



Programa de Pós-Graduação em Energia - PPGE
Instituto de Energia e Ambiente - IEE
Universidade de São Paulo - USP
Prof. Célio Bermann

PEN 5027: Análise Política da Questão Energética e Ambiental

A MERCADORIA ENERGÉTICA E A PRIVATIZAÇÃO

25/nov/2021 - 9a. aula

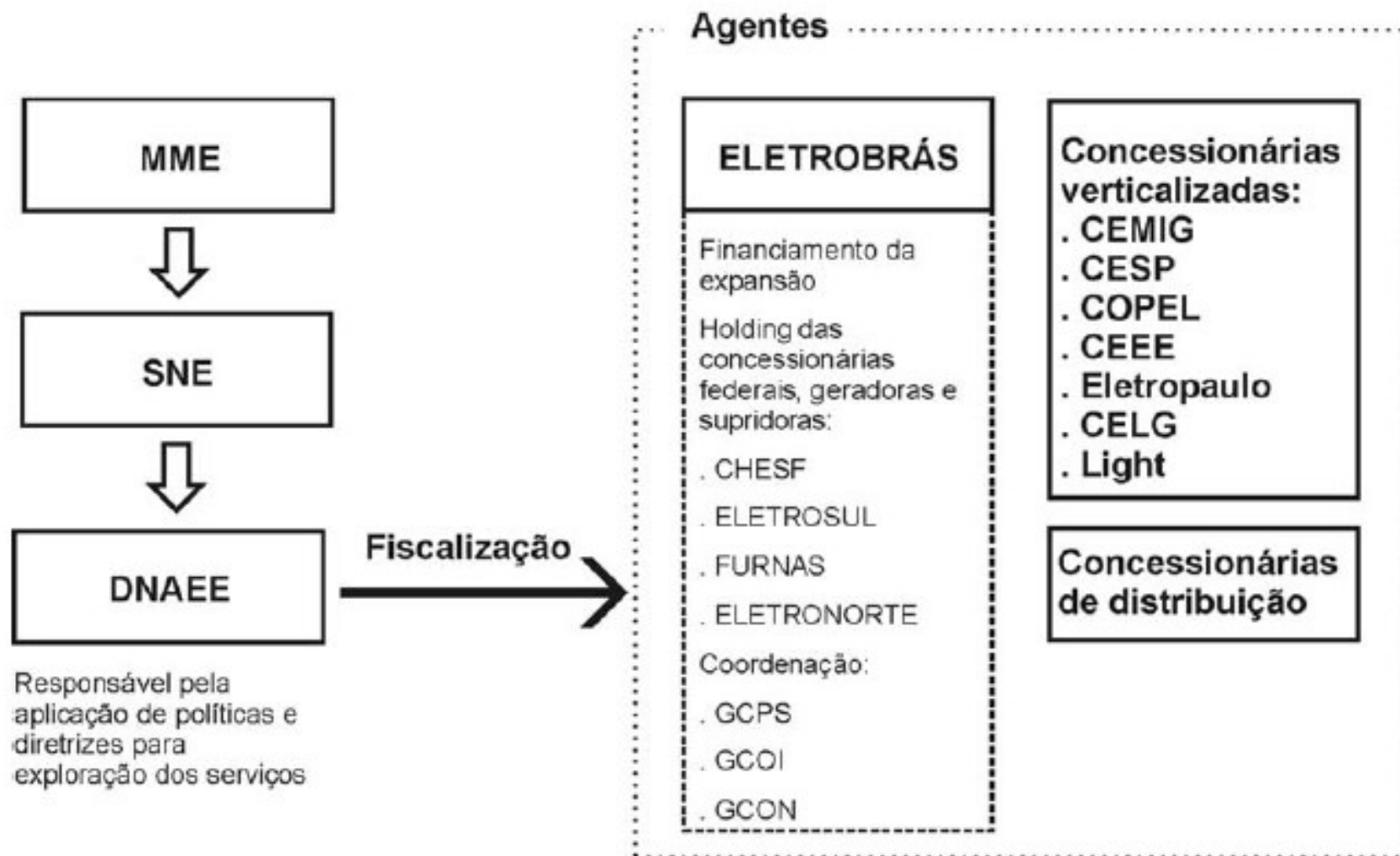


Figura 9 - Estrutura do SEB primeira metade da década de 90.

Elaboração própria.

- Lei nº 8.031 – Programa Nacional de Desestatização (12/04/1990)

Até 1993 – Sistema Elétrico Brasileiro com regime tarifário baseado no custo de serviço e remuneração garantida

- ❑ A regulação pela taxa de retorno é criticada pois, se a taxa admitida for muito alta, a regulação encoraja a adoção de uma alta (e ineficiente razão capital/trabalho).
- ❑ Efeitos principais deste regime sobre o SEB:
 - ❑ Desestimular a redução de custos nas empresas;
 - ❑ Transferir os ganhos e perdas entre as empresas superavitárias e as deficitárias do setor, pois eventuais excedentes financeiros tinham que ser repassados a outras empresas.

Lei 8.631/1993

- ❑ Promoveu uma mudança radical nas tarifas.
- ❑ Obrigou as distribuidoras a assinar contratos de fornecimento com prazo mínimo de quatro anos.
- ❑ Promoveu um encontro de contas setorial que gerou, na época, um passivo de cerca de US\$ 27 bilhões, coberto pelo Tesouro Nacional.
- ❑ Extinguiu a CRC (Conta de Resultados a Compensar), gerando o enorme passivo já mencionado, absorvido pelo Tesouro.
- ❑ O objetivo da lei era eliminar a equalização tarifária e a remuneração garantida dos investimentos, fornecendo algum incentivo às empresas para que reduzissem seus custos e buscassem eficiência.

- Lei nº 8.987 – Lei das Concessões (13/02/1995)

- ❑ Regulamentou o processo de concessões dos serviços do setor elétrico para investidores e a desestatização dos empreendimentos existentes.
- ❑ Permitiu que empresas privadas prestassem serviços públicos, extinguiu os monopólios locais, estabeleceu que as tarifas de prestação de serviços fossem especificadas nos contratos de concessão e regulamentou o processo de concessões como de duração limitada.

Lei nº 9.074 – (07/07/1995) - concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica

- ❑ Na prática introduziu a competição no mercado de energia brasileiro.
- ❑ Estabeleceu critérios para que um consumidor pudesse tornar-se consumidor livre,
- ❑ Garantiu o livre acesso às redes de distribuição e transmissão,
- ❑ Criou a figura do PIE (Produtor Independente de Energia).

Lei nº 9.427 – criação da ANEEL (26/12/1996), regulamentada pelo Decreto 2.335 de 06/10/1997 e pela Portaria nº 349 (28/12/1997) que definiu seu regimento interno

1996-1998: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RESEB

Contratação da Coopers & Lybrand – em consórcio com:

- Latham & Watkins**
- MAIN Engenharia**
- Engevix Engenharia**
- Ulhôa Canto, Rezende e Guerra – Advogados**
- Rust Kennedy & Donkin Limited**
- Power and Water Systems Consultants Limited**

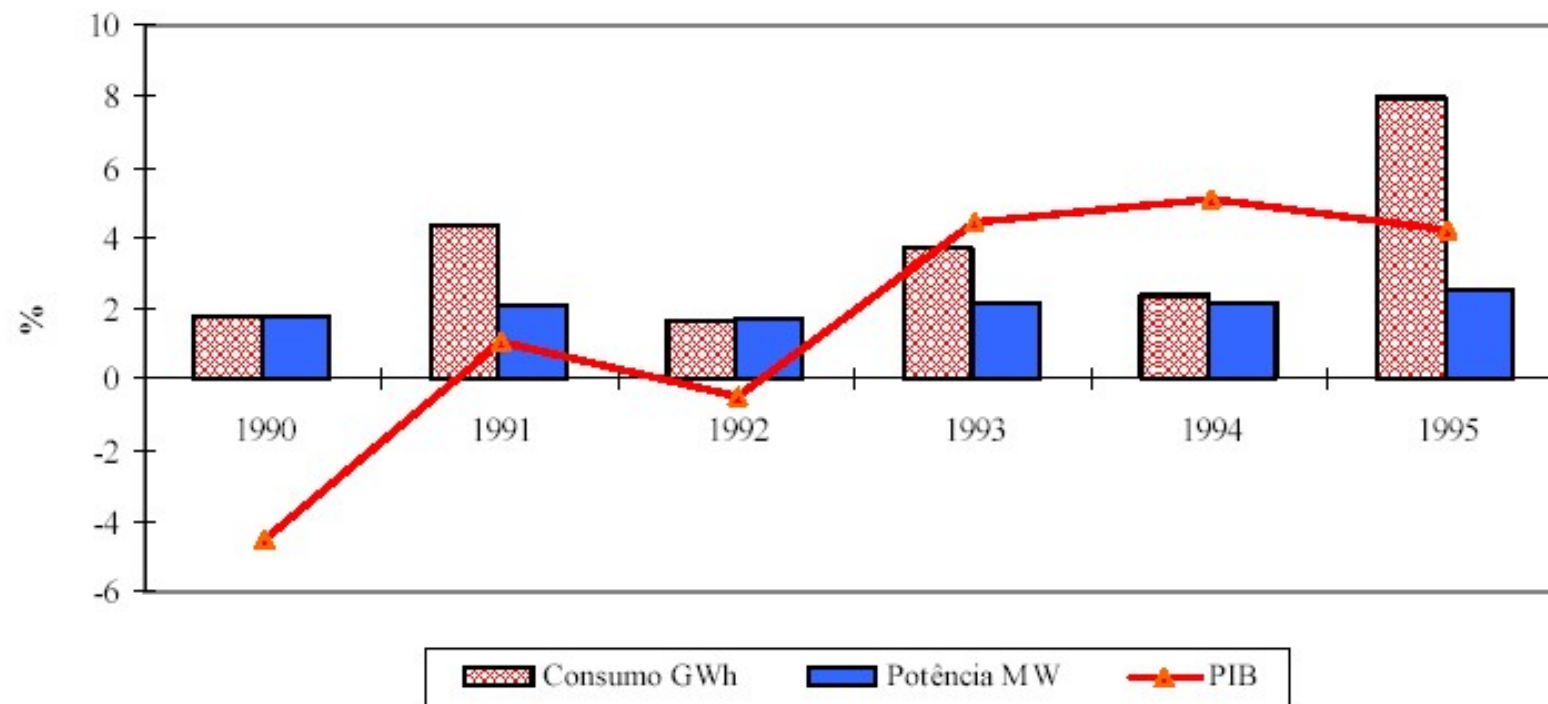


Figura 11 – Evolução do consumo, geração agregada e PIB

Fonte – (IPEADATA; ANEEL, 2007)

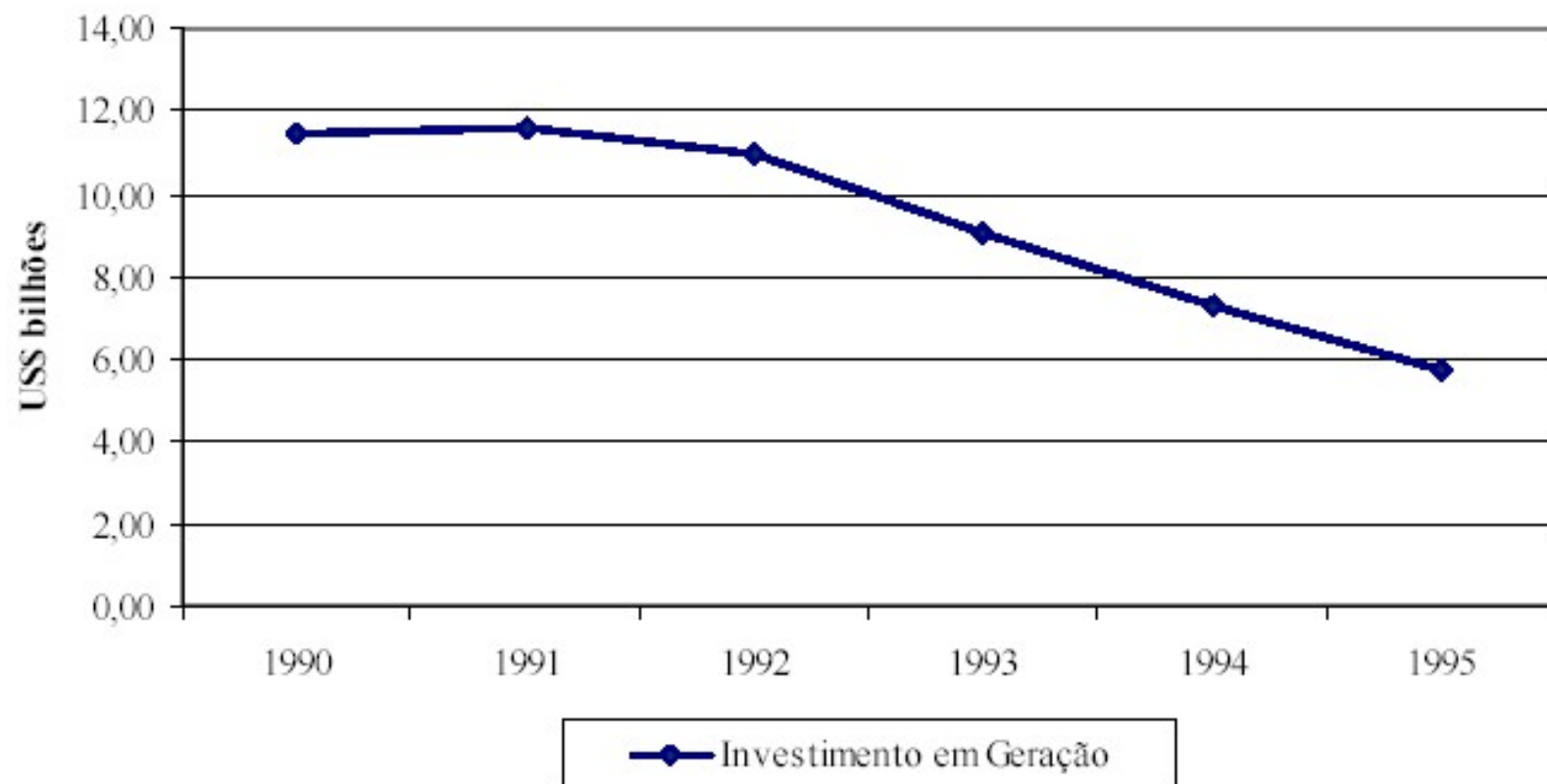
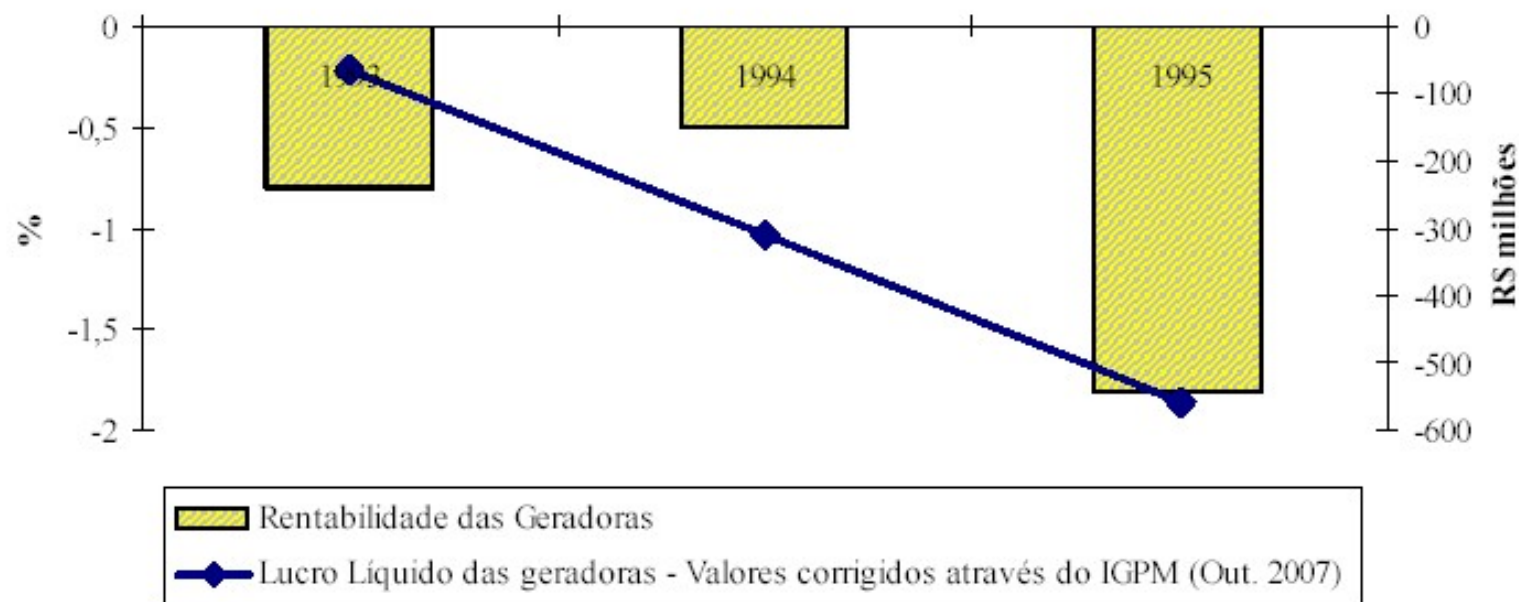


Figura 10 – Investimento em geração no período de 1990 a 1995¹⁵
Fonte – (ELETROBRÁS –GCOI, 1997)



O retorno do ativo econômico mede a rentabilidade operacional da empresa e corresponde ao produto da margem pelo giro, onde:

Margem = Lucro Operacional Antes do resultado Financeiro/Vendas; e

Giro = Vendas/(Necessidade de capital de giro + Realizável a Longo Prazo + Ativo permanente)

Figura 13 – Rentabilidade e lucro líquido das geradoras no período de 1993 a 1995.

Fonte: (BNDES, 2000)

Outras alterações na legislação

Novos marcos regulatórios:

Lei 9.491/1997

- ❑ Baseada na MP 1481-52/1997.
- ❑ Altera a Lei que estabeleceu o PND no governo Collor.
- ❑ Impacto importante nas privatizações no Governo FHC pois **permite que pessoas físicas ou jurídicas estrangeiras possam deter integralmente o capital votante de empresas privatizadas.**
- ❑ A lei original que estabeleceu o o PND (Lei 8.031/90) não previa a participação dos estrangeiros nas empresas privatizadas.

Decreto 2.655/1998

- ❑ Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
- ❑ Define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (estabelecido na Lei nº 9.648/1998).

Lei nº 9.648 – criação do ONS e MAE (27/05/1997), regulamentados pelo Decreto 2.655 (02/07/1998). O MAE somente vai iniciar as atividades com a Lei 10.433 (24/04/2002). Extinto em 15/03/2004.

Lei nº 9.478 – (06/08/1997) – Política Energética Nacional criação da ANP e do CNPE

O CNPE é um órgão de assessoramento direto da Presidência da República, composto por dez membros: sete Ministros (Minas e Energia; Ciência e Tecnologia; Planejamento, Orçamento e Gestão; Fazenda; Meio Ambiente; Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; e o Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República); um representante dos Estados e Distrito Federal; um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia, designado pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Minas e Energia; e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

O CNPE só foi regulamentado em 21 de junho de 2000 pelo Decreto no 3.520, e teve sua primeira reunião em 30 de outubro de 2000.

Problemas de implementação do novo marco regulatório

O efeito foi a incapacidade de atração de novos investimentos.

O processo de regulamentação incompleto durante as privatizações levava a potenciais conflitos de interesse entre geradores e distribuidores, pois havia dúvidas sobre as novas regras contratuais.

A ANEEL não teve condições para definir, com a agilidade necessária, regras que estimulassem a entrada de novos agentes e acrescentassem novos investimentos para a ampliação da oferta de energia.

Ao contrário das privatizações no setor de telecomunicações, precedidas pela definição do marco regulatório, a privatização do setor elétrico ocorreu de forma concomitante ao estabelecimento deste marco, num processo de transição longo e incerto, que inibiu investimentos.

O processo de privatização no SEB avançou principalmente na atividade de distribuição, que permanecia regulada, enquanto a atividade de geração, “naturalmente” mais propícia à competição, permanecia nas mãos do Estado.

Problemas de implementação do novo marco regulatório

Embora a opção de iniciar o processo de privatização pelo segmento de distribuição tenha sido correta no sentido de eliminar o risco de inadimplência nas transações comerciais entre geradoras e distribuidoras, virtualmente toda a geração permanecia com o Estado.

Isso inibiu a entrada de novos competidores neste segmento, pois o poder de mercado dos geradores estatais era uma significativa barreira de entrada aos novos investidores.

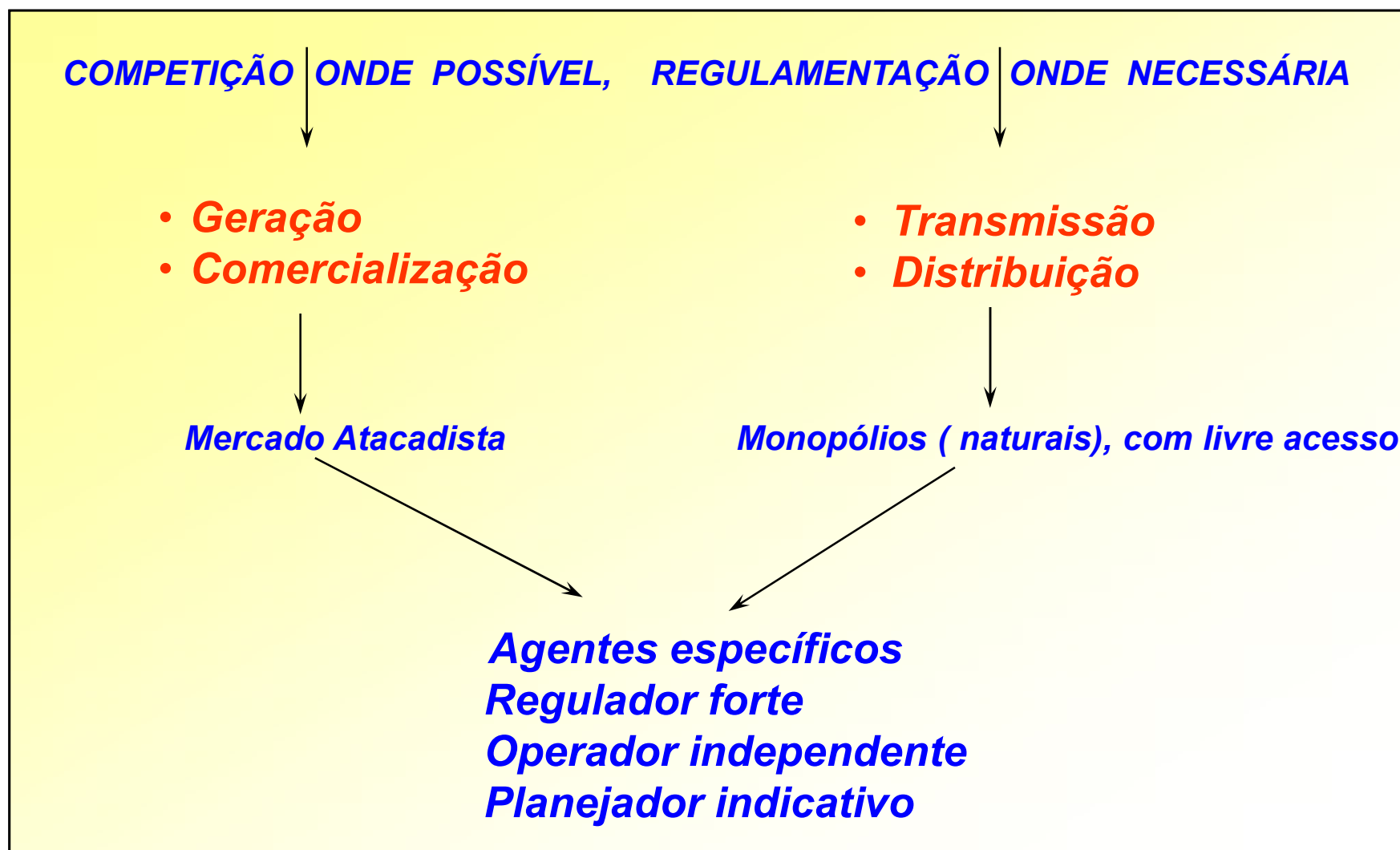
Problemas de implementação do novo marco regulatório

- ❑ As reformas para a liberalização do mercado também ocorreram lentamente.
- ❑ Apenas em julho de 1998, através do Decreto 2.655/98, regulamentou-se o MAE (Mercado Atacadista de Energia) e definiram-se as atribuições do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).
- ❑ O ONS começou a funcionar em fevereiro de 1999, assumindo as atividades e atribuições de coordenação e controle da operação da geração e transmissão no SIN.
- ❑ O MAE iniciou suas atividades somente em setembro de 2000.

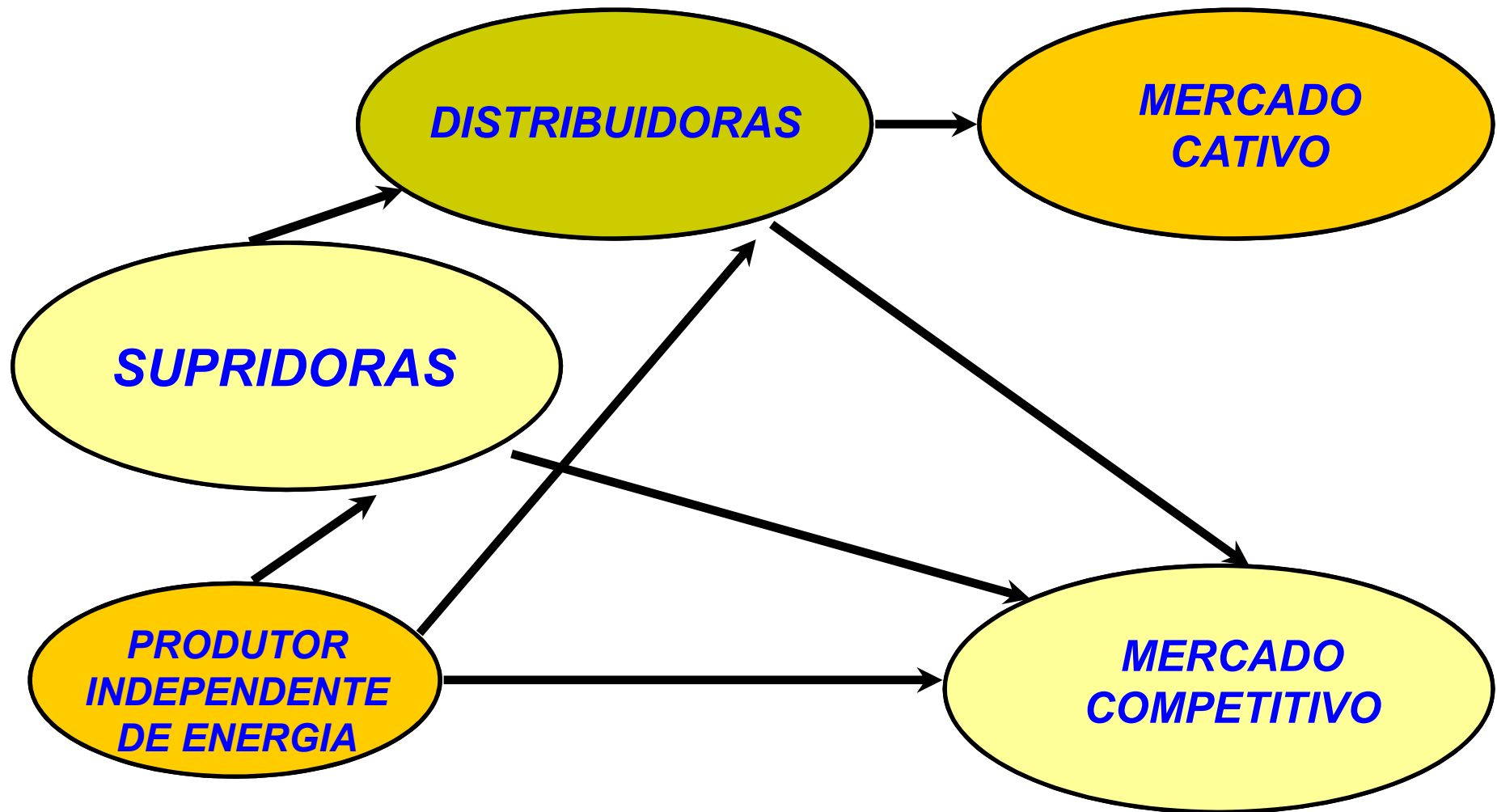
Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

***A EFICIÊNCIA NO SETOR
ELÉTRICO SERÁ ASSEGURADA
ATRAVÉS DA COMPETIÇÃO, ONDE
POSSÍVEL, E DA
REGULAMENTAÇÃO, ONDE
NECESSÁRIA***

A Concepção do Novo Modelo



Nova Estrutura do Setor Elétrico



Novo Modelo do Setor Elétrico

Principais Organismos

A N E E L

MAE

*Mercado
Atacadista
de Energia
Elétrica*

Produção

Transmissão

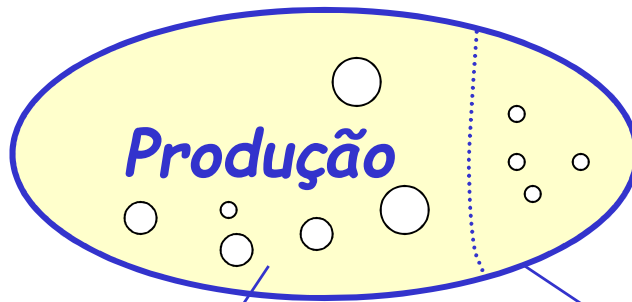
Consumo

ONS

*Operador
Nacional
dos Sistemas
Elétricos*

Novo Modelo do Setor Elétrico

Quem são os Agentes?



*UHE: Concessão: $\geq 30\text{MW}$
(Licitação)*

Autorização: de 1 a 30MW

Comunicação: $< 1\text{MW}$

UTE: $< 5\text{MW}$: comunicação

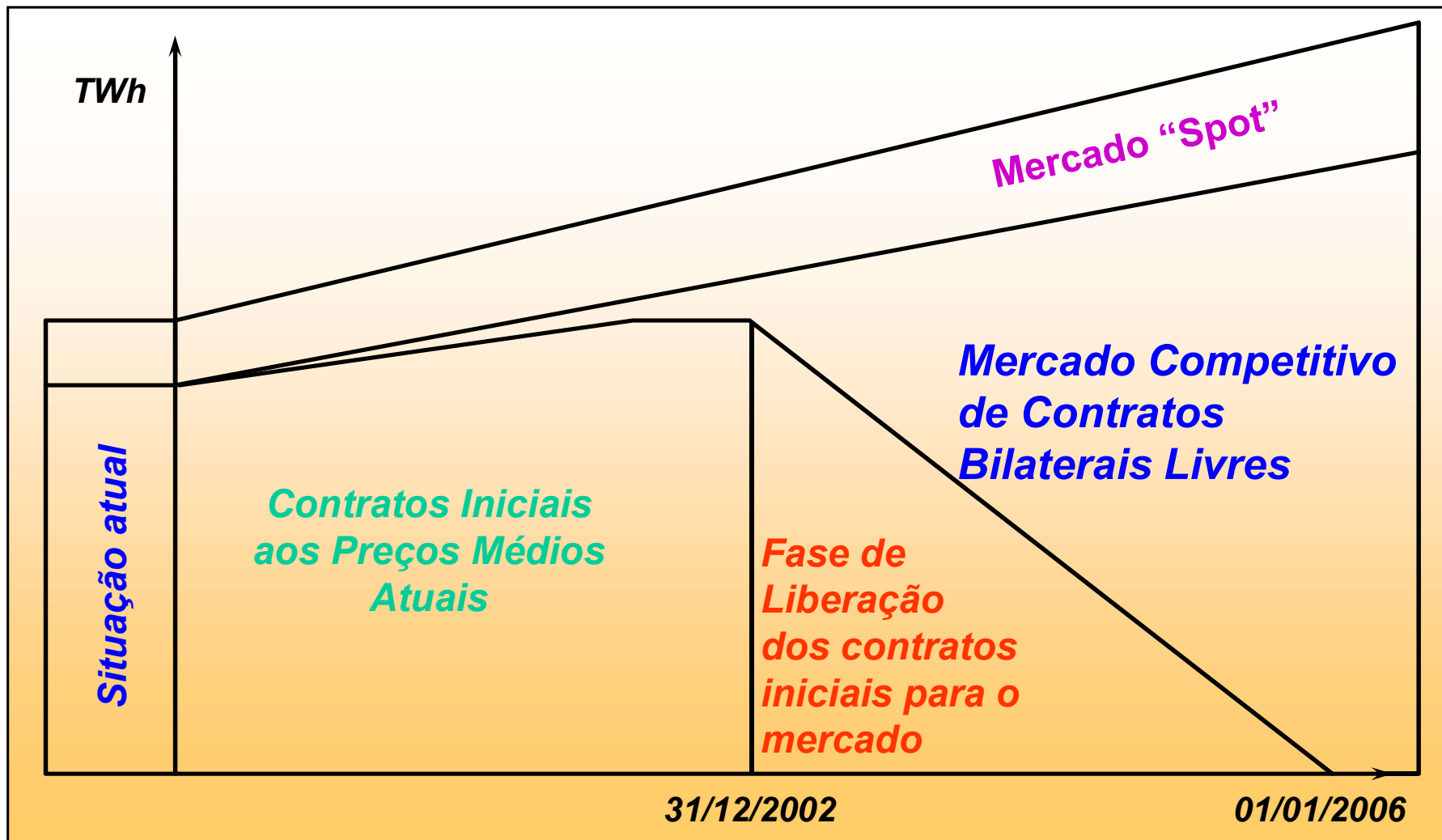
Participam diretamente do MAE:

- *Obrigatoriamente:*
 - *Usinas a partir de 50MW*
- *Optativamente:*
 - *Demais Usinas com concessão ou autorização*

Não participam diretamente do MAE:

As demais usinas

Transição para o Mercado Competitivo na Geração



Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula



Figura: Convivência do Mercado Regulado e do Mercado Competitivo

Fonte: Ministério das Minas e Energia, 2003.

a) Ambiente de Contratação Regulada (ACR), denominado por simplicidade de ambiente *pool*, que terá tarifas de suprimento reguladas, através da compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos, de maneira a proteger os consumidores cativos, atendidos pelas distribuidoras. Neste ambiente, todos os geradores, incluindo produtores independentes, venderão energia para todas as distribuidoras, por meio da CCEE. Os leilões de energia existente serão separados dos leilões de expansão.

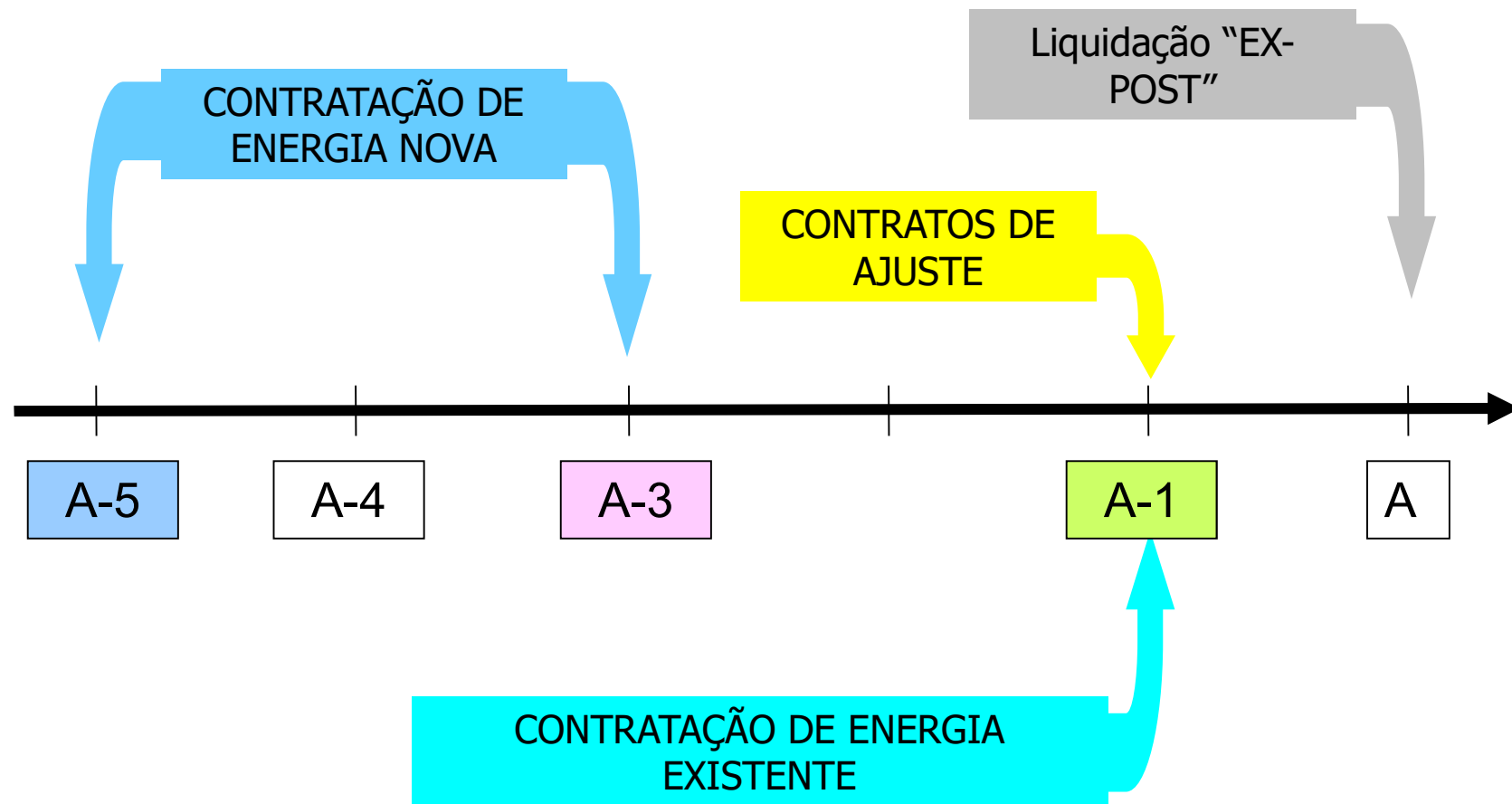
b) Ambiente de Contratação Livre (ACL) – onde geradoras e produtores independentes comercializarão energia, com preços e quantidades livremente negociados, com os consumidores livres, pela legislação representando aqueles que têm demanda superior à 3MW, visando estimular a iniciativa de tais consumidores.

Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

Leilões no ACR

- ❑ Todos os distribuidores e consumidores livres devem informar ao MME **até 1º de agosto** de cada ano as **previsões** de seus mercados para os cinco anos subseqüentes, para que seja possível planejar a necessidade de expansão do sistema.
- ❑ As distribuidoras deverão **contratar 100%** de sua demanda prevista de energia elétrica para as respectivas áreas de concessão e informar até 60 dias antes do leilão a necessidade de compra.

LEILÕES ANUAIS DE ENERGIA ELÉTRICA



Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

Contratos

- A-5 (Novos empreendimentos / Contratos de 15 a 30 anos)
- A-3 (Novos empreendimentos / Contratos de 15 a 30 anos)
- A-1 (Empreendimentos existentes / Contratos de 5 a 15 anos)
- Leilões de ajuste (4 por ano / contratos bilaterais de no máximo 2 anos de duração, com início de entrega em até 4 meses)

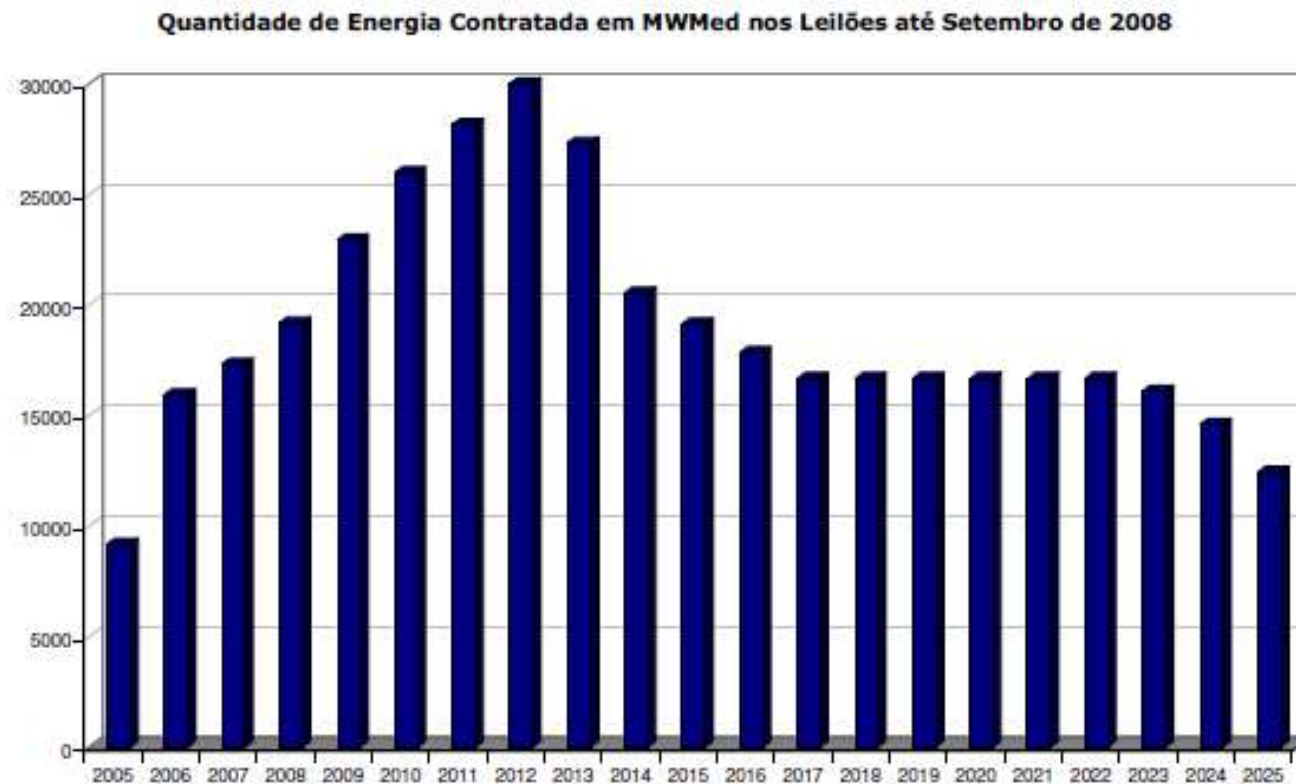
Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

Incentivos da Regulação

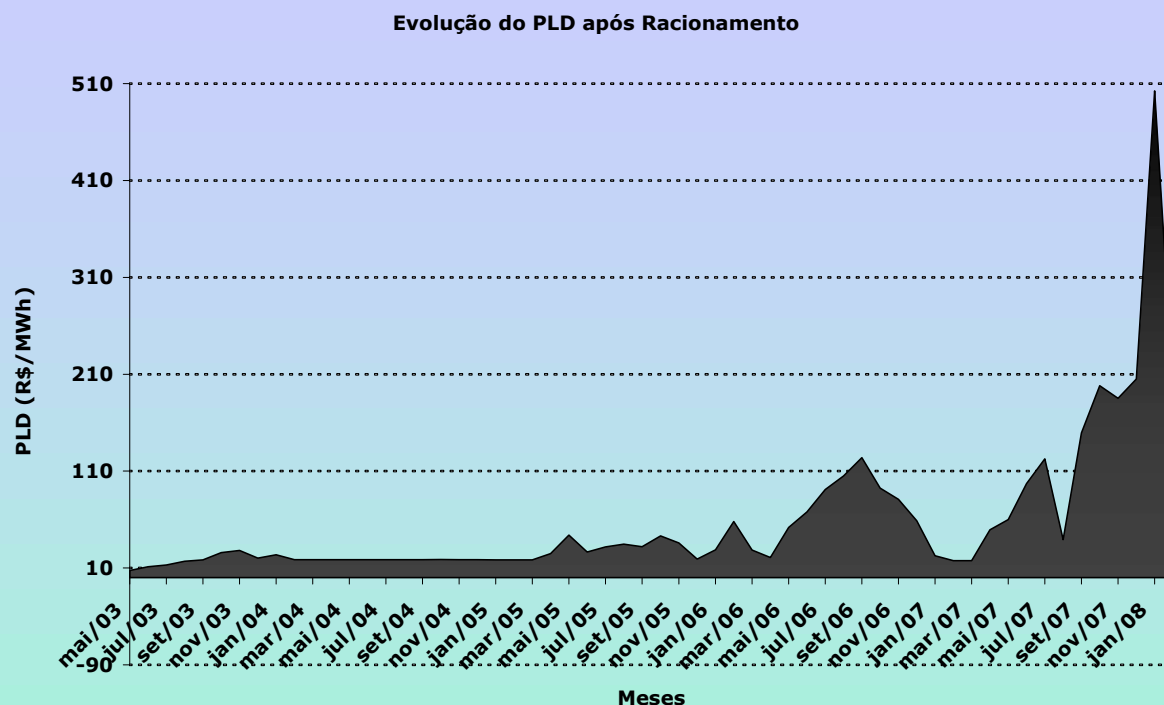
- ❑ **Existe um claro incentivo a um ligeiro nível de sobrecontratação por parte das distribuidoras.**
- ❑ **Como o risco financeiro associado a uma possível subcontratação é muito mais alto que o relativo a um pequeno percentual de sobrecontratação da demanda, espera-se que as distribuidoras informem nos leilões uma carga ligeiramente superior à que esperam realizar nos anos futuros.**

Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

Quantidade em MWmed contratada até 2025



Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula



Com a oferta maior que a demanda por energia elétrica para o período pós-acionamento, os preços de curto prazo para comercialização de volumes de energia (Mercado SPOT), denominado pelo novo modelo como PLD - Preços das Liquidações e das Diferenças mantiveram-se baixos até final de 2007, propiciando oportunidades de altos ganhos com a redução de seu custo por eletricidade por parte de grandes industriais, fator este que fez com que grande parte destes clientes potencialmente livres migrassem ao ACL - Ambiente de Contratação Livre ao invés de permanecerem em ambiente regulado. (Lei 5.193 -2004).

Ao final de 2007, o preço do PLD – Preços das Liquidações e das Diferenças, ultrapassou os R\$ 200,00 por R\$/MWh e em janeiro de 2008 bateu seu teto de preço a R\$ 579,00/MWh, reflexo do estrangulamento entre a oferta e demanda sendo a indisponibilidade do gás em 2007 um dos principais componentes, ocasionando o não despacho de usinas térmicas e conseqüente redução dos níveis de reservatórios e aumento de preços principalmente na região sudeste, conforme destacado em relatório PSR de janeiro deste mesmo ano.

Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

$$\text{Índice de Reajuste Tarifário} = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IGPM +/- X)}{Receita_0}$$

Onde:

VPA = Valor da Parcela A. Parcela da receita correspondente aos seguintes custos: RGR, CCC, Encargos da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos e decorrentes da compra de energia.

VPB = Custos Gerenciáveis do ano tarifário passado

Fator X: $X = (X_e + X_c) \times ((1 + IGPM) - X_a) + X_a$

Onde:

Xa: Diferença entre IPC-A e IGP-M - incidente sobre a folha salarial

Xc: Pesquisa IASC - reflete o resultado do índice de satisfação do consumidor em cada área de concessão

Xe: Ganhos de escala - mecanismo que permite repassar aos consumidores os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia

elétrica

Modelo Institucional do Setor (Sistema) Elétrico do Governo Lula

Exemplo de reajuste tarifário da distribuidora AES Eletropaulo em 2005:

Reajuste Tarifário 2005		
Parcelas		%
A	Compra de Energia/Transmissão/Conexão/Encargos	-3,83%
	CVA	4,74%
	Recuperação Pis/Cofins (Geradoras/Transmissoras)	0,56%
	Repasses de variação de outros custos	0,13%
	Total Parcela A	1,60%
B	IGP-M (-) Fator X	1,34%
	Conclusão da Revisão Tarifária de 2003	1,49%
	Recuperação Pis/Cofins	1,87%
	Repasses de variação de outros custos	0,10%
	Total Parcela B	4,80%
Pis/Cofins	Retirados da Parcela B	-4,28%
Total Reajuste Tarifário (IRT)		2,12%

Participação de fundos públicos (BNDES e Fundos de Pensão estaduais) na privatização das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil

Empresa	Data do leilão	Compradores	Participação no mercado nacional		Preço (milhões R\$) valores correntes	Part. Fund. Púb. (milhões R\$ valores correntes)	
			MWh/ano	%		BNDES	Fundos Pensão

Empresa	Data do leilão	Compradores	Participação no mercado nacional		Preço (milhões R\$) valores correntes	Part. Fund. Púb. (milhões R\$ valores correntes)	
			MWh/ano	%		BNDES	Fundos Pensão
Escelsa	11.07.95	Iven (45%) GTD (45%)	6.076.228	2,09	357,92		
Light	21.05.96	EDF/Houston AES/CSN	24.185.451	8,32	2.216,0	370,0	
Cerj	20.11.96	Chilectra (60%) EDP (30%) Endesa (10%)	7.305.522	2,51	605,327	232,3	
Coelba	31.07.97	Iberdrola (39%) Previ/BB(61%)	9.513.943	3,27	1.730,88	487,9	283,7
CEEE/Norte-Nordeste (RGE)	21.10.97	CEA/VBC/ Previ	5.491.233	1,91	1.635,0	447,65	549,2
CEEE/Centro-Oeste (AES Sul)	21.10.97	AES (EUA)	5.757.343	1,98	1.510,0	390,1	
CPFL	05.11.97	VBC (46%) Previ (38%)	19.322.985	6,65	3.014,0	886,0	1.657,4
Enersul	19.11.97	Iven (52%) GTD (25%)	2.561.458	0,88	625,55	170,2	85,2
Cemat	27.11.97	Grupo Rede Inepar	2.729.174	0,94	391,5	161,65	
Energipe	03.12.97	Cataguazes-Leopoldina/ CMS	1.761.234	0,61	577,1	320,2	

Empresa	Data do leilão	Compradores	Participação no mercado nacional		Preço (milhões R\$) valores correntes	Part. Fund. Púb. (milhões R\$ valores correntes)	
			MWh/ano	%		BNDES	Fundos Pensão
Cosern	12.12.97	Coelba (61%) Iberdrola (33%)	2.677.080	0,92	676,4	194,8	146,3
Coelce	02.04.98	Endesa (37,5%) Enersis (26%) Cerj (36,5%)	5.758.890	1,98	987,0	387,9	
Eletropaulo Metropolitana	15.04.98	EDF, Houston, AES, CSN	35.717.871	12,29	2.026,732	1.013,4	
Celpe	09.07.98	Rede/CSW(36%) e Inepar	3.142.735	1,08	450,264	225,1	
Elektro	16.07.98	Enron (EUA)	10.596.265	3,65	1.479,248	371,8	
Eletropaulo Bandeirante	17.09.98	EDP (56%) CPFL (44%)	22.868.922	7,95	1.014,0	454,0	
CPEE	17.09.99	CMS Energy	233.561	0,08	153,0		
CELB	30.11.99	CFLCataguazes -Leopoldina	491.086	0,17	87,38	43,7	
CELPE	17.02.00	Iberdrola (56%) BB(10,1%) PREVI (18,3%)	7.093.687	2,44	1.780,98	890,5	325,9
CEMAR	15.06.00	Pensylvania Power&Light	2.384.396	0,82	552,79	276,4	
SAELPA	30.11.00	CFLCataguazes - Leopoldina	2.043.036	0,70	362,98	181,5	

Empresa	Data do leilão	Compradores	Participação no mercado nacional MWh/ano %	Preço (milhões R\$) valores correntes	Part. Fund. Púb. (milhões R\$ valores correntes)	
					BNDES	Fundos Pensão
TOTAL			177.712.100 61,24	22.234,051	7.505,1 (33,8%)	3.047,7 (13,7%)

Fonte: ANEEL – Participação das empresas no Mercado de Distribuição – Exercício 1999, março/2000.
 Informações de valores e participações a partir de vários jornais da época.
 Dados em US\$ milhões convertidos à taxa de 1 US\$ = 1,11 R\$ (06/1999)
 Nota: A título de exemplo, o empréstimo do BNDES para aquisição da CPFL foi por um prazo de 5 anos e juros de 4% a.a.

O discurso oficial que prevalece é o de que a privatização do setor elétrico se constituiu num sucesso pelo aporte de recursos proporcionado pela transferência de ativos das empresas para a iniciativa privada.

O fato é que praticamente **48%** dos recursos considerados como receita decorrente da venda das empresas de distribuição de energia elétrica têm como origem o dinheiro público, seja na forma de recursos do BNDES à título de empréstimo, seja como fundos de pensão. Com respeito à estes últimos, cabe ressaltar que embora os fundos de pensão sejam entidades de direito privado, os ligados ao setor público têm como patrocinadoras estatais, e o Estado tem interferência direta na definição dos seus dirigentes. Tais fundos compraram suas participações com capital acumulado sob patrocínio estatal.

Parâmetros utilizados para avaliação das empresas nos leilões de desestatização

TABELA 4

PARÂMETRO	VANTAGENS	DESVANTAGENS
A) VE/MWh (Valor Econômico/MWh)	É de fácil apuração e de aplicação universal.	Varia em função das diferenças na estrutura de custos, de classe de consumo e das taxas de crescimento de mercado.
B) VE/nº de consumidores (Valor Econômico/ número de consumidores)	É de fácil apuração e de aplicação universal.	Varia em função das diferenças na estrutura de custos, de classe de consumo e das taxas de crescimento de mercado.
C) VE/ROL (Valor Econômico/Receita Operacional Líquida)	É de fácil apuração e de aplicação universal.	Varia em função da estrutura tarifária.
D) VE/EBITDA (Valor Econômico/ Resultado Operacional antes da despesa financeira, impostos e depreciação)	Exclui as diferenças de normas contábeis aplicáveis à depreciação É um indicador de fluxo de caixa.	Pode induzir a equívocos quando se comparam empresas com acentuada disparidade no desempenho operacional.
E) P/L Razão Preço/Lucro = cotação/lucro por ação)	Capta o potencial de retorno do investimento em uma determinada empresa.	Não é um critério adequado para a análise de empresas fechadas.

Obs.: Valor Econômico = Valor Presente do Fluxo de Caixa Operacional + Passivo Financeiro

Líquido.

Nota: O próprio Decreto 2.594, que dispõe sobre as regras do PND, estipula no artigo 30, parágrafo 3º, que o valor econômico da empresa é aquele calculado a partir da projeção de seu fluxo de caixa operacional.

TABELA 1

(Em R\$ por Mil Ações)

EMPRESA	DATA DO LEILÃO	PREÇO ATRIBUÍDO PELO BNDES NO ADIANTAMENTO (A)	PREÇO MÍNIMO CONSTANTE NO EDITAL DE VENDA (B)	COTAÇÃO DE MERCADO NO DIA DO LEILÃO (C)	PREÇO PAGO PELO VENCEDOR DO LEILÃO (D)	DIFERENÇA 1 ^a (%) (D)/(B)	DIFERENÇA 2 (%) (D)/(A)
Cerj	20.11.96	0,2	0,4	0,51	0,56	30,3	154,5
Coelba	31.07.97	24,4 ^b	99,5	105,0	176,4	77,4	624,4
CPFL	05.11.97	99,8	223,6	148,5	380,4	70,1	281,3
Enersul	19.11.97	4,1	11,6	6,5	21,3	83,9	422,4
Cemat	27.11.97	1,9	5,9	3,1	7,2	21,1	275,4

^aÁgio.

^bSubscrição de debêntures conversíveis.

Fonte: BNDES. Ágios, Envelopes e Surpresas: Uma Visão Geral da Privatização das Distribuidoras Estaduais de Energia Elétrica, 2000, p.12.

OBS: Um balanço patrimonial típico das distribuidoras estaduais apresentava ativos de difícil realização (como contas atrasadas de prefeituras ou repasses antecipados de ICMS) e, na conta passiva, as já mencionadas dívidas contra os fornecedores de energia de propriedade da Eletrobrás (p. 9).

Problemas de implementação do novo marco regulatório

As novas usinas dependiam da assinatura de Acordos de Compra de Energia, que permitiam às usinas contornar seu risco de demanda.

Tais acordos nem sempre eram vantajosos para as distribuidoras.

As dificuldades para firmar os Acordos de Compra de Energia foram por vezes contornadas por meio da realização de contratos entre empresas de um mesmo grupo econômico.

A regulação tarifária permitia o repasse aos consumidores dos custos de aquisição de energia, e assim algumas distribuidoras viabilizaram projetos lucrativos para seu grupo econômico em detrimento do interesse de seus consumidores.

A crise de 2001

Os investimentos privados, que eram uma das principais motivações para a reforma do sistema, não aconteceram no volume e velocidade desejados.

Grande parte destes só foi possível através da participação da Petrobras, através do PPT (Programa Prioritário de Termoeletricas) criado em 1999.

Entretanto, apenas quatro (das 22) usinas do PPT estavam em operação no ano do racionamento.

A crise de 2001

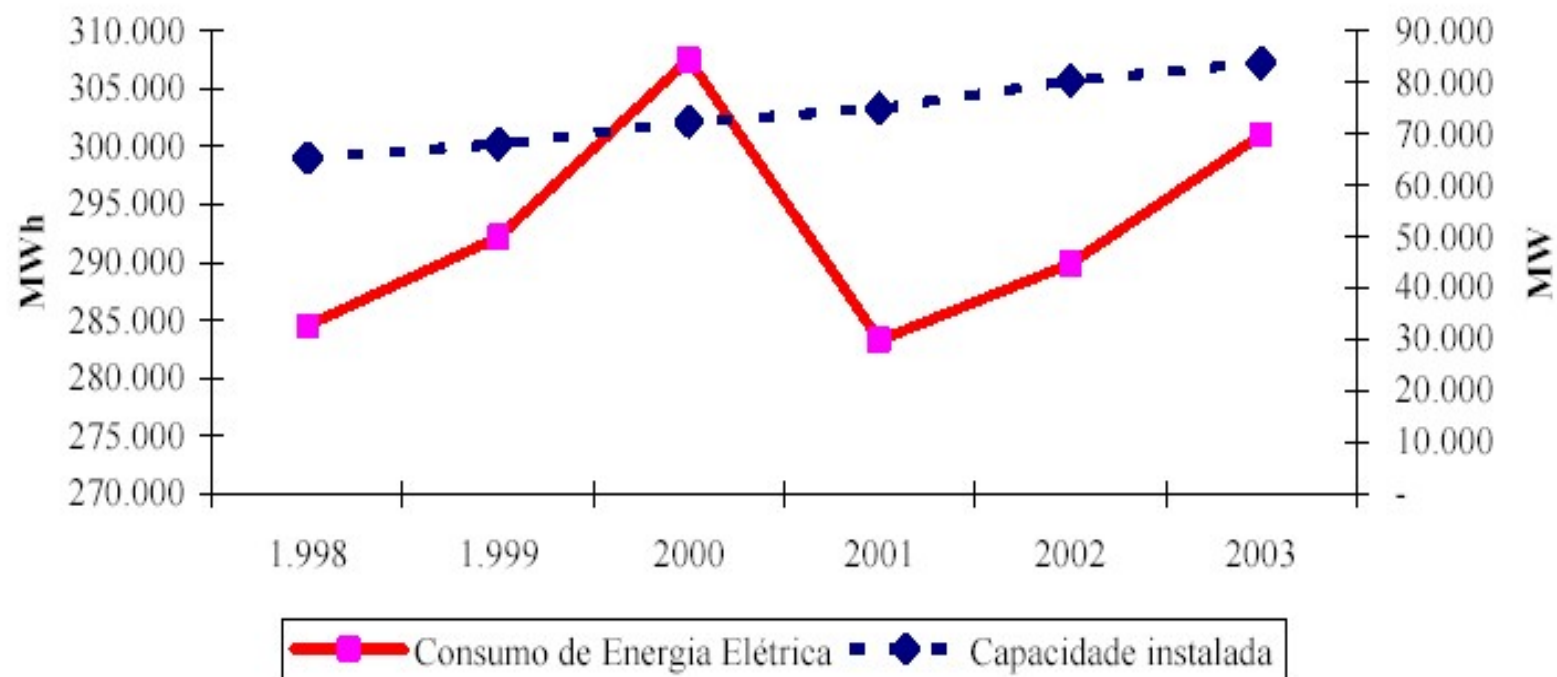
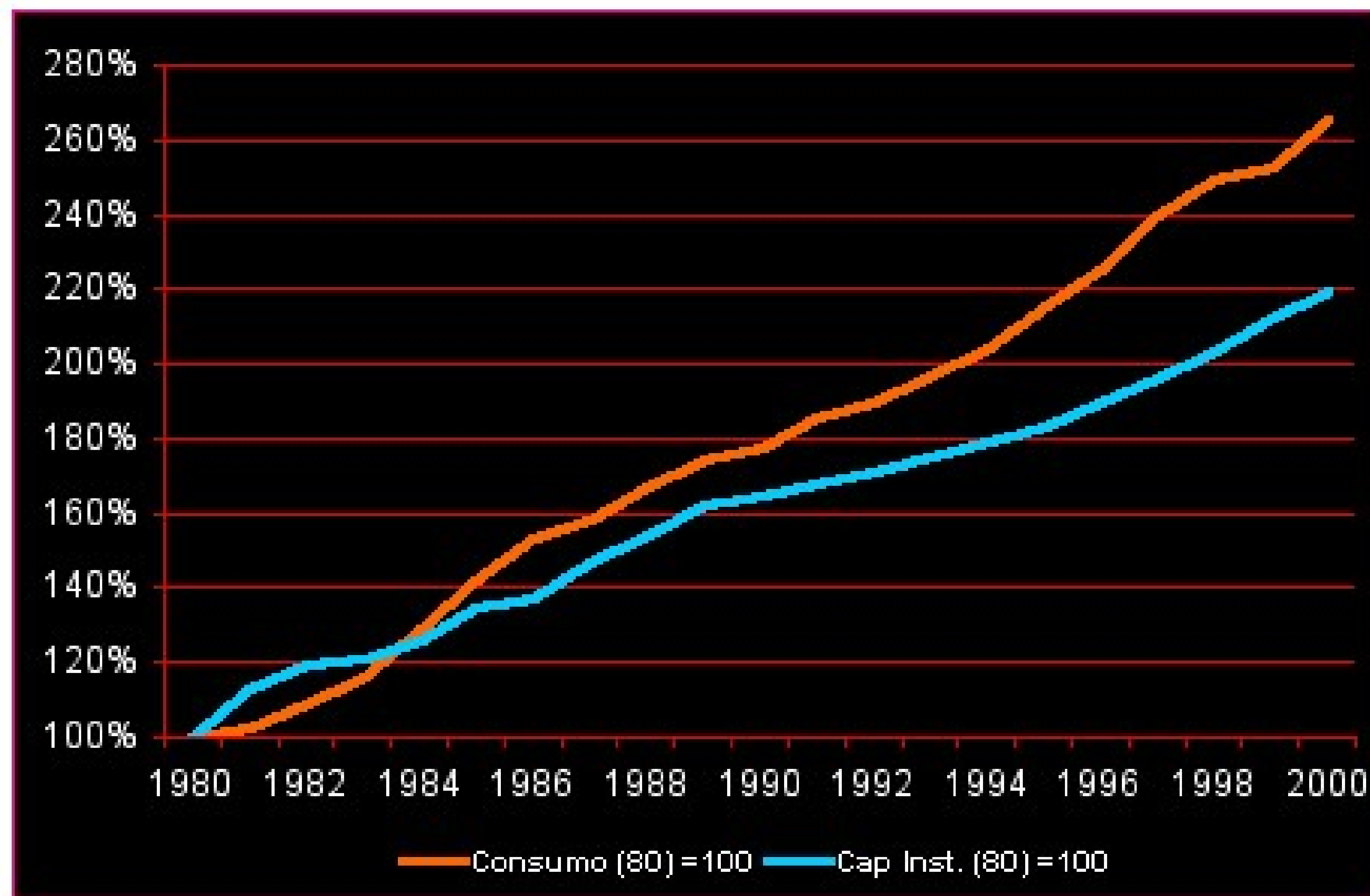


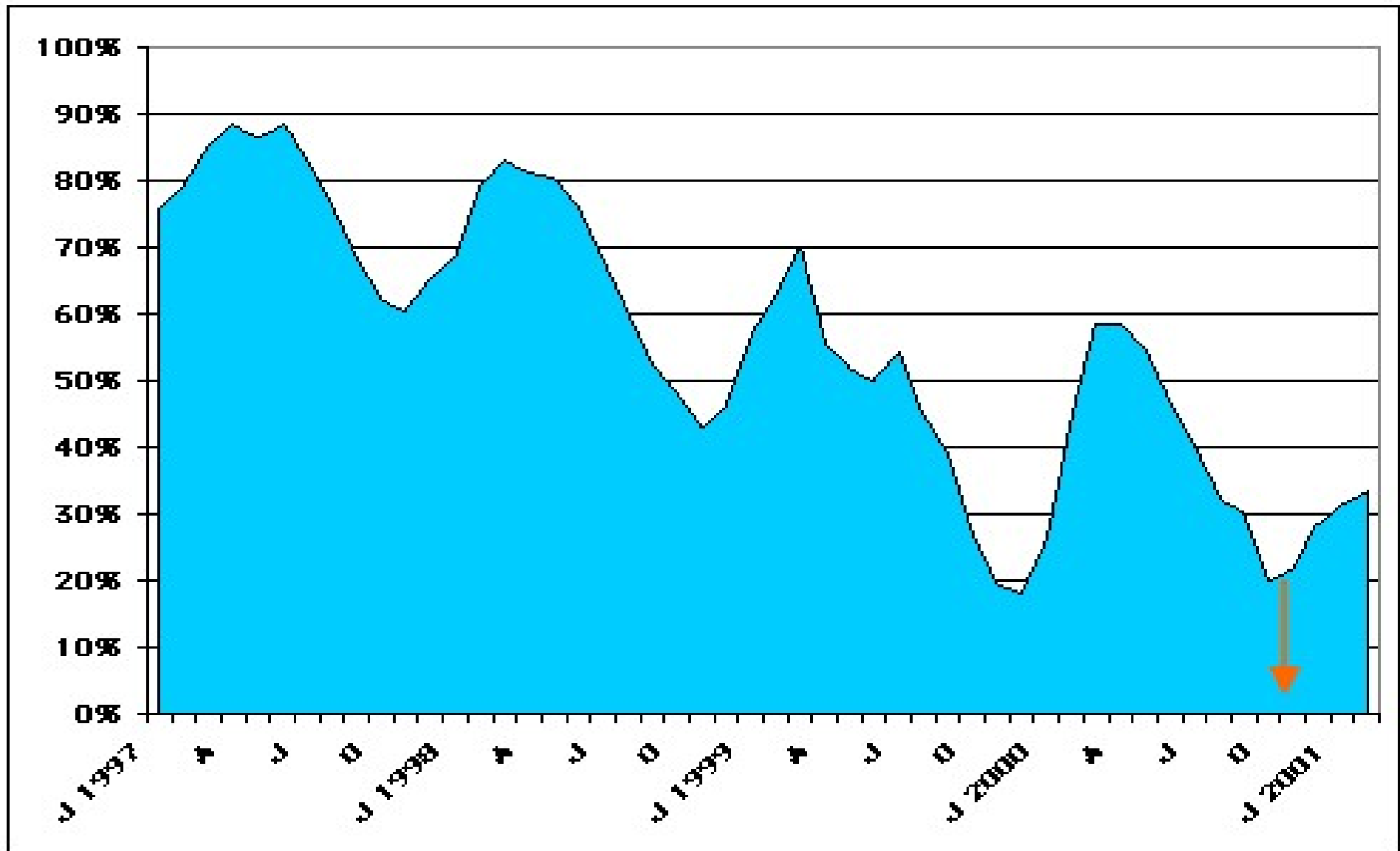
Figura 20 – Consumo de energia elétrica e Capacidade Instalada.

Fonte: (IPEADATA, 2007)

BRASIL: EVOLUÇÃO DA OFERTA E DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS ÚLTIMOS VINTE ANOS



**NÍVEL MÉDIO DOS RESERVATÓRIOS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS NO SUDESTE DO
BRASIL: PERÍODO 1997 - 2001**



A crise de 2001

- ❑ Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE)
- ❑ Criada em maio de 2001.
- ❑ Câmara interministerial com o propósito de administrar a crise de energia no país.
- ❑ Determinou o início e as regras básicas do racionamento. Foram definidas metas de redução para consumidores residenciais, comerciais e industriais de baixa tensão nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.
- ❑ A região Sul não foi incluída no racionamento, mas seus consumidores voluntariamente reduziram o consumo.
- ❑ O percentual de redução de consumo imposto pelo governo foi de 20% no Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, a restrição compulsória foi mais branda, de 10%.

A crise de 2001

- ❑ Impactos sobre as empresas do setor
- ❑ O impacto financeiro do racionamento sobre as empresas do setor foi devastador.
- ❑ As receitas das empresas foram drasticamente reduzidas por um ato compulsório do governo, sem que elas tivessem a possibilidade de aumentar seus preços.
- ❑ Em dezembro de 2001 foi firmado o **Acordo Geral do Setor Elétrico** e editada a Medida Provisória 14, posteriormente convertida na Lei 10.438 de abril de 2002.
- ❑ Esta lei estabeleceu uma **recomposição tarifária extraordinária (RTE)** que resultou em um aumento das tarifas residenciais e industriais.