805.384	3.617.246	10,2	2,3	22,3
1979	126.515	1.392.588	5.961.236	9,1	2,1	23,4
1980	236,3	2.835	12.402	8,3	1,9	22,9
1981	526,6	5.630	24.654	9,4	2,1	22,8
1982	1.093,0	10.895	51.025	10,0	2,1	21,4
1983	2.139,5	21.333	118.927	10,0	1,8	17,9
1984	6.128,9	64.764	393.647	9,5	1,6	16,5
1985	22.243,5	240.031	1.413.312	9,3	1,6	17,0

FONTE DOS DADOS: (a) Eletrobrás, "Setor de energia elétrica - Fontes e usos de recursos", retrospectivas 1967/77, 1972/82 e 1976/85, e consultas diretas ao Departamento de Estudos Econômicos; (b) e (c) Conjuntura Econômica, vol. 44, nº 6, junho/1990.

Obs.: (*) Valores 1970/79 em milhões de cruzeiros correntes, e 1980/85 em bilhões de cruzeiros correntes.

(**) Concessionárias mais Itaipu Binacional.

Esse crescimento dos investimentos, por sua vez, ocorreu apesar das tentativas de contenção adotadas pela política econômica no período 1976/78 (75).

b) Estabilização (1979/82)

Ao contrário do período anterior, quando os investimentos setoriais passaram de US\$ 900 milhões em 1967 para quase US\$ 4,5 bilhões em 1978, multiplicando-se por 5, o período 1979/82 é marcado, a nível dos dispêndios, por relativa "estagnação", ou estabilização, com um investimento anual próximo dos US\$ 4,4 bilhões, com ligeiras oscilações em 1980 e 1982. Nesse período houve substanciais mudanças a nível da economia e política econômica: com a aceleração da inflação - a despeito do forte aperto promovido no início do governo Figueiredo, com medidas na área monetária-creditícia e de cortes de gasto público -, o ministro Simonsen deixou seu posto em agosto de 1979 sendo substituído pelo ministro Delfim Netto, que promoveu uma frustrada tentativa de retomada do crescimento, com recuperação das finanças públicas e tarifas das estatais. A continuidade da aceleração inflacionária em 1980, e especialmente as dificuldades do balanço de pagamentos

(75) Ver: COUTINHO, L.G. e BELLUZZO, L.G. de M. "Política econômica, inflexões e crise: 1974-1981", in "Desenvolvimento capitalista no Brasil - Ensaio sobre a crise", ed. Brasiliense, São Paulo, 1982, pp. 161/165.

(efeito do segundo choque do petróleo e da subida das taxas de juros internacionais, continuando a impôr revezes sobre as contas externas), motivaram pressões dos credores e dificuldades de financiamento externo que levaram à decisão, em fins de 1980, do ajustamento recessivo explicitado em 1981 (76). A recessão teve impacto negativo sobre o mercado de energia elétrica, adicionando mais um elemento de crise às dificuldades já decorrentes da perda de recursos próprios - provocada pela deterioração tarifária em curso desde a segunda metade dos anos 70 e não revertida pela política praticada em 1980/81 - e pelo agravamento das condições de endividamento externo. A sobra de energia elétrica acabou levando à busca de novos mercados - inclusive eletrotermia, substituindo derivados de petróleo - através de tarifas ditas subsidiadas.

No período 1979/82, cresceu a importância de Itaipu nos investimentos setoriais; após ligeiro declínio em 1979, sua participação eleva-se a mais de 25%, nos anos seguintes, relativamente ao investimento das concessionárias, chegando a representar 1/3 deste, em 1981, quando atingiu seu "pico".

c) Declínio (1983/85)

No período 1983/85 evidencia-se a desarticulação finan-

(76) Ibid, p. 165 e segs.

ceira do setor elétrico, com aumento da inadimplência de concessionárias nas suas obrigações de recolhimentos à área federal (RGR e RGG) ou pagamentos a outras concessionárias (energia de suprimento), bem como no tocante aos encargos financeiros e amortizações de dívidas, passando o Banco do Brasil a honrar os débitos com aval do Tesouro. As dificuldades levaram a cortes e reprogramações de obras, cancelamento ou adiamento de encomendas de equipamentos, etc., inclusive face à evidente sobra de energia elétrica então verificada. O investimento dos concessionários "despenca" dos US\$ 3,7 bilhões observados em 1982 para US\$ 3,0 bilhões em 1985, após um "mergulho" para US\$ 2,6 bilhões em 1984. A queda dos investimentos de Itaipu - que em 1985 estavam reduzidos à metade do que foram em 1982 - tornou ainda maior a queda do investimento setorial global (dos US\$ 4,7 bilhões de 1982 para US\$ 3,6 bilhões em 1985, recuo de 23%). Em 1985, o investimento das concessionárias equiparava-se ao observado em 1975; incluída Itaipu, os níveis de investimento de 1985 eram semelhantes aos verificados em 1976.

CAPÍTULO 3 - CENTRALIZAÇÃO E TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS E O ENDIVIDAMENTO DAS EMPRESAS ESTATAIS

3.1. Introdução

3.2. Do Fundo de Reversão à RGR - Reserva Global de Reversão: a centralização de recursos pela Eletrobrás

3.2.1. A concepção original da Reversão

3.2.2. A regulamentação dos serviços de energia elétrica e a criação do Fundo de Reversão

3.2.3. A transformação do Fundo de Reversão em RGR - Reser- va Global de Reversão, e a centralização de recursos pela Eletrobrás

3.2.4. Arrecadação e destino dos recursos da RGR (1972/85)

3.2.5. Alteração na cobrança da RGR e a inadimplência esta- dual

3.3. Da Transferência de Receita à Drenagem de Remuneração: a "Equalização Tarifária" e a RGG - Reserva Global de Garantia

3.3.1. Antecedentes e implantação da "equalização tarifária nacional"

3.3.2. Deterioração tarifária, crescimento do "Investimento Remunerável" e queda das taxas de remuneração

3.3.3. A eliminação do limite à drenagem de remuneração: o Decreto-Lei nº 1849

3.3.4. As transferências de recursos da RGG (1975/85)

3.4. A Composição do endividamento das empresas estatais

3.1. Introdução

Antes de passar à análise dos recursos centralizados e transferidos dentro do setor elétrico brasileiro, através especificamente da Reserva Global de Reversão (RGR) e Reserva Global de Garantia (RGG), é oportuno proceder a uma breve rememoração sobre o relacionamento entre as empresas estatais federais e estaduais, e sua disputa por recursos financeiros.

Judith Tendler (1), mencionando o exemplo da busca de um financiamento junto à AID, pelo estado da Guanabara, para aquisição de turbinas a gás a serem utilizadas numa termelétrica, observou que, não obstante aquela agência financeira internacional tenha afinal optado por financiar a linha de transmissão de uma empresa federal, Furnas - por considerar como alternativa mais recomendável tecnicamente, suprir o estado com a energia hidrelétrica dessa empresa federal - o projeto da termelétrica estadual acabou por ser levado adiante e efetivar-se. Porém, a perda do apoio financeiro da AID, devido à preferência dessa agência pelo projeto federal, diz Tendler, deixou "furioso" o então governador da Guanabara, Carlos Lacerda.

(1) Tendler, J. - op. cit.

Devido a ocorrências como essa,

"power projects thus came to be considered by their promoters as mutually exclusive in terms of financial support from federal or state governments, even when there was no evidence that one project would actually cancel the possibilities of another. Proponents of a power project would often oppose any other proposed plant on the assumption that government support of the two projects was an impossibility". (...) "The result of this real or imagined exclusiveness of public financing of power projects was that state power companies often engaged in a somewhat novel form of competition. Each carried on a perpetual campaign for its project, a good part of which included debunking all other state companies' past and intended feats" (2).

A tradicional escassez de recursos de financiamento já opunha, desde então, os interesses das empresas estatais. Os diversos conflitos levaram a autora a concluir:

"In short, one finds no camaraderie among state power interests, based on the common cause of state capitalism or dislike of the foreign utility. (...) Because the state companies depended on a common, limited supply of financing, there was actually more basis for conflict of interest among them than between them and a foreign utility in distribution. (...) What is

(2) Ibid, pág. 143 e 145.

of more interest in the rivalry that existed even when companies were far apart. Geographical separation of hydro plants, in other words, minimized one kind of rivalry between state companies - that having to do with physical proximity - but left still another - that concerning with the struggle for financing" (3).

Convém recordar que, no período estudado por Tendler - até o início dos anos 60 - multiplicavam-se os empreendimentos estatais em geração, enquanto as empresas estrangeiras "retiravam-se" progressivamente para concentrar suas atividades na distribuição. Por não participarem diretamente dessa disputa por recursos financeiros, não se defrontavam, sob este aspecto, com os interesses estatais (4).

Essa rivalidade "congênita" entre empresas estatais federais e estaduais sobreviveu, e acabou por se manifestar posteriormente, no conflito decorrente da atribuição, à Eletrobrás, do papel de "banco setorial" - sendo ela mesma, simultaneamente, a "holding" das empresas federais -, e face à proposta de "especialização de funções", dentro do setor elétrico, segundo a qual caberia às empresas federais a geração, devendo as empresas estaduais restringir-se à distribuição da energia elétrica.

(3) Ibid, pág. 145 e 146.

(4) Porém, as pressões das empresas estrangeiras por aumento tarifários geraram conflitos de fortes repercussões políticas.

A centralização na Eletrobrás, desde 1972, dos recursos da RGR (Reserva Global de Reversão), que até então constituíam o Fundo de Reversão à disposição de cada empresa - somando-se a outros recursos setoriais por ela já controlados (como a parcela da União no IUEE, e o Empréstimo Compulsório) -, e, mais tarde, a busca de remuneração para os empreendimentos federais através da transferência de recursos das demais empresas "via" RGG (Reserva Global de Garantia), são desdobramentos que constituem pontos importantes nessa atmosfera de conflito. É com esse "pano de fundo" que deve ser entendida esta análise das transferências de recursos.

3.2. Do Fundo de Reversão à RGR - Reserva Global de Reversão: A Centralização de Recursos pela Eletrobrás.

3.2.1. A Concepção Original da Reversão

A reversão para o Estado da propriedade dos bens e instalações utilizados pela empresa concessionária para a prestação do serviço de energia elétrica, já estava prevista com papel de destaque, no Código de Águas (5). Em 1934, na "Exposição de motivos apresentada pelo Professor Alfredo Valladão justificando o anteprojeto que organizou para exame da subcomissão do Código de Águas" (6), o mesmo relembra "... o espírito socializador que já ... animava" um projeto anterior de Código de Águas que ele havia organizado "... em 1907, a convite do governo, e por este na mesma época remetido para a Câmara dos Deputados onde, aprovado com ligeiras modificações em segunda discussão, estacionou

(5) Código de Águas: Decreto nº 24.643, de 10/07/1934.

(6) Valladão, Alfredo. "Exposição de motivos" ao projeto do Código de Águas, publicada no Diário Oficial da União de 28/08/1933; reproduzida em BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, "Código de Águas", páginas 7/79, vol. I.

afinal" (7). A reversão para o Estado constituía a "socialização" pretendida.

Mais à frente, falando do anteprojeto que acabou por dar origem ao Código de Águas decretado em 1934 por Getúlio Vargas, dizia Valladão:

"Sem querer, como organizador do projeto, chegar imediatamente à completa socialização da indústria hidrelétrica, estabeleci o sistema da concessão como caminho para a socialização aconselhado por Nitti na sua obra - La conquista della forza, isto é, concessão pelo prazo máximo de 30 (trinta) anos, com reversão para o concedente (União, Estado ou município) sem indenização, e podendo em certos casos a União, Estado ou município explorá-la diretamente ou em cooperação com as empresas" (8).

Ao discorrer sobre a parte de seu anteprojeto referente à regulamentação, pelo Estado, da indústria hidrelétrica, Valladão novamente reiterava a idéia da "concessão como caminho para a socialização", objetivando a participação do Estado na indústria hidrelétrica. Em sua argumentação, citava as palavras proferidas

(7) Idem, p. 7. Sobre a evolução do setor elétrico até 1930 e as tentativas de regulamentação nesse período, ver Lima, J.L. "Estado e energia no Brasil - o setor elétrico no Brasil: das origens à criação da Eletrobrás (1890-1962)", IPE/USP, série Ensaios Econômicos, vol.36; São Paulo, 1984.

(8) Valladão, A. op. cit., p. 8.

em 1930, em Berlim, pelo embaixador norteamericano na Alemanha, na Segunda Conferência Mundial de Energia, acerca da crescente "... opinião, nos EUA, de que o Governo deve concorrer com a exploração privada". De acordo com o representante do governo norteamericano:

"... tão forte é este desejo, que já foi aventada a idéia de que todas as fontes hidráulicas de energia fossem propriedade do Estado e operadas por ele. Este clamor público aponta com entusiasmo os preços de certas usinas de propriedade municipal em regiões próximas, como prova da iniquidade dos preços das explorações privadas" (8).

Valladão citava ademais o exemplo de que "Na Áustria, na Alemanha e na Suíça, ao lado da exploração pelas empresas, há a exploração pelo próprio Estado e a cooperação deste com as empresas". Apoiando-se em trabalho do Professor Anhaia Mello, da Escola Politécnica de São Paulo, falava sobre a situação na Inglaterra, Canadá, e fornecia dados sobre a Alemanha que indicavam estar em mãos do governo, neste país, "80% da produção da eletricidade e 50% da distribuição". Com relação à Inglaterra, embora ressaltando "que o "Electricity Supply Act" de 1926 estabelece no país, por intermédio da "Central Electricity Board", um sistema que fica entre a completa socialização e a simples regulamentação da indústria privada de utilidade pública", Valladão destacava o sentido dessa socialização:

(9) Ibid., p. 20.

"Interessante ainda que na Inglaterra são justamente as cidades mais conservadoras que mais tem desenvolvido a municipalização dos serviços de utilidade pública (seja dito, porque os líderes conservadores que combatem sem tréqua o socialismo nacional são todos partidários da municipalização porquanto não a consideram como socialismo, mas como good business" (10) (grifos nossos).

Apoiando-se novamente no economista italiano Nitti, diz Valladão mais adiante:

"Recomendando a produção de energia elétrica pelo Estado, considerava Nitti que isto se podia obter, dentro de algum tempo, sem que o mesmo houvesse feito qualquer construção.

Para tal, bastava que se seguisse prática diversa da consagrada até ali sobre a concessão, e que consistia em aumentar os créditos do Estado e fazer concessões longas.

Limitassem-se esses créditos a uma pequena importância, só para atestar o ius imperii, e se abreviassem as concessões nunca a mais de 20, 25 ou 30 anos.

Terminado o prazo da concessão, passaria para o domínio do Estado a construção feita" (11).

Ou seja, haveria a reversão, por ter o Estado se tornado credor de valores apropriados pelos concessionários, correspondentes à amortização do capital por eles empregados no serviço.

(10) Ibid., p. 21.

(11) Ibid., p. 23.

Essa recomendação de Nitti foi adotada por Valladão, que afirmava:

"Estabeleci assim, no projeto, a concessão pelo prazo máximo de 30 (trinta) anos, com a amortização completa do capital nesse período, revertendo para o Estado, sem indenização alguma, todas as obras de captação, de regularização e de derivação, principais e acessórias, os canais adutores da água, o conduto forçado e canais de descarga e de fuga, bem como a maquinária para a produção de energia, transformadores e linhas de transmissão. Fica o êxito do processo na dependência da legislação fiscal, de que esta não pese sobre as empresas, sobrecarregando os custos de produção, de que o Estado obedeça àquele conselho de Nitti, não considerando no caso os seus interesses financeiros atuais, mas os interesses futuros da coletividade" (12). (grifos nossos).

Assim através da concessão ficaria aberto o caminho para a futura reversão, para o Estado, da propriedade dos bens e instalações do concessionário vinculados ao serviço de energia elétrica. Os investimentos feitos pelos concessionários seriam amortizados durante o período de duração da concessão.

(12) Ibid., p. 24.

O Código de Águas de 1934 estipulou então que "as concessões para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, para quaisquer fins, serão dadas pelo prazo normal de 30 anos", embora prevendo que, "excepcionalmente, se as obras e instalações pelo seu vulto, não comportarem amortização do capital no prazo previsto ..., com o fornecimento de energia por preço razoável ao consumidor, a juízo do Governo, ouvidos os órgãos técnicos e administrativos competentes, a concessão poderá ser outorgada por prazo superior, não excedendo porém, em hipótese alguma, de 50 anos" (13). "Findo o prazo das concessões reverterem para a União, para os Estados ou para os Municípios, conforme o domínio a que estiver sujeito o curso d'água, todas as obras de captação, de regularização e de derivação, principais e acessórias, bem como a maquinaria para a produção e transformação de energia e linhas de transmissão e distribuição", sendo que "nos

(13) Código de Águas, cit., art. 157 e parágrafo único. É interessante notar a preocupação com a ampliação do prazo de amortização, para não sobrecarregar o custo do serviço e, conseqüentemente, as tarifas ao consumidor. Note-se, a respeito, que hoje em dia os prazos de depreciação dos ativos são de 33 anos, 25 anos e 20 anos, para bens ligados à: geração de origem hidráulica; distribuição e instalações gerais; e usinas térmicas, respectivamente. O impacto sobre o custo do serviço e tarifa de suprimento, da depreciação de uma usina de grande porte em 33 anos é, sem dúvida, significativo. De resto, entretanto, a generalização desses prazos para qualquer tipo de bem leva a distorções como a depreciação de um idêntico veículo em 33 anos se ligado à usina geradora, ou em 25 anos se estiver na distribuidora; em qualquer caso, prazos excessivamente longos.

contratos serão estipuladas as condições de reversão, com ou sem indenização" (grifo nosso). Estipulava-se ainda que "no caso de reversão com indenização, será esta efetuada pelo custo histórico menos a depreciação, e com dedução da amortização já efetuada, quando houver" (14). De fato, com os concessionários realizando investimentos de maneira continuada para atender à expansão dos serviços, a qualquer momento existiria parte do capital aplicado ainda não amortizada.

A regulamentação do assunto, entretanto, só viria a ocorrer mais de 20 anos após a decretação do Código de Águas de 1934, com o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamentou efetivamente as condições para prestação dos serviços de energia elétrica no País (15).

(14) Código de Águas, arts. 165 e 166 e único. No artigo 167 previa-se ainda que "Em qualquer tempo ou em épocas que fi-
carem determinadas em contrato, poderá a União encampar a concessão, quando interesses públicos relevantes o exigirem, mediante indenização prévia", sendo esta "fixada sobre a ba-
se do capital que efetivamente se gastou (sic), menos a de-
preciação e com dedução da amortização, quando houver".

(15) Sobre as modificações institucionais entre 1930 e 1945, no setor elétrico, e nos governos Dutra e JJ Vargas, ver Lima, J.L., op. cit., caps. 2 e 3.

3.2.2. A Regulamentação dos Serviços de Energia Elétrica e a Criação do Fundo de Reversão

Com o Decreto nº 41.019/57 criou-se afinal o mecanismo que poderia permitir, quando e se aplicado, a reversão para o Estado da propriedade do concessionário em função do serviço, sem necessidade de significativo desembolso, ou mesmo sem qualquer desembolso, ao término da concessão (16). Esse mecanismo consubstanciava-se na Reserva de Reversão, e no Fundo de Reversão. Na verdade, já em 1950 a classificação de contas para empresas de energia elétrica (17) previa entre as contas de apuração do resultado a quota anual de reversão, como dedução da renda bruta de exploração. Em conta específica, seria registrada "a quota estabelecida em cada exercício, a fim de permitir a constituição de reserva para a reversão dos Bens e Instalações ao poder concedente". A "Reserva para Reversão" incluía-se em conta do passivo inexigível, referente ao capital e às reservas; nela seriam registradas as "quotas de reservas, previamente estimadas em função do valor escriturado da propriedade física das empresas e retira-

(16) A ressalva "se aplicado" refere-se a procedimentos adotados para aquisição, pelo Estado, em 1964 e 1978, respectivamente, das empresas concessionárias do grupo AMFDRP/BEPCO (Electric Bond & Share) e do grupo Light (ex-Brazilian Traction e depois da Brascan Ltd.) quando não se adotaram, segundo as críticas da época, os mecanismos aplicáveis para dedução do valor indenizável, procedendo-se a negociações para compra das ações.

(17) Estabelecida pelo Decreto nº 28.545, de 24/08/1950.

das da renda de operação". Por outro lado, os recursos constituídos tinham como contrapartida nas contas do Ativo (no Disponível Vinculado), o "Fundo de Reversão", onde eram registrados "os fundos destinados à reversão da propriedade e instalações da empresa, existentes em função dos serviços de utilidade pública, para os fins da indenização respectiva".

A finalidade da Reserva de Reversão criada era "... prover recursos para indenizar o concessionário pela reversão dos bens e instalações do serviço, ao fim da concessão", para o Estado (18). Esses recursos seriam obtidos ao se computar, no "custo do serviço" do concessionário - base para a fixação de suas tarifas -, uma quota anual correspondente a até 3% (três por cento) do valor dos bens sujeitos à reversão.

A porcentagem poderia variar de um concessionário para outro, em função do prazo da concessão, devendo ser fixada pela Divisão de Águas (então o órgão fiscalizador, ligado ao Departamento Nacional da Produção Mineral, do Ministério da Agricultura). Até que isso ocorresse, deveria vigorar, a partir de 1957, a taxa ou quota de 3% (três por cento) (19).

A taxa de reversão incidia sobre "todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente concorram, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação ou dis-

(18) Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, artigo 33.

(19) Idem, art. 170 e parágrafo.

tribuição de energia elétrica". A quota anual de reversão era deduzida da renda da exploração e os recursos arrecadados - pertencentes ao Estado - depositados em conta vinculada no Banco do Brasil ou BNDE.

O Fundo de Reversão assim constituído poderia ser movimentado para "sua finalidade..." (vale dizer, para a reversão)... "ou em obras e instalações destinadas à expansão dos serviços a cargo da empresa, ou na amortização de empréstimo tomado para o mesmo fim, sempre mediante prévia aprovação da Fiscalização" (20).

Desta maneira, criou-se com a Reserva e o Fundo de Reversão não só os recursos para o Estado proceder à futura reversão da propriedade - pois a ele pertenciam os valores arrecadados pelo concessionário a título de Reserva de Reversão -, mas também um fundo de financiamento para os investimentos do concessionário, ou para liquidação de empréstimos que este houvesse tomado anteriormente para financiar suas atividades. As condições para utilização do Fundo de Reversão eram vantajosas - juros de 6% ao ano sobre as importâncias utilizadas, que deviam também ser creditados à Reserva para Reversão e anualmente depositados no próprio Fundo; assim, os juros "pagos" podiam ser reutilizados como fonte de financiamento de investimentos.

(20) Idem, Parágrafo 1º do artigo 33.

O mecanismo de financiamento criado - que simultaneamente geraria recursos para a reversão da propriedade ao Estado -, segundo relato de um técnico do setor teria sido inspirado pelo próprio grupo concessionário Light. A fixação de tarifas com base no custo histórico, sem correção, num período em que a inflação não era desprezível, tornava insuficientes os recursos para investimentos dos concessionários. Assim, o aspecto mais importante era o fundo financeiro criado, ficando a finalidade da reversão da propriedade ao Estado como a "embalagem atraente" - para a opinião pública - de uma fonte de financiamento aos concessionários gerada pela via tarifária. Observe-se que o Fundo de Reversão surgiu após a rejeição do Projeto nº 1898, do GTENE (Grupo de Trabalho de Energia, do governo Kubitschek), que pretendia mudar o critério do "custo histórico" dos investimentos realizados e elevar de 10% para 12% a taxa de remuneração. É sintomático que documentos de análise da REVISE, sobre o "modelo econômico" do setor, ao mesmo tempo mencionam que o Fundo de Reversão "destinava-se a satisfazer a sua (do concessionário) indenização", e indicam também que "ao criá-lo o legislador visava apenas (sic) prover as empresas com recursos próprios (sic) para expansão dos seus serviços". Um ex-diretor da Divisão de Controle Econômico-Financeiro do DNAEE - e técnico de destaque no setor, questionado acerca das razões para não se extinguir a RGR, dado que o setor já está "estatizado" de fato, forneceu uma resposta significativa: "A Reserva de Reversão é uma conquista do setor, um adicional à remuneração legal de 10 a 12% ao ano. Deve ser mantida no nível de 3% a 4% ao ano, garantindo como sempre fez,

recursos adicionais. Para isso, deve-se buscar tarifas realistas". Tudo confirma que a reversão, afinal, não era o objetivo almejado, mas sim obter recursos financeiros adicionais. Nesse sentido, a seguinte afirmação de Mário Behring, ex-presidente da Eletrobrás, é definitiva: "Enquanto houve interesse em promover o crescimento equilibrado do setor a taxas elevadas, a remuneração real, a nível setorial, foi mantida artificialmente acima do máximo legal, pela criação de encargos adicionais, como a quota de reversão" (21).

O artigo 89 do Decreto 41.019/57 estipulava que "Findo o prazo da concessão reverte para a União ou para o Estado ... toda a propriedade do concessionário em função de seu serviço de eletricidade". O artigo 91 estabelecia que, no caso da reversão com indenização,

"...esta será prévia e no montante do investimento, na base do custo histórico reconhecido, deduzidos;

- a) as importâncias fornecidas pelo Poder Público, como contribuições ...
- b) os saldos das Reservas para Depreciação e Reversão e da Conta de Resultados a Compensar".

(21) "Setor de energia elétrica - alternativas ao modelo atual", in Revista do Serviço Público, número especial: O Setor de Energia Elétrica no Brasil, ano 43, vol. 114, FUNCEP, Brasília, DF, s/data.

A reversão sem indenização ocorreria caso o concessionário tivesse amortizado integralmente, na vigência da concessão, o montante do investimento reconhecido, incluindo-se para tanto, no custo do serviço (e na tarifa, conseqüentemente) a quota correspondente a essa finalidade (22).

Antes de encerrar-se o prazo da concessão, e no caso de "interesses públicos relevantes", poderia ocorrer a encampação, devendo a União nesse caso indenizar o concessionário pelos investimentos existentes, deduzindo-se, entre outros, o saldo registrado na Reserva de Reversão à época da encampação (23).

Esse financiamento "automático" para investimentos dos concessionários - pois afinal era disso que se tratava o Fundo de Reversão instituído - subsistiu até 1971. A partir de 1972, após 15 anos de vigência, a Reserva de Reversão e o correspondente Fundo foram transformados em Reserva Global de Reversão (RGR), administrada pela Eletrobrás.

(22) Decreto nº 41.019, artigo 92.

(23) Idem, artigo 93.

3.2.3. A Transformação do Fundo de Reversão em RGR - Reserva Global de Reversão, e a centralização dos recursos pela Eletrobrás

As alterações realizadas pela Lei nº 5.655, de 20/05/1971, e Decreto nº 69721, de 09/12/1971, quanto à Reserva e Fundo de Reversão que haviam sido instituídos pelo Decreto nº 41.019/57, retiraram dos concessionários a partir de 1972 a fonte de financiamento com que até então haviam contado. A partir daí, a quota anual de reversão passou a ser recolhida em parcelas mensais (duodécimos), à conta Reserva Global de Reversão - RGR, em favor da Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S/A, nova gestora dos recursos de propriedade da União (24).

Permanecia como finalidade declarada da "nova" reserva instituída, "prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica", bem como era mantida a quota anual de 3% (três por cento), incidente sobre os ativos considerados reversíveis (bens e instalações existentes em função do serviço, deduzido o valor correspondente e adiantamentos, contribuições e doações recebidos para realizar esses investimentos) (25).

(24) Lei nº 5.655, artigo 4º, parágrafo 2º.

(25) Lei nº 5.655, artigo 4º, parágrafo 1º.

Adicionalmente a essa finalidade, passava-se a permitir a utilização de "até 5% (cinco por cento) da Reserva Global de Reversão, ouvido o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica", para a "desapropriação de áreas destinadas a construção de reservatórios de regularização de cursos d'água" (26). Abria-se, assim, a possibilidade de utilizar os recursos para uma nova finalidade, que atendia especificamente interesses de obras destinadas à geração hidrelétrica - atividade principal das concessionárias subsidiárias da própria Eletrobrás (face à almejada "especialização de funções", que a elas atribuía a geração, restando às concessionárias estaduais a distribuição de energia como tarefa principal).

Embora o papel principal desempenhado até então pelos recursos do Fundo de Reversão - financiar investimentos - tenha sido preservado, a nova legislação determinou que "a Eletrobrás movimentará a conta de Reserva Global de Reversão para (...) empréstimos a concessionários de serviços públicos de energia elétrica, para expansão e melhoria de seus serviços" (27). Ademais, "as operações de empréstimo a concessionários de serviços públicos de energia elétrica, realizadas com recursos da Reserva Global de Reversão, estarão sujeitas às normas e procedimentos de análise e condições financeiras adotadas pela Eletrobrás" (28).

(26) Ibid., parágrafo 4º.

(27) Ibid., parágrafo 3º.

(28) Decreto nº 69.721/71, artigo 6º.

Com relação aos encargos sobre recursos utilizados até então pelas concessionárias estabeleceu-se (29) que "os recursos do Fundo de Reversão investidos pelos concessionários de serviços públicos de energia elétrica na expansão de seus sistemas até 31 de dezembro de 1971, vencerão juros de 10% (dez por cento)" anuais (em vez dos 6% - seis por cento - originariamente estabelecidos pelo Decreto nº 41.019/57). Esses juros, tal como as quotas da RGR, deviam ser recolhidos à ordem da Eletrobrás (antes, eram creditados à Reserva e Fundo de Reversão, podendo ser reutilizados também pelo concessionário).

A Eletrobrás, por sua vez, remuneraria à conta RGR com juros anuais equivalentes a 3% (três por cento) sobre os recursos utilizados para a concessão de empréstimos, ficando portanto com o diferencial de 7% (sete por cento) nos empréstimos realizados.

Por outro lado, certamente a título compensatório, a lei nº 5.655/71 abria a perspectiva de aumento da remuneração dos concessionários, ao ampliar o limite da remuneração legal, dos 10% (dez por cento) anuais - estipulados no Decreto nº 41.019/57 -, para "10% (dez por cento) a 12% (doze por cento), a critério do poder concedente" (30). Além disso, o Imposto sobre a Renda dos concessionários passava a ser cobrado, "a partir do exercício

(29) Lei nº 5.655/71, artigo 4º, parágrafo 6º.

(30) Idem, artigo 1º.

de 1972, ano-base 1971, com vigência até o exercício de 1975, inclusive ... pela aplicação da alíquota de 6% (seis por cento) sobre o lucro tributável" (31). Essa incidência de alíquota reduzida foi prorrogada inúmeras vezes, posteriormente.

O Decreto nº 69.721, de 9 dezembro de 1971, "abrandou" temporariamente as condições recém-fixadas pela Lei nº 5.655, de 20 de maio do mesmo ano, ao permitir que "mediante solicitação das concessionárias", o DNAEE pudesse promover a adaptação progressiva das tarifas autorizadas, ao percentual de 3% (três por cento) referente à quota da Reserva Global de Reversão, no prazo de até "dois exercícios, observado um percentual mínimo de um por cento" a cada exercício (32).

A taxa de remuneração real do investimento (ativos) no setor de energia elétrica, que fora de 9,2% em 1971, em 1972 atingiu 10,7%; em 1973, reduziu-se a 10% (dez por cento), voltando a subir a partir daí, e atingindo o seu "pico" em 1975, quando registrou 12,2%. Como se vê, a "perda" pelos concessionários do controle da RGR, em recursos financeiros equivalente a 3% (três por cento) dos ativos reversíveis, foi de início parcialmente

(31) Idem, artigo 3º.

(32) Decreto nº 69.721/71, artigo 1º, 2º, II. O inciso I estabelecia o prazo mais dilatado, de 5 ~~exercícios~~, sem fixação de percentual mínimo por exercício, para "as áreas pioneiras da Amazônia legal, e para a área servida pela Cia. Hidroelétrica da Boa Esperança, até a incorporação desta ao sistema da Cia. Hidroelétrica do São Francisco".

compensada pela elevação da taxa de remuneração do investimento. Ou seja, houve aumento dos recursos próprios do concessionário, compensatório ainda que em parte, da perda do Fundo de Reversão.

Sobre o assunto, assim se manifesta um recente documento de avaliação, coordenado por executivo de destaque do setor e que viveu de perto o processo: "A transferência, a partir de 1971, para a Eletrobrás, dos recursos do Fundo de Reversão, se bem que tenha afetado momentaneamente a disponibilidade de caixa das concessionárias não chegou, a rigor, a afetar o setor como um todo. Isso porque, se por um lado a opção feita privava as concessionárias de recursos para reinvestimento, por outro as aliviava (sic!) de grandes responsabilidades, uma vez que a Eletrobrás, através de suas subsidiárias, passou a responder por grande parte dos encargos de geração que antes eram seus. (Exemplo: ITAIPU)" (33).

Deve-se admitir, face ao aumento da taxa de remuneração do setor, que houve, uma parcial (e temporária) compensação financeira. No entanto, o argumento de que, para as concessionárias estatais estaduais, a privação de recursos do Fundo de Reversão (transformado na RGR) era compensado pelo "alívio" das responsabilidades de geração é, no mínimo, discutível. Essa "transferên-

(33) Cf. REVISE - Revisão Institucional do Setor Elétrico. Secretaria Executiva. Grupo de trabalho "Organização; Subgrupo de trabalho "E" - Modelo Econômico do Setor. Relatório final, janeiro/88. Coordenador/Relator: John Reginald Cotrim. Rio de Janeiro, 1988, mimeo.

cia da responsabilidade" pelos investimentos em geração não foi absoluta, nem imediata. Varias concessionárias estaduais continuaram a investir na geração e os investimentos em curso não foram, nem poderiam ser, imediatamente suspensos. A medida adotada no início dos anos 70 (extinção do Fundo de Reversão, sob controle dos concessionários, e sua substituição pela RGR, centralizada na Eletrobrás) requer, para sua exata compreensão, uma análise da evolução posterior dos fatos.

Ficava a partir daí ao arbítrio da Eletrobrás a decisão sobre quais concessionárias seriam beneficiárias de empréstimos concedidos com os recursos da Reserva Global de Reversão de que passava a ser gestora. O duplo papel da Eletrobrás - "holding" controladora das concessionárias federais, voltadas principalmente para a geração, e ao mesmo tempo "financiadora" do setor elétrico, ou "banco do setor" - iria mostrar-se incompatível com as necessidades das concessionárias estaduais (como veremos ao analisar os recolhimentos e destinação das aplicações da Reserva Global de Reversão). Estavam concentrados na Eletrobrás os recursos que vieram a financiar o grande programa federal de inves-

timentos em geração executado na década de 70, que incluiu Itaipu Binacional (34), Sobradinho (da CHESF), as usinas nucleares de Angra dos Reis (de Furnas), Tucuruí (da Eletrobrás), e outras. Com a medida, permitiu-se à Eletrobrás maior controle de recursos financeiros setoriais, possibilitando o avanço da participação federal na geração de eletricidade, meta perseguida no âmbito da sempre desejada "especialização de funções", que pretendia atribuir às concessionárias estatais estaduais o papel de simples distribuidoras. A Eletrobrás podia assim forçar o "recuo" das concessionárias estaduais para as atividades de distribuição de energia elétrica, de modo semelhante ao que já havia acontecido anteriormente, na "acomodação" entre as empresas privadas de capital estrangeiro e as estatais, de que fala Judith Tendler (35).

A afirmação de que os problemas financeiros, causados pela centralização dos recursos da RGR na Eletrobrás, foram "momentâneos", não se sustenta, ao se verificar a evolução posterior dos fatos. Apesar da queda das tarifas, ocorrida na segunda metade dos anos 70, foi dada continuidade à cobrança

(34) Note-se, a título de "curiosidade", que embora Itaipu Binacional tenha recebido recursos de empréstimos da Reserva Global de Reversão em volume significativo, o fato de ser um empreendimento "binacional" e estar sujeito a legislação própria o isenta de recolhimento de quotas da Reserva Global de Reversão. Sobre os recursos recebidos por Itaipu ver o item "d", adiante: "Arrecadação e destinação dos recursos da RGR - 1972/85".

(35) Judith Tendler, op. cit., capítulo 4 - "Geographical separation: State and Foreign enterprise".

da quota de RGR à mesma base de 3%, antes de apurada a taxa de remuneração dos concessionários. Isso acabou por significar redução da taxa de remuneração real, abaixo da legalmente estipulada, que fixava o piso mínimo de 10% (dez por cento) anuais. Nessa situação, o recolhimento das quotas de reversão à Eletrobrás era feito com prejuízo da remuneração das concessionárias, afetando especialmente as estatais estaduais que, como veremos, não recebiam esses recursos de volta sob a forma de financiamentos. Os dados sobre recolhimentos das quotas de RGR e aplicações desses recursos pela Eletrobrás no financiamento a concessionários mostram claramente o privilegiamento às concessionárias federais e Itaipu, empresas em que a Eletrobrás tinha interesse. Se se procura justificar este fato com o argumento de que cabia à área federal os investimentos em geração, não se pode esquecer que várias concessionárias estaduais (CESP, CEMIG, COPEL, CEEE) continuaram também a realizar investimentos em geração, em projetos reconhecidos dentro do programa de investimentos setorial, e portanto, também habilitados a receber financiamentos com tais recursos. Além disso, as demais concessionárias estaduais necessitavam de recursos para investir na não menos importante atividade de distribuição. A entrega de energia ao consumidor final - finalidade do serviço público de energia elétrica - depende obviamente da geração (produção), transporte (transmissão) e distribuição. A centralização dos recursos da RGR - captados junto a todos os concessionários - para concessão de financiamentos às empresas sob controle da Eletrobrás, trouxe dificuldades às concessionárias estaduais, ao levá-las a buscar outras fontes de re-

ursos, inclusive empréstimos no Exterior, para financiar seus investimentos, tornando-as inclusive mais vulneráveis que as federais às alterações cambiais e das condições do mercado financeiro internacional, a partir dos fins da década dos 70 (36). Assim, o desequilíbrio da equação econômico-financeira dos concessionários estatais estaduais teve um de seus determinantes na centralização de recursos na área federal através da RGR, em razão da política de concentração de financiamento às empresas federais praticada pela Eletrobrás (37).

O declínio da taxa de remuneração setorial nos anos 80 culminou então, a partir de 1983, com a redução ou mesmo a suspensão de recolhimentos da Reserva Global de Reversão pelas concessionárias estaduais, especialmente paulistas, por razão de "sobrevivência financeira" - impossibilidade de fazer face aos compromissos existentes e recolher as quotas de RGR fixadas. Em 1981 o Decreto-lei nº 1849 havia aumentado de 3% para 4% o per-

(36) O mesmo efeito tiveram as transferências de remuneração de concessionárias estaduais para federais, através da Reserva Global de Garantia (RGG). Ver o item correspondente.

(37) Os concessionários privados tiveram preservada a remuneração legalmente estipulada de 10% (dez por cento) sobre os investimentos remuneráveis. A insuficiência de remuneração acumulada por esses concessionários - representada pelo saldo da Conta de Resultados a Compensar - representava, no início de 1989, apenas 0,2% do seu Investimento Remunerável, contra 13,9% no caso dos concessionários federais e estaduais. Cf. "Planilha de cálculo do Custo do Serviço consolidado - Brasil 1989", MME/DNAEE, 23 de fevereiro de 1989.

centual aplicável para a cobrança das quotas de RGR. Além da situação de fato - incapacidade de atender aos compromissos dada a escassez de recursos - outro elemento pode ser apontado na decisão das empresas estaduais de "enfrentar" a área federal: os governadores eleitos diretamente, que tomaram posse em 1983, tinham a independência política com que seus antecessores não contavam para se contrapor às determinações a que se haviam curvado os governadores indicados até então.

Assim, o não-recolhimento da RGR, apontado como uma das causas da desarticulação financeira do setor elétrico, foi na verdade consequência das distorções acumuladas ao longo de vários anos. As decisões do governo federal, que penalizavam o setor - contenção tarifária, apropriação pelo Tesouro Nacional da cota-parte da União no IUEE antes dirigida à Eletrobrás, etc. - tiveram como contrapartida medidas do Poder Concedente e da Eletrobrás, visando transferir às concessionárias estaduais parte do ônus das concessionárias federais. Se de fato existisse uma independência do Poder Concedente em relação aos interesses de empresas concessionárias federais, possivelmente tais medidas não teriam sido adotadas.

3.2.4. Arrecadação e Destino dos Recursos da RGR - 1972/82

Ao analisar o fluxo de recursos da RGR consideramos do lado dos ingressos, apenas os recolhimentos efetuados pelas empresas concessionárias à conta RGR, relativos às "quotas de reversão" - que, como vimos anteriormente, encontram provisão no Custo de Serviço e assim representam recursos novos para o setor elétrico (38). De outro lado, ao tratar das aplicações de recursos da RGR, nossa análise está centrada nos financiamentos concedidos pela Eletrobrás às empresas concessionárias (existem ainda as "indenizações legais de encampação" e aplicações não-setoriais, inclusive variações de caixa). Podemos assim, aquilatar o verdadeiro papel da Eletrobrás enquanto "banco setorial" ou "intermediário financeiro" na aplicação dos recursos das RGR.

Analisando os recolhimentos de "quotas de reversão" pelas empresas concessionárias, e financiamentos a elas concedidos pela Eletrobrás com recursos da RGR - fica absolutamente evidente

(38) As quotas de RGR, incluídas no Custo do Serviço e portanto no cálculo tarifário, representam um "encargo do consumidor" de energia elétrica. Já outros recolhimentos à conta RGR, referentes a amortizações e juros de financiamentos obtidos anteriormente (a partir de recursos da RGR ou do extinto de Reversão) não são computados no Custo do Serviço, e oneram as empresas, não constituindo novos recursos para o setor. Portanto, ao restringir a análise apenas aos recursos novos - as "quotas de reversão" - podemos avaliar de fato as contribuições das empresas, sem considerar os retornos à RGR de empréstimos às empresas anteriormente favorecidas.

que a Eletrobrás privilegiou, de modo crescente, as "suas" empresas concessionárias ao lhes conceder o "grosso" dos financiamentos. Mais especificamente, foram beneficiadas as grandes geradoras encarregadas do ambicioso programa de investimentos levado a cabo nos anos 70, bem como a binacional Itaipu (cujo controle acionário a Eletrobrás compartilha com a paraguaia ANDE - Administración Nacional de Eletricidad).

Entre 1972 e 1978, os recolhimentos de quotas de reversão das empresas federais representaram entre 25 e 33% do recolhimento total. De 1979 a 1982 essa participação aumentou, oscilando entre 39 e 45% (39). Já quanto aos financiamentos obtidos, a participação das empresas federais, mais Itaipu, oscilou entre 63 e 88% no período 1972 a 1978, superou os 90% a partir de 1979, até atingir 99,6% em 1982!

Como se observa nos quadros das páginas seguintes, no período 1972/82 os recolhimentos totais de quotas de RGR atingiram o equivalente a US\$ 4.168,6 milhões e as empresas federais responderam por US\$ 1.491,9 milhões, ou 35,8%. As aplicações em

(39) Devido à incorporação da Light à área federal (até 1978 era empresa privada; a partir de 1981 foi desmembrada, ficando em São Paulo sob controle do governo paulista, sob denominação de Eletropaulo), bem como pelo aumento dos recolhimentos das 4 geradoras, consequência das fortes imobilizações ocorridas.

financiamentos às concessionárias, no montante de US\$ 4.652,2 milhões, destinaram às empresas federais o equivalente a US\$ 4.190,3 milhões, ou 90,1% (inclusive Itaipu Binacional, que não recolhe RGR, mas recebeu o equivalente a US\$ 1.378,3 milhões em financiamentos). As empresas federais receberam portanto recursos líquidos, através da RGR, equivalentes a US\$ 2.698,4 milhões.

Quanto às empresas estaduais, que recolheram 53,4% das quotas de reversão no período 1972/82 (ou US\$ 2.226,4 milhões), receberam apenas 9,9% dos financiamentos concedidos (ou US\$ 461,9 milhões); portanto, houve uma transferência (perda) líquida de recursos na RGR equivalente a US\$ 1.764,5 milhões.

O grupo das empresas privadas e demais - que até 1978 incluía a Light - recolheu o equivalente a US\$ 450,3 milhões, no período 1972/82 sem contrapartida de financiamentos.

É absolutamente clara a desproporção entre recolhimentos e financiamentos concedidos com recursos da RGR, pela Eletrobrás, por grupo de empresas. Itaipu Binacional recebeu mais de 50% das aplicações em financiamentos, entre 1978 e 1980, embora, por se tratar de empreendimento binacional, sujeito a legislação especial, sequer participe da arrecadação da RGR. Fica patente assim que a transformação, em fins de 1971, do Fundo de Reversão em Reserva Global de Reversão - RGR, e a centralização desses recursos a partir de 1972 pela Eletrobrás: serviu como "alavanca" para financiar o crescimento dos investimentos das empresas gera-

doras federais, na busca da "especialização de funções" almejada pela área federal (que reservava às empresas estaduais e demais empresas, o papel de simples distribuidoras de energia elétrica). O papel da Eletrobrás enquanto genuíno "banco senhorial" é portanto facilmente refutável, pois sua atuação restringiu-se basicamente à concessão de recursos às "suas" empresas - embora, em tese, tais recursos deveriam estar disponíveis para financiar as empresas concessionárias em geral (40).

Convém lembrar, outrossim, que desde a criação da RGR até hoje, não existe nenhuma instância, ou órgão deliberativo, sobre as aplicações desses recursos centralizados pela Eletrobrás, que conte com a participação de representantes de empresas concessionárias estaduais. A Eletrobrás teve (e tem) plena liberdade para determinar quais empreendimentos e empresas financiar e, dada a crescente necessidade de recursos financeiros das empresas geradoras federais e de Itaipu, foram a elas direcionados os recursos transferidos das outras empresas concessionárias. A necessidade de recursos das empresas concessionárias estaduais, cujo acesso à Eletrobrás estava dificultado, acabou levando-as a buscar outras fontes, refletindo-se na composição de seu endividamento (de que trataremos no item 3.4).

(40) Em diálogo com alto executivo da área financeira da Eletrobrás, este declarou que qualquer concessionária estadual tinha o direito de solicitar recursos de financiamento da RGR. Mas que não os obteria, por estarem "comprometidos" para financiar as empresas da Eletrobrás.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO
VALORES RECOLHIDOS, POR GRUPO DE CONCESSIONÁRIOS, 1972/82

Valores em US\$ milhões (*)

CONCESSIONÁRIAS POR GRUPO	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	72/82	
												US\$	%
1. FEDERAIS	32,4	53,4	66,5	71,1	80,8	113,1	111,7	152,9	166,7	356,7	286,7	1.491,9	35,8%
(a)													
(4 geradoras)	(23,3)	(40,9)	(52,9)	(63,9)	(70,7)	(102,6)	(103,5)	(87,9)	(81,2)	(290,5)	(245,0)	(1.160,4)	(27,8%)
2. ESTADUAIS	25,5	70,0	90,1	118,2	157,1	172,6	226,8	203,4	198,1	545,5	419,1	2.226,4	53,4%
(b)													
(Paulistas)	(12,5)	(31,2)	(40,5)	(58,9)	(80,0)	(85,7)	(110,3)	(100,7)	(123,6)	(304,9)	(232,0)	(1.180,3)	(28,3%)
3. OUTRAS (c)	47,0	44,5	47,3	55,5	80,2	76,1	78,7	4,7	3,6	7,1	5,7	450,3	10,8%
(Light)	(32,7)	(38,0)	(43,2)	(51,6)	(75,2)	(70,8)	(73,0)	-	-	-	-	(384,5)	(9,2%)
4. TOTAL (1+2+3)	104,9	167,8	203,9	244,8	318,0	361,8	417,3	360,9	368,3	909,3	711,5	4.168,6	100,0%

FONTE DOS DADOS: Informações fornecidas pela Eletrobras a Câmara dos Deputados.
A classificação dos concessionários e consolidação dos dados
foi feita pelo autor.

(*) Valores em cruzeiros correntes convertidos a taxa média anual de câmbio.

(a) Eletronorte, CHESF, FURNAS e ELETROSUL

(b) CESP, CPFL (a partir de 1975) e ELETROPAULO (a partir de 1981)

(c) Inclui grupo Light até 1978; a partir de 1979 a Light pertence à esfera federal; em 1981 a Light-SP passa para o governo do Estado de São Paulo, passando a denominar-se Eletropaulo.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE RESSAO (RGR)

PARTICIPACAO RELATIVA (%) NOS RECOLHIMENTOS; POR GRUPO DE CONCESSIONARIOS

CONCESSIONARIAS POR GRUPO	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1972/82
1. FEDERAIS	30,9%	31,8%	32,6%	29,0%	25,4%	31,3%	26,8%	42,4%	45,2%	39,2%	40,3%	30,8%
(4 geradoras)	(22,2%)	(24,4%)	(26,0%)	(26,1%)	(22,2%)	(28,4%)	(24,8%)	(24,4%)	(22,0%)	(32,0%)	(34,1%)	(27,8%)
2. ESTADUAIS	24,3%	41,7%	44,2%	40,3%	49,4%	47,7%	54,4%	56,4%	53,8%	60,0%	58,9%	53,4%
(Paulistas)	(11,9%)	(18,6%)	(19,9%)	(24,0%)	(25,1%)	(23,7%)	(26,5%)	(27,9%)	(33,6%)	(33,5%)	(32,5%)	(28,3%)
3. OUTRAS (a)	44,8%	26,5%	23,2%	22,7%	25,2%	21,0%	18,9%	1,3%	1,0%	0,8%	0,8%	10,8%
(Light)	(31,2%)	(22,6%)	(21,2%)	(21,1%)	(23,6%)	(19,6%)	(17,5%)	-	-	-	-	(9,2%)
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FONTE: Calculado com base nos valores monetarios anuais.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSAO
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS, POR GRUPO DE CONCESSIONARIOS, 1972/82

Valores em US\$ milhoes (*)

CONCESSIONARIAS POR GRUPO	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	72/82	
												US\$	%
(a)													
1. FEDERAIS	87,4	57,6	177,2	117,8	202,6	386,5	439,6	433,4	473,8	958,3	856,0	4.190,3	90,1%
(ITAIPU)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(264,8)	(241,7)	(275,7)	(348,0)	(248,2)	(1.378,3)	(29,6%)
2. ESTADUAIS	11,6	33,9	40,3	46,3	109,3	71,4	66,6	41,2	12,3	25,5	3,4	461,9	9,9%
(b)													
(Paulistas)	(6,7)	(0,8)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1,8)	(0,8)	(0)	(0)	(0)	(10,2)	(0,2%)
3. OUTRAS (c)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
4. TOTAL (1+2+3)	99,0	91,5	217,6	164,1	311,9	457,9	506,2	474,6	486,1	983,8	859,4	4.652,2	100,0%

FONTE DOS DADOS: Informacoes fornecidas pela Eletrobras a Camara dos Deputados.
A classificacao dos concessionarios e consolidacao dos dados
foi feita pelo autor.

(*) Valores em cruzeiros correntes, convertidos a taxa media anual de cambio.

(a) Concessionarias mais Itaipu Binacional

(b) CESP, CPFL (a partir de 1975) e ELETROPOL (a partir de 1981)

(c) Inclui grupo Light ate 1978; em 1979 a Light passa a esfera federal; em 1981
a Light-SP passa para o governo do Estado de Sao Paulo, passando a denominar-se Eletropaulo.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE RESSAO (RGR)

PARTICIPACAO RELATIVA (%) NOS FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS, POR GRUPO DE CONCESSIONARIOS, 1972/82

CONCESSIONARIAS POR GRUPO	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1972/82
1. FEDERAIS	88,2%	82,9%	81,5%	71,8%	65,0%	84,4%	86,8%	91,3%	97,5%	97,4%	99,6%	90,1%
(ITAIPU)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(52,3%)	(50,9%)	(56,7%)	(35,4%)	(28,9%)	(29,6%)
2. ESTADUAIS	11,8%	37,1%	18,5%	28,2%	35,0%	15,6%	13,2%	8,7%	2,5%	2,6%	0,4%	9,9%
(PAULISTAS)	(6,8%)	(0,9%)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0,4%)	(0,2%)	(0)	(0)	(0)	(0,7%)
3. OUTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FONTE: Calculado com base nos valores monetarios anuais.

3.2.5. Alteração na cobrança da RGR e a inadimplência estadual

No início dos anos 80, em meio aos pesados investimentos em curso, a necessidade de recursos para as empresas da área federal tornou-se mais aguda. Por um lado, vinham sendo afetadas pela deterioração tarifária iniciada em meados dos anos 70 (ver adiante, item 3.3.2), que teve reflexos negativos sobre os recursos para-tarifários da Eletrobrás, referentes ao Empréstimo Compulsório e IUEE (devido à queda da tarifa média, base para sua cobrança). A cota-parte da União no IUEE foi inclusive progressivamente retirada da Eletrobrás, a partir de 1974, após a criação do FND - Fundo Nacional de Desenvolvimento, no contexto do plano de desenvolvimento do governo Geisel, deixando de destinar-se à Eletrobrás a partir de 1981, sendo apropriada pelo Tesouro Nacional.

Por outro lado, as condições de endividamento externo haviam se agravado desde fins dos anos 70, com a elevação das taxas de juros internacionais e as incertezas da política cambial. Em janeiro de 1981, através do Decreto-Lei nº 1849, a quota anual de RGR a ser recolhida pelas empresas foi elevada de 3% para 4% anuais. Pesadas multas foram estabelecidas para o caso de inadimplência no recolhimento das quotas fixadas em ORTN: 10% para atrasos até 30 dias; 20% até 60 dias; 50% até 90 dias; e 100% após 90 dias. Além disso, os concessionários em débito nos recolhimentos de RGR e RGS não teriam financiamentos com recursos da

RGR (o que de fato pouco significava, para as empresas estaduais, dada a concentração de recursos na área federal) porém, o mais importante, deixariam de ter o aval da União em operações de crédito externas ou internas. O Decreto-Lei nº 1849 estabeleceu mudanças também no critério de recolhimento da RGG - Reserva Global de Garantia (ver adiante, item 3.3.), e chegava a prever que "em caso de necessidade de recursos para o cumprimento de cronograma de obra considerada prioritária pelo Governo Federal, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE poderá incluir, no montante a recolher a título de quota anual de garantia, provisão específica a ser transferida para a Reserva Global de Reversão"! (41).

Mas apesar das pesadas multas e sanções estabelecidas em caso de atrasos de recolhimentos, os dados obtidos junto à Eletrobrás, referentes ao período 1982/85 comprovam que desde 1982, mas especialmente em 1983, verificou-se inadimplência no recolhimento de quotas da RGR por parte das empresas concessionárias não-federais. As informações relativas às quotas fixadas em portarias pelo DNAEE, e os ingressos efetivamente ocorridos, mostram que em 1982 os ingressos representaram cerca de 90% dos valores fixados em portaria, no caso do "grupo São Paulo" (CESP, CPFL e ELETROPAULO), e 94% para as demais empresas não federais. Em 1983, essa proporção se reduziu para 59% no "grupo SP", e 76% nas demais empresas não-federais, caindo mais ainda em 1984.

(41) D.L. nº 1849/81, arts. 1º, 3º e 4º.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSAO - QUOTAS DE PORTARIA
E INGRESSOS, 1982/85

Em ORTN

ANOS	EMPRESAS	(A) QUOTAS DE PORTARIA	(B) INGRESSOS	(%) (B) / (A)
1982	FEDERAIS	27.124.471	27.145.850	100%
	GRUPO SP	23.333.137	21.087.057	90%
	OUTRAS	19.802.276	18.563.788	94%
1983	FEDERAIS	31.988.275	31.980.511	100%
	GRUPO SP	23.505.219	13.941.953	59%
	OUTRAS	22.875.964	17.473.057	76%
1984	FEDERAIS	36.926.117	34.958.466	95%
	GRUPO SP	23.025.801	20.986.249	91%
	OUTRAS	21.293.517	19.102.667	90%
1985	FEDERAIS	20.228.602	22.197.092	110%
	GRUPO SP	17.799.455	27.799.241	156%
	OUTRAS	15.827.325	11.980.822	76%
1982/85	FEDERAIS	116.267.465	116.281.919	100%
	GRUPO SP	87.663.612	83.814.500	96%
	OUTRAS	79.799.082	67.120.334	84%

FONTE: Eletrobras/Depto. Financeiro/Divisao de Controle de Recursos Setoriais.

OBS: Federais: Eletronorte, Chesf, Furnas, Eletrosul, Escelsa e Light-RJ

Grupo SP: CESP, CPFL e ELETROPAULO

Outras: demais empresas concessionarias.

O aumento da inadimplência das empresas estaduais pode ser explicado, como já mencionado, tanto pela piora das condições financeiras, como pelo fato de que em 1983, e pela primeira vez desde 1965, tomaram posse governadores eleitos pelo voto direto. A escassez de recursos e a independência política permitiram reduzir as transferências das empresas estaduais, como forma inclusive de forçar a busca de soluções gerais para a crise financeira do setor elétrico. Essas pressões resultaram já em 1983 na busca de modificações na legislação, com o envio em agosto, pelo presidente da Eletrobrás, José Costa Cavalcanti, ao ministro das Minas e Energia, César Cals de Oliveira Filho, de minuta de Decreto-Lei e Exposição de Motivos ao Presidente das República, onde se reduziam as multas previstas e as sanções referentes à obtenção de aval da União em operações de crédito, buscando solucionar o impasse e viabilizar recolhimento de recursos. Curiosamente, embora seja atribuição do DNAEE a legislação setorial, a correspondência mencionava tratar-se de "modificação, julgada necessária pela Eletrobrás, na legislação das Reservas Globais de Reversão e de Garantia..." (42). Considerando a destinação desses recursos, a iniciativa, sem dúvida, cabia à Eletrobrás ...

Em 15 de março de 1984, sob coordenação do secretário-geral do MME, Arnaldo Barbalho, foi criado grupo de trabalho para "apresentar até 18.5.84 um conjunto de sugestões de medidas de curto, médio e longo prazo, objetivando assegurar condições in-

(42) Cf. Eletrobrás, carta PRE-483/83, datada de 10/8/83.

dispensáveis à prestação do serviço público de energia elétrica". Propostas de mudanças mais amplas, vieram a ser oferecidas pela "Comissão Barbalho" (43) - nome atribuído ao grupo de trabalho criado.

Não obstante a constituição da "Comissão Barbalho", em março de 1984, nesse mesmo mês a Portaria nº 46 do DNAEE havia determinado que em sua prestação anual de contas os concessionários deviam considerar, no tocante à RGG, CCC e outras quotas consideradas encargos do consumidor e incluídas no Custo de Serviço, "somente os valores originais constantes de Portaria do DNAEE, efetivamente recolhidos no exercício". No mesmo sentido, no cômputo da despesa com energia elétrica comprada para revenda (suprida basicamente pelas grandes geradoras da Eletrobrás), os concessionários também deviam considerar "somente os valores originais de faturas efetivamente pagas no exercício e os vincendos". As empresas supridoras dessa energia elétrica considerariam como receita de suprimento "somente os valores de faturas efetivamente recebidos no exercício e os vincendos".

O objetivo da Portaria DNAEE nº 46 era evidente: para os concessionários que tivessem deixado de recolher quotas de RGR, RGG ou CCC, ou não tivessem pago a energia adquirida das supridoras - ou seja, para os concessionários estaduais -, tal sistemática implicava em desconsiderar, no custo do serviço, valores

(43) Grupo de Trabalho da Portaria nº 364/MME, Relatório Sumário, mimeo., 1984.

devidos mas não-pagos. Apurava-se assim uma maior taxa real de remuneração para esses concessionários (e menores resultados a compensar por insuficiência de remuneração), não obstante continuassem devedores daqueles valores, acrescidos de pesadas multas e correções monetárias. Procurava forçar os concessionários a regularizar seus débitos. Os efeitos da Portaria 46 estendiam-se "inclusive, às contas pendentes de aprovação pelo DNAEE" - vale, dizer, contas de exercícios anteriores, visto que a inadimplência começara a ganhar corpo já em 1982 (44).

A medida recebeu críticas explícitas do Banco Mundial, que, em 10 de agosto de 1984, enviou o seguinte telegrama ao Diretor-Geral do DNAEE, com cópias para o Diretor-Financeiro da Eletrobrás e a SUBIN/SEPLAN: "Ref Brazil Power Sector and Portaria 046 of March, 21, 1984. Our recent supervision mission of loan 2138-BR was informed that calculation of rate of remuneration had been modified by defining the expenses related to energy purchased and reversion, guarantee and fuel quotas on an actual payment basis, while the other components of the cost of service would remain on an accrual basis. This system is inconsistent and contrary to accepted accounting principles. It is our understanding that under present sector conditions, the new system would show artificially high rates of remuneration for companies under financial difficulties while it would not solve their financial difficulties. Please be advised that the Bank will not accept

(44) DNAEE, Portaria nº 46, de 21 de março de 1984.

rate of remuneration calculations made in such manner for the purpose of assessing compliance with commitments under guarantee, loan and project agreements and particularly under the Bank-Government agreement of September 1981 as amended as of November 1983. We should appreciate your sending us your comments regarding these matters at your earliest convenience". (45)

Os dirigentes do Banco Mundial, preocupados em assegurar que os concessionários teriam recursos financeiros para honrar os compromissos decorrentes de empréstimos já concedidos pelo Banco ou em curso, acabavam por fortalecer a posição dos concessionários estaduais, que pleiteavam medidas corretivas para o setor.

Nesse mesmo ano, 1984, as principais concessionárias estaduais apresentaram documento contendo suas propostas ao governo federal, em que as alterações nos critérios de cobrança de RGR e RGG constituíam apenas uma parte das reivindicações (46). O

(45) Cf. telegrama enviado pelo Banco Mundial ao DNAEE, Eletrobrás e SUBIN/SEPLAN, em 10/08/84.

(46) "Proposições das concessionárias estaduais objetivando a retomada do equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico". Documento elaborado por: CELG, CEMIG, CESP, CELESC, CEEE, COPEL, CPFL, CERJ, ELETROPAULO E COELBA. Editado em Janeiro de 1985. Propunha-se o critério de proporcionalidade na cobrança da RGR, cujo limite máximo seria de 3% anuais, a ser cobrado quando a taxa de remuneração do Investimento atingisse 12% - ou seja, estabelecendo a quota de RGR em 1/4 da taxa de remuneração real. Quanto à RGG, previa-se sua cobrança somente após atingida a remuneração legal mínima de 10%. Cf. "Proposições...", *cit.*, páginas 21/22.

processo de negociações, aberto "à força" a partir de 1983, acabou por levar ao abrandamento nas penalidades pelo não-recolhimento da RGR, mas só em 1985 acabaram por realizar-se através de diversos mecanismos, mas ainda assim, parcialmente, os recolhimentos não efetivados a partir de 1982. De qualquer modo, a busca de solução mais ampla para o problema do setor só veio a ocorrer em fins de 1985, já na "Nova República", com a aprovação do PRS - Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica, e mais tarde na Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), que se estendeu pelos anos de 1987 e 1988.

3.3. Da Transferência de Receita à Drenagem de Remuneração: a "Equalização Tarifária" e a RGG -Reserva Global de Garantia

3.3.1. Antecedentes e implantação da "equalização tarifária nacional".

3.3.2. Deterioração tarifária, crescimento do "Investimento Remunerável" e queda das taxas de remuneração.

3.3.3. A-eliminação do limite drenagem de remuneração: o Decreto-Lei nº 1849.

3.3.4. As transferências de recursos da RGG: 1975/85.

3.3. Da Transferência de Receita à Drenagem de Remuneração: a "Equalização Tarifária" e a RGG - Reserva Global de Garantia

3.3.1. Antecedentes e implantação da "equalização tarifária nacional"

Até 1974, as diferentes empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica calculavam suas próprias tarifas, para cada classe de consumidor, de acordo com critérios de rateio de custo aceitos pelo Poder Concedente (DNAEE). As tarifas eram fixadas no âmbito de cada concessionário, distribuindo-se os custos gerais e apropriando-se os custos específicos de cada classe de consumidor. Assim, cada concessionário se via obrigado a manter um cálculo de custos por classe de consumidor, para determinar as tarifas a cobrar. Até então, "... as tarifas eram definidas com base nas estruturas de custos das concessionárias de energia elétrica, alocando-se o custo do serviço entre as componentes de demanda de potência e de consumo de energia. Aceitava-se, então, que fossem transferidos custos de um grupo para outro, o que permitia às concessionárias adequarem seus interesses entre os governamentais e empresariais; porém, impedia-se a discriminação entre consumidores de mesma classe" (47)

(47) GARCEZ, Lucas N. - "Considerações sobre tarifação de energia elétrica no Brasil", in *Digesto Econômico*, nº 289 - fevereiro de 1982, Associação Comercial de São Paulo, pág. 10.

Numa sistemática como essa, era perfeitamente possível, por exemplo, que empresas industriais consumidoras de energia elétrica em alta tensão, enquadradas no grupo A-3 (20 kV a 69 kV), desde que atendidas por diferentes concessionárias, pagassem tarifas diferenciadas. O cálculo particular de custos de cada concessionário, seu rateio entre os diferentes grupos de consumidores, indicavam o nível de tarifas a cobrar - obviamente, sujeitas à prévia aprovação pelo Poder Concedente (DNAEE).

No final de 1974, a sistemática de fixação de tarifas apuradas a nível de cada concessionário deu lugar à política de "progressiva equalização tarifária nacional", prevista pelo Decreto-Lei nº 1383, de dezembro daquele ano. "Tal determinação acompanhava a equalização de preços dos derivados de petróleo, efetuada anteriormente, e foi justificada na época como fator de desenvolvimento regional e meio de absorção de centrais geradoras com elevado custo de implantação e operação, a exemplo das centrais nucleares" (48). Nas palavras de um destacado dirigente do setor, a sistemática de fixação de tarifas anteriormente vigente "... causava distorções e desigualdades inaceitáveis para os consumidores. Havia a diferença de custos de energia, entre fornecimentos de origens hidráulicas e térmicas, agravada com a alta de preços do petróleo; e, também, a capacidade das grandes empresas do Sudeste diluírem os custos do serviço sobre a grande massa de

(48) Lima, José L. - "Estado e setor elétrico no Brasil: do Código de Águas à crise dos anos 80 - 1934-1984", Tese de doutoramento, FEA/USP, São Paulo, 1989, mimeo., pág. 140.

BRASIL - TARIFAS VIGENTES ANTES DA EQUALIZAÇÃO TARIFÁRIA, PARA CONCESSIONÁRIOS SELECIONADOS

Grupo/ Subgrupo	LIGHT	CEMIG	CEEE	CELETRA- MAZON	CEM	CELPA	COELBA	CELPE	COELCE	CEMAT
A-2 (D)	20,66	35,00	21,42	-	-	-	-	-	-	-
(C)	35,89	23,00	67,42	-	-	-	-	-	-	-
A-3 (D)	22,45	34,51	27,40	-	19,91	19,77	29,52	29,59	29,21	-
(C)	39,28	58,68	111,19	-	170,24	224,63	40,56	46,85	43,43	-
A-4 (D)	31,39	34,28	28,18	22,86	25,32	25,16	31,12	31,03	31,68	32,34
(C)	57,50	99,15	163,38	152,44	195,60	242,61	63,82	78,43	69,15	235,39
B-1 (Resid.)	355,17	399,20	444,52	487,82	434,42	474,42	425,61	377,76	369,91	495,00
B-3 (Não res. nem rural)	375,19	428,40	475,29	518,30	488,94	506,77	496,33	409,50	406,09	522,52

Fonte: "Portarias tarifárias de energia elétrica - 1968/80"; Eletrobrás, Diretoria de Gestão Empresarial, Departamento de Tarifas; Fevereiro/1981. Tarifas em vigor em janeiro/1975.

Observação: Valores para as tarifas de demanda (D) do grupo A, em Cr\$/kV, e para as tarifas de consumo (C), em Cr\$/MWh; grupo B, tarifas monômias, valores em Cr\$/MWh. No caso de diferenciação tarifária por blocos de energia, com valores menores para consumos acima de determinados montantes, utilizou-se os valores maiores, vigentes para o primeiro bloco de consumo de energia.

consumidores, reduzindo a tarifa resultante, impraticável naquelas regiões que atendiam mercados menores. A desigualdade se manifestou principalmente entre os preços cobrados no norte e centro-oeste, já economicamente desfavorecidos por outros motivos, e os preços acentuadamente menores da região economicamente mais desenvolvida do sudeste" (49). Essa opinião é encontrada também no Relatório Anual 1975, da Eletrobrás, que afirmava então: "No que diz respeito à política tarifária, afeta, por delegação do Ministério de Minas e Energia, ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, o destaque cabe à criação da Reserva Global de Garantia. Esse instrumento visa uma progressiva equalização de tarifas, em âmbito nacional, o que propiciará a atenuação dos desníveis regionais ainda existentes" (50).

Na verdade, a idéia de equalização tarifária havia sido considerada já no início dos anos 60: "Essa inovação já havia sido imaginada, porém, descartada, quando da conclusão de Grupo de Trabalho criado pela Portaria nº 236 de 11 de outubro de 1961. Na ocasião, o ministro Gabriel de Rezende Passos entendeu ser importante imaginar uma forma de reduzir as grandes diferenças entre as tarifas de fornecimento de energia elétrica das diversas con-

(49) Cotrim, John R. (relator). "Relatório final do subgrupo 'Modelo Econômico' - Grupo de Trabalho 'Organização' - REVISE (Revisão Institucional do Setor Elétrico)", Rio de Janeiro, janeiro de 1988, pág. 11 (mimeo).

(50) Eletrobrás, Relatório Anual 1975, página 8.

cessionárias do País. As conclusões de citado Grupo de Trabalho realçaram os inconvenientes que resultariam da unificação de tarifas através de uma 'câmara de compensação', que adquiriria a energia por um valor que remunerasse a concessionária. O valor da tarifa de suprimento à câmara seria determinado pelo sistema do serviço-pelo-custo. Em etapa seguinte, de forma apenas conceitual, a energia seria fornecida aos consumidores finais, com preços iguais ou um diferencial máximo pré-fixado. Os valores que seriam necessários para subsidiar a unificação tarifária adviriam de verbas orçamentárias ou de aporte compulsório das concessionárias" (51).

O mecanismo que acabou por ser criado em 1974, para viabilizar a política de equalização tarifária nacional, foi a Reserva Global de Garantia - RGG. Tratava-se na realidade de uma "caixa de compensação" inter-concessionárias, dadas as diferenças de custo do serviço entre elas. Através da sistemática tradicional do "serviço pelo custo", como os custos de atendimento de cada concessionário são diferentes, bem como o são seus mercados de venda, as tarifas apuradas são diferenciadas, para a mesma classe de consumidores, conforme essas particulares condições. O princípio do "serviço pelo custo", ou da "receita pelo custo" implica, nessa situação, na fixação de tarifas específicas adequadas à ne-

(51) Richey, Paulo - "Anais do seminário 'Alternativas para uma política energética'", CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz, Campinas, pág. 15. (Evento realizado em dezembro de 1985).

cessidade de equilíbrio do concessionário. No entanto, no caso de tarifas com validade em âmbito nacional, iguais para todos os concessionários, é evidente que, para alguns, as tarifas fixadas podem ser insuficientes para a cobertura integral do custo do serviço, e para outros podem ser geradoras de "excedentes" de receita. Assim, a "equalização tarifária nacional" - resultante de um equilíbrio global, calculado a nível do conjunto dos concessionários -, não significa a igualdade imediata entre receita e custo do serviço para cada concessionário. Essa igualdade, para se realizar, depende de transferências de recursos das empresas 'superavitárias' para as 'deficitárias'. A Reserva Global de Garantia - RGG, foi o mecanismo criado para retirar de alguns concessionários os recursos excedentes ao seu custo de serviço, necessários para integral cobertura do custo do serviço de outros concessionários.

A geração de recursos adicionais, para complementar a remuneração, foi obtida ao se computar, no Custo do Serviço, uma quota de RGG equivalente a 2% do Ativo Reversível, recolhida à Eletrobrás, para ser movimentada "sob expressa determinação do DNAEE". O Decreto-Lei nº 1383, de 26/12/1974, que a instituiu, alterou a Lei nº 5655/71 (que estabelecera a quota de 3% sobre o Ativo Reversível, constituindo a RGR), sendo desde então contabilizada uma quota de 5% sobre o Ativo Reversível, incluída no Custo do Serviço, dos quais os mesmos 3% sobre o Ativo Reversível continuavam a constituir recursos da RGR, e os 2% adicionais representavam a recém-criada RGG - Reserva Global de Garantia. A

finalidade declarada da RGO era a de prover recursos "para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões". E, nos termos do D. L. 1383/74,

"a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessões será considerada sob os seguintes aspectos:

- a) viabilidade econômica dos investimentos em relação ao mercado respectivo;
- b) aumento da produtividade, pela gradual redução das despesas de exploração em relação à receita tarifária;
- c) estabilidade financeira dos concessionários;
- d) progressiva equalização tarifária em todo o território nacional" (52)

Assim, o texto legal previa tanto a possibilidade de não considerar, para garantia de remuneração ("equilíbrio econômico-financeiro"), os investimentos anti-econômicos, incompatíveis com o "mercado respectivo", como a penalização dos concessionários que não apresentassem ganhos de produtividade. Não obstante, se poderia invocar a necessidade dessa garantia quando a estabilidade financeira dos concessionários estivesse em jogo, ou se alegasse que resultados desfavoráveis decorriam das "tarifas equalizadas" - meta declarada deste então. Ou seja, havia uma

(52) D.L. nº 1383, de 26/12/1974, artigo 4º.

dubiedade no texto legal, que não determina critérios objetivos para concessão dessa garantia.

No mesmo sentido, de evitar "abusos" o artigo 5º do Decreto-Lei nº 1383 estabelecia que, "para os concessionários integrados nos planos de aplicação dos recursos da Reserva Global de Garantia" (ou seja, os concessionários que viessem a receber recursos da RGG) "a remuneração legal do investimento... será de até 10% (dez por cento) ao ano, a critério do Ministro das Minas e Energia" (grifo nosso), - quando de acordo com a Lei nº 5655/71, a taxa de remuneração legal dos concessionários fôra fixada entre 10% e 12% ao ano. Ou seja, o D.L. nº 1383/74 previa a possibilidade de que, para os recebedores da RGG, taxa de remuneração fôsse fixada abaixo de 10%. Na prática, porém, ocorreu que, mesmo se observada em concessionários recebedores de recursos da RGG, a insuficiência de remuneração, abaixo do mínimo de 10% a.a., foi sempre inscrita na Conta de Resultados a Compensar - CRC, que integra o "Investimento Remunerável". A fixação de taxas de remuneração abaixo de 10% para os recebedores de recursos da RGG, que serviria como uma penalização e forma de induzir à busca de maior eficiência e "aumento da produtividade", nunca ocorreu - até porque teria atingido, mais diretamente, os concessionários federais.

A RGG recebeu diversas críticas, sob esse aspecto da "economia" e busca de eficiência. Estas acabaram por ser vistas como inúteis, pois afinal os recebedores de recursos da RGG, sem-

pre obtiveram recursos adicionais para complementar, mesmo que parcialmente, a receita, sem necessidade de efetuar "enxugamento" de gastos operacionais. Esse aspecto foi ainda mais ressaltado quando, a partir de 1981, se determinou o recolhimento da RGG com base na diferença entre a taxa de remuneração prevista do concessionário e a taxa de remuneração média estimada para o setor, em vez da quota de 2% sobre o "Ativo Reversível". Como não havia mais limites às transferências, os concessionários recolhedores de RGG foram induzidos a não se preocupar em aumentar a eficiência, pois o resultado desta seria simplesmente transferido àqueles concessionários com menor remuneração. Do mesmo modo não houve medidas, por parte do DNAEE, de maior pressão sobre os custos do serviço dos concessionários, com avaliações técnicas criteriosas e dentro de parâmetros previamente conhecidos, para fixação de metas visando a "maior produtividade".

Criticando a Reserva Global de Garantia e as distorções por ela provocadas, Paulo Richer afirmou que

"... as concessionárias, que deveriam ter em seus próprios usuários os eleitores dos administradores públicos escolhidos em eleições regionais, tendo assim o poder de julgar a eficiência das diretorias daquelas empresas, através do custo do serviço final prestado, passaram a não responder pelos eventuais excessos praticados. Mesmo nos anos recentes de regimes fechados, com amplos poderes centrais de ação e até de intervenção muito pouco fez o governo federal no sentido de aumentar a eficiência

das concessionárias estaduais. Ditas empresas, em grande parte, estão com nítidos desvios e custos elevados. Há excessos de custos operacionais, algumas vezes de difícil identificação, dada a mescla da função de concessionária com a atividade genérica de empresa energética (...) é pura ilusão pensar que os órgãos federais, como representantes do poder concedente, terão força para corrigir desvios das concessionárias estaduais." (53). Essa força tampouco existe com relação às próprias empresas concessionárias federais, dado o amplo conjunto de interesses por elas mobilizados, e a incômoda situação de que o órgão fiscalizador - o DNAEE - encontra-se subordinado ao mesmo Ministério que a Eletrobrás e suas empresas. Registre-se, aliás, que foi a Eletronorte a maior recebedora de recursos da Reserva Global de Garantia, como veremos ao analisar as transferências ocorridas. As determinações do governo federal na implantação da empresa, para viabilizar o "polo de desenvolvimento" e o complexo produtor de alumínio na região do Pará/Maranhão, acabaram por implicar, nas palavras do próprio Richer, em que a energia elétrica é "... fornecida pela Usina de Tucuruí em condições e tarifas que tornam a Eletronorte inviável economicamente" (54).

A "equalização tarifária nacional", por outro lado, implicou a desnecessidade de apuração de custo e fixação de tarifas para cada classe de consumidor, por parte dos concessionários,

(53) Richer, Paulo - "Anais..." cit., página 15/16.

(54) Ibid.

visto que tornou-se relevante, desde então, apenas a apuração do Custo do Serviço a nível global, e Receita do Serviço necessária para sua cobertura. Ou seja, dado que as tarifas para cada classe de consumidor passavam a ser determinadas pelo Poder Concedente, perdia sentido para o concessionário estabelecer cálculos para determinação de seu custo. Bastaria, ao concessionário, com a "equalização tarifária", após apurado o Custo do Serviço Global, verificar a eventual suficiência/excesso/insuficiência da receita global, aos níveis tarifários determinados pelo DNAEE. Ou seja, a equalização tarifária levou à "perda de memória", pelos concessionários, do cálculo tarifário para cada classe de consumidor.

O processo de "equalização tarifária nacional" iniciou-se em janeiro de 1975 - mês seguinte à edição do Decreto-Lei nº 1383, que criara a RGG -, e praticamente completou-se no início de 1979. Em janeiro de 1975, a Portaria DNAEE nº 001/75 estabeleceu tarifas com vigência a partir de fevereiro, que já significaram alguma equalização a nível regional. No Norte, Nordeste e Sul do País, os concessionários passaram a praticar, no âmbito de cada região, tarifas iguais para a mesma classe de consumidor, mas persistiram diferenças tarifárias entre essas diferentes regiões. Nas regiões Centro-Oeste e Sudeste (esta, a de maior importância e complexidade) a equalização tarifária ficou de início restrita a algumas classes de consumidores, especialmente do grupo B (baixa tensão). Pouco a pouco fez-se a aproximação das tarifas entre cada concessionário, bem como entre as diferentes regiões.

Em dezembro de 1978, a Portaria DNAEE nº 157 praticamente completou a "equalização tarifária nacional" pois, com a exceção das tarifas para o grupo A-3 (alta tensão, faixa de 20 kV a 69 KV), que no Nordeste ainda se mantiveram abaixo das demais regiões do País, todas as demais tarifas foram equalizadas, para a mesma classe de consumo, a partir de janeiro de 1979. A diferença remanescente foi eliminada em novembro de 1980, pela Portaria DNAEE nº 113. Desde então a "equalização tarifária nacional" foi atingida, para todos os concessionários do País, só persistindo diferenças no caso de sistema gerador: térmico ou hidráulico (55).

3.3.2. A Deterioração Tarifária, o Crescimento do "Investimento Remunerável" e a Queda das Taxas de Remuneração.

O processo de "equalização tarifária" foi acompanhado entretanto, a partir da segunda metade dos anos 70, pela queda do nível real de tarifas, face à política de contenção de reajustes adotada. A contenção tarifária decorreu dos esforços de controle da inflação - que "saltou" do patamar de 15% anuais em 1972/73, para os 30% anuais no biênio seguinte -, apesar da diretriz de ordem mais geral, no contexto do II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento, do governo Geisel, de estímulo à produção de ener-

(55) Sobre as tarifas no período, ver: "Portarias tarifárias de energia elétrica - 1968/1980", Eletrobrás - Diretoria de Gestão Empresarial - Departamento de Tarifas, Rio de Janeiro, fevereiro de 1981.

gia elétrica, como suporte de infra-estrutura às metas de crescimento pretendidas.

Ao tratar, em sua análise do II PND, do papel e limites da empresa estatal, Lessa destacou que "é fundamental a expansão prévia da infra-estrutura a cargo do Estado e da capacidade de oferta de certos itens produzidos pelas empresas estatais para a constituição de bases técnicas que permitam a contínua acumulação privada. O capital industrial grande e pequeno, nacional e multinacional, necessita folgas de infra-estrutura bem como segurança de suprimento de certos insumos produzidos pela empresa estatal. Há também uma hierarquia quanto ao suprimento destes insumos. São, do ponto de vista desta vastíssima composição de interesses, absolutamente prioritários os insumos que não podem ser importados. O exemplo por excelência é a energia elétrica"(56). Assim, face inclusive à crise energética desenhada pela elevação dos preços do petróleo em 1973/4, justificava o governo a aceleração dos investimentos setoriais, que atendiam ademais os interesses consubstanciados em torno de seus projetos.

Ou seja, não obstante o destaque aos investimentos em energia elétrica, adotou-se política de preços que penalizava as empresas concessionárias. Carlos Lessa, recordando o documento divulgado pelo Conselho de Desenvolvimento Econômico do Governo Geisel, em 15/06/76, intitulado Ação para a Empresa Privada Na-

(56) Carlos Lessa, op. cit., pag. 147.

cional - segundo ele, uma resposta "às críticas ao autoritarismo sob o lema da 'Estatização'" -, destaca:

"A AEPN diz: 'O setor público assume o ônus maior dos setores que demandam investimentos gigantes com longos prazos de maturação e, em geral, mais baixa rentabilidade direta (...) ... o setor público ocupa-se de áreas complementares e viabilizadoras da ação do setor privado, ao invés de envolver-se em atividades competitivas às deste último, que pode, então, responsabilizar-se por campos que demandam menor volume de investimentos, tem mais curto prazo de maturação e mais alta rentabilidade direta'. E agrega que se persegue 'o suprimento, ao menor custo possível, dos insumos industriais básicos produzidos por empresas governamentais: energia elétrica, aço, óleo combustível, óleo diesel, serviços de telecomunicações, etc'. Logo, a empresa estatal está nas áreas de alta relação capital/produto e pratica uma política de preços baixos quando supre indústrias - não necessariamente nos fornecimentos para consumidores finais. Obtém rentabilidade baixa, que é rebaixada adicionalmente, quando frente à elevação da taxa de inflação se adota uma política de comprimir os reajustes de serviços e bens de produção pública. A primeira resolução do CDE, em 15 de janeiro de 1975, fixa em 20% o limite superior de reajustes de tarifas e preços de bens e serviços públicos para todo o ano. Este mesmo limite foi repetido em 1976. O Estado, no momento oficial zero de partida do II FND, toma uma decisão - que supõe equilibrada entre preservar a capacidade de investimento das empresas estatais e a progressiva contenção da inflação - en-

torpedeadora de seus principais agentes. Melhor símbolo de um crescimento de incongruência do autoritarismo seria difícil de encontrar. Ainda que em certos casos tais limites tenham sido superados, no principal significam muito baixa e cadente rentabilidade dos capitais das empresas estatais (...) é pois transparente a adoção de um esquema de divisão do trabalho estatal/privado, e uma política de tarifação de empresa estatal que, salvo exceções já referidas, transfere lucros potenciais para capitais privados, alimentando a elevação de sua rentabilidade" (57).

A partir da segunda metade dos anos 70, a evolução da "tarifa média" de venda da energia elétrica mostra uma nítida deterioração em meio à aceleração da inflação então observada: a queda real de tarifas, no período 75/79, foi de 23%. Já no governo Figueiredo (1979/85), não obstante a breve tentativa de recuperação empreendida no início da gestão do ministro Delfim Netto, observou-se a continuidade do processo de deterioração tarifária. Esse processo mostrou-se ainda mais grave porquanto "a queda constante dos patamares tarifários não afetava apenas a capacidade de geração interna das concessionárias, mas repercutia também sobre as receitas do IUEE e EC, uma vez que a tarifa fiscal, base de incidência de tais alíquotas, sofria semelhante processo de deterioração" (58).

(57) *Ibid.*, pags. 151/153. Apoiando-se no trabalho de Lessa, José Luiz Lima destaca essa compressão de tarifas e seus efeitos in "Estado e setor elétrico no Brasil..." cit., pag. 130/131.

(58) Lima, José Luiz - "Estado e setor elétrico ..." página 140.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - TARIFA MÉDIA E TARIFA FISCAL

1967/85

Ano	TARIFA MÉDIA		TARIFA FISCAL		Inflação
	Cr\$ de 1985	%	Cr\$ de 1985	%	Anual
1967	239,47	7,8	217,96	19,2	25,0
1968	216,29	-9,7	209,88	-3,7	25,5
1969	234,14	8,3	220,16	4,9	20,1
1970	252,31	7,8	235,57	7,0	19,3
1971	253,50	0,5	238,35	1,2	19,5
1972	274,47	8,3	259,12	8,7	15,7
1973	271,89	-0,9	255,27	-1,5	15,5
1974	254,09	-6,5	236,72	-7,3	34,5
1975	273,60	7,7	241,29	1,9	29,4
1976	244,99	-10,5	229,95	-4,7	46,3
1977	230,05	-6,1	194,74	-15,3	38,8
1978	219,39	-4,6	212,55	9,1	40,8
1979	209,99	-4,3	199,89	-6,0	77,2
1980	199,60	-4,9	170,21	-14,8	110,2
1981	218,78	9,6	177,20	4,1	95,2
1982	205,43	-6,1	171,84	-3,0	99,7
1983	179,30	-12,7	136,66	-20,5	211,0
1984	169,59	-5,4	126,85	-7,2	233,8
1985	166,68	-1,7	128,58	1,4	235,1

Fonte: Dados brutos em valores monetários correntes por MWh, in "Informe tarifário", ano 1, nº 1; Eletrobrás/Diretoria de Gestão Empresarial/Departamento de Tarifas, Rio de Janeiro, novembro/1989. Valores corrigidos para 1985 pelo IGP-DI/FGV, médio. Taxa de inflação anual conforme IGP-DI/FGV.

Sem dúvida, um dos fatores que contribuiu para a queda do valor real das tarifas foi a menor frequência de reajustes: a partir de 1976 inclusive, até 1979, as tarifas de energia elétrica tiveram apenas um reajuste por ano. Face à aceleração da inflação, a preservação do valor real da tarifa teria exigido maior frequência de reajustes - ou a concessão de reajustes mais significativos, para fazer face ao período em que deviam permanecer inalteradas. Em ambos os casos, tal possibilidade deve ter sido vista como um fator adicional a pressionar uma inflação que, saindo do patamar de 15% em 1972/73, havia se projetado para mais de 30% em 1974, permanecera em torno desse percentual em 1975, mas elevou-se para quase 50% em 1976. Nesse contexto de aceleração inflacionária, em maio de 1977, através do Decreto nº 79.706, o governo estabelecia que "o ato de fixação ou reajustamento de qualquer preço ou tarifa por órgãos ou entidades da Administração Federal, Direta ou Indireta, mesmo nos casos em que o poder para tal fixação seja decorrente de lei, dependerá, para sua publicação e efetiva aplicação, de prévia homologação do Ministro da Fazenda". No caso de tarifa, estabelecia que "a homologação será solicitada por intermédio da Secretaria de Planejamento da Presidência da República" (59). A partir daí, os reajustes das tarifas de energia elétrica ficavam portanto subordinados à aprovação final da área econômica do governo, restringindo-se assim o papel do DNAEE, enquanto órgão encarregado de fixar tarifas.

(59) Decreto 79.706, de 18/05/1977, art. 1º e parágrafo 1º.

Apesar da generalizada contenção tarifária - manifestada, no caso da energia elétrica, na deterioração do valor real das tarifas média e fiscal -, a inflação entre 1976 e 1978, manteve-se na casa dos 40%. Já no governo Figueiredo, em agosto de 1979, logo após a saída do ministro Simonsen do comando da SEPLAN, e sua substituição pelo ministro Delfim Netto, foi implementado o segundo reajuste do ano na tarifa de energia elétrica, que foi seguido de nova correção em novembro. Como notam Coutinho e Belluzzo, no entender do ministro Delfim "A inflação ... advinha da situação de crise em que se encontravam as finanças públicas e da forma peculiar de seu financiamento através da hipertrofiada dívida do Tesouro. Além disso, vários ajustes de impacto inflacionário precisariam ser operados nos preços e tarifas dos insumos básicos e dos serviços públicos - em face de sua deterioração nos últimos dois anos, em virtude da política de contenção adotada desde 1976. (...) Anunciou, portanto, sua disposição de restaurar as finanças do Estado e de implementar uma política de inflação 'corretiva' para recompor a capacidade financeira das empresas públicas"(60).

Em 1980, foram novamente implementados 3 reajustes tarifários (em maio, agosto e novembro) e, a partir de 1981, os reajustes passaram à periodicidade trimestral. Mas a melhoria

(60) Coutinho, Luciano G. & Belluzzo, Luiz G. de M. "Política econômica, inflexões e crise: 1974-1981", in "Desenvolvimento capitalista no Brasil - ensaios sobre a crise", ed. Brasiliense, São Paulo, 1982, vol. 1, pag. 169.

observada na tarifa real em 1981 - ganho de quase 10%, apesar da inflação em torno dos 100% anuais -, seria perdida nos anos seguintes, especialmente a partir de 1983, pela corrosão do valor real das tarifas no período entre reajustes, devido à reaceleração inflacionária, para patamar superior aos 200% anuais.

Analisando a questão, Werneck observou: "Reajustes irreais de preços e tarifas de bens e serviços produzidos por empresas estatais constituem uma prática recorrente na história da política econômica no Brasil. Durante a década de 50 e os primeiros anos da década de 60, por exemplo, assistiu-se a uma política de preços deste tipo, em boa parte responsável pelo crescimento do déficit orçamentário da União durante o período (...). No começo da década de 60, a política tarifária constituía um dos pontos centrais sobre os quais recaíam as críticas à política econômica em vigor". No período 1979/84, "com a aceleração acentuada da inflação ..., os reajustes de preços e tarifas passaram a ser determinados em boa parte pela política anti-inflacionária"; no que se refere aos setores de siderurgia, de energia elétrica e de comunicações, "os preços relativos dos principais bens e serviços produzidos pelas empresas estatais dos três setores ... evoluíram, durante o período em análise, segundo padrões surpreendentemente similares. Jais padrões revelam, todos eles, uma queda dramática destes preços relativos ao longo do período" (61).

(61) Werneck, Rogério F. "Empresas estatais e política macroeconômica", ed. Campus, Rio de Janeiro, 1987, cap. 4 ("Empresas estatais, controle de preços e contenção de importações").

Ou seja, apesar da intenção declarada em 1979, de recuperar os preços e tarifas das estatais, e mesmo do aumento inicial da frequência dos reajustes, a política tarifária nos anos 80 revelou-se, em essência, similar à praticada na segunda metade dos anos 70 - com efeitos negativos sobre a situação financeira das empresas concessionárias.

Apesar da queda do nível real de tarifas, a partir da segunda metade dos anos 70, as taxas de remuneração do setor elétrico só caíram drasticamente após 1978. Neste ano situaram-se em 11%, reduzindo-se para 7,5% em 1979, e desde então ficaram sempre abaixo da taxa de remuneração mínima, legalmente estipulada em 10% ao ano (62).

A queda mais imediata e drástica das taxas de remuneração setorial, foi atenuada por dois fatores que subestimavam a "base remunerável" em relação à qual elas são calculadas: primeiro, a mudança do próprio critério de cálculo dessa base, ou seja, do "Investimento Remunerável"; segundo, a degradação da correção monetária usada para sua atualização.

(62) Cf. a Lei nº 5655/71, a taxa de remuneração legal fora fixada em 10 a 12% ao ano.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO
TAXA DE REMUNERAÇÃO REAL - 1968/88

Ano	Taxa de Remuneração Real %
1968	8,0
1969	7,8
1970	9,1
1971	9,2
1972	10,7
1973	10,0
1974	10,4
1975	12,2
1976	11,4
1977	11,2
1978	11,0
1979	7,5
1980	6,7
1981	9,1
1982	6,7
1983	4,4
1984	5,8
1985	5,1
1986	3,7
1987	4,9
1988	5,8

Fonte: Eletrobrás/Diretoria Econômico-Financeira/
Departamento de Estudos Econômicos.

A partir de 1977, alterou-se o critério de cálculo do "Investimento Remunerável", que passou a ser feito pela capitalização pro rata tempore dos bens e instalações, mais o valor dos saldos médios mensais dos materiais em almoxarifado e das contas que compõem o capital de giro, deduzidas as reservas para depreciação, amortização e outros valores também calculados pelo critério pro rata tempore - isto é, proporcional ao período em que foram incorporados ao ativo (63).

Mais importante que a mudança do critério de cálculo do "Investimento Remunerável" - até justificada, por representar com mais exatidão o capital efetivamente em serviço -, foi a degradação da correção monetária, sistematicamente fixada, desde 1976, abaixo da inflação corrente. Assim, apesar da fixação de tarifas com valor real cadente, o "Investimento Remunerável" foi artificialmente contido, ficando aquém do que se teria observado no caso de a correção monetária seguir a inflação, e "amortecendo", portanto, a queda das taxas de remuneração.

Em 1976, para uma inflação média anual de 41,2% a correção monetária atingiu apenas 30,1%. A insuficiência de correção monetária face à inflação mostrou-se ainda mais notável em 1980

(63) Cf. Decreto-Lei nº 1506, de 23/12/1976, que "altera dispositivo da lei nº 5655, de 20 de maio de 1971" (referente ao critério de cálculo do "Investimento Remunerável"), "e dá outras providências".

(correção monetária de 54% para a inflação de 100,2%) e 1981 (correção monetária de 73,3% para a inflação de 109,9%). Essa foi a regra geral no período 1976/85, observando-se apenas duas exceções, em 1982 (quando a correção monetária quase equiparou-se à inflação) e 1985 (quando a correção monetária superou ligeiramente a inflação). A correção monetária acumulada no período 1976/85 foi de 37.834%, enquanto a inflação acumulada atingiu 93.694% (calculadas pela média anual). A contenção da correção monetária afetou não só o "Investimento Remunerável", mas o próprio Custo do Serviço, que era rebaixado em alguns de seus componentes (64).

O efeito da degradação do "Investimento Remunerável" por causa da insuficiente correção monetária pode ser evidenciado ao se converter em ORTNs médias o valor do "Investimento Remunerável", e comparar os resultados obtidos com o mesmo valor corrigido pelo IGP-DI/FGV. Medido em ORTNs médias (a unidade de conta com correção "aviltada", face à inflação corrente medida pelo IGP-DI/FGV), o Investimento Remunerável cresceu 5,6 vezes entre 1976 e 1985 (passando de 612,0 milhões de ORTNs para 3.418,2 milhões de ORTNs); porém, medido a preços de 1985, corrigidos pelo IGP-DI, o crescimento do "Remunerável" fica reduzido a 2,5 vezes (de Cr\$ 62.530.260 milhões em 1976 para Cr\$ 153.211.359 milhões em 1985).

(64) Pois a correção monetária insuficiente reduzia a parcela referente à remuneração do investimento, e as quotas de reintegração dos ativos (depreciação/amortização), itens de grande importância no Custo do Serviço (em 1989, representavam 45% do Custo do Serviço - ver. cap. 2/2.1).

BRASIL - CORREÇÃO MONETÁRIA, INFLAÇÃO, E EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO REMUNERÁVEL
DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA - 1976/85

ANO	CORREÇÃO MONETÁRIA (a)	INFLAÇÃO (b) MÉDIA ANUAL	INVESTIMENTO REMUNERÁVEL				
			Cr\$ milhões, correntes	Milhoes de ORTNs (c)	Variação %	Cr\$ milhões de 1985 (d)	Variação %
1976	30,1%	41,2%	94.089	612,0	-	62.530.260	-
1977	36,1%	42,7%	153.041	731,2	19,5%	71.297.976	14,0%
1978	32,0%	30,7%	279.860	1.013,3	38,6%	94.001.280	31,8%
1979	40,1%	53,9%	476.977	1.232,6	21,6%	104.080.398	10,7%
1980	54,0%	100,2%	922.950	1.548,7	25,6%	100.579.953	(3,4%)
1981	73,3%	107,9%	1.080.017	1.820,5	17,6%	97.609.919	(3,0%)
1982	93,1%	95,4%	4.125.002	2.068,8	13,6%	109.501.916	12,3%
1983	131,1%	154,5%	11.846.549	2.570,8	24,3%	123.638.878	12,8%
1984	194,4%	220,6%	39.666.603	2.924,1	13,7%	129.129.237	4,4%
1985	230,4%	225,5%	153.211.359	3.410,2	16,9%	153.211.359	18,7%

FONTE: Dados brutos sobre Investimento Remunerável, em cruzeiros correntes,
cf. DNACE/DCEF/SEFIS.

(a) Variação da ORTN média anual.

(b) IGP-DI/Fundação Getúlio Vargas-RJ. Variação do índice médio anual.

(c) Valores correntes convertidos para ORTNs pelo valor da ORTN média anual.

(d) Valores correntes corrigidos para valores de 1985 pelo IGP-DI médio anual.

As taxas anuais de crescimento do Investimento Remunerável, medido em ORTNs, são sempre superiores às taxas observadas ao se tomar valores corrigidos pela inflação medida pelo IGP-DI (sendo a única exceção o ano de 1985, em que a correção monetária, como já observamos, foi ligeiramente superior à inflação). Em duas ocasiões - 1980 e 1981 - devido à substancial defasagem entre a correção monetária e a inflação, a variação do Investimento Remunerável, medido em cruzeiros corrigidos pelo IGP-DI, foi negativa - embora tivesse ocorrido acréscimo de 25,6% e 17,6%, respectivamente, ao se tomar os valores em quantidades de ORTNs.

No quadro a seguir estão registrados os valores do Investimento Remunerável por grupo de empresas: as 4 geradoras federais, as outras 7 grandes empresas - para as quais dispomos de dados para todo o período 1968/85 -, e as demais concessionárias, para as quais os dados disponíveis cobrem o período 1976/85. (Os dados para o total de empresas correspondem portanto ao período 1976/85).

Entre 1976 e 1985, apesar dessa sistemática subestimação o Investimento Remunerável das empresas concessionárias cresceu 145% (valores a preços de 1985, corrigidos pelo IGP-DI/FGV; para se ter uma noção mais adequada dos valores, as cifras, em cruzeiros de 1985, foram convertidas para dólares segundo a cotação média da moeda norteamericana nesse ano). Os dados mostram que do equivalente a US\$ 10.049,3 milhões em 1976, atingiu-se

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - INVESTIMENTO REMUNERÁVEL, POR GRUPO DE EMPRESAS - 1968/85

Em milhões de dólares de 1985 (*)

ANO	4 GERADORAS FEDERAIS ⁽¹⁾	OUTRAS 7 GRANDES ⁽²⁾	SUBTOTAL	DEMAIS EMPRESAS	TOTAL (3)	VARIAÇÃO ANUAL (X)
1968	807,5	2.583,3	3.390,0	-	3.390,0	
1969	1.294,7	3.155,3	4.450,0	-	4.450,0	31,2X
1970	1.332,7	3.807,8	5.140,5	-	5.140,5	15,5X
1971	1.382,3	4.685,1	6.067,4	-	6.067,4	18,0X
1972	1.736,5	5.185,4	6.921,9	-	6.921,9	14,1X
1973	2.297,6	5.945,9	8.243,5	-	8.243,5	19,1X
1974	2.143,2	5.970,1	8.113,3	-	8.113,3	-1,6X
1975	2.539,3	6.866,9	9.406,2	-	9.406,2	15,9X
1976	2.439,9	6.126,7	8.566,6	1.482,7	10.049,3	6,8X
1977	2.804,5	6.684,0	9.488,5	1.970,0	11.458,5	14,0X
1978	3.583,5	9.380,9	12.964,4	2.142,7	15.107,1	31,8X
1979	3.747,4	10.792,3	14.539,7	2.187,4	16.727,1	10,7X
1980	4.032,9	10.293,9	14.326,8	1.837,7	16.164,5	-3,4X
1981	4.845,2	9.167,1	14.012,3	1.674,9	15.687,2	-3,0X
1982	5.934,5	9.663,4	15.597,9	2.013,4	17.611,3	12,3X
1983	7.206,2	10.481,3	17.687,5	2.182,7	19.870,2	12,8X
1984	7.457,0	10.949,1	18.406,1	2.346,5	20.752,6	4,4X
1985	10.232,1	11.706,9	21.939,0	2.684,0	24.623,0	18,7X

(*) Valores originais em cruzeiros correntes corrigidos para 1985 pelo IGP-DI médio anual, e convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio média anual, cotações oficiais de venda de 1985, cf. BACEN (Cr\$ 6.222,284/US\$ 1.00).

(1) CHESF, FURNAS, ELETROSUL, e ELETRONORTE a partir de 1975.

(2) CESP, CPFL, LIGHT (a partir de 1981 desmembrada em ELETROPAULO e LIGHT-RJ), CEMIG, COPEL, CEEE.

(3) De 1968 a 1975 os dados obtidos referem-se apenas às grandes concessionárias; assim a coluna "total" não inclui as demais empresas.

(US\$ 24.623,0 milhões em 1985, o que corresponde a uma taxa média anual de crescimento de 10,5%).

Os dados disponíveis para o período 1968/85, referentes às grandes empresas concessionárias, indicam uma taxa média anual de crescimento do Investimento Remunerável de 11,6% e um crescimento acumulado de 547% (de US\$ 3.390,8 milhões em 1968 para US\$ 21.939,0 milhões em 1985).

Verifica-se um crescimento de 177% do Investimento Remunerável entre 1968 e 1975 (passando de US\$ 3.390,8 milhões para US\$ 9.406,2 milhões), ou seja, o equivalente a 15,7% ao ano. Entre 1975 e 1985 o Investimento Remunerável evoluiu de US\$ 9.406,2 milhões para US\$ 21.939,0 milhões - crescimento de 133% ou 8,8% ao ano, em média.

Como se pode notar, em 1974 o Investimento Remunerável das grandes empresas concessionárias, apresentou ligeiro recuo (-1,6%). Nesse ano, a inflação foi de 28,7% enquanto a correção monetária atingiu 21,3% (ou seja, seria necessária uma correção adicional de cerca de 6% para que a correção monetária se tornasse equivalente à inflação). Essa insuficiência da correção monetária, como dissemos anteriormente, tornou-se "rotina" entre 1976/85. E apesar do grande ritmo de imobilizações ocorrido nesse período, isto é, adições ao Investimento Remunerável, como reflexo dos investimentos setoriais, em 1980 e 1981 ocorreu queda do

Investimento Remunerável, provocada pela grande disparidade entre correção monetária e inflação.

Ao analisar as taxas de crescimento do Investimento Remunerável destacando, de um lado, as 4 grandes geradoras federais, e de outro, as demais grandes empresas, é possível notar a disparidade entre esses dois grupos.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - TAXA MÉDIA ANUAL DE CRESCIMENTO DO INVESTIMENTO REMUNERÁVEL DAS GRANDES CONCESSIONÁRIAS - 1968/85

Período	4 geradoras federais	outras 7 grandes	total grandes empresas
1968/85	16,1%	9,3%	11,6%
1968/75	17,8%	15,0%	15,7%
1975/80	9,7%	8,4%	8,8%
1980/85	20,5%	2,6%	8,9%

Nos períodos 1968/75 e 1975/80 o ritmo de crescimento do Investimento Remunerável das 4 grandes empresas geradoras federais, manteve-se relativamente próximo das outras grandes empresas, embora superior. Já no período 1980/85, a disparidade é notável: enquanto o Investimento Remunerável das 4 geradoras federais cresceu em média 20,5% ao ano, o das outras grandes empresas expandiu-se à taxa média anual de 2,6%! Esse crescimento reflete o enorme aumento dos investimentos federais em geração, ocorrido na segunda metade dos anos 70, incorporados progressiva-

mente à "base remunerável". Merece destaque, nesse contexto, a Eletronorte: criada em 1974, de uma participação de 0,1% no Investimento Remunerável setorial, em 1976, atinge 10,3% em 1985. Também a CHESF aumentou sua participação (de 5,9% para 11,6%), juntamente com a ELETROSUL (de 4,6% para 7,2%). Furnas, por sua vez, apresentou ligeira queda de participação (de 13,7% para 12,5% entre 1976 e 1985).

Essas 4 grandes empresas federais ampliaram de 24,3% para 41,6% sua participação conjunta no Investimento Remunerável total das concessionárias, entre 1976 e 1985. O aumento da participação é notório a partir de 1980: neste ano, a participação é de 25,0%, contra 22,4% no ano anterior; em 1981, essa participação se amplia para 30,9%, e continua a crescer até 41,6% em 1985.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - PARTICIPAÇÃO DAS EMPRESAS GERADORAS FEDERAIS NO INVESTIMENTO REMUNERÁVEL SETORIAL - 1976/85 (%)

ANO	FURNAS	CHESF	ELETRO- SUL	ELETRO- NORTE	T O T A L
1976	13,7	5,9	4,6	0,1	24,3
1977	13,4	6,1	5,0	0,1	24,6
1978	12,3	6,7	4,7	0,1	23,8
1979	10,8	7,1	4,4	0,1	22,4
1980	10,9	8,6	5,0	0,5	25,0
1981	11,4	11,8	6,3	1,4	30,9
1982	10,9	13,1	7,1	2,6	33,7
1983	11,6	13,5	7,8	3,3	36,2
1984	10,9	12,8	8,2	4,0	35,9
1985	12,5	11,6	7,2	10,3	41,6

FONTE: Calculado a partir dos valores em cruzeiros correntes, obtidos junto ao DNAEE/DCEF/SEFIS, cf. SIESE.

A crescente participação das grandes geradoras federais no Investimento Remunerável setorial sem dúvida teve papel decisivo na modificação dos critérios de cobrança da Reserva Global de Garantia, a partir de 1981, de que trataremos a seguir.

3.3.3. A eliminação do limite à drenagem de remuneração: o Decreto-Lei nº 1849

Ao ser criada, em dezembro de 1974, a RGG fora estipulada como uma quota anual de até 2% do Ativo Reversível (ou seja, a mesma base de recolhimento utilizada para cálculo da RGR - Reversa Global de Reversão). Por outro lado, a partir de 1975, como já mencionamos, observou-se a aceleração dos investimentos das concessionárias federais face ao das demais empresas do setor, evoluindo sua participação no investimento setorial, de cerca de 1/3, em 1973 e 1974, para atingir 49% em 1978.

A deterioração tarifária, por sua vez, tornou-se manifesta a partir de 1976, com reflexos sobre a taxa de remuneração e os recursos próprios dos concessionários.

Ora, num quadro desses os concessionários federais ficariam necessariamente com menor taxa de remuneração face aos demais, devido ao maior crescimento de sua "base remunerável", sem

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - COMPOSIÇÃO DOS INVESTIMENTOS POR GRUPO DE
CONCESSINÁRIAS - 1973/82

Cr\$ milhões de 1982 (*)

ANO	(a) Controladas	(b) Coligadas	(c) Total	Participação	
				(a)/(c)	(b)/(c)
1973	191.668	384.520	576.188	33,3	66,7
1974	203.548	428.237	631.785	32,2	67,8
1975	268.282	447.775	716.057	37,5	62,5
1976	317.083	425.878	742.961	42,7	57,3
1977	374.971	424.073	799.044	46,9	53,1
1978	409.972	433.411	842.483	48,6	51,4
1979	510.715	325.890	836.605	61,0	39,0
1980	469.443	294.929	764.372	61,4	38,6
1981	449.381	326.339	775.720	57,9	42,1
1982	482.802	373.950	856.752	56,4	43,6

(*) Valores correntes corrigidos pelo deflator implícito do PIB, cf. Eletrobrás, "Setor de energia elétrica - Fontes e usos de recursos - Série retrospectiva 1973/82" página 12.

Obs.: Os valores dos investimentos das empresas controladas pela Eletrobrás foram excepcionalmente aumentados, em 1979, pela incorporação da Light; e, reduzidos em 1981, quando parte dessa empresa (o subsistema São Paulo) foi transferida para o governo desse Estado constituindo a Eletropaulo. O crescimento da participação dos investimentos federais ("controladas"), notório já em 1975, ocorreu apesar de nesse ano a CPFL ter seu controle acionário transferido à CESP).

encontrar níveis tarifários suficientes (65).

Para compensar essa previsível queda da taxa de remuneração e escassez de recursos das empresas federais era necessário

(65) A previsão dos níveis tarifários necessários para propiciar a remuneração legal, face à expansão dos investimentos dos concessionários e de seu mercado de venda de energia, já era usual no setor. A respeito, ver: Eletrobrás - Departamento de Supervisão de Empresas/DESE - "Análise da repercussão dos investimentos programados para 1973 pelas empresas subsidiárias da Eletrobrás sobre suas tarifas", Fev/1973, mimeo.

transferir recursos adicionais através da RGG. Porém, essas transferências deviam ser obtidas necessariamente junto às outras concessionárias, cujos ativos - até então a "base de cobrança" da RGG - vinham crescendo menos que os das empresas federais. Portanto, haveria dificuldades para obtenção desses recursos, e o problema, para ser contornado, exigiria a mudança dos critérios de cobrança da RGG, - o que efetivamente ocorreu em janeiro de 1981, com o Decreto-Lei nº 1849.

O Decreto-Lei nº 1849, eliminou o critério de recolhimento da RGG - Reserva Global da Garantia, como quota anual limitada a 2% do Ativo Reversível, e estabeleceu que, a partir de então, a cobrança da RGG seria feita "tendo por base a diferença positiva, se houver, entre a remuneração do concessionário e a remuneração média do setor" (66).

Com essa alteração acabava o obstáculo para maior retirada de recursos, "via" RGG, dos demais concessionários. Concessionárias com taxa de remuneração abaixo do mínimo legal podiam ser obrigadas a recolher recursos adicionais à RGG, desde que sua taxa de remuneração fosse superior à taxa média prevista para o conjunto das concessionárias.

(66) Decreto-Lei nº 1849, de 13 de janeiro de 1981, artigo 1º. Recorde-se que, ao mesmo tempo, a quota anual de RGR era aumentada de 3% para 4% do Ativo Reversível, sendo estabelecidas pesadas multas no caso de atraso de recolhimentos.

Como destacou Lima (67), "Diante das disposições do Decreto-Lei nº 1849, as empresas coligadas, principalmente das regiões sudeste e sul, passaram a questionar a legalidade da medida e postularam que o Decreto-lei tendia a socializar a "ineficiência" dentro do setor, na medida que penalizava as empresas mais "eficientes" e, portanto, mais rentáveis do setor elétrico. Em pronunciamento na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados em setembro de 1981, o então Presidente da CESP, Francisco Lima de Souza Dias Filho, argumentou a propósito da medida:

"Para a CESP esta é uma flagrante injustiça, pois tendo sido ela a maior contribuinte em 1980, continuará a sê-lo em 1981, a uma remuneração limitada a 6,5%, enquanto outras, muito mais endividadas, continuam a usufruir de remunerações mais elevadas. Muito mais grave ainda é o fato de que esta Empresa, baseada na premissa oficial de uma remuneração de 8%, não só comprometeu, como já dispendeu os correspondentes recursos gerados, no seu programa de investimentos. Se fatos novos supervenientes obrigam a redução da remuneração, valendo dizer, a transferência de Cr\$ 8 bilhões adicionais, tais recursos, simplesmente não existindo em caixa, obrigariam a CESP a obtê-los a curto prazo por empréstimo, o que é sabidamente impraticável".

A partir de 1982, a resistência das empresas estaduais aos novos critérios impostos pela área federal para os recolhimentos da RGG cresceu, fruto da crise financeira vivida e das mu-

(67) Lima, José L. - "Estado e setor elétrico no Brasil..." pág. 148.

danças políticas trazidas pela eleição dos novos governadores. As empresas estatais estaduais de São Paulo recolheram em 1983 apenas 55% das quotas de RGG fixadas, e as demais empresas (exclusivamente as do grupo Eletrobrás) atingiram 83% dos valores a recolher.

Em 1985 as empresas estaduais de São Paulo recolheram integralmente as quotas de RGG fixadas, mais valores pendentes anteriores, mas vale observar que nesse ano as portarias fixaram valores de recolhimento equivalentes a pouco mais da metade dos que haviam sido fixados em 1983.

Quanto às empresas federais, - cujos valores a recolher fixados entre 1982 a 1984 cresceram substancialmente -, convém notar que se tratava, de fato, de transferências dentro do próprio conjunto de empresas federais - a Eletronorte, especialmente, tornou-se a maior beneficiária das transferências de RGG, dada sua baixa taxa de remuneração, em decorrência do elevado investimento a remunerar a escassa receita tarifária (68).

(68) As tarifas subsidiadas para os consumidores de uso intensivo de energia elétrica tem importante papel nesse desequilíbrio. Conforme informações divulgadas pelo jornal Folha de São Paulo (15/10/1987, página B-7), os subsídios até o ano 2004 representam valores equivalentes a US\$ 1,1 bilhão. Os contratos de fornecimento a tarifas favorecidas beneficiam basicamente empresas produtoras de alumínio, a saber, a Albrás - Alumínio Brasileiro S/A (associação entre a Cia. Vale do Rio Doce e a Nippon Amazon Aluminium), a Alumar - Alumínio do Maranhão S/A (consórcio entre a Alcoa - 60% - e a Billiton Metais, do grupo Shell), e a Camargo Corrêa Metais (continua)

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA - QUOTAS DE PORTARIA E
INGRESSOS EFETIVOS - 1982/85

Em ORTN

ANO	EMPRESAS	(A) QUOTAS DE PORTARIA	(B) INGRESSOS EFETIVOS	(%) (B)/(A)
1982	Federais	8.188.382	6.449.558	79%
	Grupo SP	15.130.108	15.102.864	100%
	Outras	5.456.164	5.534.173	101%
1983	Federais	12.427.239	13.775.089	111%
	Grupo SP	17.843.936	9.891.279	55%
	Outras	4.799.611	3.975.920	83%
1984	Federais	18.146.787	18.534.590	102%
	Grupo SP	14.688.003	11.531.182	79%
	Outras	5.757.607	5.650.394	98%
1985	Federais	7.497.512	7.493.214	100%
	Grupo SP	9.292.437	14.448.993	155%
	Outras	2.789.251	2.349.407	84%
1982/85	Federais	46.259.920	46.252.451	100%
	Grupo SP	56.954.484	50.974.318	90%
	Outras	18.802.633	17.509.894	93%

FONTE: Eletrobrás/Depto. Financeiro/Divisão de Controle de Recursos Setoriais.

Obs. : Federais - Eletronorte, Chesf, Furnas, Eletrosul, Escelsa e Light-RJ

Grupo SP - CESP, CPFL e ELETROPAULO

Outras - demais empresas concessionárias

Apesar dos entendimentos ocorridos em 1985 para efetivação dos recolhimentos pendentes, os critérios de recolhimento da RGG só vieram a ser alterados anos mais tarde. Em 1988, a RGG veio a se transformar na RENCOR - Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, que só é devida após os concessionários terem atingido a taxa de remuneração mínima legal de 10 a 12%, deixando portanto de representar drenagem de remuneração dos concessionários.

(continua)

(68) S/A. O diretor-executivo da Abrace - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica justificava os subsídios à Alumar, segundo declarou ao jornal citado, por ter a empresa atendido a enfáticos pedidos do governo para se instalar próximo à usina de Tucuruí, "que na época estava em construção e necessitava de mercado para sua geração de energia", além de ter realizado pesados investimentos para ter acesso à energia elétrica, e ter beneficiado a região "com toda a adução de água potável nas redondezas da cidade de São Luiz", permitindo ademais, ao instalar-se ali, "a ida de 350 indústrias".

3.3.4. As transferências de recursos da RGG: 1975/85

As informações disponíveis sobre recolhimentos e recebimentos de RGG por grupo de concessionários demonstram, de maneira evidente, que as mudanças de critério praticadas em 1981 atendiam especificamente os interesses das empresas federais, ou mais exatamente, da Eletrobrás, face à necessidade de recursos. Em 1980 as empresas federais arrecadaram o equivalente a US\$ 106,5 milhões em RGG, recebendo US\$ 92,2 milhões - "perdendo", em termos líquidos, US\$ 14,3 milhões. Já em 1981 os recursos de RGG recolhidos pelas empresas federais alcançaram o equivalente a US\$ 120,0 milhões, apesar de parte da light ter sido destacada, dando origem à estatal paulista Eletropaulo, enquanto os recebimentos representaram US\$ 202,1 milhões - portanto, um resultado líquido favorável à área federal, no montante de US\$ 82,1 milhões.

No período 1975/80, os critérios de recolhimento vigentes levaram as empresas federais a arrecadar US\$ 231,1 milhões de RGG, recebendo US\$ 177,9 milhões - ou seja, transferência de US\$ 53 milhões para as demais concessionárias. Com os novos critérios, entre 1981/85 houve um ganho líquido de US\$ 312,1 milhões (arrecadação de US\$ 484,8 milhões, e recebimentos de US\$ 172,7 milhões); sem dúvida esse ganho teria sido muito superior, não fôra a reação das empresas estaduais, das quais as mais significativas são as paulistas, que reduziram os seus recolhimentos a partir de 1983. Ou seja, mesmo com taxa de remuneração de seus investimentos (ativos) inferior à legalmente estipulada, as em-

presas estaduais tornaram-se grandes pagadoras líquidas de RGG a partir de 1981, às custas de redução ainda maior de sua remuneração.

Assim, a Reserva Global de Garantia, criada inicialmente como um adicional ao Custo do Serviço a ser cobrado dos consumidores "via" tarifa, para ser repassado às empresas concessionárias que, face à "equalização tarifária nacional", apresentassem insuficiência de receita para cobrir o seu custo e obter a remuneração legalmente estipulada, acabou por se transformar em transferência de remuneração, em vez de transferência de receita. E, dada a evolução dos investimentos federais, converteu-se num mecanismo de transferência de recursos para a área federal.

Para contornar a deterioração tarifária e queda das taxas de remuneração abaixo do mínimo legal, especialmente para atender suas empresas, o governo federal promoveu a mudança dos critérios de recolhimento da RGG, a partir de 1981. Em vez de buscar soluções de interesse geral, a política governamental atendia os interesses federais, vale dizer, da própria Eletrobrás, penalizando adicionalmente as demais empresas concessionárias de energia elétrica, que já não vinham obtendo a remuneração prescrita legalmente. A drenagem de remuneração significou portanto a necessidade de buscar recursos compensatórios junto a outras fontes - o que significa dizer, dadas as condições então vigentes, ampliação do endividamento.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA (RGG) VALORES RECOLHIDOS, POR GRUPO DE CONCESSIONÁRIOS, 1975/85

Valores em US\$ milhões (*)													
CONCESSIONÁRIAS, POR GRUPO	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	75/85	
												US\$	X
1. FEDERAIS	20,1	19,6	25,1	22,3	37,5	106,5	120,0	72,8	109,2	139,4	43,4	715,9	40,6X
(4 geradoras)	(17,7)	(17,3)	(22,0)	(20,9)	(20,9)	(56,6)	(91,2)	(26,4)	(63,5)	(79,5)	(3,3)		
2. ESTADUAIS	33,2	32,1	50,1	39,2	40,2	82,3	251,9	222,1	97,7	76,7	21,7	947,2	53,7X
(Paulistas)	(15,6)	(16,5)	(27,6)	(19,2)	(17,4)	(44,4)	(166,3)	(173,8)	(74,1)	(44,2)	(12,0)	(611,1)	(34,6X)
3. OUTRAS (**)	15,6	18,4	22,3	13,1	1,0	2,4	6,4	10,0	5,6	5,9	-	100,7	5,7X
(Light)	(14,4)	(17,3)	(20,6)	(12,0)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)		
4. TOTAL (1+2+3)	68,8	70,1	97,5	74,6	78,7	191,2	378,3	304,9	212,4	221,9	65,2	1.763,6	100X

(*) Valores originais em cruzeiros correntes convertidos pela taxa de câmbio média anual.

(**) Inclui grupo Light até 1978; em 1979/80 a Light passa à esfera federal; em 1981 a Light-SP passa para o governo do Estado de São Paulo, passando a denominar-se Eletropaulo.

FONTE DOS DADOS: DNAEE. A classificação dos concessionários e consolidação dos dados foi feita pelo autor.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA (RGG) PARTICIPAÇÃO RELATIVA (X) NOS RECOLHIMENTOS, POR GRUPO DE CONCESSIONÁRIOS 1975/85

CONCESSIONÁRIAS, POR GRUPO	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1975/85
1. FEDERAIS	29,2X	28,0X	25,7X	29,8X	47,6X	55,7X	31,7X	23,9X	51,4X	62,8X	66,6X	40,6X
2. ESTADUAIS	48,2X	45,8X	51,4X	52,6X	51,1X	43,0X	66,6X	72,8X	46,0X	34,6X	33,4X	53,7X
(Paulistas)	(22,6X)	(23,5X)	(20,4X)	(25,9X)	(22,1X)	(24,3X)	(44,0X)	(57,1X)	(34,9X)	(20,0X)	(10,4X)	(34,6X)
3. OUTROS	22,6X	26,2X	22,8X	17,6X	1,3X	1,3X	1,7X	3,3X	2,6X	2,6X	0	5,7X
TOTAL	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X	100X

FONTE: Calculado com base nos valores monetários anuais.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA (RGG) LIBERAÇÕES, POR GRUPO DE CONCESSIONÁRIAS 1975/85

Valores em US\$ milhões (x)													
CONCESSIONÁRIAS, POR GRUPO	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	75/85	
												US\$	%
1. FEDERAIS	6,4	8,7	14,5	30,3	25,8	92,2	202,1	177,2	132,9	179,4	105,3	974,7	50,3%
2. ESTADUAIS	47,3	38,3	72,5	58,6	57,1	105,9	151,1	134,1	74,9	98,1	83,4	923,4	47,6%
Paulistas	-	-	-	-	-	-	10,5	-	-	-	-	10,5	0,5%
3. OUTRAS (**)	1,2	1,4	1,2	1,5	1,7	4,2	6,8	4,3	5,3	6,6	7,5	41,7	2,1%
4. TOTAL (1+2+3)	54,9	48,4	88,2	90,4	84,6	202,3	360,1	315,6	215,1	284,1	196,2	1.939,7	100%

(*) Valores em cruzeiros correntes convertidos pela taxa de câmbio médio anual.

(**) Inclui grupo Light até 1978; em 1979/80 a Light passa à esfera federal; em 1981 a Light-SP passa para o governo do Estado de São Paulo, com a denominação de Eletropaulo.

FONTE DOS DADOS: DNREE. A classificação dos concessionários e consolidação dos dados foi feita pelo autor.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA (RGG) PARTICIPAÇÃO RELATIVA (%) NAS LIBERAÇÕES, POR GRUPO DE CONCESSIONÁRIOS 1975/85

CONCESSIONÁRIAS, POR GRUPO	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1975/85
1. FEDERAIS	11,6%	18,0%	16,4%	33,5%	30,5%	45,6%	56,1%	56,1%	61,8%	63,1%	53,7%	50,3%
2. ESTADUAIS	86,2%	79,2%	82,2%	64,9%	67,4%	52,4%	42,0%	42,5%	35,8%	34,5%	42,5%	47,6%
(Paulistas)	0	0	0	0	0	0	2,9%	0	0	0	0	0,5%
3. OUTROS	2,2%	2,8%	1,3%	1,6%	2,1%	2,1%	1,9%	1,4%	2,5%	2,3%	3,8%	2,1%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FONTE: Calculado com base nos valores monetários anuais.

3.4. A Composição do Endividamento das Empresas Estatais

Nosso objetivo aqui é mostrar como o privilegiamento das empresas federais na obtenção de recursos setoriais acabou por refletir-se na composição do endividamento das concessionárias.

No Capítulo 1 observamos que "...quando alguém fala em setor elétrico está geralmente se referindo a um grupo de concessionárias - as maiores empresas estatais federais ou estaduais. Por sua participação na geração e distribuição de energia elétrica no País - e portanto nas receitas de suprimento (venda de energia "em grosso" a outras concessionárias) e de fornecimento (venda de energia a consumidores finais), bem como nos investimentos setoriais e no valor dos ativos operacionais, essas empresas tem um papel extremamente destacado. Neste sentido, podem ser tomadas a justo título como representativas do setor elétrico brasileiro" (69). Como veremos a seguir, esse grupo também responde praticamente pela totalidade da dívida das concessionárias.

(69) Ver Capítulo 1, item 1.2.1. "Os principais integrantes do setor elétrico brasileiro".

3.4.1. O endividamento de longo prazo das concessionárias

Em 31.12.86, a dívida de longo prazo das concessionárias de energia elétrica - isto é, o saldo devedor de empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira, vencível após 1 ano - era de Cz\$ 302.771 milhões, então equivalentes a US\$ 20.267,1 milhões (70).

A quase totalidade dessa dívida era de responsabilidade das empresas estatais federais e estaduais (US\$ 20.253,9 milhões, ou 99,9%). A dívida das 11 maiores empresas estatais federais e estaduais (71) correspondia a US\$ 19.503,7 milhões ou 96,2% da dívida de longo prazo das 57 concessionárias.

O quadro a seguir, apresenta os valores do endividamento a longo prazo, por grupo de concessionários.

(70) Valores originais em cruzados, por concessionária, obtidos em "Dados econômico-financeiros 1986", encarte ao Boletim trimestral SIESE, 12 trim/87. As informações disponíveis referem-se a 57 concessionárias, das 59 existentes, não incluindo a estatal CEPISA - Centrais Elétricas do Piauí S/A, e a empresa privada UENPAL - Usina Hidro Elétrica Nova Palma, cuja ausência é irrelevante: somadas, detêm menos de 0,15% dos ativos remuneráveis do conjunto de concessionárias (Cf. DNAEE, "Planilha de Cálculo do Custo do Serviço Consolidado Brasil"). A conversão dos valores originais em cruzados para dólares norte-americanos foi feita pela taxa de câmbio oficial, para venda, de 31.12.86.

(71) ELETRONORTE, CHESF, FURNAS, ELETROSUL E LIGHT (5 empresas do grupo ELETROBRAS), e as 6 estatais estaduais CESP, CPFL, ELETROPAULO, CEMIG, COPEL e CEEE.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - DÍVIDA DE LONGO PRAZO DOS CONCESSIONÁRIOS DE ENERGIA ELÉTRICA - 31.12.1986

CONCESSIONÁRIAS, POR GRUPO	MOEDA NACIONAL		MOEDA ESTRANGEIRA		TOTAL		COMPOSIÇÃO	
	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	NN	NE
a) 5 estatais federalis (1)	8.627,1	85,7	5.488,2	53,8	14.115,3	69,6	61%	39%
b) 6 estatais estaduais (2)	1.128,8	11,2	4.259,6	41,7	5.388,4	26,6	21%	79%
c) 11 maiores estatais (a+b)	9.755,9	97,0	9.747,8	95,5	19.503,7	96,2	50%	50%
d) Outras estatais federalis/estaduais	293,4	2,9	456,8	4,5	750,2	3,7	39%	61%
e) Total estatais fed/estad. (c+d)	10.049,3	99,9	10.204,6	100,0	20.253,9	99,9	50%	50%
f) Empresas privadas e municipais	13,2	0,1	-	-	13,2	0,1	100%	-
g) Total concessio- nárias (e+f)	10.062,5	100,0	10.204,6	100,0	20.267,1	100,0	50%	50%

FONTE: Dados originais em cruzados, por empresa, obtidos em Dados Econômico-financeiros 1986, encarte ao Boletim Trimestral SIESE, 1º trimestre de 1987. Valores convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio oficial, para venda, de 31.12.86.

OBS.: (1) ELETRONORTE, CHESF, FURNAS, ELETROSUL e LIGHT
(2) CESP, CPFL, ELETROPAULO, CEMIG, COPEL e CEEE

Do ponto de vista de composição em moeda nacional e moeda estrangeira, a dívida de longo prazo do conjunto de concessionários distribuía-se em proporções praticamente iguais: US\$ 10.062,5 milhões e US\$ 10.204,6 milhões, respectivamente. Esse resultado é praticamente determinado pelas 11 maiores empresas estatais que, como vimos, detém 96,2% da dívida de longo prazo dos concessionários (97,0% da dívida em moeda nacional e 95,5% em moeda estrangeira). Porém, nessas 11 maiores empresas estatais, é possível observar a diferente composição da dívida das empresas do grupo Eletrobrás e das empresas estatais estaduais: enquanto

as 5 empresas federais do grupo Eletrobrás tem mais de 3/5 de sua dívida em moeda nacional (61%), nas 6 estatais estaduais essa proporção cai para apenas 1/5 (21%).

Essa maior participação da dívida em moeda nacional, nas empresas federais, pode ser explicada pelos empréstimos concedidos pela própria ELETROBRÁS - o "banco setorial" - às empresas sob seu controle. Esse aspecto será discutido novamente mais adiante.

Na dívida total de longo prazo dos concessionários, as 5 maiores empresas do grupo ELETROBRÁS respondiam por quase 70%, e as 6 maiores estatais estaduais por cerca de 27%. Mas a participação das 5 empresas do grupo ELETROBRÁS, na dívida de longo prazo em moeda nacional dos 57 concessionários ascendia a 86%, contra apenas 11% das 6 maiores estatais estaduais. A situação se modifica bastante no que se refere à dívida em moeda estrangeira: as 5 empresas maiores do grupo ELETROBRÁS participam com 54% da dívida total em moeda estrangeira dos 57 concessionários, subindo para 42% a participação das 6 maiores estatais estaduais na dívida de longo prazo em moeda estrangeira.

As demais empresas estatais federais e estaduais (exclusive as 11 maiores), participavam com magros 2,9% do endividamento de longo prazo em moeda nacional, e 4,5% em moeda estrangeira; sua participação na dívida total de longo prazo não ia além de 3,7%. Como se observa, cerca de 2/5 (ou 39%) de sua divi-

da era representada em moeda nacional. Quanto aos concessionários privados ou municipais, não possuíam dívida de longo prazo em moeda estrangeira, e sua participação na dívida em moeda nacional, e dívida total do setor, não ia além dos 0,1%.

3.4.2. O endividamento global das grandes empresas estatais

Vimos que as 11 maiores empresas estatais respondiam, em 31.12.86, por 96,2% da dívida de longo prazo, em moeda nacional e estrangeira, do conjunto de concessionárias. Veremos agora o endividamento global, de curto e longo prazos, em moeda nacional e estrangeira, daquelas empresas.

Segundo os dados dos balanços das empresas, em 31.12.1987 a dívida global das 11 maiores empresas estatais concessionárias do serviço público de energia elétrica ascendia a Cz\$ 1.816.677 milhões, ou o equivalente a US\$ 25.333,7 milhões pela taxa de câmbio oficial de venda naquela data. A parcela vencível a curto prazo correspondia a US\$ 9.514,3 milhões (38% da dívida total) e a longo prazo, US\$ 15.819,4 milhões (62% da dívida total). Quanto à composição, a dívida em moeda nacional equivalia a 36,5% (US\$ 9.245,3 milhões), sendo em moeda estrangeira os 63,5% remanescentes (US\$ 16.088,3 milhões). No quadro seguinte apresentamos os dados por empresa, e incluímos também os da Itaipu Binacional, a título ilustrativo.

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - DÍVIDA GLOBAL (CURTO E LONGO PRAZO) DAS 11 MAIORES CONCESSIONÁRIAS E ITAIPU
SALDO DEVEDOR DO PRINCIPAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS EM MOEDA NACIONAL E ESTRANGEIRA, 31.12.87

CONCESSIONÁRIAS	MOEDA NACIONAL		MOEDA ESTRANGEIRA		TOTAL		COMPOSIÇÃO	
	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	MN	ME
1. ELETRONORTE	3.569,1	38,6	2.797,2	17,4	6.366,3	25,1	56X	44X
2. CNESE	1.432,8	15,5	2.005,5	12,5	3.438,3	13,6	42X	58X
3. FURNAS (a)	1.874,2	20,3	2.033,8	12,6	3.908,0	15,4	48X	52X
4. ELETROSUL	465,3	5,0	1.503,7	9,3	1.969,0	7,8	24X	76X
5. LIGHT	2,4	-	1.203,3	7,5	1.205,7	4,8	-	100X
SUBTOTAL (1 a 5)	7.343,9	79,4	9.543,4	59,3	16.887,3	66,7	43X	57X
6. CESP	474,0	5,1	3.855,5	24,0	4.329,5	17,1	11X	89X
7. ELETROPAULO	226,6	2,5	651,8	4,1	878,4	3,5	26X	74X
8. CPFL	36,1	0,4	241,0	1,5	277,1	1,1	13X	87X
9. CEMIG	338,1	3,7	852,5	5,3	1.190,6	4,7	28X	72X
10. COPEL	70,9	0,8	409,4	2,5	480,3	1,9	15X	85X
11. CEEE	755,7	8,2	534,7	3,3	1.290,4	5,1	59X	41X
SUBTOTAL (6 a 11)	1.901,4	20,6	6.544,9	40,7	8.446,3	33,3	23X	77X
TOTAL 11 MAIORES	9.245,3	100,0	16.088,3	100,0	25.333,6	100,0	36X	64X
ITAIPU BINACIONAL	6.952,6	-	6.423,1	-	13.375,7	-	52X	48X

FONTE: Valores originais em cruzados cf. Balanço 1987, convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio oficial de venda em 31.12.87, exceto Itaipu, cujos valores de balanço são originalmente expressos em dólares norte-americanos.

OBS.: (a) A dívida da FURNAS exclui parcela absorvida pela União, referente a usinas nucleares (Angras I, II e III), equivalente a US\$ 4.193,5 milhões.

Embora Itaipu Binacional não faça parte do conjunto de concessionárias do setor elétrico brasileiro, sendo regida por normas especiais (72), incluiu-se as informações sobre a dívida

(72) Aplica-se a Itaipu Binacional as normas estabelecidas no Tratado de 26 de abril de 1973, celebrado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, "...no estatuto que constitui seu Anexo A, nos seus demais anexos... (Anexo B - Descrições gerais das instalações, e Anexo C - Bases financeiras e de prestação de serviços de eletricidade), e em atos oficiais complementares". Cf. Itaipu Binacional, Balanço 1987.

da empresa - cujo controle é compartilhado entre a ELETROBRÁS, pelo governo brasileiro, e a ANDE - Administración Nacional de Eletricidad, pelo governo paraguaio - porque a mesma recebeu grande volume de recursos da Eletrobrás, através de financiamentos da RGR (como vimos ao tratar dessa questão).

As 5 empresas federais do grupo ELETROBRÁS respondiam por exatos 2/3 da dívida global das 11 maiores concessionárias: US\$ 16.887,3 milhões de um total de US\$ 25.333,6 milhões. Pode-se notar que a parcela da dívida em moeda nacional dessas 5 empresas, - 43% de sua dívida global total - é bastante superior à verificada nas 6 empresas estaduais, onde não vai além dos 23%. A participação das 5 empresas do grupo ELETROBRÁS na dívida em moeda nacional das 11 maiores concessionárias situa-se próximo dos 80%, mas cai para 59,3% no tocante à dívida em moeda estrangeira. A maior participação da dívida em moeda nacional, na composição da dívida das empresas do grupo ELETROBRÁS deve-se, em larga medida a empréstimos que a "holding" fez às empresas por ela controladas, a partir de recursos setoriais que administra. No caso de Itaipu Binacional mais da metade de sua dívida era denominada em cruzados ("moeda nacional"; talvez expressão por nós imprópria aplicada a uma empresa binacional). A participação da ELETROBRÁS e outros credores, na dívida em moeda nacional, das 11 concessionárias e Itaipu Binacional é mostrada a seguir.

BRASIL - SEIOR ELÉTRICO - PARTICIPAÇÃO DA ELETROBRÁS NA DÍVIDA EM MOEDA NACIONAL DAS 11 MAIORES CONCESSIONÁRIAS E
ITAIPU - POSIÇÃO EM 31.12.87

CONCESSIONÁRIAS	A. ELETROBRÁS		B. OUTROS CREDORES		C. MOEDA NACIONAL		COMPOSIÇÃO EM %	
	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	US\$ milhões	%	ELETROBRÁS	OUTROS
1. ELETRONORTE	3.498,2	28,7	70,9	1,8	3.569,1	22,0	98	2
2. CHESF	1.325,7	10,9	107,1	2,7	1.432,8	8,8	93	7
3. FURNAS	511,6	4,2	1.362,6(*)	34,2	1.874,2	11,6	27	73 (*)
4. ELETROSUL	429,3	3,5	36,0	0,9	465,3	2,9	92	8
5. LIGHT	0,5	-	1,9	-	2,4	-	20	80
SUBTOTAL (1 a 5)	5.765,3	47,2	1.576,6	39,6	7.343,9	45,3	79	21
6. ITAIPU	5.769,9	47,3	1.182,7	29,7	6.952,6	42,9	83	17
SUBTOTAL (1 a 6)	11.535,2	94,5	2.761,3	69,2	14.296,5	88,3	81	19
7. CESP	20,8	0,2	453,2	11,4	474,0	2,9	4	96
8. CPFL	13,2	0,1	22,9	0,6	36,1	0,2	37	63
9. ELETROPAULO	162,9	1,3	63,7	1,6	226,6	1,4	72	28
10. CENIG	303,7	2,5	34,4	0,9	338,1	2,1	90	10
11. COPEL	63,7	0,5	7,2	0,2	70,9	0,4	90	10
12. CEEE	110,5	0,9	645,2	16,2	755,7	4,7	15	85
SUBTOTAL (7 a 12)	674,8	5,5	1.226,6	30,8	1.901,4	11,7	35	65
TOTAL (1 a 12)	12.210,0	100,0	3.987,9	100,0	16.197,9	100,0	75	25

FONTE: Calculado a partir dos valores dos balanço 1987. Os dados originais em cruzados foram convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio oficial de venda em 31.12.87, exclusive no caso de Itaipu, cujos valores de balanço são originalmente expressos em dólares norte-americanos.

OBS.: (*) Inclui o equivalente a US\$ 1.125,4 milhões, ou 68% da dívida total da empresa em moeda nacional, devidos à Nuclebrás.

Como se observa no quadro, a dívida em moeda nacional das 11 maiores concessionárias mais Itaipu, para com a ELETROBRÁS, atingia US\$ 12.210,0 milhões, em 31.12.87. Desse total, os empréstimos da ELETROBRÁS para as 5 grandes empresas federais por ela controladas, mais a binacional Itaipu, respondia por US\$ 11.535,2 milhões, ou 94,5%! As 6 maiores empresas estaduais deviam à ELETROBRÁS US\$ 674,8 milhões, - os 5,5% remanescentes apenas. Ou seja, quase todas aplicações de empréstimos/financiamentos da ELETROBRÁS destinam-se às suas empresas controladas mais Itaipu!

A quase totalidade da dívida em moeda nacional - 98% no caso da ELETRONORTE, 93% no caso da CHESF, 92% na ELETROSUL, e 83% no de Itaipu -, eram dívidas para com a ELETROBRÁS. Quanto a FURNAS, a dívida com outros credores inclui parte substancial devida à Nuclebrás (60% da dívida em moeda nacional), o que significa que, somando-se o devido à ELETROBRÁS - correspondente a 27% da dívida em moeda nacional dessa empresa, - temos quase 90% de sua dívida para com a "holding" Eletrobrás e a empresa estatal NUCLEBRÁS, "cabeça" do programa nuclear brasileiro. Certamente, as condições de endividamento dessas empresas são bastante diferentes daquelas em que se apoiaram mais fortemente as empresas estaduais estaduais - fortes devedoras em moeda estrangeira - para levar a cabo seus programas de investimento.

Não obstante empresas como a ELETROPAULO, CEMIG e COPPEL, terem uma parte substancial de sua dívida em moeda nacional

representada por créditos da ELETROBRÁS (respectivamente, 72%, 90% e 90%), convém recordar que a dívida em moeda nacional dessas empresas pouco representava, relativamente ao seu endividamento global: apenas 28% no caso da CEMIG, 26% no da ELETROPAULO, e 15% no da COPEL, bem abaixo do observado naquelas empresas federais e Itaipu, em que a dívida em moeda nacional tem muito maior participação.

A ELETROBRÁS, como gestora de recursos financeiros setoriais, privilegiou o financiamento de suas próprias empresas e Itaipu, - direcionando a elas o "grosso" dos recursos aplicados. Esse ponto foi objeto de análise ao falarmos da aplicação de recursos da RGR - Reserva Global de Reversão, geridos pela ELETROBRÁS. A concentração de funções de "holding" da maiores empresas federais e de representante do governo brasileiro em Itaipu, com as de "banco setorial", parecem ter levado a ELETROBRÁS a escolher como prioritários para o recebimento de financiamentos, com recursos setoriais, os empreendimentos de que participava...

Sem o acesso "preferencial" aos recursos setoriais administrados pela ELETROBRÁS, para financiar seus investimentos as empresas estatais estaduais recorreram, em maior medida do que as empresas federais, aos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira. Ficaram portanto mais expostas aos problemas das desvalorizações cambiais, flutuações das taxas de juros internacionais, etc.... para não mencionar as dificuldades inerentes à negociação desses empréstimos, "rolagens", etc. e à dificuldade de

obter transformação de débitos em participação acionária (capitalização de dívidas), cuja realização está aberta para as empresas federais, através de negociações com sua "holding" e no interior do governo federal.

BRASIL - RESEDA GLOBAL DE REVERSAO, RECONHECIMENTOS DAS CONCESSIONARIAS - 1972/1982

VALORES CORRENTES EM CR\$ MILHÕES

CONCESSIONARIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
1. FEDERAIS	193.2	327.1	455.8	583.9	875.4	1.616.9	2.846.3	4.216.0	8.943.0	34.113.9	52.841.3
1.1. GRUPO ELEKTROBRAS	193.2	326.9	455.4	584.9	873.9	1.613.7	2.840.7	4.207.2	8.926.4	34.054.9	52.754.6
CECE	5.9	13.6	15.4	22.3	42.4	42.6					
CPFL	45.3	54.6	55.2								
CEM		1.6	3.6	7.5	14.8	23.5	48.6	57.5	105.5	11.8	
ELETRONORTE					1.1	4.5	7.3	11.6	78.1	877.0	1.774.2
ELETRISUL	4.9	19.8	36.2	59.6	145.8	174.8	358.7	386.8	385.2	5.456.9	8.852.4
CEESP		82.5	87.7	122.7	167.9	325.1	588.4	675.6	733.3	10.858.0	17.675.7
FURNAS	131.7	168.2	238.2	342.2	494.7	965.2	1.349.7	1.349.7	3.145.5	14.583.7	17.152.6
ESCELSA	3.4	18.8	19.1	26.6	54.9	62.8	77.8	129.3	228.6	755.4	1.180.3
LIGHT								1.596.9	4.242.2	5.453.1	6.784.3
1.2. OUTRAS FEDERAIS	.0	.2	.4	2.1	1.5	3.2	5.6	8.8	19.6	63.6	91.3
CEA		.1	.3	1.5	.7	1.3	2.9	4.3	9.1	29.7	46.2
CEI		.1	.1	.6	.8	1.9	2.7	4.5	10.5	33.3	45.1
2. ESTADUAIS	152.0	428.7	617.1	969.8	1.702.3	2.466.1	4.155.0	5.610.0	10.634.5	52.181.3	77.259.5
2.1. REGIAO NORTE	.0	2.0	5.2	17.5	34.0	38.4	69.1	87.0	198.0	586.0	1.094.2
CELETRAMAZONA/CEAM		.5	.1	4.5	6.4	8.5	13.2	17.2	52.3	158.4	264.7
ELETRONORE		.1	.1	1.3	2.6	3.0	3.6	7.7	9.8	25.5	20.3
CELPA		2.8	4.8	10.6	23.4	24.9	47.5	54.8	124.2	386.6	765.3
CEM		.2	.2	1.1	1.6	2.0	4.8	6.1	11.7	19.5	35.9
2.2. REGIAO NORDESTE	2.8	38.1	56.7	63.8	109.6	157.1	275.9	341.8	665.9	2.944.3	4.983.6
CEPISA		.3	1.8	2.8	6.1	7.5	13.1	17.6	31.7	137.8	296.1
CEMAR		.6	1.4	2.6	4.7	7.6	12.3	14.4	64.5	192.7	411.7
CECELDE		4.3	8.8	10.2	16.4	24.1	42.2	51.9	87.2	433.4	721.8
CESEMA		1.3	2.4	3.8	6.5	8.8	15.4	10.7	38.2	154.9	237.4
CELPA		1.5	2.6	3.1	4.8	7.6	11.9	13.5	25.1	136.7	275.9
CELPE		9.9	12.9	17.8	38.8	37.5	75.5	71.7	178.9	782.0	1.851.6
EMERGITEPE		.7	.8	1.3	2.9	5.0	6.9	8.1	26.4	65.6	94.8
CEAL	1.6	1.1	1.9	2.3	5.6	6.6	16.8	17.9	28.0	127.7	197.7
CEELBA	2.8	16.4	18.1	17.9	32.2	54.4	83.2	107.8	197.9	954.9	1.653.8
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	13.5	34.3	37.3	62.1	119.8	170.4	280.8	369.1	429.4	1.437.2	2.172.4
CEMAT	1.1	2.4	4.9	13.8	23.3	35.2	62.6	81.8	99.0	327.6	416.9
CEB	2.6	8.8	11.0	16.4	38.4	38.0	53.7	74.9	176.0	543.0	773.7
CELG	9.8	21.3	21.4	31.9	66.1	97.2	164.5	212.4	31.3	178.1	1.114.7
EMERSUL								63.1	428.5		856.7
2.4. REGIAO SUDESTE	144.3	279.0	397.8	657.1	1.147.5	1.669.6	2.874.7	3.907.5	8.263.3	38.275.7	55.584.4
CEMIG	27.5	81.4	111.3	159.9	256.8	429.9	743.6	994.7	1.353.6	8.213.9	11.333.4
CESP	74.6	199.9	277.4	412.1	789.6	1.132.6	1.818.3	2.544.3	6.166.6	21.328.3	28.544.3
CPFL				71.1	96.9	131.9	216.7	276.5	334.5	2.288.2	3.311.3
ELETRONORTE										5.626.3	14.923.5
CELPE/CECEL/CEB	2.2	6.7	9.1	14.0	24.2	15.2	110.1	136.0	272.6	877.2	1.271.7
2.5. REGIAO SUL	38.4	82.5	126.1	189.3	291.4	438.6	654.5	904.6	1.077.9	8.777.9	12.524.7
COPEL	12.6	33.0	54.8	77.3	131.3	175.3	282.5	354.5	273.1	3.777.9	4.893.7
CELESC	5.1	12.0	13.7	24.6	33.1	52.8	75.6	146.7	178.2	942.4	1.513.2
CEEE	12.7	37.5	57.6	71.4	127.0	242.5	296.4	443.4	634.6	4.837.6	6.115.8
3. PRIVADAS E RORALS	286.1	272.7	323.8	455.3	869.0	1.487.2	1.442.3	129.6	191.1	678.8	1.455.8
3.1. LIGHT	194.8	232.6	295.8	423.4	814.9	1.111.9	1.337.4				
3.2. OUTRAS	85.3	40.1	28.0	31.9	54.1	75.3	144.9	129.6	191.1	678.8	1.455.8
TOTAL (1972-1982)	625.3	1.020.5	1.396.7	2.448.1	3.446.7	5.174.2	7.643.6	9.955.0	19.771.6	86.974.0	131.156.5

Fonte: Eletrobras, informacoes enviadas a Camara dos Deputados.
Obs: Nao inclui juros sobre Reversao Aplicada.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO, RECOLHIMENTOS DAS CONCESSIONÁRIAS - 1972/1982

VALORES EM MILHÕES DE DÓL (TAXA DE CÂMBIO MÉDIA ANUAL)

CONCESSIONÁRIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	72/82
1. FEDERAIS	32,416	53,378	66,676	78,637	81,349	112,637	115,759	154,157	163,597	244,571	285,249	1,472,117
1.1. GRUPO ELETRICIDADES	32,416	53,345	66,618	78,412	81,218	112,414	115,453	153,845	162,239	244,568	285,245	1,471,283
CBEE	999	2,219	2,399	2,793	3,948	4,381	4	4	4	4	4	16,612
CPFL	7,641	8,159	8,475	9	9	9	9	9	9	9	9	20,835
CEN	6	261	527	949	1,375	1,637	2,854	2,103	1,829	125	9	11,529
ELETROBRAS	1,158	3,231	5,295	7,224	9,832	11,898	19,559	14,137	1,282	7,351	7,511	21,429
CIESP	14,264	14,873	12,829	14,873	15,643	22,647	32,125	24,745	13,776	57,623	47,645	124,878
FURNAS	22,497	27,448	34,845	41,479	45,644	67,238	31,376	49,355	57,556	111,519	92,658	253,987
ECELISA	574	1,762	2,643	3,224	4,738	4,319	5,298	4,728	4,334	7,777	6,331	41,522
LIGHT	6	6	6	6	6	6	6	50,394	77,578	56,445	36,763	234,730
1.2. OUTRAS FEDERAIS	6	33	59	255	139	223	346	322	358	665	475	2,854
CEA	6	16	44	162	65	91	158	157	166	314	254	1,444
CEP	6	16	15	73	74	132	147	165	192	352	244	1,410
2. ESTADUAIS	25,543	89,756	98,271	117,552	152,192	171,794	226,925	245,141	194,475	351,817	410,512	2,729,538
2.1. REGIÃO NORTE	6	455	759	2,121	3,168	2,675	3,774	3,211	3,621	6,180	5,927	31,871
CEAM	6	82	15	545	595	572	721	627	956	1,539	1,434	7,137
ELETROACRE	6	15	13	158	242	249	197	282	179	212	153	1,758
CELPA	6	326	712	1,285	2,175	1,735	2,574	2,644	4,432	4,432	4,144	21,328
BONOM	6	33	29	133	149	139	262	296	214	246	184	1,458
2.2. REGIÃO NORDESTE	638	4,912	7,417	7,733	16,185	19,944	15,458	12,469	12,177	34,668	26,563	120,774
CEPTISA	6	49	263	339	567	522	715	632	584	1,455	1,246	4,738
CENAR	6	98	245	315	437	529	672	527	1,138	2,435	2,234	8,227
COELTE	6	762	1,267	1,736	1,487	1,679	2,315	1,876	4,072	3,914	26,787	26,787
EUSEM	6	212	251	461	644	613	819	634	679	1,379	1,207	7,322
SAILPA	6	245	358	378	446	529	535	484	1,444	1,485	1,485	6,462
CELPE	6	1,616	1,587	2,158	2,832	2,732	4,123	3,353	3,125	7,437	5,576	25,832
ENERGOSIPE	6	114	117	158	269	348	377	296	373	673	549	2,255
CEAL	168	778	279	529	468	718	512	435	512	1,810	1,810	8,325
COELBA	476	1,697	2,648	2,412	2,792	2,511	4,544	3,942	3,619	16,441	8,171	45,647
3. REGIÃO CENTRO OESTE	2,283	5,597	3,456	7,527	11,133	11,874	15,336	13,497	7,857	35,176	17,185	112,076
CEMAT	185	326	712	1,673	2,165	2,452	3,419	2,991	1,814	3,455	2,226	21,423
CEB	436	1,445	1,641	1,983	2,825	2,647	2,733	2,739	3,219	5,312	4,572	27,245
CELS	1,444	3,965	3,134	3,867	6,543	6,771	8,984	7,767	3,674	1,821	1,817	31,828
ENERGOL	6	6	6	6	6	6	6	6	1,154	4,525	4,734	14,429
REGIÃO SUDESTE	17,544	45,529	58,192	79,648	188,635	116,348	157,442	142,886	151,113	484,101	368,791	1,577,781
CENTO	4,614	13,233	16,281	19,332	23,864	27,943	48,612	36,373	24,754	86,736	52,475	758,323
JESP	12,917	31,152	44,379	49,552	71,518	76,113	98,869	91,429	133,670	235,279	154,449	623,428
FEL	6	6	6	6	6	6	11,547	9,781	9,781	21,233	18,445	77,414
ELETROPAULO	6	6	6	6	6	6	6	6	6	57,517	57,172	118,054
ELF/CELE/CELU	369	1,492	1,301	1,697	2,247	1,459	3,813	4,973	4,985	9,474	6,874	48,134
REGIÃO SIA	5,141	13,463	18,446	24,521	27,479	29,997	35,745	33,879	17,712	94,394	67,947	365,793
VPEL	2,114	5,385	8,416	9,374	12,241	12,212	15,429	12,983	4,994	42,445	21,525	131,215
LESC	956	1,958	2,144	2,497	3,876	3,678	4,129	3,942	3,112	16,163	8,197	43,572
EE	2,131	6,119	8,426	8,655	11,862	14,167	15,189	15,214	11,645	42,536	23,125	174,447
OAS E DENAIS	46,997	44,541	47,387	56,188	88,755	75,737	78,771	4,717	3,495	7,162	5,719	454,413
GHT	32,685	37,957	43,271	51,321	75,727	78,491	73,442	6	6	6	6	364,484
TRAS	14,312	6,544	4,096	3,867	5,827	5,246	5,729	4,717	3,495	7,168	5,719	45,924
T A L (14243)	194,916	167,835	204,314	243,486	324,296	368,167	417,455	364,825	351,568	910,418	718,472	4,172,539

se inclui juros sobre Reversão Aplicada.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO, RECOLHIMENTOS DAS CONCESSIONÁRIAS - 1972/1982

VALORES A PREÇOS MÉDIOS DE 1985 (IGP-DI), EM R\$ MILHÕES

CONCESSIONÁRIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	72/82
1. FEDERAIS	342,884	505,264	547,441	547,268	581,779	753,273	687,325	919,967	974,905	1,771,183	1,403,745	9,034,536
1.1. GRUPO ELETRONAS	342,884	544,935	546,521	545,289	580,782	751,782	685,444	918,446	972,769	1,767,913	1,401,321	9,017,745
ELETROBRAS	10,471	21,448	19,681	24,933	28,178	29,164	0	0	0	0	0	129,435
CPFL	80,397	77,234	66,245	0	0	0	0	0	0	0	0	223,876
GEN	0	2,471	4,328	7,441	9,836	18,948	16,324	12,547	11,497	613	0	75,597
ELETROPARTE	0	0	0	0	934	2,495	2,452	2,531	7,639	45,534	47,132	183,315
ELETROSUL	12,246	38,585	43,443	55,946	74,313	79,571	124,483	84,359	41,978	283,321	234,635	1,052,854
CHESF	0	97,164	185,248	115,178	111,584	151,456	197,636	147,422	82,472	583,744	453,621	2,025,141
FURNAS	233,736	259,815	265,861	321,222	326,112	449,663	315,969	294,516	343,222	504,281	454,641	3,034,599
ESCELSA	6,834	16,683	21,722	24,969	33,827	28,684	32,581	28,214	24,441	37,224	31,452	287,225
LIGHT	0	0	0	0	0	0	0	348,457	462,311	285,240	184,264	1,276,238
1.2. OUTRAS FEDERAIS	0	349	484	1,971	997	1,491	1,881	1,924	2,136	3,271	2,425	16,881
DEA	0	154	344	1,408	465	646	974	938	992	1,542	1,227	8,667
DER	0	154	120	563	532	845	907	982	1,144	1,727	1,190	8,215
2. ESTADUAIS	269,764	662,188	740,564	914,348	1,131,325	1,148,894	1,395,618	1,224,149	1,158,912	2,749,237	2,452,422	13,403,413
2.1. REGIÃO NORTE	0	4,314	6,228	16,427	22,576	17,694	23,210	19,159	21,577	36,425	29,658	194,809
DEAM	0	772	124	4,224	4,253	3,964	4,434	3,753	5,699	7,849	7,432	42,457
ELETROPARTE	0	139	108	1,224	1,728	1,398	1,249	1,488	1,868	1,532	752	16,834
CELPA	0	3,489	5,764	9,954	15,551	11,644	15,955	11,958	13,535	24,472	24,338	127,841
DERON	0	349	244	1,433	1,463	932	1,612	1,767	1,275	1,412	954	14,198
2.2. REGIÃO NORDESTE	6,744	46,495	64,845	59,889	72,839	73,189	92,671	74,489	72,588	154,794	134,266	846,744
CEPISA	0	463	2,164	2,628	4,454	3,494	4,444	3,710	3,455	7,155	6,113	37,631
CEMAR	0	927	1,634	2,441	3,124	3,541	4,131	3,142	3,142	10,445	16,707	46,956
COELCE	0	6,642	10,561	9,575	14,633	11,228	14,174	11,325	9,721	22,481	19,175	125,515
COSEN	0	2,448	2,804	3,567	4,324	4,144	5,438	4,804	4,153	7,835	6,312	44,343
SAGELPA	0	2,317	3,124	2,914	3,194	3,541	3,661	2,946	2,725	7,457	7,325	38,847
CELPE	0	15,292	15,481	16,749	24,469	18,482	25,359	24,410	18,624	36,811	27,736	215,474
EMERGENTE	0	1,481	764	1,224	1,927	2,329	2,318	1,767	2,223	3,466	2,497	18,734
CEAL	1,775	1,699	2,284	2,159	3,722	3,475	5,643	3,986	3,451	6,634	4,992	39,731
COELBA	4,969	16,465	21,722	18,684	21,444	23,484	27,946	23,523	21,566	49,379	44,975	273,656
2.3. REGIÃO CENTRO-OESTE	23,959	52,982	44,763	58,293	79,617	79,385	94,317	88,541	46,795	74,619	84,276	719,540
CEMAT	1,952	3,489	5,834	12,954	15,485	16,399	21,427	17,849	10,789	17,819	14,916	133,349
DER	4,614	12,357	13,241	15,395	24,243	17,743	18,437	16,344	19,124	26,116	24,559	183,749
CELO	17,393	37,536	25,682	29,944	43,929	45,283	55,253	46,347	9,954	9,247	25,546	358,474
EMERUSUL	0	0	0	0	0	0	0	0	6,876	22,248	20,295	52,419
2.4. REGIÃO SUDESTE	185,148	430,965	477,396	616,817	762,613	777,825	965,574	852,649	900,546	1,987,273	1,476,885	9,432,812
CEMIG	48,846	125,737	133,574	154,498	178,666	200,284	247,765	217,452	147,511	426,463	346,388	2,174,335
DESP	132,397	294,879	332,945	384,837	511,466	549,415	643,456	545,586	635,477	1,147,358	757,225	5,051,242
CPFL	0	0	0	66,741	64,398	61,447	74,771	68,335	57,812	114,234	89,497	584,237
ELETROPARAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	292,635	294,166	582,821
CELPE/CEEL/CEERJ	3,944	14,349	14,921	13,142	16,403	7,401	36,981	29,676	29,747	46,582	33,788	238,216
2.5. REGIÃO SUL	53,953	127,436	151,231	158,921	193,644	240,646	219,838	197,391	157,466	466,130	332,728	2,217,468
COPEL	22,362	54,574	65,765	72,561	87,264	81,668	94,888	77,355	29,762	246,531	134,402	919,287
ELETROSC	9,451	18,536	16,441	19,337	21,998	24,598	25,393	23,283	18,548	49,968	44,199	267,352
CEE	22,539	57,925	69,125	67,023	84,442	94,344	99,557	96,754	69,157	249,631	162,447	1,032,789
3. PRIVADAS E DEMAIS	497,111	421,234	388,589	427,388	577,525	546,499	484,454	28,149	28,825	35,243	28,448	3,415,462
3.1. LIGHT	345,724	359,292	354,987	397,444	541,571	471,419	449,215	0	0	0	0	2,919,652
3.2. OUTRAS	151,387	61,942	33,603	29,944	35,954	35,084	35,239	28,149	28,825	35,243	28,448	495,810
TOTAL (1+2+3)	1,189,759	1,588,686	1,676,154	1,884,996	2,294,630	2,448,667	2,567,384	2,172,265	2,154,642	4,515,664	3,484,214	25,353,861

Obs: Não inclui juros sobre Reversão Aplicada.

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE REVERSAO - 1972/1982
 VARIACAO PERCENTUAL (2) ANUAL DOS RECOLHIMENTOS DAS CONCESSIONARIAS A PRECOS MEDIOS/RS

CONCESSIONARIAS	1973 / 1972	1974 / 1973	1975 / 1974	1976 / 1975	1977 / 1976	1978 / 1977	1979 / 1978	1980 / 1979	1981 / 1980	1982 / 1981
1. FEDERAIS	47.4	8.3	.4	6.3	29.5	-8.8	33.8	6.6	81.7	-24.7
1.1. GRUPO ELETRORAS	47.3	8.2	-2	6.5	29.4	-8.8	33.9	6.0	81.7	-24.7
CEE	100.6	-6.3	6.4	31.6	3.5					
CEFL	-3.9	-14.2								
CEM		74.8	63.0	39.7	(11.3)	49.1	-23.1	-8.4	-94.7	-100.0
ELETRONORTE					125.3	47.4	3.2	241.8	496.4	3.5
ELETRONUL	149.8	42.0	28.8	25.7	13.2	51.4	-30.0	-58.2	574.9	-17.2
CHESF		8.3	9.4	-3.1	35.7	34.5	-25.4	-44.3	586.7	-19.5
FURNAS	11.2	10.0	12.4	1.5	37.9	-29.7	-6.8	16.5	60.3	-17.4
ESCOISA	176.5	30.2	15.0	35.5	-14.6	12.8	-13.4	-14.8	63.1	-24.8
LIGHT								32.7	-38.3	-35.8
1.2. OUTRAS FEDERAIS		55.4	310.6	-49.4	49.5	26.2	2.1	11.2	53.1	-25.8
CEA		133.1	291.1	-67.0	30.2	60.8	-3.7	5.7	55.5	-20.4
CEB		-22.3	309.3	-5.6	66.5	2.5	8.3	16.5	51.1	-34.7
2. ESTADUAIS	145.5	11.0	22.9	24.3	1.6	21.5	-12.3	-5.3	133.8	-24.2
2.1. REGIAO NORTE		44.5	163.7	37.6	-20.8	29.7	-17.5	12.6	41.0	-4.5
CEAN		-84.5	3,419.8	.7	-6.9	12.0	-15.3	51.9	37.4	-5.9
ELETRONORTE		-22.3	1,029.8	41.6	-19.1	-13.5	-36.4	43.4	43.4	-50.9
CELPA		86.5	72.7	56.3	-25.4	37.5	-25.1	13.2	48.3	1.3
CEMOM		-22.3	304.2	3.0	-12.4	73.0	9.6	-27.9	-20.6	-5.8
2.2. REGIAO NORDESTE	589.4	30.9	-1.6	21.6	.5	26.6	-19.7	-2.5	107.8	-13.6
CEMISA		366.2	21.7	54.2	-13.8	25.9	-15.7	-6.9	107.1	-14.6
CEMAR		81.3	45.3	28.0	13.4	16.7	-23.9	123.7	42.3	9.3
COELCE		59.0	-9.3	11.1	5.6	26.2	-20.1	-14.2	131.3	-14.7
COSERN		43.4	23.8	21.1	-5.1	22.9	-19.0	2.4	80.2	-17.4
SABESP		34.7	-6.7	9.6	11.0	3.4	-19.5	-7.1	159.5	3.3
CELPE		1.2	7.9	22.5	-10.1	37.8	-21.1	-6.9	97.7	-24.1
ENERGIPSE		-11.2	27.1	57.9	24.9	-5	-23.7	25.8	53.2	-26.7
CEAL	-4.3	34.2	-5.3	72.4	-17.4	83.5	-30.8	-21.9	117.3	-24.7
COELBA	223.3	35.2	-14.0	14.6	9.7	19.0	-15.8	-8.3	120.9	-8.9
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	121.1	-15.5	30.2	36.6	-3	18.0	-14.6	-41.9	59.5	12.9
CEMAT	58.2	90.3	120.3	19.5	5.9	20.2	-15.1	-39.6	57.7	-35.8
CEP	167.8	6.8	16.6	31.2	-12.4	1.9	-9.4	17.4	36.2	-21.3
CELS	115.8	-31.6	16.6	46.7	3.1	22.0	-16.1	-70.5	-7.1	219.1
ENERGISA									223.5	4.7
2.4. REGIAO SUDESTE	132.8	10.8	29.2	23.6	2.0	24.1	-11.7	5.6	124.7	-25.7
CEATG	157.6	6.2	12.4	13.7	17.4	24.7	-13.1	-32.0	189.1	-28.2
CESP	122.7	12.9	16.2	32.2	-5	19.5	-10.3	22.0	66.4	-31.6
CEFL				-3.5	-4.6	15.2	-14.7	-4.2	97.6	-22.5
ELETRONORTE										-8
CELPE/COEL/CEB	165.1	5.5	20.3	22.4	-56.0	422.2	-19.8	.1	56.8	-27.5
2.5. REGIAO SUL	136.2	18.8	5.0	21.9	3.6	9.6	-10.2	-40.5	296.8	-28.6
COPEL	120.0	20.0	10.3	20.3	-6.4	16.2	-18.5	-61.5	594.0	-37.4
CELESC	104.8	-11.3	17.6	13.8	11.8	3.2	-8.3	-20.3	169.4	-19.6
CEEE	157.0	19.3	-3.0	25.9	11.8	5.5	-2.8	-28.5	243.1	-22.5
3. PRIVADAS E DEMAIS	-15.3	-7.7	10.0	35.1	-12.3	-4.4	-94.2	-26.0	69.2	-20.4
3.1. LIGHT	3.9	-1.2	12.0	36.3	-13.0	-4.7				
3.2. OUTRAS	-59.1	-45.8	-13.9	20.1	-2.4	.4	-20.1	-26.0	69.2	-20.4
TOTAL (1+2+3)	43.2	5.5	12.5	21.5	5.2	6.6	-15.4	-8	109.6	-22.8

BRASIL - SETOR ELETRICO - RESERVA GLOBAI DE REVERSAO, APLICACOES EM FINANCIAMENTOS A CONCESSIOARIAS - 1972/1982

VALORES CORRENTES EM DOLARES MILHARES

CONCESSIOARIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
1. FEDERAIS	524.9	352.7	1,213.8	966.3	2,196.1	5,523.1	8,852.8	11,953.7	25,438.9	91,664.7	157,642.2
1.1. GRUPO ELETROBRAS	524.9	352.7	1,213.8	966.3	2,196.1	5,523.1	3,242.8	5,287.3	18,633.6	58,374.4	112,432.2
CEBEE		11.8	9.1	.6							
EPFL	36.9	94.0									
CEM											
ELETRONORTE							458.8	711.3	4,132.4	44,928.4	59,756.2
ELETRONEL	130.2	49.8	285.4	244.4	343.6	241.6	313.4	854.8	1,368.3	199.5	6,521.8
ELESF	262.8	176.8	746.9	322.7	1,497.7	2,979.3	1,345.3	2,389.4	1,421.4	5,467.8	14,711.4
FLUMAS	83.0	21.1	212.8	398.6	444.8	2,282.2	1,442.1	1,332.9	4,111.5	8,187.9	34,854.8
ESDELISA							32.8				
LIGHT											
1.2. OUTRAS FEDERAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	4,854.8	6,666.4	14,797.3	33,290.3	45,745.8
BRATPU							4,854.8	6,666.4	14,797.3	33,290.3	45,745.8
2. ESTADUAIS	69.4	217.8	276.3	379.9	1,184.8	1,828.1	1,219.7	1,137.4	668.4	2,435.7	433.2
2.1. REGIAO NORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	172.8
CELETRANZONA/CEAM											
ELETRACORE											93.1
CELPA											169.0
DERON											
2.2. REGIAO NORDESTE	.0	146.7	6.0	.0	9.8	3.8	.0	24.8	.0	.0	56.8
CEPISA											
CEAR								18.8			
COELCE		9.3									
COSEMA		7.3									
SAELPA		21.6						14.8			56.8
CELPE		63.8	6.0		9.8	3.8					
ENERGIPE		18.1									
CEAL		13.1									
COELBA		14.9									
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	.0	9.8	11.8	23.4	.0	.0	.0	36.4	.0	.0	341.5
CEMAT											
CEM		9.8	11.8	23.4				36.4			341.5
CELS											
ENERJUS											
2.4. REGIAO SUDESTE	69.4	39.4	132.3	291.4	814.5	577.5	643.5	698.3	567.5	1,974.8	43.7
CEMIG	29.4	34.4	132.3	291.4	814.5	577.5	611.8	666.9	567.5	1,974.8	43.7
CESP	40.0	5.0					32.5	23.4			
CPFL											
ELETRONORDE											
CELFI/COEL/CEMIG											
2.5. REGIAO SUL	.0	12.7	127.8	65.1	361.3	439.6	576.2	386.7	92.9	461.7	.0
COPEL					271.6	319.5	588.8	386.7	92.9		
CELESC											
CEEE		12.7	127.8	65.1	89.7	120.1	76.2			461.7	
3. PRIVADAS E DEMAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
3.1. LIGHT											
3.2. OUTRAS											
TOTAL (11213)	594.3	569.5	1,490.1	1,346.2	3,380.9	6,543.2	9,272.5	13,091.1	26,051.3	94,184.4	158,405.4

FONTE: Eletrobras, informacoes enviadas a Camara dos Deputados

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - RESERVA GLOBAIS DE REVERSAO, APLICACOES EM FINANCIAMENTOS A CONCESSIONARIAS - 1972/1982

VALORES EM MILHARES DE DOL (TAXA DE CAMBIO MEDIA ANUAL)

CONCESSIONARIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1972 / 82
FEDERAIS	87,399.3	57,555.5	177,564.8	117,127.3	244,879.5	384,751.6	439,843.4	437,111.9	465,868.4	767,940.3	854,010.8	4,193,286.8
GRUPO ELETRORAS	87,399.3	57,555.5	177,564.8	117,127.3	244,879.5	384,751.6	174,920.8	193,341.1	194,459.0	416,413.9	447,814.6	2,074,618.1
CEEE	.0	1,795.4	1,331.2	72.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	3,159.8
CPFL	6,191.3	15,329.4	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	21,538.7
CEM	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	24,570.7	26,414.2	75,570.1	474,044.8	324,731.1	925,278.4
ELETRONOR	23,187.9	8,426.6	41,471.8	29,624.2	31,934.1	16,834.4	12,116.3	31,228.3	25,422.4	2,186.7	25,324.1	302,182.1
CHESF	44,894.8	28,851.2	113,483.4	77,115.2	134,515.8	289,837.7	73,473.5	87,352.4	18,678.8	53,585.8	77,772.4	838,933.8
FURNAS	13,928.2	3,443.2	31,129.3	48,315.7	41,334.4	158,982.9	56,514.3	48,744.3	75,187.9	62,461.5	167,113.6	731,548.7
ESDELSA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,840.9	.0	.0	.0	.0	2,840.9
LIGHT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
OUTRAS FEDERAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	264,882.6	243,770.8	274,641.5	351,534.3	247,799.4	1,370,588.5
ITAIPU	.0	.0	.0	.0	.0	.0	264,882.6	243,770.8	274,641.5	351,534.3	247,799.4	1,370,588.5
ESTADUAIS	11,644.3	33,989.9	40,418.4	46,848.5	114,181.3	71,462.3	66,613.9	41,591.4	12,876.9	25,720.2	3,430.4	432,817.1
REGIAO NORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,446.1	1,446.1
CEAR	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CELPA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	498.4	498.4
CEERON	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	541.7	541.7
REGIAO NORDESTE	.0	23,939.3	877.7	.0	836.4	249.0	.0	877.6	.0	.0	393.4	27,843.3
CEPISA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CEMAR	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	365.7	.0	.0	.0	365.7
COELCE	.0	1,517.8	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,517.8
COSEN	.0	1,191.3	.0	.0	.0	.0	.0	511.9	.0	.0	243.4	2,446.5
SACELPA	.0	3,426.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	3,426.9
CELPE	.0	10,281.7	877.7	.0	836.4	249.0	.0	.0	.0	.0	.0	12,243.7
EMERGITE	.0	2,953.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,953.7
CEAL	.0	2,137.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,137.7
COELBA	.0	2,431.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,431.5
REGIAO CENTRO OESTE	.0	1,468.7	1,649.1	2,834.4	.0	.0	.0	1,331.8	.0	.0	1,847.7	7,875.1
CEMAT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CEB	.0	1,468.7	1,649.1	2,834.4	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	5,814.2
CELG	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,331.8	.0	.0	.0	1,331.8
EMESUL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,847.7	1,847.7
REGIAO SUDESTE	11,644.3	6,429.3	19,353.4	35,321.2	75,690.6	44,229.9	35,144.7	25,242.3	18,378.8	24,844.8	236.7	264,514.8
CEMIG	4,932.9	5,613.6	19,353.4	35,321.2	75,690.6	44,229.9	33,369.7	24,386.6	18,378.8	24,844.8	236.7	274,356.0
ESPS	6,711.4	815.9	.0	.0	.0	.0	1,775.0	855.7	.0	.0	.0	10,150.0
CPFL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
GERJ (CELF/COEL)	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
REGIAO SUL	.0	2,872.5	18,578.1	7,894.9	33,574.9	34,423.5	31,469.1	14,144.5	1,698.9	4,875.4	.0	144,923.8
COPEL	.0	.0	.0	.0	25,239.3	22,257.1	27,347.5	14,144.5	1,698.9	.0	.0	94,643.2
CELESC	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CELE	.0	2,872.5	18,578.1	7,894.9	8,335.7	8,366.4	4,161.7	.0	.0	4,875.4	.0	54,284.6
PRIVADAS E DEMAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
1. LIGHT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
2. OUTRAS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
TOTAL (1+2+3)	99,843.6	91,485.4	212,978.3	163,175.8	314,194.8	455,813.3	546,417.3	478,743.3	477,137.3	993,668.4	858,241.8	4,655,823.6

B R A S I L - SETOR ELETRICO - RESERVA GLOBAI DE REVERSÃO, APLICAÇÕES EM FINANCIAMENTOS A CONCESSIONARIAS - 1972/1982

VALORES A PREÇOS MÉDIOS DE 1985 (100-DI), EM DOLÁRES

CONCESSIONARIAS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1972 / 82
1. FEDERAIS	924,473.5	544,848.1	1,456,669.5	987,862.3	1,459,498.0	2,573,874.2	2,744,829.2	2,680,377.8	2,771,373.0	4,759,203.7	4,192,432.8	24,981,452.8
1.1. GRUPO ELETROBRAS	924,473.5	544,848.1	1,456,669.5	987,862.3	1,459,498.0	2,573,874.2	1,175,778.2	1,153,733.3	1,158,813.6	3,030,781.3	2,974,832.1	17,761,525.1
CBEE	.0	16,991.5	18,929.8	563.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	20,475.5
CPFL	65,488.7	145,179.8	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	218,650.5
CEM	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONOR	245,272.1	26,925.0	342,825.7	229,417.4	228,351.9	112,555.4	151,149.1	155,211.6	458,334.9	2,332,232.9	1,572,754.4	4,321,233.8
CEESP	466,467.4	273,499.1	848,343.8	512,917.3	935,539.1	1,397,299.9	115,266.9	186,358.8	147,112.7	14,358.0	173,232.3	1,258,567.3
FURNAS	147,385.2	32,592.7	255,379.2	374,144.4	295,648.0	1,863,219.9	451,868.5	521,321.7	111,383.7	263,877.1	391,243.9	5,762,497.6
ESCELSA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	34,427.6	298,854.0	448,457.3	425,113.3	819,537.5	4,541,657.2
ELIOT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	17,465.1	.0	.0	.0	.0	17,465.1
1.2. OUTRAS FEDERAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,629,051.0	1,454,644.5	1,612,559.4	1,728,422.4	1,215,229.6	7,639,926.9
ITAIPU	.0	.0	.0	.0	.0	.0	1,629,051.0	1,454,644.5	1,612,559.4	1,728,422.4	1,215,229.6	7,639,926.9
2. ESTADUAIS	123,168.5	324,984.2	331,534.9	356,618.8	787,481.8	475,239.1	489,681.1	243,198.2	71,968.1	126,468.8	16,821.1	3,260,118.7
2.1. REGIÃO NORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	5,188.5	5,188.5
CEAM	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CELPA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,444.8	2,444.8
GERON	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,653.5	2,653.5
2.2. REGIÃO NORDESTE	.0	226,644.3	7,294.5	.0	5,981.3	1,397.6	.0	5,237.4	.0	.0	1,487.7	287,983.4
CEPISA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CEM	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,182.1	.0	.0	.0	2,182.1
COELCE	.0	14,365.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	14,365.5
COSEN	.0	11,276.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	11,276.2
SAELPA	.0	32,439.2	.0	.0	.0	.0	.0	3,454.9	.0	.0	1,487.7	32,439.2
CELPE	.0	97,314.7	7,294.5	.0	5,981.3	1,397.6	.0	.0	.0	.0	.0	111,894.2
ENERGITE	.0	27,958.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	27,958.7
CEAM	.0	21,235.3	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	21,235.3
COLINA	.0	23,815.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	23,815.7
2.3. REGIÃO CENTRO OESTE	.0	13,942.1	13,281.0	21,985.5	.0	.0	.0	7,942.8	.0	.0	9,072.8	64,833.4
CEMAT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CEB	.0	13,942.1	13,281.0	21,985.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	49,460.6
CELO	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	7,942.8	.0	.0	.0	7,942.8
EMRISA	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	9,072.8	9,072.8
2.4. REGIÃO SUDESTE	123,168.5	68,844.3	158,771.9	273,536.1	541,345.5	269,442.8	216,143.2	156,629.3	61,844.2	182,489.5	1,164.9	1,758,952.2
CEXIG	52,178.4	53,136.9	158,771.9	273,536.1	541,345.5	269,442.8	216,226.8	145,523.2	61,844.2	182,489.5	1,164.9	1,854,216.4
CESP	78,990.5	7,723.4	.0	.0	.0	.0	18,916.3	5,186.1	.0	.0	.0	94,736.3
CPFL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
GERJ (CELF/CEBE)	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
2.5. REGIÃO SUL	.0	19,617.4	152,411.5	61,189.1	59,613.4	244,798.7	153,538.0	84,381.2	18,123.9	23,971.3	.0	958,666.1
COEL	.0	.0	.0	.0	.0	184,581.6	148,847.1	167,943.4	.0	.0	.0	591,797.2
CELESC	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CELE	.0	19,617.4	152,411.5	61,189.1	59,613.4	55,951.4	25,594.6	.0	.0	23,971.3	.0	388,260.9
3. PRIVADAS E DEMAIS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
3.1. LIGHT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
3.2. OUTRAS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
TOTAL (1+2+3)	1,047,641.9	865,792.2	1,788,204.4	1,261,673.1	2,246,877.8	3,049,113.3	3,114,518.4	2,836,588.0	2,843,341.2	4,885,684.5	4,248,893.9	28,169,542.8

BRASIL - SETOR ELETRICO - RESERVA GLOBA DE REVERSAO - 1972 / 1982

VARIACAO PERCENTUAL (1) ANUAL, DAS APLICACOES EM FINANCIAMENTOS A CONCESSIOHARIAS A PRECOS MEDIOS/BS

CONCESSIOHARIAS	1972 / 1973	1973 / 1974	1974 / 1975	1975 / 1976	1976 / 1977	1977 / 1978	1978 / 1979	1979 / 1980	1980 / 1981	1981 / 1982
GERAIS	-41.1	167.4	-37.7	64.9	76.3	5.1	-3.6	6.2	71.7	-11.9
GRUPO ELETRICAS	-41.07	167.37	-37.73	64.90	76.30	-58.19	7.25	.44	161.54	-1.78
CEEE		-35.7	-94.8	-100.0						
EPFL	121.7									
CEM										
ELETRONORTE							2.7	194.1	417.9	-31.7
ELETRISUL	-68.6	344.6	-32.9	-5	-50.7	-6.5	77.4	-24.9	-93.1	1572.5
CEESP	-41.4	214	-64.3	248.8	49.4	-67.7	15.4	-78.6	136.3	40.7
FURNAS	-77.9	683.5	46.5	-21.0	259.7	-67.1	-16.9	54.1	-5.1	92.0
ESCELSA										
LIGHT										
OUTRAS FEDERAIS							-10.7	10.9	7.2	-27.7
ITAIPU							-10.7	10.9	7.2	-27.7
STADUALS	166.6	3.3	7.5	129.8	-39.6	-13.8	-39.4	-71.0	75.7	-86.7
REGIAO NORTE										
CEAM										
ELETRONORTE										
CEIPA										
CECON										
REGIAO NORDESTE		-96.8	-100.0		-76.6	-100.0				
CEPISA										
CEPAR										
CELEC										
COCEL										
SAELPA		-92.6			-76.6					
CELEPE										
EMERGENTE										
CEAL										
COELBA										
REGIAO CENTRO OESTE		-5.0	66.4	-100.0				-100.0		
CEMAT										
CEP		-5.0	66.4	-100.0				-100.0		
CELS										
EMERISUL										
REGIAO SUDESTE	-50.6	168.9	72.3	97.9	-50.3	-19.7	-30.3	-50.9	65.7	-70.9
CEXIG	1.8	198.8	72.3	97.9	-50.3	-23.7	-29.1	-57.5	65.7	-70.9
CESP	-87.1	-100.0					-53.2			
EPFL										
ELETRONORTE										
CELF/CELE/CELU										
REGIAO SUL		676.9	-59.9	292.9	-14.7	-5.5	-56.4	-88.0	136.8	
COPEL					-17.5	12.8	-49.8	-88.0		
CELESC										
CEEE		676.9	-59.9	-2.4	-6.1	-54.3				
INVAS E DEMAIS										
LIGHT										
OUTRAS										
TOTAL (1+2+3)	-17.4	166.5	-29.3	77.8	35.7	2.2	-8.3	-5	71.8	-13.9

1) CALCULADA COM BASE NOS VALORES A PRECOS MEDIOS DE 1905.

BRASIL - RESEMA GERAL DE GARANTIA, RECOHIMENTOS DAS CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VALORES CORRENTES EM CR\$ MILHES

CONCESSIONARIAS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	164.9	212.4	258.8	407.8	1,034.2	5,717.2	11,478.2	13,418.5	66,647.3	271,975.6	282,364.6
1.1. GRUPO ELETROBRAS	164.3	212.2	257.7	406.9	1,032.2	5,709.9	11,471.1	13,418.5	66,647.3	271,975.6	282,364.6
CEEE	9.8	9.8	16.2								
CPFL											
GEN	2.1	3.3	7.4	8.4	24.2	48.8	22.7				
ELETRONORTE		3	8	1.2	1.7	25.8	111.5				
ELETROSUL	15.3	53.9	55.0	97.5	129.2	642.6					7,716.5
DIESP	34.2	33.4	105.2	103.1	112.6	564.9	878.9		161.6		
FURNAS	95.5	104.2	152.7	104.5	332.2	1,042.7	7,734.4	4,872.9	38,634.5	155,164.3	13,714.5
ESCELSA	7.4	11.3	20.0	16.2	43.2	129.7	761.5	1,276.7	5,407.6	15,142.8	23,423.7
LIGHT					293.1	2,495.5	1,968.1	7,268.9	22,413.6	100,668.5	237,535.9
1.2. OUTRAS FEDERAIS	.6	.2	1.1	.9	2.0	7.3	7.1	.0	.0	.0	.0
CEA	.4	.1	.8	.5	1.0	3.3	2.7				
CEB	.2	.1	.3	.4	1.0	4.0	4.4				
2. ESTADUAIS	272.2	347.9	716.6	718.4	1,188.1	4,416.6	24,894.4	46,936.8	59,629.8	149,631.7	141,455.1
2.1. REGIAO NORTE	4.8	6.6	12.2	12.3	17.3	75.1	50.1	.0	.0	.0	.0
CELETRAXXOMA/CEAM	1.1	1.4	1.9	2.2	3.8	22.0	13.2				
ELETRAGARZE	.4	.5	.9	.8	.8	3.4	7.7				
CELPA	3.0	4.4	8.0	8.3	10.6	48.8	25.8				
CECOM	.3	.3	1.4	1.2	1.9	4.3	3.4				
2.2. REGIAO NORDESTE	16.7	22.1	78.5	53.2	77.6	372.4	647.2	672.6	1,922.8	9,248.7	11,803.4
CEPISA	.8	1.3	2.4	2.2	4.0	13.0	6.1				
CEPAR	.7	.8	2.4	2.7	2.4	34.6	16.2				
COELNE	2.3	3.7	7.8	7.4	12.1	59.9	13.4				
COSEBR	1.0	1.4	2.3	2.7	6.2	18.3	18.3	18.6	59.3	53.7	
SAGELPA	.8	.9	2.5	1.7	2.9	12.8	9.7				
CELEPE	4.6	5.7	10.1	10.5	24.1	123.5	313.5	632.8	1,037.8	4,219.4	5,444.5
ENERGIPE	.4	.6	1.2	1.7	1.9	6.0	7.3		525.9	1,924.8	1,746.2
CEAL	.6	1.3	2.2	2.9	3.0	12.8	1.3	21.8	182.4	352.4	
DOCLRA	5.5	6.4	21.4	13.9	25.4	94.7	221.8		117.4	2,678.8	4,612.7
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	19.9	25.0	64.5	52.4	81.8	198.0	466.7	586.3	2,996.6	14,221.8	24,267.9
CEMAT	4.0	4.7	17.7	14.1	18.5	25.7	21.7				
FER	7.1	6.9	10.0	8.7	17.0	97.5	228.2	586.3	2,543.2	14,221.8	24,267.9
CELO	8.8	13.4	32.8	29.6	46.3	44.8	58.2		453.4		
ENERGUL						22.0	157.6				
2.4. REGIAO SUDESTE	173.4	234.5	470.0	499.0	723.8	3,148.8	22,354.3	39,677.1	54,653.0	126,169.2	192,770.2
CEMIG	41.8	51.6	71.0	118.9	211.8	634.3	6,345.8	6,648.5	8,783.5	26,173.8	18,773.2
CESP	143.1	157.7	352.2	317.7	416.7	2,148.2	12,656.4	2,225.4		16,745.2	9,125.7
CPFL	19.8	20.2	42.7	35.1	62.3	243.4	2,473.3	2,619.1	3,546.5		7,634.2
ELETRONORDE							1,177.6	27,137.4	41,742.7	69,547.3	61,211.8
CEB (CELF/CEEE)	3.7	5.0	4.1	18.3	31.0	122.9	197.2	997.1	628.3	13,782.7	5,617.1
2.5. REGIAO SUL	57.4	59.7	103.4	114.5	205.6	637.3	620.1	.0	56.6	.0	6,403.6
COPEL	20.1	26.8	56.5	49.6	80.1	345.2	147.2		56.6		6,403.6
CELESC	5.4	6.9	8.9	12.1	24.3	41.5	146.8				355.0
CEEE	31.9	26.0	38.0	48.8	101.2	290.6	326.9				
3. PRIVADAS E DEMAIS	127.7	198.9	318.5	240.2	28.2	130.9	613.0	1,853.0	3,399.2	11,454.5	.0
3.1. LIGHT	118.2	182.7	294.5	219.0							
3.2. OUTRAS	9.5	11.2	24.0	20.4	28.2	130.9	613.0	1,853.0	3,399.2	11,454.5	
TOTAL (1+2+3) :	564.0	759.2	1,373.9	1,366.4	2,170.5	10,264.7	35,185.6	56,207.5	129,975.5	433,657.8	423,825.7

FONTE : DANEE / DCEP / SEFIS

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA, RECOLHIMENTOS DAS CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VALORES EM MILHARES DE DOLÁRES (TAXA DE CAMBIO MEDIA ANUAL)

CONCESSIONARIAS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1975 / 85
FEDERAIS	19,927.9	19,737.9	24,994.8	22,272.4	37,817.7	104,551.7	121,205.7	72,687.6	114,869.7	147,443.6	45,378.7	731,187.8
1.1. GRUPO ELEKTROBRAS	19,915.2	19,719.4	24,918.1	22,222.8	37,744.5	104,418.2	121,126.9	72,687.6	114,869.7	147,443.6	45,358.8	730,649.1
CBEE	1,187.9	918.7	1,128.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	3,227.5
CPFL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
FEN	254.5	246.7	529.4	458.8	738.7	892.4	239.7	.0	.0	.0	.0	3,424.2
ELETRONORTE	.0	27.9	55.7	65.5	63.2	471.8	1,177.4	.0	.0	.0	.0	1,034.5
ELETRONIA	1,854.5	5,448.8	3,631.4	5,325.8	4,724.5	11,419.9	.0	.0	.0	.0	1,241.1	23,444.2
CHESF	4,145.5	3,193.8	7,329.5	5,634.8	4,117.7	10,328.8	9,259.8	.0	278.5	.0	.0	44,172.7
FURNAS	11,575.8	9,311.4	10,451.3	9,632.4	12,147.8	33,677.9	61,654.4	26,392.4	66,508.4	84,247.1	2,742.5	345,335.6
ESCELSA	897.0	1,854.1	1,373.2	834.8	1,579.7	2,371.9	8,841.2	6,915.8	9,772.8	8,768.8	3,744.5	42,518.9
LIGHT	.0	.0	.0	.0	14,374.5	45,635.8	28,782.5	35,375.4	38,634.9	54,632.7	38,171.8	221,644.6
1.2. OUTRAS FEDERAIS	72.7	18.6	76.6	49.2	73.1	133.5	75.8	.0	.0	.0	.0	495.7
CEA	48.5	9.3	55.7	27.3	35.6	64.3	28.5	.0	.0	.0	.0	216.2
CEB	24.2	9.3	20.9	21.9	37.6	73.1	45.5	.0	.0	.0	.0	232.5
2. ESTADUAIS	32,993.9	32,329.7	49,919.9	39,235.4	40,528.8	68,767.3	254,428.7	221,749.1	182,773.4	81,246.5	22,736.2	958,659.2
2.1. REGIAO NORTE	581.8	613.3	849.9	671.8	785.7	1,373.4	527.8	.0	.0	.0	.0	5,324.9
CEAM	133.3	138.1	132.4	120.2	139.8	402.3	137.4	.0	.0	.0	.0	1,175.8
ELETROAGRE	43.5	46.5	62.7	32.8	169.7	.0	81.3	.0	.0	.0	.0	381.4
CELPA	363.8	448.9	557.3	453.3	337.6	892.4	272.4	.0	.0	.0	.0	3,333.8
CERON	36.4	27.9	77.5	65.5	69.5	78.6	35.9	.0	.0	.0	.0	411.3
2.2. REGIAO NORDESTE	2,424.2	2,453.7	4,911.2	2,985.5	2,837.6	6,828.4	6,411.8	3,643.5	3,314.0	5,415.8	1,897.4	41,842.4
CEPECA	97.4	128.8	167.2	120.2	146.3	237.7	64.4	.0	.0	.0	.0	553.5
CEPAR	84.8	74.3	181.1	147.5	87.8	539.6	171.1	.0	.0	.0	.0	1,384.2
COELCE	278.8	343.8	543.4	444.2	442.5	1,475.4	137.3	.0	.0	.0	.0	3,242.3
COSERN	121.2	136.1	164.2	147.5	226.7	334.7	173.2	.0	.0	.0	.0	1,431.5
SACLPA	97.0	83.6	174.2	92.8	146.4	230.4	102.4	.0	.0	.0	.0	856.5
CELPE	537.6	529.7	1,264.9	1,411.4	735.8	2,278.5	3,314.5	3,427.9	1,788.7	2,289.9	25.4	12,443.7
ENERGIPE	43.5	55.8	63.6	65.5	69.5	146.3	77.1	.0	946.4	1,454.1	284.6	2,711.4
CEAL	72.7	124.8	153.3	153.4	187.7	234.1	13.7	.0	314.4	171.1	.0	1,328.1
COELBA	666.7	594.7	2,187.4	738.1	914.2	1,731.8	2,342.1	.0	282.3	1,453.8	741.3	11,573.5
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	2,412.1	2,320.2	4,214.6	2,881.0	2,991.2	3,474.6	4,928.2	3,176.8	5,164.8	7,718.3	3,204.5	42,525.2
CEMAT	481.8	436.8	1,233.8	774.1	876.5	478.8	229.1	.0	.0	.0	.0	4,284.3
CEB	858.6	641.2	476.6	475.2	521.3	1,783.8	2,497.7	3,175.8	4,333.3	7,718.3	3,204.5	24,723.1
CELG	1,042.7	1,245.2	2,284.9	1,616.6	1,693.1	819.3	625.1	.0	781.5	.0	.0	14,132.3
ENERVAL	.0	.0	.0	.0	.0	482.3	1,684.2	.0	.0	.0	.0	2,655.5
2.4. REGIAO SUDESTE	21,818.2	21,791.7	32,741.2	26,761.3	26,467.3	57,436.5	236,911.6	214,727.7	94,197.4	68,473.2	15,549.6	916,276.2
CEMIG	5,856.7	4,795.1	4,946.4	6,493.7	7,744.9	16,599.6	66,587.1	36,814.7	15,138.8	14,181.3	3,472.4	175,460.4
EESP	13,193.8	14,654.8	24,535.4	17,351.2	15,207.5	39,139.3	133,647.3	12,377.8	.0	9,487.8	1,452.6	269,575.3
CPFL	2,480.8	1,877.1	2,974.6	1,917.4	2,278.1	4,451.1	21,873.3	14,187.6	6,112.6	.0	1,277.1	50,346.5
ELETROPARAO	.0	.0	.0	.0	.0	.0	12,435.1	146,948.3	71,876.5	37,743.9	9,825.6	278,039.5
DERJ (CELF/CBEE)	448.5	464.6	285.6	999.5	1,246.7	2,247.5	1,448.8	5,481.3	1,467.1	7,481.1	734.7	21,750.3
2.5. REGIAO SUL	6,957.6	5,547.8	7,243.1	6,425.4	7,518.2	11,454.4	6,548.8	.0	97.6	.0	1,427.1	32,376.8
COPEL	2,436.4	2,494.5	3,925.9	2,788.9	2,925.4	5,581.3	1,554.4	.0	97.6	.0	975.3	22,747.2
CELESC	654.5	641.2	621.4	648.8	828.6	758.9	1,541.7	.0	.0	.0	33.8	5,615.6
EETE	3,866.7	2,416.1	2,697.2	2,665.2	3,744.6	5,114.3	3,452.8	.0	.0	.0	.0	24,632.0
3. PRIVADAS E DEMAIS	15,478.8	18,483.4	22,187.4	13,118.5	1,831.2	2,393.8	6,473.1	16,837.6	5,858.7	6,214.3	.0	161,276.8
3.1. LIGHT	14,327.3	17,442.6	24,515.5	12,844.4	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	64,287.8
3.2. OUTRAS	1,151.5	1,040.8	1,671.9	1,114.1	1,831.2	2,393.8	6,473.1	16,837.6	5,858.7	6,214.3	.0	36,989.0
TOTAL (14213)	68,484.8	70,551.1	97,182.1	74,625.9	79,368.9	187,712.8	302,187.7	304,474.4	223,541.8	235,824.4	65,114.2	1,791,443.7

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA, RECOLHIMENTOS DAS CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VALORES A PREÇOS MEDIOS DE 1985 (IGP-DI), EM CR\$ MILHÕES

CONCESSIONARIAS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1975 / 85
FEDERAIS	154,791	141,158	167,154	136,975	225,671	623,941	595,944	356,465	695,581	885,335	282,361	4,264,478
1. GRUPO ELEKTROBRAS	154,228	141,025	166,643	136,672	225,235	622,245	595,575	356,466	695,581	885,335	282,361	4,261,367
CCEE	9,199	6,513	7,547	0	0	0	0	0	0	0	0	23,259
CPFL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEA	1,971	2,193	3,541	2,821	4,488	5,318	1,179	0	0	0	0	21,431
ELETROBRAS	0	199	373	403	371	2,812	5,789	0	0	0	0	9,947
ELETROSUL	14,362	35,821	25,673	32,749	28,193	65,669	0	0	0	0	7,717	214,134
CHESF	32,183	22,197	49,818	34,638	24,574	41,554	45,528	1,587	0	0	0	271,276
FURNAS	89,646	66,592	71,232	66,628	72,489	206,811	481,364	129,454	483,218	545,491	13,745	2,114,224
ESCELSA	6,946	7,519	9,318	5,441	9,427	14,134	39,537	33,916	56,751	52,549	23,424	230,951
LIGHT	0	0	0	0	85,778	271,951	192,183	193,164	233,925	327,696	237,516	1,452,149
2. OUTRAS FEDERAIS	563	133	512	302	436	796	369	0	0	0	0	3,111
CEA	375	66	373	168	218	368	148	0	0	0	0	1,781
CEB	188	66	140	134	218	428	220	0	0	0	0	1,411
ESTADUAIS	255,513	231,210	333,846	241,381	241,797	481,346	1,254,973	1,487,475	622,332	487,481	141,485	5,374,340
1. REGIAO NORTE	4,546	4,386	5,684	4,131	4,211	8,184	2,681	0	0	0	0	32,784
CEAM	1,833	934	885	739	829	2,397	585	0	0	0	0	7,499
ELETROACRE	375	332	419	282	655	0	488	0	0	0	0	2,383
CELPA	2,816	2,924	3,727	2,788	2,313	5,318	1,348	0	0	0	0	21,726
GERON	282	199	652	483	415	469	177	0	0	0	0	2,586
2. REGIAO NORDESTE	15,676	14,687	32,844	17,869	16,933	48,692	31,526	17,868	28,468	34,484	11,843	254,847
CEPISA	751	864	1,118	739	873	1,417	357	0	0	0	0	6,478
DENAR	657	532	1,211	907	524	3,335	841	0	0	0	0	8,185
ENELCE	2,159	2,459	3,434	2,485	2,641	6,528	675	0	0	0	0	28,584
COSERN	939	930	1,472	967	1,353	1,994	958	478	619	181	0	7,423
SAPLPA	751	598	1,165	571	633	1,373	544	0	0	0	0	5,594
CELPE	4,318	3,788	6,432	6,214	4,386	13,457	16,277	16,818	18,831	13,735	5,445	183,695
ENERGIPE	375	399	559	483	415	872	379	579	5,482	6,298	1,746	17,514
CEAL	583	884	1,425	974	855	1,395	67	0	1,944	1,143	0	8,573
CELUBA	5,163	4,253	14,628	4,689	5,455	18,324	11,516	0	1,225	8,728	4,613	78,563
3. REGIAO CENTRO OESTE	18,684	16,615	28,185	17,648	17,849	28,746	24,231	15,575	31,275	46,295	24,288	257,299
DEMAT	3,755	3,124	8,246	4,736	4,837	2,881	1,127	0	0	0	0	27,825
CEB	6,665	4,586	4,659	2,922	3,718	18,625	11,848	15,575	26,543	43,275	24,288	153,715
CELO	8,261	8,985	15,281	9,942	18,113	4,882	3,174	0	4,732	0	0	65,184
ENERGOL	0	0	0	0	0	2,397	8,183	0	0	0	0	18,368
4. REGIAO SUDESTE	162,779	155,845	218,961	164,585	157,939	342,274	1,168,428	1,854,832	576,399	418,786	182,778	4,588,782
CENIG	37,238	34,293	33,477	37,937	46,217	69,124	327,395	178,619	91,671	84,941	18,773	261,544
CESP	181,473	184,845	164,881	186,711	98,927	233,752	657,116	64,742	0	54,589	9,126	1,582,882
CPFL	18,586	13,425	19,893	11,798	13,594	26,525	187,645	67,577	37,814	0	7,834	325,883
ELETROPAULO	0	0	0	0	0	0	61,141	728,646	435,248	226,358	61,748	1,544,618
GERJ (CELF/CCEE)	3,473	3,323	1,918	6,147	7,281	13,393	7,123	26,488	6,474	44,865	5,817	126,216
5. REGIAO SUL	53,881	37,676	48,171	37,115	44,864	67,451	32,195	0	591	0	6,484	332,348
COPEL	18,668	17,811	26,322	16,664	17,478	33,268	7,643	0	591	0	6,484	144,791
CELESC	5,469	4,586	4,146	4,864	5,382	4,523	7,588	0	0	0	325	35,645
CCEE	29,944	17,279	17,783	16,391	22,083	31,669	16,973	0	0	0	0	152,842
PRIVADAS E DEMAIS	119,872	132,186	148,381	84,684	6,153	14,265	31,827	49,225	35,477	37,274	0	655,348
1. LIGHT	118,954	124,743	137,244	73,828	0	0	0	0	0	0	0	446,725
2. OUTRAS	8,918	7,443	11,137	6,856	6,153	14,265	31,827	49,225	35,477	37,274	0	208,623
TOTAL (1+2+3)	539,176	544,554	649,330	458,956	473,621	1,118,612	1,878,744	1,493,167	1,353,389	1,487,879	420,826	16,274,118

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA, RECOLTAMENTOS DAS CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VARIAÇÃO PERCENTUAL (2) ANUAL (PREÇOS MEDIOS/RS)

CONCESSIONARIAS	1976 / 1975	1977 / 1976	1978 / 1977	1979 / 1978	1980 / 1979	1981 / 1980	1982 / 1981	1983 / 1982	1984 / 1983	1985 / 1984
EDS	-8.8	18.4	-18.1	64.8	176.1	-4.3	-48.2	95.1	27.3	-68.1
DEO ELETROBRAS	-8.56	18.17	-17.99	64.89	176.27	-4.29	-48.15	95.13	27.28	-68.11
E	-29.2	15.9								
L	11.3	61.4	-24.3	56.2	20.7	-77.8				
ETROMONTE		85.9	8.1	-8.0	157.9	165.9				
ETROSUL	149.1	-28.5	27.8	-13.9	132.9					
ESF	-30.9	120.8	-29.3	-29.0	150.5	-26.8				
ENAS	-25.7	7.0	-14.9	19.4	177.0	99.9	-67.7	211.5	25.3	-97.3
ELISA	8.1	24.1	-41.6	73.2	49.9	179.7	-14.2	67.3	-7.4	-55.4
ENH					217.0	-62.4	89.0	21.1	40.1	-27.5
OUTRAS FEDERAIS	-76.4	285.5	-41.4	44.4	82.3	-53.7				
EA	-82.3	460.8	-54.9	29.9	64.8	-61.8				
ER	-64.6	116.3	-3.9	62.4	99.8	-47.6				
ACQUAS	-9.5	41.4	-27.7	.2	99.1	159.9	-13.1	-42.8	-21.7	-71.0
REGIAO NORTE	-2.7	29.6	-27.3	1.9	94.3	-68.2				
CEAR	-9.9	-4.9	-16.5	12.2	189.1	-71.4				
ELETRONORCE	-11.5	26.2	-51.9	274.8						
CELPA	3.8	27.5	-25.2	-17.8	129.9	-74.8				
CERON	-29.2	227.1	-36.2	2.9	13.8	-62.3				
REGIAO NORDESTE	-6.3	123.6	-45.6	-5.2	140.3	-22.5	-43.3	12.3	49.9	-64.8
CEPIJA	15.0	29.4	-33.9	18.1	62.7	-77.8				
CEPAR	-19.1	127.8	-25.1	-42.3	538.8	-74.8				
COELCE	13.9	47.8	-31.6	6.2	147.2	-87.7				
COSEEN	-9	15.2	-15.4	47.2	47.4	-52.4	-49.7	29.4	-74.7	-100.0
SALPA	-20.4	94.7	-51.0	10.8	117.0	-63.3				
CELPE	-12.3	122.6	-26.3	-29.4	246.9	20.9	3.3	-35.6	26.8	-64.4
ENERGIPE	6.2	48.2	-27.9	2.9	111.9	-56.5	52.8	947.8	14.7	-72.3
ESAL	53.4	10.6	-5.8	-32.8	113.1	-75.2			-39.0	
COELMA	-17.6	243.9	-68.1	16.8	89.2	11.6			611.7	-47.1
REGIAO CENTRO OESTE	-11.1	69.6	-37.6	1.4	16.0	17.4	-35.7	100.8	48.8	-56.2
CEMAT	-16.8	164.0	-42.6	-14.0	-30.6	-59.6				
CEP	-31.2	1.6	-37.3	28.9	186.4	11.5	31.5	70.4	74.4	-56.2
CELG	7.8	71.6	-34.9	1.6	-51.7	-37.8				
EMERSUL						241.3				
REGIAO SUDESTE	-4.3	40.5	-24.8	-4.0	116.7	239.8	-9.2	-45.9	-28.0	-74.9
CEMIG	-12.6	-3.5	20.7	15.7	49.6	373.6	-46.4	-40.1	-7.3	-77.6
CESP	3.3	56.6	-35.0	-14.8	156.5	181.7	-98.8			-83.3
CPFL	-27.8	48.2	-44.7	15.3	95.1	345.8	-35.4	-46.8		
ELETRONORCE							1,678.7	-37.6	-48.8	-73.0
CEB (CELF/COEE)	-4.3	-42.5	221.8	17.1	86.0	-46.8	271.8	-75.6	593.0	-87.0
REGIAO SUL	-26.4	21.4	-23.0	28.9	54.8	-53.6				
COPEL	-5.6	47.8	-36.7	4.9	91.3	-77.4				
CELESC	-9.5	-9.6	-2.0	30.3	-14.7	67.6				
CEEE	-42.3	2.5	-7.4	34.7	43.4	-46.4				
PRIVADAS E DEMAIS	10.3	12.3	-45.4	-92.4	131.8	123.1	54.7	-27.9	5.1	-100.0
3.1. LIGHT	12.4	14.0	-46.2							
3.2. OUTRAS	-16.5	58.2	-38.7	-11.2	131.8	123.1	54.7	-27.9	5.1	-100.0
TOTAL (1+2+3)	-4.8	28.7	-29.3	3.2	136.2	68.0	-20.5	-9.4	4.2	-67.9

BRASIL - RESERVA GLOBAL DE GARANTIA, LIBERACAO PARA CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VALORES CORRENTES EM R\$ MILHOES

CONCESSIONARIAS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	52.3	94.2	297.1	555.2	711.9	4,740.4	19,333.6	32,664.8	81,131.8	359,079.2	634,793.7
1.1. GRUPO ELEKTROBRAS	38.2	70.3	163.6	541.8	635.7	4,652.4	18,449.5	31,363.8	77,269.8	333,470.4	618,863.7
CEEE											
CPFL											
EFM				16.8	9.8	488.6	258.2				
ELETRONORTE		12.5	45.1	94.4	79.8	1,327.6	13,381.2	19,157.7	53,548.5	233,603.2	619,632.7
ELETRONOR	13.8	48.9	28.8	297.7	432.2	1,684.6	1,881.8	5,565.8	15,841.3	78,384.2	7,716.5
CHESF					41.3	833.6	2,254.8	6,494.9	3,790.8	4,669.8	1,278.4
FURNAS											13,744.5
ESCELSA	24.4	24.9	86.9	93.7	71.2	78.8	41.8				
LIGHT								86.2			
1.2. OUTRAS FEDERAIS	14.1	15.9	43.5	53.4	76.2	296.8	924.1	1,381.0	3,842.0	17,448.8	43,930.0
CEA	7.6	4.3	11.8	12.2	25.9	75.8	234.1	345.1	791.1	2,333.9	2,414.8
GER	6.5	11.6	32.5	41.2	50.3	221.0	689.8	1,035.9	3,050.9	14,674.9	41,515.2
2. ESTADUAIS	308.3	415.8	1,436.8	1,473.8	1,573.6	5,683.9	14,454.2	24,711.4	46,974.3	191,535.3	542,768.4
2.1. REGIAO NORTE	51.6	51.4	228.3	343.8	472.1	2,128.9	6,273.3	8,519.8	24,568.1	99,275.3	232,762.8
CEAM	34.6	33.7	61.7	72.1	113.8	362.1	2,132.4	2,214.8	8,479.9	42,154.8	89,799.6
ELETRONORTE	8.4	10.8	23.8	44.4	43.8	417.5	533.8	838.8	1,181.8	4,116.9	11,126.5
CELPA	3.8		68.8	125.2	295.7	862.4	2,584.4	3,935.8	11,816.4	32,474.8	73,935.6
CEOR	9.2	7.7	49.8	62.1	181.8	496.9	657.5	1,548.8	3,683.8	26,758.7	79,458.1
2.2. REGIAO NORDESTE	92.5	61.3	241.9	288.5	146.3	881.3	2,156.8	5,179.8	7,855.3	54,498.9	143,448.7
DEPTSA	18.7	14.9	37.7	62.5	42.8	336.3	829.7	1,558.8	3,591.4	13,531.8	49,885.6
CEMAR	15.8	24.2	32.6	71.1	43.5	214.1	675.8	1,848.8	3,193.5	14,310.3	57,932.9
COELCE	9.1	11.1	43.8	54.5	9.8	177.8	489.8	1,748.8	568.8	11,348.1	11,544.7
COSEN	14.4	3.7	16.3	23.2	8.5	41.1	22.8			1,598.9	3,336.7
SHALPA	11.8	7.4	54.1	43.7		94.1	0.8		488.8	6,255.2	7,828.7
CELPE	3.8									181.8	
ENELNOR	5.1		14.6	9.9	1.7	22.7				258.4	
CEAL	2.8				2			328.8	28.8	542.6	10,244.4
COELBA	29.8		27.8	18.8			218.3		81.4	2,451.6	
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	111.2	43.8	96.1	79.3	172.2	791.4	2,458.2	5,653.8	9,469.1	46,518.8	115,443.8
CEMAT	46.9	43.8	96.1	79.3	172.2	461.5	1,614.3	2,788.8	4,776.2	21,417.1	56,356.8
CEB											
CELS	64.3					339.1	1,843.9	2,873.8	4,292.9	19,141.7	65,936.2
ENERGISA											
2.4. REGIAO SUDESTE	23.7	59.6	28.5	8	8	8	1,448.8	8	8	8	36,748.9
CENIS											
CESP											
CPFL							1,448.8				
ELETRONORTE	23.7	59.6	28.5								36,748.9
CEJ											
2.5. REGIAO SUL	189.3	199.7	457.2	442.8	823.8	1,882.1	2,366.7	5,368.8	5,489.8	1,238.8	633.8
COPEL	35.6	132.1	235.6	267.8	423.4	851.6	619.8	3,888.8	1,372.8		
CELESC	11.8	13.8	8.1		71.4	18.8	328.8	361.8	2,462.8	1,238.8	633.8
CEEE	62.7	53.8	213.5	134.2	329.2	1,412.5	1,255.7	1,248.8	1,635.8		
3. PRIVADAS E DEMAIS	9.8	14.8	16.8	26.7	48.4	224.8	652.1	799.1	3,237.8	12,859.1	48,643.3
3.1. DNREE						144.8	218.8	492.8	2,177.8	6,544.8	42,887.5
3.2. OUTRAS	9.8	14.8	16.8	26.7	48.4	124.8	392.1	307.1	1,059.2	6,359.1	5,755.8
TOTAL (1+2+3)	454.4	524.8	1,259.9	1,655.5	2,333.9	18,857.1	34,439.9	58,174.9	131,343.1	554,473.6	1,236,823.4

ONTE: DNREE / DEEF / SETIS

BRASIL - RESERVA GLOBAI DE GARANTIA, LIBERAÇÕES PARA CONCESSIONARIAS - 1975/1985

VALORES EM MILHARES DE DOLÁRES (TAXA DE CÂMBIO MÉDIA ANUAL)

CONCESSIONARIAS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1975 / 85
1. FEDERAIS	6,339.4	8,753.8	14,427.8	38,322.2	26,432.1	94,492.5	294,156.3	176,944.3	139,834.4	167,791.1	114,955.4	777,343.3
1.1. GRUPO ELETRONICAS	4,634.3	7,276.3	11,396.7	27,465.8	23,245.7	85,079.5	194,398.1	169,571.8	133,212.6	164,764.3	162,594.9	929,971.9
CEEE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
EPFL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CEM	.0	.0	.0	873.8	358.4	8,935.1	2,727.8	.0	.0	.0	.0	12,674.9
ELETRONORTE	.0	1,161.6	3,354.7	5,155.7	2,918.7	24,278.1	141,479.2	183,776.7	108,911.1	141,391.3	77,323.7	622,344.1
ELETRONOR	1,672.7	3,844.8	4,992.3	16,258.9	15,048.9	34,424.1	24,663.4	38,145.4	25,924.4	38,176.1	1,249.1	187,681.1
CHESF	.0	.0	.0	.0	1,532.2	15,618.4	34,075.9	35,182.7	6,377.1	2,178.8	223.4	91,191.2
FURNAS	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	2,242.5	2,242.5
ESCELISA	2,957.6	2,313.9	6,453.6	5,117.4	2,643.6	1,792.1	432.9	.0	.0	.0	.0	21,271.2
LIGHT	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	466.9	.0	.0	.0	466.9
1.2. OUTRAS FEDERAIS	1,705.1	1,477.6	3,031.1	2,856.4	2,786.4	5,413.0	9,758.2	7,372.5	6,621.9	5,230.8	7,460.5	57,371.3
CEA	921.2	399.6	744.3	666.3	947.1	1,371.5	2,493.1	1,868.9	1,383.5	1,266.6	388.8	12,452.1
CEB	783.9	1,078.0	2,286.8	2,254.1	1,839.3	4,041.5	7,265.0	5,503.6	5,238.4	7,964.2	3,672.1	44,919.2
2. ESTADUAIS	47,466.7	38,565.2	72,174.0	58,634.6	57,542.0	183,942.7	152,631.5	133,858.8	86,962.4	183,547.9	67,233.8	936,554.7
2.1. REGIAO NORTE	6,254.5	4,776.5	15,346.6	16,592.0	17,263.3	39,931.7	66,243.9	46,147.2	42,330.5	53,880.6	49,657.3	343,432.4
CEAM	3,749.1	3,131.7	4,278.2	3,937.7	4,132.1	6,621.8	23,045.4	11,993.7	14,928.2	22,935.9	14,351.6	113,166.8
ELETRONORTE	989.7	929.3	2,424.2	2,424.5	1,777.2	7,452.8	5,628.3	4,496.1	2,435.2	2,234.3	1,763.2	31,753.3
CELPA	464.6	.0	5,614.8	6,837.8	7,831.6	15,770.9	34,627.2	21,315.8	18,787.3	17,486.8	11,742.7	135,373.5
DERON	1,115.2	715.5	3,413.4	3,391.6	3,722.5	9,086.9	6,943.0	8,342.1	6,347.8	11,261.6	12,775.1	67,114.8
2.2. REGIAO NORDESTE	11,212.1	5,476.5	16,851.3	15,756.4	3,887.1	16,116.5	22,766.6	28,054.5	13,539.4	27,411.9	22,903.3	164,265.2
CEPISA	1,297.0	1,384.6	2,626.3	3,413.4	1,565.1	6,150.0	8,658.0	8,445.1	6,189.9	7,343.8	8,444.4	55,117.6
CEMAR	1,715.2	2,243.9	3,664.2	3,083.1	1,576.7	3,642.1	7,127.8	8,657.2	5,584.1	7,758.9	7,632.0	35,043.2
COELDE	1,183.4	1,631.5	3,437.3	2,976.5	351.4	3,236.8	4,318.9	9,298.9	965.2	4,154.4	1,635.3	34,238.8
COSEBR	1,745.5	343.8	1,135.5	1,514.1	319.8	751.6	232.3	.0	.0	866.7	597.1	7,013.4
SAELPA	1,434.3	687.7	3,494.1	2,386.7	.0	1,724.8	84.5	.0	744.5	3,354.8	1,258.2	15,157.9
CELPE	363.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	54.0	.0	410.4
ENERGIPE	618.2	.0	1,417.1	540.7	62.2	415.1	.0	.0	.0	194.5	.0	2,847.7
CEAL	315.2	.0	.0	.0	7.3	.0	.0	1,733.4	34.5	294.5	1,645.4	4,431.2
COELBA	2,424.2	.0	1,884.9	1,415.8	.0	.0	.0	2,247.5	141.3	1,338.5	.0	9,496.9
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	13,478.8	3,995.9	6,694.5	4,331.0	6,296.9	14,476.2	28,469.7	38,622.1	15,631.0	21,909.9	18,753.2	164,139.1
CEMAT	5,684.8	3,995.9	6,694.5	4,331.0	6,296.9	8,439.6	17,446.5	15,959.2	8,232.0	11,623.3	8,493.4	75,496.5
CEB	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CELO	7,793.9	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	7,793.9
ENERGISA	.0	.0	.0	.0	.0	6,036.6	11,023.2	15,663.9	7,397.0	10,363.7	10,408.2	60,843.7
2.4. REGIAO SUDESTE	2,872.7	5,538.5	1,428.1	.0	.0	.0	10,559.7	.0	.0	.0	4,934.0	25,333.0
CEMIG	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
CESP	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
EPFL	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
ELETRONORTE	.0	.0	.0	.0	.0	.0	10,559.7	.0	.0	.0	.0	10,559.7
CEB	2,872.7	5,538.5	1,428.1	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	4,934.0	14,773.3
2.5. REGIAO SUL	13,248.5	18,557.0	31,849.5	21,953.2	34,074.7	34,418.4	24,991.6	27,035.0	2,461.7	667.5	184.9	214,385.0
COPEL	4,315.2	12,275.8	16,412.4	14,625.9	15,482.5	15,573.4	7,266.2	24,584.5	2,484.6	.0	.0	188,934.4
CELESC	1,333.3	1,282.4	564.3	.0	2,616.9	329.2	4,097.1	1,959.1	4,243.4	667.5	184.9	17,103.2
CEEE	7,600.0	4,999.5	14,872.9	7,327.3	12,441.3	18,515.0	13,688.2	6,594.4	2,818.0	.0	.0	30,245.5
3. PRIVADAS E DEMAIS	1,187.9	1,375.3	1,174.3	1,458.2	1,769.8	4,111.4	6,886.9	4,326.7	5,579.1	6,970.7	7,817.6	42,662.7
3.1. DNAGE	.0	.0	.0	.0	.0	1,828.7	2,745.5	2,665.1	3,753.5	3,527.6	6,892.6	21,413.1
3.2. OUTRAS	1,187.9	1,375.3	1,174.3	1,458.2	1,769.8	2,282.2	4,141.4	1,661.6	1,825.6	3,443.1	925.0	21,249.6
TOTAL (1+2+3)	54,593.9	48,694.4	87,767.3	94,415.1	85,343.9	178,546.2	363,673.7	315,131.8	226,376.0	340,917.9	255,185.5	1,976,563.7

BRASIL - INVESTIMENTO REPERCUTIVEL DO SETOR ELÉTRICO, POR CONCESSIONÁRIA - 1976/1985

VALORES CORRENTES EM CR\$ MILHÕES										
CONCESSIONÁRIAS	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	25,544	46,319	72,271	178,827	367,154	713,458	1,621,144	4,983,571	16,158,322	74,364,821
1.1. GRUPO ELETRONAS	25,449	46,246	71,974	178,176	367,981	711,373	1,616,254	4,888,824	16,148,515	74,164,134
CEEE	854	612	2,812							
CEM	397	118	224	710	4,370	26,159	145,918	370,289	1,574,195	15,735,224
ELETRONORTE	58									
ELETRONOR	4,254	7,523	13,158	24,857	45,724	118,472	294,678	725,442	3,255,135	14,765,773
CELESC	5,581	9,256	18,564	33,972	77,581	201,128	538,721	1,441,416	5,893,234	17,847,655
CELSA	12,951	24,447	34,354	51,318	144,674	214,945	458,684	1,377,537	4,341,543	12,113,913
ESCELISA	1,417	2,137	3,578	5,381	9,541	17,319	33,746	84,749	272,832	915,489
LIGHT				65,937	128,171	113,399	192,511	547,831	1,582,375	5,579,303
1.2. OUTRAS FEDERAIS	55	113	299	651	1,173	2,187	4,890	14,747	54,117	243,307
CEA	38	54	197	391	657	1,218	2,819	7,936	27,430	114,157
CEB	24	43	99	268	547	839	2,471	6,811	22,675	89,718
2. ESTADUAIS	52,946	87,466	162,867	294,622	548,933	1,155,774	2,478,846	6,838,217	23,381,446	92,117,730
2.1. REGIÃO NORTE	1,474	1,687	3,354	6,226	18,154	16,542	38,793	113,123	417,642	1,564,469
CEAM	243	358	632	1,447	2,924	5,351	11,422	31,446	146,432	345,928
ELETRACRE	74	122	157	351	538	527	1,178	2,673	9,842	35,477
CELPA	743	1,653	2,511	4,131	6,353	9,998	24,435	71,535	272,824	1,443,615
CECOM	74	124	252	348	344	664	2,138	7,489	28,443	133,420
2.2. REGIÃO NORDESTE	3,887	5,944	10,495	17,631	31,817	66,376	168,273	465,632	1,588,454	5,081,511
CEPISA	257	342	472	962	1,478	3,335	8,495	25,444	86,162	244,535
CEPAR	219	344	658	1,125	2,243	4,816	14,199	43,466	147,978	552,244
COELCE	583	842	1,179	2,318	4,124	6,842	22,536	72,317	243,211	737,272
COSETH	268	354	495	861	1,711	3,419	7,865	22,453	75,439	254,515
SAELPA	194	224	454	757	1,584	3,347	9,138	25,458	80,758	344,431
ELIPE	879	1,433	2,337	4,144	7,474	15,657	38,575	92,555	273,472	1,426,466
ENELAPE	118	141	227	444	847	1,538	3,724	11,197	39,453	142,256
CEAL	197	254	325	571	1,417	3,435	6,752	18,762	65,357	266,954
COELBA	1,212	1,921	3,717	6,140	18,866	22,393	51,452	155,192	532,585	1,974,766
2.3. REGIÃO CENTRO OESTE	4,153	6,809	11,445	18,182	28,934	58,248	119,332	332,469	1,189,401	4,688,878
CEMAT	813	1,752	2,538	5,784	5,745	9,657	23,575	63,738	245,817	763,689
CEB	887	1,245	2,129	3,736	5,496	18,412	22,144	54,649	174,726	559,466
CELS	2,528	3,822	6,438	9,183	14,295	23,941	43,563	147,585	543,476	2,135,351
EMERSUL					3,399	6,278	25,849	66,145	266,442	938,272
2.4. REGIÃO SUDESTE	34,856	58,744	112,182	249,253	387,841	815,717	1,749,128	4,761,724	16,875,925	55,871,744
CEMIS	7,525	12,914	25,443	51,827	92,461	167,165	372,240	1,158,749	3,933,715	13,866,274
CESP	23,336	39,357	75,221	139,843	264,545	473,912	938,875	2,321,952	7,854,511	27,445,035
CEPL	3,887	4,718	7,548	12,332	22,588	44,541	91,233	207,164	586,944	3,412,365
ELETRPAULO						113,455	202,435	943,443	2,774,377	10,413,476
CEB (CEB/CEB)	947	1,715	3,361	5,251	8,646	16,254	32,385	91,387	346,422	1,136,743
2.5. REGIÃO SUL	8,958	13,929	25,315	43,449	91,827	246,867	451,324	1,247,673	4,137,938	14,195,928
COPEL	4,298	6,541	14,518	16,135	36,192	99,875	241,141	548,293	1,734,143	5,992,132
CELESC	771	1,364	3,479	5,613	14,641	21,475	47,154	136,913	448,674	1,663,854
CEEE	3,897	6,424	11,326	21,742	44,233	85,897	198,015	576,467	1,843,121	6,536,946
3. PRIVADAS E DEMAIS	15,639	25,637	45,521	3,528	4,863	19,767	25,812	62,761	240,975	729,680
3.1. LIGHT	15,244	23,728	43,244							
3.2. OUTRAS	395	1,919	2,317	3,528	4,863	19,767	25,812	62,761	240,975	729,680
TOTAL (1+2+3)	94,859	153,841	279,864	476,977	922,954	1,894,817	4,125,882	11,846,549	39,668,643	153,211,359

FONTE: UNIAE / DECE / SEFIS; informações obtidas diretamente para o período 1976 a 1984 e, para o período 1981 a 1985 conforme SIESE. * Dados sobre o investimento recuperável e Custo do Serviço arrendado * (dados obtidos em 27/07/89).

0 0 S = Valores do Investimento Recuperável inclusive saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC

BRASIL - INVESTIMENTO RECORRENTE DO SETOR ELÉTRICO, POR CONCESSIONÁRIA - 1976/1985

VALORES EM MILHARES DE DOLÁRES (TAXA DE CÂMBIO MÉDIA ANUAL)

CONCESSIONÁRIAS	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	2.370.003	2.890.684	3.947.094	6.539.196	6.754.004	7.534.108	8.781.691	8.451.533	8.767.428	11.388.291
1.1. GRUPO ELETRONAS	2.364.938	2.846.829	3.934.847	6.515.384	6.729.347	7.511.859	8.755.242	8.426.116	8.742.237	11.275.624
CBEE	78.952									
CEM	31.465	42.648	187.517							
ELETRONORTE	5.343	7.628	12.234	25.944	79.917	276.238	573.755	673.681	854.334	2.526.332
ELETRONORDE	494.591	528.234	718.159	763.431	835.168	1.251.824	1.596.262	1.594.353	1.765.571	1.762.672
CHESF	518.689	647.579	1.019.119	1.242.253	1.453.858	2.335.137	2.918.238	2.768.115	2.758.715	2.889.545
FURNAS	1.194.229	1.425.893	1.876.445	1.876.257	1.841.942	2.769.324	2.441.321	2.377.676	2.355.117	3.471.847
CELCELSA	131.698	148.854	195.399	176.769	174.477	182.883	182.881	146.444	147.274	146.618
LIGHT				2.411.138	2.343.886	1.197.366	1.842.627	875.279	858.769	875.758
1.2. OUTRAS FEDERAIS	5.065	7.851	16.248	23.812	21.456	22.249	26.489	25.417	27.194	32.767
CEA	2.816	3.499	10.841	14.341	11.457	13.376	15.278	13.678	14.088	16.343
CEB	2.249	4.361	5.407	9.511	9.999	8.868	11.219	11.739	13.106	16.424
2. ESTADUAIS	4.928.184	6.466.562	8.851.344	10.773.467	10.838.453	12.204.541	13.427.838	11.858.374	12.645.666	13.197.361
2.1. REGIÃO NORTE	101.645	117.513	193.990	227.681	185.892	174.678	210.141	194.973	226.636	254.767
CEAN	22.689	24.932	34.522	52.924	53.393	56.585	58.746	54.138	57.762	55.515
ELETRONORTE	6.877	8.546	8.575	12.828	9.846	5.585	8.494	4.642	5.341	5.923
CELPA	65.319	75.497	137.162	149.219	116.178	105.576	132.364	123.294	148.154	167.722
GERON	6.849	8.666	13.741	12.711	6.283	7.433	11.581	12.983	15.437	22.247
2.2. REGIÃO NORDESTE	361.165	413.758	551.322	644.729	567.218	701.119	868.194	802.538	857.738	932.376
DEPISA	24.184	23.845	25.773	35.174	26.877	35.216	43.796	43.809	46.761	48.931
CEMAR	26.342	25.864	35.942	41.279	41.489	51.655	76.867	74.226	88.387	88.746
CELCE	54.148	58.633	64.388	84.393	75.345	93.588	122.823	124.628	131.973	159.755
COSEAN	24.978	24.382	27.848	31.477	31.185	36.193	42.644	38.878	46.941	46.968
SALPA	18.119	22.386	24.784	27.663	28.897	34.921	49.584	43.878	43.175	55.362
CELPE	81.647	99.819	139.656	151.399	137.459	165.333	190.126	157.523	161.944	164.142
ENERGIPE	14.956	9.843	12.414	15.243	15.517	16.558	20.151	19.297	21.414	22.332
CEA	18.723	16.622	18.312	32.592	27.269	32.491	36.413	32.337	37.143	42.142
CELBA	112.629	133.793	203.828	224.518	184.878	236.463	278.714	267.481	287.439	316.727
2.3. REGIÃO CENTRO OESTE	385.894	476.412	681.866	661.945	529.122	538.082	646.418	572.336	645.325	753.424
LEMAT	75.969	122.841	138.675	211.548	115.855	111.775	127.745	119.842	135.825	154.377
CEB	74.984	83.929	110.814	118.313	144.543	149.947	119.932	94.121	92.855	96.342
CELO	234.941	270.442	351.611	332.124	251.412	255.336	263.891	254.378	273.252	351.423
EMERSOL					62.153	66.294	135.698	114.684	144.323	154.792
2.4. REGIÃO SUDESTE	3.239.076	4.889.168	6.122.469	7.651.772	7.851.793	8.613.686	9.258.297	8.247.846	8.724.550	8.579.298
CEMIG	699.312	899.343	1.387.416	1.895.151	1.682.547	1.765.266	2.416.197	1.977.887	2.134.813	2.228.406
CESP	2.163.562	2.741.714	4.141.489	5.113.648	4.837.861	5.844.245	5.842.523	4.144.443	4.262.714	4.346.617
CPFL	286.897	328.688	410.622	454.953	413.688	474.562	494.267	494.941	535.841	547.928
ELETRONORTE										
CEB J & CELF/CEB J	84.384	119.471	183.561	192.828	158.117	171.637	175.429	157.510	166.298	182.689
2.5. REGIÃO SUL	832.414	969.791	1.382.551	1.587.346	1.664.627	2.184.446	2.444.708	2.681.481	2.191.425	2.281.466
COPEL	398.625	455.583	574.824	587.432	661.853	1.054.646	1.185.828	862.278	941.175	963.812
CELSEC	71.695	94.754	187.928	244.878	173.868	222.756	266.381	235.976	258.812	267.894
CEEE	362.095	419.373	618.553	755.831	848.966	967.443	1.072.642	983.226	1.044.238	1.054.570
3. PRIVADAS E DEMAIS	1.453.322	1.785.942	2.486.139	129.881	83.933	113.696	135.489	188.172	113.413	117.257
3.1. LIGHT	1.416.625	1.652.922	2.359.579							
3.2. OUTRAS	36.697	133.020	126.559	129.441	88.933	113.696	135.489	188.172	113.413	117.257
TOTAL (1+2+3)	8.743.549	10.661.184	15.284.533	17.441.665	16.878.189	19.852.344	22.345.818	20.418.479	21.528.547	24.623.610

BRASIL - INVESTIMENTO REMANESCENTE DO SETOR ELÉTRICO, POR CONCESSIONÁRIA - 1976/1985

VALORES A PREÇOS MÉDIOS DE 1985 (100-DI), EM C\$ MILHÕES

CONCESSIONÁRIAS	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	16,949,343	10,783,428	24,274,976	39,821,646	48,229,173	37,443,632	43,865,112	51,477,275	52,597,545	70,354,821
1.1. GRUPO ELETRORAS	16,913,123	10,738,924	24,175,458	38,879,549	48,181,311	36,934,237	42,936,248	51,823,385	52,436,438	70,168,134
CEEE	564,433									
CEA	225,879	295,162	675,937	154,819	476,239	1,358,166	2,813,737	4,473,345	5,124,321	15,738,224
ELETRONORTE	38,214	51,413	75,237	154,819	476,239	1,358,166	2,813,737	4,473,345	5,124,321	15,738,224
ELETROSUL	2,873,476	3,532,637	4,416,744	4,553,249	4,992,868	6,151,825	7,828,178	7,828,178	14,576,115	18,735,973
CHESF	3,749,756	4,338,774	6,267,614	7,412,925	8,653,782	11,408,893	14,211,263	16,713,522	16,546,924	17,847,655
FURNAS	8,548,665	9,535,856	11,537,846	11,176,275	10,771,679	11,157,792	11,972,431	14,377,669	14,132,687	19,110,713
ESELSA	941,652	995,482	1,281,669	1,174,134	1,478,735	899,196	896,471	884,436	805,519	913,423
LIGHT				14,388,897	13,767,643	5,887,169	5,114,185	5,384,148	5,158,947	5,579,685
1.2. OUTRAS FEDERAIS	36,220	50,504	99,518	142,897	127,862	149,395	129,864	153,891	163,108	293,887
CEA	28,137	23,348	65,674	85,341	68,274	65,834	74,887	82,826	87,277	114,167
CEB	16,483	27,156	33,844	56,756	59,588	43,561	55,117	71,485	73,812	89,718
2. ESTADUAIS	35,187,253	48,574,957	54,436,268	64,289,844	59,859,825	68,467,174	65,851,188	71,887,834	75,849,435	82,117,738
2.1. REGIÃO NORTE	726,925	785,885	1,192,499	1,358,653	1,186,570	858,855	1,434,546	1,188,635	1,350,378	1,521,469
ELAN	161,694	166,737	212,314	315,813	318,179	277,822	292,842	327,776	346,452	345,525
ELETRACRE	49,179	56,883	52,734	76,543	53,673	27,362	31,825	29,148	32,438	32,477
ELISA	457,871	544,318	842,642	894,443	692,274	519,893	649,122	746,522	829,279	1,443,635
GERON	40,988	57,955	84,547	75,847	37,444	34,578	56,777	78,161	92,484	138,428
2.2. REGIÃO NORDESTE	2,582,915	2,767,865	3,394,677	3,847,326	3,381,149	3,447,257	4,257,694	4,859,684	5,144,713	5,081,511
CEPISA	144,348	159,489	158,545	249,895	168,163	173,152	214,704	268,919	284,475	344,535
LENAE	145,478	167,622	221,447	246,278	244,384	254,845	376,961	445,469	481,678	552,244
COLICE	387,180	392,453	395,943	543,643	448,995	468,112	598,417	754,674	791,744	937,272
COSTEN	178,574	163,454	166,298	187,834	185,228	177,513	248,936	234,579	245,567	254,515
SALIPA	123,797	149,173	152,425	155,475	172,245	171,898	242,753	263,597	235,958	344,491
CELPE	589,946	667,552	858,856	983,448	816,713	812,946	971,824	965,972	971,651	1,026,466
EMERGPE	78,355	65,828	76,347	96,928	92,467	81,418	93,823	116,804	123,444	142,255
CEAL	138,791	187,151	112,623	194,487	143,674	157,784	178,572	155,814	222,548	264,954
CELBA	845,479	894,764	1,248,592	1,339,778	1,496,984	1,162,637	1,366,836	1,619,697	1,733,571	1,978,755
2.3. REGIÃO CENTRO OESTE	2,759,761	3,186,873	3,686,569	3,954,853	3,153,129	2,682,859	3,178,885	3,465,718	3,874,676	4,620,878
CEMIL	543,299	816,166	852,615	1,262,137	826,438	541,383	826,276	665,133	887,747	963,699
CEB	536,225	561,784	681,514	796,813	598,914	544,587	588,125	569,944	552,747	559,486
CELS	1,698,267	1,848,628	2,162,439	1,921,908	1,557,799	1,248,932	1,278,222	1,544,396	1,678,784	2,152,551
EMERGUL					374,379	325,952	665,433	694,338	866,428	938,272
2.4. REGIÃO SUDESTE	23,164,621	27,346,863	37,653,718	45,668,769	42,261,184	42,251,741	45,483,424	49,696,834	52,334,351	55,871,744
CEMIG	5,881,211	6,814,213	8,532,667	11,393,823	14,835,539	8,679,148	9,897,599	12,893,145	12,885,828	13,856,274
CESP	15,548,724	18,335,582	25,478,435	30,514,856	28,024,859	24,444,826	24,728,936	24,224,516	25,558,644	27,845,856
CPFL	2,851,777	2,198,891	2,521,678	2,698,976	2,461,542	2,333,321	2,423,628	2,597,856	3,212,557	3,416,365
ELETROPARÁ						5,898,544	7,582,958	9,428,634	9,747,295	18,413,476
CEB (CELF/CEEE)	602,913	798,976	1,128,916	1,145,944	942,244	843,982	864,316	953,782	997,465	1,136,743
2.5. REGIÃO SUL	5,953,932	6,485,873	8,542,847	9,472,211	9,919,792	14,748,462	11,987,433	12,644,169	13,144,276	14,195,928
COPEL	2,858,849	3,146,776	3,538,291	3,545,449	3,944,892	5,185,475	5,423,157	5,321,428	5,644,982	5,972,132
CELESC	512,662	633,683	1,168,332	1,222,578	1,155,294	1,175,245	1,385,454	1,420,923	1,497,588	1,665,800
EECE	2,589,561	2,644,614	3,844,153	4,744,222	4,824,446	4,457,742	5,264,329	5,953,816	5,999,727	6,556,546
3. PRIVADAS E DEMAIS	10,393,598	11,943,731	15,289,971	769,796	529,964	559,819	664,458	655,828	684,255	729,588
3.1. LIGHT	18,131,153	11,654,142	14,511,620							
3.2. OUTRAS	262,445	889,589	778,351	769,796	529,964	559,819	664,458	655,828	684,255	729,588
TOTAL (194213)	62,538,195	71,298,116	94,881,210	144,826,436	184,579,962	127,819,825	187,581,751	193,639,358	199,125,236	253,211,359

BRASIL - INVESTIMENTO REMUNERÁVEL DO SETOR ELÉTRICO, POR CONCESSIONÁRIA - 1976/1985

VARIACAO PERCENTUAL (X) ANUAL A PREÇOS MEDIOS/85

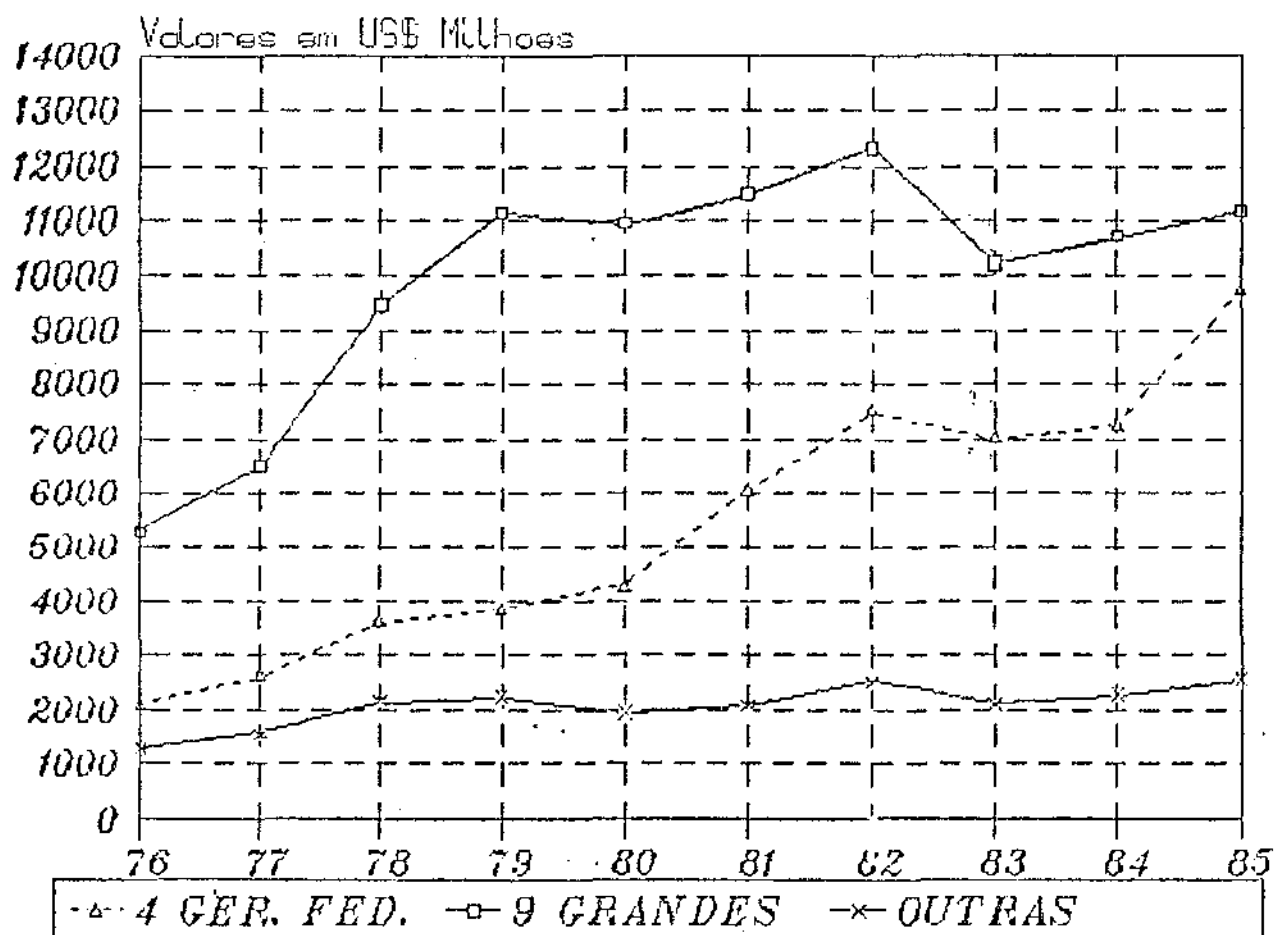
CONCESSIONÁRIAS -	1977 / 1976	1978 / 1977	1979 / 1978	1980 / 1979	1981 / 1980	1982 / 1981	1983 / 1982	1984 / 1983	1985 / 1984
1. FEDERAIS	10.8	29.2	66.7	3.1	-7.9	16.3	18.8	2.8	33.8
1.1. GRUPO ELETRORAS	10.7	29.1	66.8	3.1	-7.9	16.3	18.8	2.8	33.8
EUE									
CEA	26.7	137.0							
ELETRONORTE	31.5	47.5	105.8	207.6	185.2	107.2	44.8	25.8	287.1
ELETROSUL	22.1	25.0	3.1	9.4	23.4	27.3	23.3	7.8	3.5
CHESF	16.8	44.7	18.3	15.9	32.5	24.7	16.8	-1.8	7.9
FURNAS	11.7	21.0	-3.0	-2.0	1.7	7.3	21.3	-1.8	35.2
ESCOUSA	5.7	20.7	-2.3	-11.4	-13.5	-3	-1.4	2	3.2
LIGHT				-2.9	-57.9	-13.1	3.6	-2.0	8.3
1.2. OUTRAS FEDERAIS	45.0	90.3	42.2	-10.0	-14.4	18.7	18.5	6.0	25.8
CEA	15.9	185.7	20.0	-20.0	-3.6	13.8	10.6	7.8	27.9
CEB	81.3	14.0	74.7	5.0	-26.9	26.3	29.2	3.8	21.5
2. ESTADUAIS	15.3	34.2	18.1	-7.0	3	9.7	9.0	5.6	8.3
2.1. REGIAO NORTE	8.1	51.7	13.9	-18.6	-22.4	20.0	14.6	15.1	14.8
ETAM	3.1	27.3	48.7	7	-12.7	5.4	11.9	5.7	-2
ELETRACRE	15.7	-7.3	45.2	-23.4	-23.4	16.3	-11.7	14.0	1.4
CELPA	8.8	67.1	5.6	-22.3	-25.0	25.0	15.0	19.0	17.5
GERON	18.3	45.8	-10.2	-54.6	-7.7	64.3	37.6	18.5	49.5
2.2. REGIAO NORDESTE	7.1	22.5	13.5	-12.1	2.0	23.5	14.1	5.9	12.8
CEPISA	10.5	-6	32.4	-23.7	8.1	24.0	21.5	7.5	8.6
CEMAR	15.2	31.9	11.4	-8	2.3	50.8	19.2	7.2	14.6
COELCE	1.4	9	27.2	-10.8	2.5	30.1	26.1	4.9	18.6
COSAN	-8.7	2.0	13.0	-1.4	-4.2	17.7	18.4	6.5	3.8
SUELPA	15.8	2.2	8.3	4.3	-3	41.4	9.5	8.8	19.2
CELPE	14.3	28.7	5.2	-7.6	-5	19.5	-6	6	5.6
ENERGIPE	-16.0	16.0	27.0	-4.6	-12.8	21.4	18.3	9.9	16.8
CEAL	-18.1	5.1	72.7	-16.1	-3.3	13.2	9.7	13.7	20.8
COCLBA	11.1	39.5	7.3	-18.1	6.0	17.6	18.5	7.0	13.7
2.3. REGIAO CENTRO OESTE	15.4	16.0	6.9	-20.2	-17.3	21.5	9.3	11.7	21.1
CEMAM	50.2	4.5	48.8	-50.4	-19.9	24.9	6.2	21.8	19.8
CEB	4.7	21.4	3.6	-15.2	-9.7	8.8	-3.1	-2.5	7.7
CELE	7.6	19.6	-8.3	-21.4	-24.3	4.0	19.4	6.4	33.4
ENERGOL					-12.0	104.2	3.7	25.4	8.3
2.4. REGIAO SUDESTE	18.1	37.7	21.3	-7.4	2	7.2	9.5	5.3	6.8
CEMIG	20.3	41.9	32.5	-11.3	-13.5	13.9	22.3	5.9	8.3
EESP	18.2	30.9	19.8	-5.5	-14.6	5	-2.0	5.5	5.8
CPFL	7.1	14.7	6.7	-8.5	-5.2	3.9	23.7	7.2	6.1
ELETRORAS CEB (CEB/CEB)	32.5	41.3	1.5	-17.8	-10.4	27.4	25.7	1.4	6.8
CEB						1.9	10.9	4.6	14.0
2.5. REGIAO SUL	8.9	31.1	11.4	4.7	8.3	11.6	5.1	4.3	8.0
COPEL	6.9	15.9	-7	12.5	31.5	4.6	-3.7	8.1	6.1
CELESC	23.6	84.4	4.6	-5.5	-5.2	19.2	9.4	4.9	11.2
CEE	8.3	35.6	24.7	1.6	-7.5	18.0	13.2	0	9.0
3. PRIVADAS E DEMAIS	14.9	28.8	-95.0	-31.2	5.5	18.9	-1.4	3.9	7.3
3.1. LIGHT	9.1	31.3							
3.2. OUTRAS	299.0	-12.5	-111	-31.2	5.5	18.9	-1.4	3.9	7.3
TOTAL (1+2+3)	14.0	31.8	18.7	-3.4	-3.0	12.3	12.8	4.4	18.6

BRASIL - SETOR ELÉTRICO - EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO REMUNERÁVEL POR COMISSIONÁRIA, 1976/1985

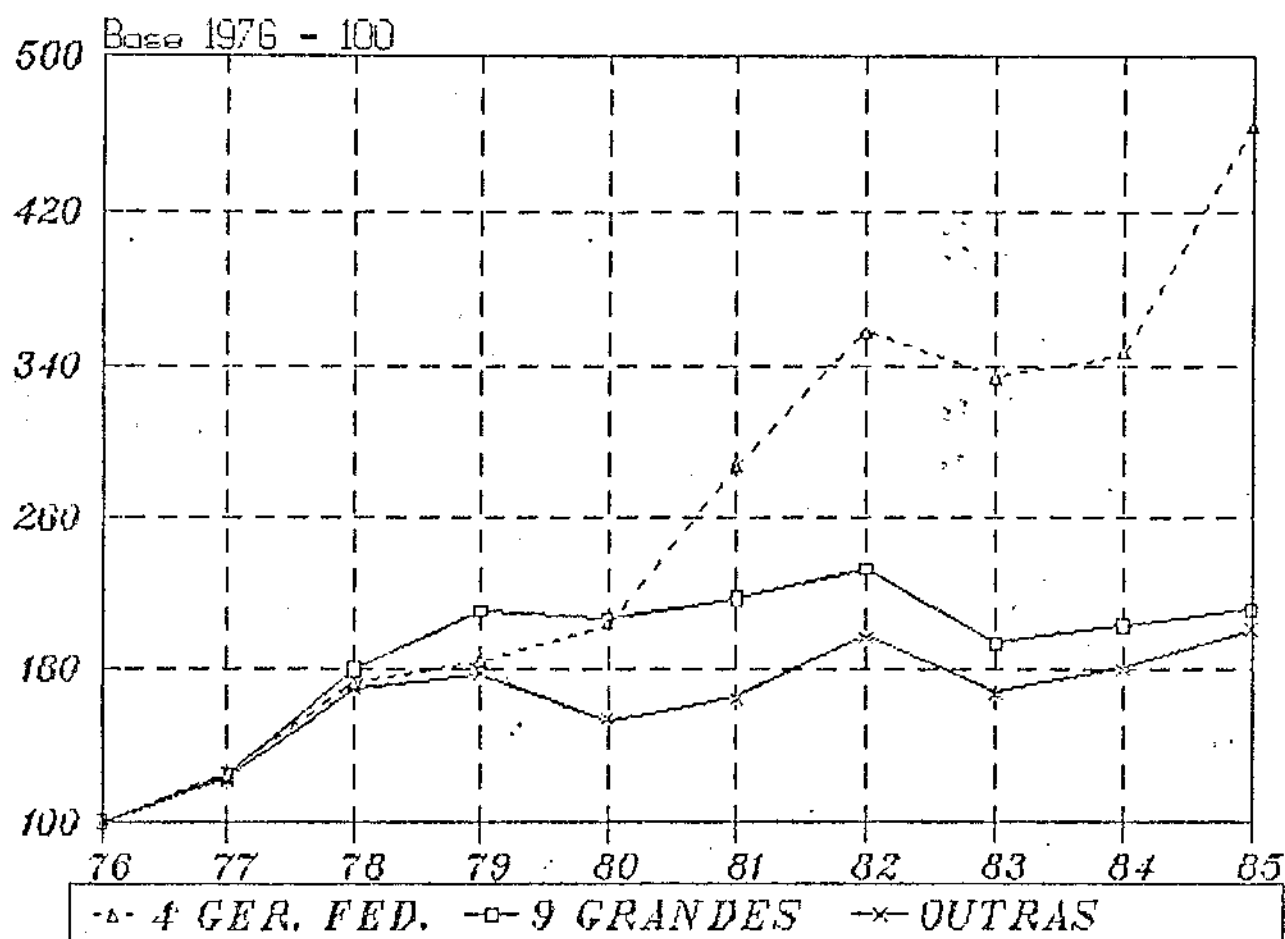
BASE : 1976=100

CONCESSIONÁRIAS	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. FEDERAIS	100	111	143	238	237	219	254	302	310	415
1.1. GRUPO ELETRONORAS	100	111	143	238	237	218	254	302	310	415
COBE	100	127	300							
CEM	100	133	177	405	1.246	3.554	7.363	10.659	13.414	41.185
ELETRONORTE	100	122	153	157	172	213	271	334	365	379
ELETRONIL	100	117	169	201	234	310	386	451	446	481
CHESF	100	112	135	131	170	131	140	169	165	224
FLUMAS	100	106	128	125	110	95	95	94	94	97
ESCELISA										
LIGHT										
1.2. OUTRAS FEDERAIS	100	145	276	392	353	342	359	425	450	563
CEA	100	116	331	424	339	327	372	411	443	557
CEB	100	181	287	353	371	271	342	442	459	558
2. ESTADUAIS	100	115	155	183	170	171	187	204	210	233
2.1. REGIÃO NORTE	100	100	164	187	152	110	142	162	187	215
CEAN	100	143	131	195	197	172	181	203	214	214
ELETRACRE	100	116	107	154	119	58	65	57	35	58
CELPA	100	100	100	191	140	111	139	160	150	223
CEBOM	100	110	173	155	76	71	116	160	187	203
2.2. REGIÃO NORDESTE	100	107	131	149	131	133	165	180	199	225
CEPIGA	100	110	110	145	111	120	149	181	194	211
CEMAR	100	115	152	169	160	172	209	207	231	280
CELECE	100	101	102	130	116	119	155	195	204	243
GOSEBOM	100	91	93	105	104	99	117	129	130	143
SAELPA	100	116	118	120	131	133	100	206	224	267
DELTA	100	114	147	155	140	139	166	165	166	176
ENERGIPE	100	84	97	124	118	104	126	149	164	182
CEAL	100	82	86	149	125	121	137	154	170	204
ORELBA	100	111	155	166	136	144	170	201	215	245
2.3. REGIÃO CENTRO OESTE	100	115	134	143	114	95	115	126	140	170
CEMAT	100	150	157	232	115	92	115	122	149	177
CEB	100	115	127	132	112	101	110	106	104	112
CELE	100	100	129	110	93	74	77	92	90	130
EMERSUL										
2.4. REGIÃO SUDESTE	100	110	163	197	182	183	196	215	226	241
CEMIG	100	120	171	226	201	174	198	243	256	277
CESP	100	118	164	197	186	159	156	156	165	174
CPFL	100	107	123	131	120	114	110	146	157	166
ELETRORIO										
CEB (CELF/COBE)	100	133	187	190	156	140	143	150	165	189
2.5. REGIÃO SUL	100	109	143	159	167	184	201	212	221	238
COPEL	100	107	124	123	138	182	190	183	198	210
CELESC	100	124	220	230	225	214	255	279	273	325
CEEE	100	100	147	183	184	172	203	230	232	252
3. PRIVADAS E DEMAIS	100	115	140	7	5	5	6	6	7	7
3.1. LIGHT	100	109	143							
3.2. OUTRAS	100	339	297	273	202	213	253	250	259	270
TOTAL (142/3)	100	114	150	166	161	156	175	198	207	245

BRASIL - SETOR ELETRICO
INVESTIMENTO REMUNERAVEL
1976 / 1985



BRASIL - SETOR ELETRICO
INVESTIMENTO REMUNERAVEL
1976 / 1985



ÍNDICE GERAL DE PREÇOS, CORREÇÃO MONETÁRIA E TAXAS DE CÂMBIO

1967 / 85

A N O	IGP - DI		FATORES DE ATUALIZAÇÃO (IGP), P/ PREÇOS MÉDIOS DE 1985	CORREÇÃO MONETÁRIA (ORTM)		TAXA DE CÂMBIO MÉDIA ANUAL Cr\$ / US\$
	VARIAÇÃO %			MÉDIA ANUAL	FINAL DE PERÍODO	
	MÉDIA ANUAL	FINAL DE PERÍODO				
1967	27,9%	25,0%	4.470,9693	32,5%	23,2%	-
68	24,1%	25,5%	3.603,0549	22,7%	25,0%	-
69	19,9%	20,1%	3.005,6452	21,8%	18,5%	-
70	19,9%	19,3%	2.506,0516	19,1%	19,6%	-
71	20,4%	19,5%	2.081,6577	20,2%	22,7%	5,317
72	17,3%	15,7%	1.774,7619	19,8%	15,3%	5,960
73	14,9%	15,5%	1.544,6784	13,7%	12,8%	6,128
74	28,7%	34,5%	1.200,0902	21,3%	33,3%	6,836
75	27,8%	29,4%	938,6964	29,7%	24,2%	8,250
76	41,2%	46,3%	664,5863	30,1%	37,2%	10,761
77	42,7%	38,8%	465,8750	36,1%	30,1%	14,355
78	38,7%	40,8%	335,8868	32,0%	36,2%	18,310
79	53,9%	77,2%	218,2084	40,1%	47,2%	27,347
80	100,2%	110,2%	108,9766	54,0%	50,8%	54,683
81	109,9%	95,2%	51,9197	73,3%	95,6%	94,700
82	95,4%	99,7%	26,5653	93,1%	97,8%	184,605
83	154,5%	211,0%	10,4367	131,1%	156,6%	580,199
84	220,6%	223,8%	3,2552	194,4%	215,3%	1842,608
85	225,5%	235,1%	1,0000	230,4%	219,4%	6222,284

Fonte: FGV e BANCO CENTRAL DO BRASIL
(RJ)

SÍNTESE E CONCLUSÕES

SÍNTESE E CONCLUSÕES

A intervenção e regulação estatal no setor elétrico brasileiro (que só é superado, em termos de produção, pelos países do G-7, União Soviética e China), é exercida não só através de um órgão regulador e fiscalizador, o DNAEE, mas ainda da Eletrobrás, com funções de coordenação técnica setorial, centralização de recursos para financiar a expansão setorial, e "holding" das empresas estatais federais. Estas, juntamente com as estatais estaduais, detém praticamente a totalidade dos ativos e da receita do setor.

A partir das mudanças de meados dos anos 60, a acelerada expansão dos investimentos setoriais - que evoluíram de pouco mais de US\$ 900 milhões em 1967 para US\$ 4,5 bilhões em 1978, com ampliação da capacidade instalada de 10 GW para 30 GW entre 1970 e 1980 -, significou crescente necessidade de recursos. Esses recursos foram inicialmente obtidos, em boa parte, através da forte recuperação tarifária que acompanhou as mudanças de meados dos 60. Não obstante, a partir de 1972 o governo federal promoveu o fortalecimento do papel financiador da Eletrobrás, que passou a centralizar os recursos da RGR - Reserva Global de Reversão, criada em substituição ao Fundo de Reversão, controlado pelas empresas.

Essa centralização tornou possível ampliar a participação federal na geração de energia elétrica, ao apoiar o financiamento de grandes empreendimentos de interesse da área federal - cuja política de "especialização de funções" pretendia atribuir às empresas estaduais o papel de distribuidoras de energia elétrica. As informações apresentadas sobre as aplicações da RGR comprovam de maneira cabal o privilegiamento das empresas federais e Itaipu no recebimento desses recursos, com reflexos na composição do endividamento moeda nacional/moeda estrangeira dessas empresas, bem superior ao observado nas grandes empresas estatais estaduais, cujo acesso aos recursos setoriais foi restringido.

A política de "equalização tarifária nacional", através da transferência de recursos "via" Reserva Global de Garantia - RGG, implementada a partir de 1974, foi acompanhada da crescente deterioração das tarifas - devido à contenção de reajustes, a partir de meados dos anos 70, na tentativa de controlar a aceleração inflacionária observada desde então. Face ao quadro de insuficiência tarifária, a necessidade de remunerar os pesados investimentos que vinham sendo realizados pelas empresas federais levou a mudanças nas regras para a transferência de recursos: a partir de 1981 foram alterados os critérios de recolhimento visando ampliar as transferências através da RGG para as empresas federais, bem como foi aumentado o percentual a recolher a título de RGR, para a Eletrobrás.

As dificuldades financeiras das empresas combinadas com as mudanças políticas ocorridas em fins de 1982, com a eleição de governadores através do voto direto, tiveram papel importante na busca de um re-arranjo financeiro setorial. A partir de 1983, explicitou-se a recusa das empresas estaduais em continuar o recolhimento de recursos da RGR e RGG nas mesmas bases anteriores. Os impasses e conflitos estenderam-se até 1985, quando, após a sucessão federal, a crise foi oficialmente reconhecida, e medidas para a recuperação financeira foram propostas através do Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica - PRS.

Essa recuperação não foi atingida, devido às sucessivas mudanças que caracterizaram o cenário econômico brasileiro desde 1986, e à elevada degradação patrimonial, decorrente do endividamento excessivo dos anos anteriores, ainda hoje pendente de solução. Por outro lado, a busca de reordenamento institucional no setor elétrico, através da REVERSE - Revisão Institucional do Setor Elétrico, pouco significou em termos de mudanças de profundidade, preservando-se os interesses federais e a articulação DNAEE-Eletrobrás-Empresas Federais. A mais recente tentativa de mudança proposta pela área federal visava a criação de uma empresa nacional de geração de eletricidade, sob domínio federal, projeto que significaria, se concretizado, a sempre buscada "federalização" da geração de energia elétrica, restando às demais empresas a distribuição. Dadas as fortes oposições que desencadeou, o projeto foi, ao que parece, ao menos temporariamente, descartado.

Dado o conflituoso histórico de relacionamento entre as esferas federal e estadual, a busca de soluções para recuperação financeira e reordenação setorial certamente exigirá bem mais do que propostas "técnicas": será necessária, primordialmente, uma forte capacidade de articulação política para acomodar os interesses existentes no setor elétrico brasileiro, evitando a repetição de distorções como as verificadas na gestão de recursos da RGR e RGG.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Márcio W. "Estado e energia elétrica em São Paulo": CESP, um estudo de caso. - Campinas: UNICAMP/IFCH/DEPE, 1980. (Dissertação - Mestrado).

"A energia elétrica no Brasil (da primeira Lâmpada à Eletrobrás)", Biblioteca do Exército Editora, Rio de Janeiro, 1977.

BANAS, G. - "Os donos do Brasil", ed. Banas, São Paulo, 1984..

BANCO MUNDIAL, "Relatório sobre o desenvolvimento mundial 1987", Rio de Janeiro, FGV, 1987

BANDEIRA, M. "O eixo Argentina-Brasil - o processo de integração da América Latina". - Brasília: Ed. UNB, 1987.

BELLUZZO, L.G. "Financiamento externo e déficit público". São Paulo: IESP/FUNDAR, 1988. (Texto para Discussão, nº 15).

BEHRING, M. "Setor de energia elétrica: alternativas ao modelo atual " in Revista do Serviço Público, ano 43, v. 114, número especial o Setor de Energia Elétrica no Brasil", FUNCEP, Brasília, s/d.

CENTRO DE MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. <is"Panorama do setor de energia elétrica no Brasil". - Rio de Janeiro, 1988.

Commodity Research Bureau, "Commodity Yearbook 1987", New York, 1988.

COUTINHO, L.G., e BELLUZZO, L.G. "Política econômica, inflexões e crise", 1974-1981. In: Desenvolvimento capitalista no Brasil - ensaios sobre a crise. - São Paulo: Brasiliense, 1982. v.1.

COUTINHO, L.G. e REISCHSTUL, H.P. "O setor produtivo estatal e o ciclo". In: ESTADO e capitalismo no Brasil. (org.) Carlos Estevam Martins - São Paulo: HUCITEC, 1977.

CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz "Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD: Caracterização e sugestões para comercialização", CPFL/EP, Campinas, maio/1983 (mimeo).

CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz - Anais do Seminário Alternativas para uma Política Energética, Campinas, 1985.

DNAEE: "Nova Tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação", Brasília, 1985.

DNAEE - "Planilha de cálculo do Custo do Serviço Consolidado - Brasil 1987", projeção preliminar, Brasília, 27.11.87 (mimeo).

DNAEE - "Custo do Serviço Consolidado - Brasil 1989" projeção preliminar, Brasília, fev/1989.

DNAEE - "Legislação subsequente e correlata ao Código de águas", Brasília, dez/1986.

DNAEE - "Portarias do MME e DNAEE - Julho de 1980 a dezembro de 1986, Brasília, 1986.

DNAEE - "Código de águas" 2-vols. Brasília, 1980.

ELETROBRÁS. "Plano de recuperação do setor de energia elétrica". - 1985. (Inclui EM nº 108/85, dos Ministros de Minas e Energia, da Fazenda, e do Planejamento)

ELETROBRÁS - Departamento de Tarifas "Portarias Tarifárias de energia elétrica - 1968/80", Rio de Janeiro, fev/1981.

ELETRORÁS - "Setor de energia elétrica. - Fontes e usos de recursos". Séries Retrospectivas, (1976/85 - 1973/82 e 1967/77).

ELETRORÁS. Departamento de Supervisão de Empresas. Análise da repercussão dos investimentos programados para 1973 pelas empresas subsidiárias de Eletrobrás sobre suas tarifas. - sl, fev./1973. (mimeo)

ELETRORÁS - Relatórios anuais - diversos anos.

O Estado de São Paulo: "Empreiteira ganha ação contra COPEL para manter concorrência", São Paulo, 11/06/88, pag. 30.

Ferraz, Octávio M. - "A palavra do presidente da Eletrobrás" mensagem anexa ao Relatório Anual 1965, da Eletrobrás.

GARCEZ, Lucas N. "Considerações sobre tarifação de energia elétrica no Brasil". Digesto Econômico, São Paulo, Assoc. Comercial de São Paulo m.289, 1982.

GARFIELD, P.J., & LOVEJOY W.F. Public utility economics. - New Jersey: Prentice-Hall, 1964.

Gazeta Mercantil, "Itaipu amortiza parte do empréstimo do BB", 25/02/88, pag.18.

GIROTTI, Carlos A. "Estado nuclear no Brasil". - São Paulo: Brasiliense, 1984.

GREINER, P. "A atual estrutura de preços de energia elétrica", in Revista do Serviço Público, ano 43, V.114, s.d. FUNCEP - Fundação e Centro de Formação do Servidor Público, Brasília, 3/d.

JABOUR, A. "História da implantação de um aproveitamento hidráulico". Revista do Serviço Público, ano 43, v.114, s.d. número especial O serviço de energia elétrica no Brasil" - Fund. Centro de Formação do Servidor Público, Brasília.

LESSA, Carlos. "A estratégia de desenvolvimento, 1974/76 - sonho e fracasso". - Rio de Janeiro: UFRJ/FEA, 1978. (Tese - Professor Titular)

LIMA, J.L. "Estado e Energia no Brasil - o Setor elétrico no Brasil: das origens à criação da Eletrobrás (1890-1962)". Ensaio Econômico IPE/USP, v. 36 São Paulo, 1984.

LIMA, J.L. "Estado e Setor Elétrico no Brasil: do Código de águas à Crise dos anos 80 - 1934-1984". - São Paulo: USP/FEA, 1989. (Tese - Doutorado).

MÁRQUEZ, Gabriel G. - "Cem anos de solidão", Ed. Record.

Ministério de Minas e Energia/Centrals Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás
"Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Resumo)", Brasília, junho/1988.

PEREIRA, J.S. "Petróleo, energia elétrica, siderurgia: a luta pela emancipação". In: (Org.) Medeiros Lima, Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1975.

PEREIRA, O. Duarte. "Itaipu - pros e contras". - Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1974.

"Proposições das concessionárias estaduais objetivando a retomada do equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico", CELG/CEMIG/CESP/CELESC/CEEE/COPEL/CPFL/CERJ/ELETROPAULO/COELBA, Janeiro/85.

Paschoal, Guy V. - "Palestra proferida durante os trabalhos da 77ª reunião ordinária de coordenação do CODI, realizada em Curitiba no dia 25/03/88" (mimeo)

REVISE - Revisão Institucional do Setor Elétrico/Eletrobrás - "Relatório executivo das propostas da REVISE (preliminar)" Rio de Janeiro, abril/89.

REVISE (Revisão Institucional do Setor Elétrico) - COTRIM, John R., (relator) "Relatório final do subgrupo "modelo econômico"- Grupo de Trabalho Organização" - Rio de Janeiro, 1988.

SEST - Secretaria de Controle das Empresas Estatais - Cadastro das empresas estatais. Brasília, 1984.

SIESE - "Boletim Trimestral - Síntese 1985".

SIESE/Sistema de Informações empresariais do Setor de energia elétrica (SG/MME - Eletrobrás - DNAEE) "Relatório estatístico do setor de energia elétrica- 1970/1984"-----

SIESE (SG/MME - Eletrobrás-DNAEE) "Boletim Trimestral - SIESE - Síntese 1987".

SIESE(SG/MME DNAEE - Eletrobrás) "Dados econômico-financeiros de 1986", encarte ao Boletim Trimestral SIESE, 2º semestre/1987

SINDICATO DA INDÚSTRIA da energia HIDROELÉTRICA NO ESTADO DE SÃO PAULO. "Energia Elétrica: estatismo ou iniciativa privada". - São Paulo, 1960.

TADINI, V. "O setor de bens de capital sob encomenda: análise do desenvolvimento recente - 1974-83". - São Paulo: USP/FEA, 1985. (Dissertação - Mestrado).

TENDLER, Judith. "Electric power in Brazil: entrepreneurship in the public sector". Cambridge, Mass.: Harvard University Press, 1968. 264 p.

The Economist Intelligence Unit, "1986/87 Yearbook - Western Europe Energy", London, 1988,

VALLADAO, Alfredo. "Exposição de motivos ao projeto do Código de Águas". In: BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Departamento Nacional de águas e energia elétrica. Código de Águas. - Brasília, v.1

WERNECK, Rogério F. "Empresas estatais e política macroeconômica" - Rio de Janeiro: Campus, 1987.

"World Resources 1987 - a report by The International Institute for Environment and Development & The World Resources Institute", New York, Basic Books, 1987.