

# A QUESTÃO DO INVESTIMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: REFORMA E CRISE

João Lizardo de Araújo<sup>1</sup>

**Resumo:** O Brasil está passando por sua pior crise de suprimento de eletricidade nos últimos cinquenta anos. Esta ocorre após sete anos de esforços de reformas orientadas para o mercado, e levanta a questão inevitável de se o desenho e o ritmo da reforma foram corretos. As raízes da crise atual estão num longo período de sub-investimento a partir dos anos oitenta; as reformas do setor visaram corrigir esta situação, mas têm sido mal-sucedidas até o presente momento. Este artigo discute as causas deste insucesso e tenta buscar uma saída para os atuais problemas. A crise atual requer uma resposta de emergência, mas também uma política de longo prazo. Essa política deve basear-se no reconhecimento de que a demanda de eletricidade no Brasil tende a crescer rapidamente no futuro previsível e que a reforma deve centrar-se no investimento e na eficiência dinâmica ao invés da eficiência estática. Mais ainda, o grande sistema hidrelétrico do Brasil precisa de tratamento especial para se ter investimentos em plantas hidráulicas e térmicas.

**Palavras-chave:** investimento, privatização, reforma, setor elétrico.

**Abstract:** Brazil is presently going through its worse electricity supply crisis in fifty years. This happens after seven year efforts of market-oriented reforms, and inevitably raises the issue of whether the design and rhythm of the reform have been correct. The roots of the present crisis lie in a long period of underinvestment dating from the eighties; sector reforms were aimed at correcting this situation, but have been unsuccessful thus far. This article discusses the causes of this failure and attempts a way out of the present problems. The present crisis requires an emergency answer, but also a long term policy. I argue that such a policy must be based upon the acknowledgement that electricity demand in Brazil will tend to grow fast for the foreseeable future and that sector reform must be based upon dynamic rather than static efficiency. Furthermore, the large Brazilian hydropower system requires special treatment if we are to have investment in hydro and in thermal plants.

**Keywords:** investment, privatization, reform, power sector.

**Classificação JEL/JEL Classification:** L52

---

1 Professor Titular do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. E-mail: jlizardo.rlk@terra.com.br

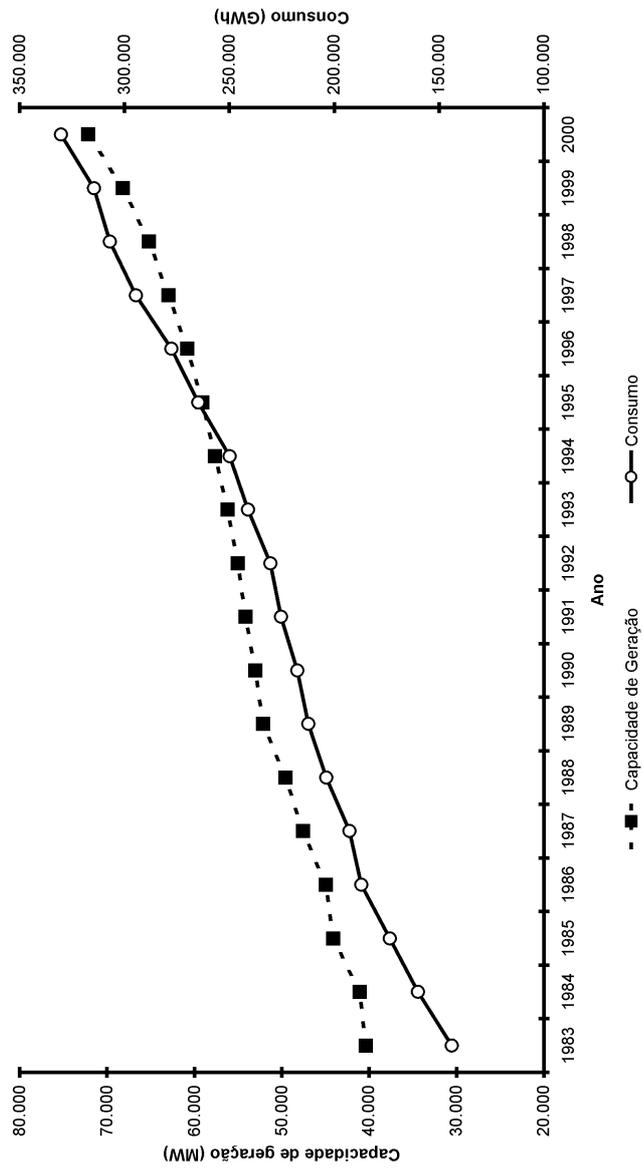
## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil está passando por uma severa crise de suprimento de eletricidade que deverá durar um ano e meio, segundo estimativas otimistas, e provavelmente permanecerá por dois a três anos, sob avaliações mais realistas, supondo que não se cometam erros de política durante esse tempo. O paralelo mais próximo com a atual situação é o primeiro lustro dos anos cinqüenta. No pós-guerra, conflitos sobre as regras tarifárias estabelecidas pelo *Código de Águas* de 1934 resultaram em subinvestimentos dos investidores privados (essencialmente o grupo canadense Light and Power e o americano AMFORP), levando a continuados 'apagões' e quedas de tensão, crescimento da autogeração e descontentamento público geral. O conflito foi finalmente resolvido pelo investimento estatal em nova capacidade, com progressivas nacionalização e centralização, junto com regulamentação mais detalhada que permitia reajustes tarifários menos conflituosos (Melo & Oliveira & Araujo, 1994). A indústria de suprimento de eletricidade resultante teve quase três décadas de crescimento intenso, mas – juntamente com as indústrias elétricas de muitos outros países em desenvolvimento – entrou numa crise de financiamento nos anos oitenta, que acabou levando à sua reforma a partir de 1993.

O subinvestimento iniciado nos anos oitenta é a raiz da atual crise. A falta de recursos financeiros levou a atrasar ou suspender projetos de expansão em geração e transmissão. O consumo, por seu lado, aumentava quando a economia crescia e continuava aumentando mesmo quando a economia estagnava, à medida que mais gente ganhava acesso à eletricidade. Em resumo, de uma situação de capacidade excedente embora custosa o sistema de suprimento de eletricidade entrou num estado de escassez crônica, constantemente pressionado pela demanda. Isto não era tão aparente para a geração, já que os grandes reservatórios do sistema hidrelétrico a acolhoaram às custas de serem progressivamente esvaziados aumentando o risco de déficit. Em contraste, a pouca folga do sistema de transmissão tornou-se aparente já em 1987, quando o Sudeste sofreu grandes 'apagões'.

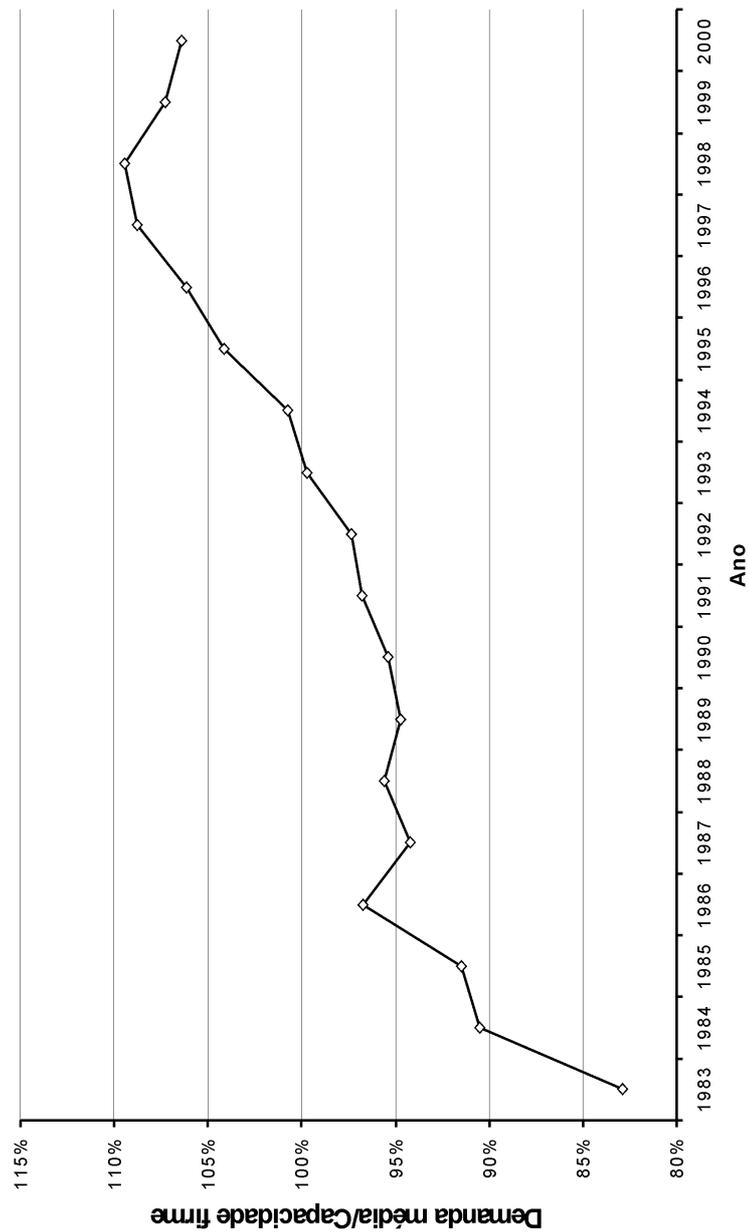
A reforma da indústria de suprimento elétrico brasileira teve o duplo fito de introduzir competição e de resolver o problema crônico dos investimentos, reestruturando e privatizando a indústria. Embora os primeiros instrumentos legais datem de 1993, a reforma ganhou impulso a partir de 1995 com o começo do programa de privatização e os estudos iniciais para reestruturar o setor elétrico. Seis anos depois, o problema dos investimentos permanece, segundo mostram os Gráficos 1 a 4, e a presença da competição é duvidosa como argumentaremos.

**Gráfico 1**  
**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ELETRICIDADE**



Fonte: Balanço Energético Brasileiro, 1999 e 2000.

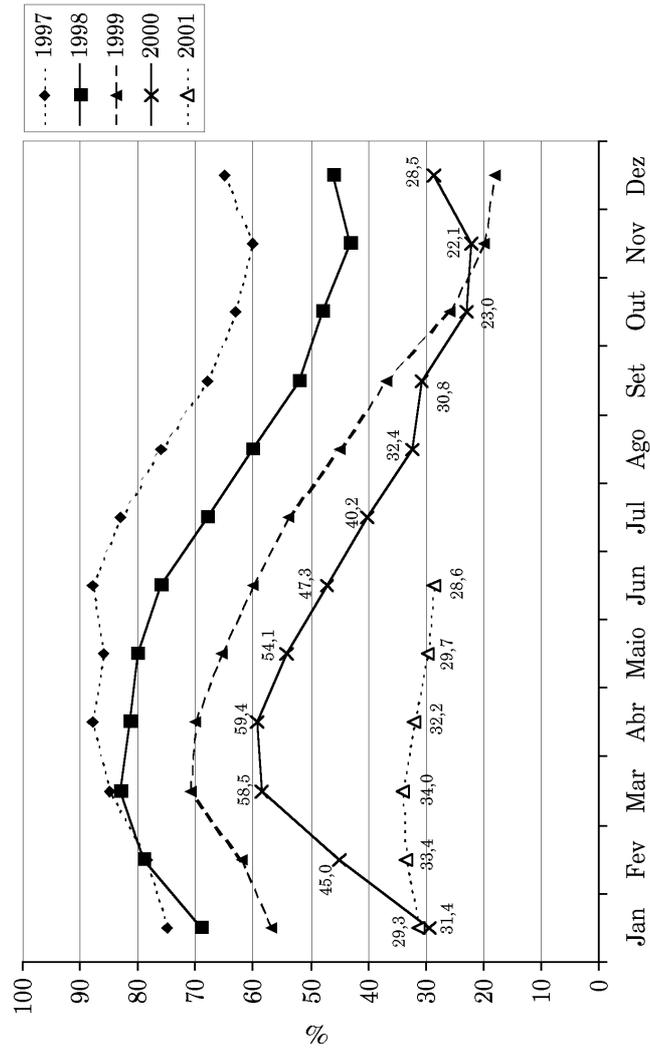
**Gráfico 2**  
**FATOR REAL DE UTILIZAÇÃO**



Fonte: Elaboração dos dados do Gráfico 1, usando 12% de perdas e 55% da capacidade firme/capacidade instalada.

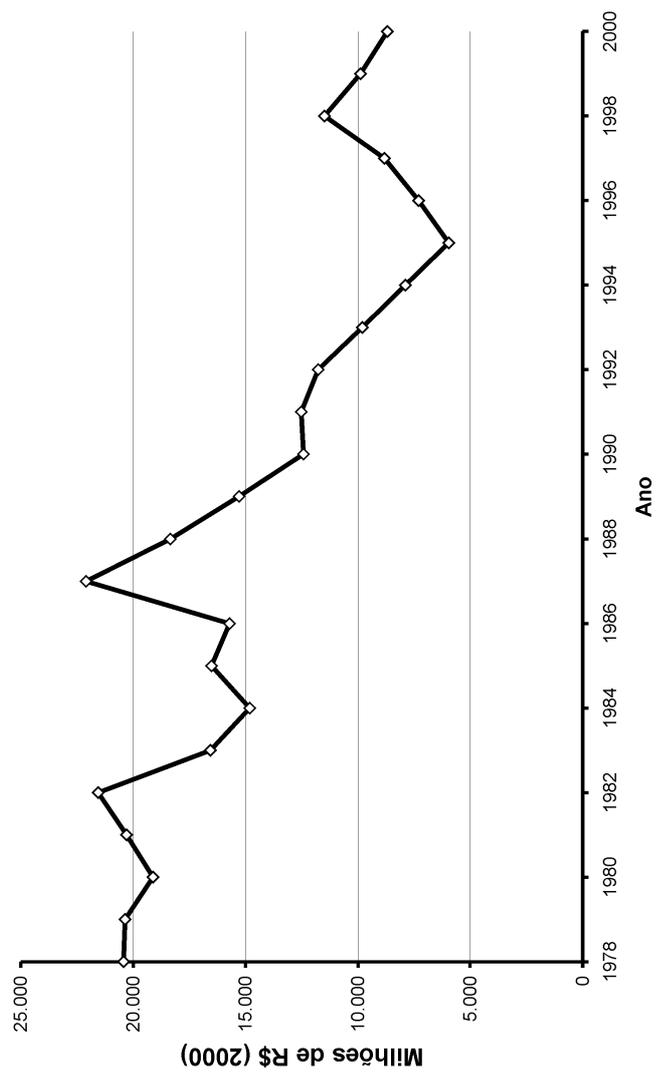
**Gráfico 3**

RESERVATÓRIO EQUIVALENTE SUDESTE/CENTRO OESTE



Fonte: ONS.

**Gráfico 4**  
**EVOLUÇÃO DE INVESTIMENTOS NA ISE BRASILEIRA**



Fonte: Pinhel (2000), atualizado por Pinhel.

O Gráfico 1 mostra que o consumo cresceu a taxas muito maiores que a capacidade, pela maior parte do período, e a reversão da tendência é pequena e tardia. Ainda mais dramaticamente, o Gráfico 2 mostra que pelo menos a partir de 1994 consumimos **sistematicamente** mais dos reservatórios do que podia ser repostado em base regular; ou seja, temos vivido de tempo emprestado, por assim dizer. Esta é uma estimativa otimística, já que supomos perdas de transmissão de apenas 12%; estas têm permanecido acima de 14% desde 1987 e acima de 15% a partir de 1991, devido às novas plantas de Itaipu e da Amazônia Oriental. A razão de 55% entre as capacidades firme e instalada é também otimista<sup>2</sup>; ela costumava estar em torno de 50%, embora hoje esteja mais próxima de 55%. O Gráfico 3 mostra o esvaziamento dos reservatórios causado por geração excessiva; podemos observar que, não fora a chuva excepcionalmente abundante em 2000, a atual crise aguda teria ocorrido um ano atrás. O Gráfico 4 aponta a causa desta tragédia: uma diminuição contínua de investimentos em expansão, com uma tentativa isolada de recuperação em 1987, seguida de queda ainda maior depois. As reformas e privatização não reverteram a tendência, a despeito de pequeno aumento em 1996 e 1997.

Isto leva inevitavelmente a questionar se o desenho da reforma foi o culpado, o seu ritmo, ou causas fortuitas fora do controle do Governo. Conforme argumentarei, a responsabilidade maior está no desenho e operação da reforma da indústria de suprimento elétrico (ISE).

O argumento pode ser resumido como segue: inicialmente, as propostas de reforma subestimaram as peculiaridades do sistema brasileiro de geração, de base hidrelétrica. Isto levou a iniciar a privatização de distribuidoras antes de estabelecer regras para o setor (várias foram privatizadas antes da nomeação formal de um regulador), criando um passivo de conflitos potenciais e restringindo opções de reforma. Isto foi agravado pelas dificuldades em estabelecer um marco adequado para o mercado elétrico; até hoje as regras para o mercado atacadista estão incompletas. Em particular, as grandes hidrelétricas mostraram-se bem mais difíceis de privatizar do que o Governo tinha suposto ao início. Tentativas de construir uma grande capacidade de geração a gás também enfrentaram uma série de obstáculos: distribuidoras de gás são monopólios, plantas a gás teriam de depender de gás importado quando o balanço de pagamentos restringe a política macro-econômica e grandes projetos

---

2 Capacidade instalada, ou nominal é a potência instantânea máxima que uma planta pode gerar; Capacidade firme é a potência máxima que a planta pode gerar de maneira contínua, com uma probabilidade inferior a uma tolerância dada (normalmente menor que 5% ao longo de um ano).

hidrelétricos em construção ou planejados poderiam fazer desabar os preços da eletricidade quando começassem a operar. As incertezas criadas por estes fatores seriam um forte desestímulo ao investimento privado por si sós, mas foram agravadas por outros erros. Um, depois que o Governo Federal decidiu privatizar a ISE inteira tentou tornar as empresas atraentes para investidores, enxugando seus custos. Ao fazer isto, investimentos necessários foram cortados junto com despesas supérfluas. Esta política míope foi exacerbada pelos acordos com o FMI, que exigiam grandes superávits primários e juntavam investimentos e despesas correntes no mesmo bolo. Em consequência o investimento no setor elétrico foi severamente contido, grandes geradoras foram proibidas de expandir capacidade, e um linhão de Itaipu ao Sudeste (que teria aliviado consideravelmente a presente crise) foi vetado várias vezes pelas mesmas razões. Paradoxalmente, a maior parte dos investimentos ocorridos na ISE brasileira nos últimos anos tem sido público, principalmente com a Petrobrás (como sócio minoritário em usinas a gás para reduzir o risco dos parceiros privados) e a Eletrobrás. A consequência disso tudo tem sido o esvaziamento dos reservatórios no Sudeste e no Nordeste, trazendo a ameaça de 'apagões' na maior parte do país.

## **2 FALHAS BÁSICAS DE DESENHO**

A reforma da indústria de suprimento de eletricidade foi parte de amplo conjunto de reformas rumo ao mercado, visando resolver os problemas crônicos das finanças públicas e atrair novos investimentos estrangeiros. Estas reformas iniciaram-se em 1990 com o Presidente Collor – impedido em 1993 por corrupção – e levadas avante pelo Governo Cardoso em seus dois mandatos desde 1994. No caso do setor elétrico, a concepção foi aquela geralmente aceita desde o experimento inglês: segmentação da indústria, com competição em geração e comercialização e monopólio regulado em transmissão e distribuição. Isto seria acompanhado pela privatização total da indústria, com possível exceção da rede de transmissão.

Esta fórmula tinha a seu favor ampla aceitação em círculos de Washington e bom número de experimentos em marcha em países industriais e em desenvolvimento, sob várias formas. Ademais, as empresas públicas eram vistas pela equipe reformista como fontes de ineficiência, que ficariam muito melhor em mãos privadas. A equipe estava também convicta de que, num mercado operando adequadamente, os investimentos ocorreriam naturalmente a fim de satisfazer a demanda.

Não há o que objetar às premissas acima, quando postuladas em termos amplos. Muitos estariam de acordo em que as finanças públicas

(particularmente o serviço da dívida) se tornaram um grande obstáculo ao desenvolvimento brasileiro. É também fato que o papel do Estado como empresário tinha sido exagerado no Brasil e necessitaria ser reduzido em qualquer caso. E a afirmação quanto a um mercado funcionando corretamente é tautológica. As reestruturações e privatizações em outros setores da economia enfrentaram dificuldades bem menores que a reforma da indústria de suprimento de eletricidade. Poder-se-ia talvez alegar (como em recentes declarações com o fito de atribuir culpas)<sup>3</sup> que a equipe a cargo da reforma do setor elétrico era menos competente que as outras. Pode ser. No entanto, muitos dos quadros mais competentes da ISE tinham sido ganhos para a reforma e participaram de modo ativo, ao menos no começo (muitos depois tornaram-se consultores ou foram contratados pelas empresas entrantes). Parece mais provável que suas falhas foram as de recém-conversos, atentos às deficiências do modelo antigo e cegos para os limites da nova ordem.

Um limite que talvez não estivesse claro em 1994 (embora Joskow e Schmalensee já tivessem chamado a atenção para a necessidade de capacidade ociosa em geração e transmissão, para introduzir concorrência em eletricidade, desde 1983 em seu *Markets for Power*) mas desde então tem sido aprendido a duras penas em alguns experimentos, dentre os quais Califórnia e nós mesmos, é que um requisito – ou no mínimo um fator importante – para introduzir com sucesso competição no setor elétrico é a existência **conjunta**<sup>4</sup> de três condições: margem confortável de capacidade ociosa no sistema (geração, transmissão e distribuição), crescimento lento da demanda, e oferta abundante de gás barato (Newbery, 2000). Isto pouco se assemelha à nossa situação, em 1994 ou agora. Ademais, já em 1997, Chang havia concluído, num ensaio perceptivo, que embora as reformas orientadas ao mercado tivessem tido êxito em induzir eficiência estática, seu desempenho na eficiência dinâmica tinha sido pouco brilhante (Chang, 1997).

O não reconhecimento dessa limitação teve conseqüências sérias em nossas condições. Usar o modelo do “*Pool*” inglês em condições de escassez de oferta acentua a volatilidade de preços e as possibilidades para uso de poder de mercado e extração de rendas, já diagnosticadas nos estudos realizados sobre a reforma inglesa e que levaram à reforma da reforma (Green & Newbery, 1992; Lucas & Taylor, 1994; Wolak &

---

3 Cf. o discurso do Presidente Cardoso na convenção do PSDB em Brasília a 19 de maio.

4 Sua ausência não implica necessariamente que a competição é impossível, mas torna a tarefa muito mais complicada do que a maioria dos reformadores supõe, especialmente quando as duas primeiras condições são violadas.

Patrick, 1997; OFGEM, 1999a, 1999b; Araújo & Zendron, 2000). Na verdade, o reconhecimento desses problemas levou ao adiamento da implantação de um encargo de capacidade (modificado com relação ao original inglês) e à exigência de que contratos bilaterais cobrissem pelo menos 85% das transações (ASMAE, 2000; 2001). Estas medidas aliviam parcialmente, mas não eliminam os riscos acima apontados.

Outro limite – que foi parcial e imperfeitamente reconhecido no desenho final – foi a especificidade de nosso grande sistema de base hídrica, construído em torno de uma rede de grandes reservatórios com capacidade de regulação plurianual (de fato, construído para agüentar um período seco de cinco anos<sup>5</sup> desde que operado corretamente) e mostrando significativas economias de coordenação. Estas economias foram reconhecidas nas regras para o Mercado Atacadista de Eletricidade – MAE, que de fato retiram as usinas hidrelétricas do mercado com procedimentos como o MRE (mecanismo de realocação de energia). Este mecanismo rateia a energia hidrelétrica entre as hidrelétricas segundo a energia assegurada<sup>6</sup>, independentemente da geração efetiva. Há uma compensação para as plantas que geraram acima da energia assegurada, e o cálculo é realizado mensalmente para acertar as contas. A razão desse mecanismo está em que a energia firme de cada planta e, portanto, a energia assegurada, depende da operação coordenada do sistema.

Outro aspecto de grandes plantas hidrelétricas que foi parcial mesmo que tardiamente contemplado são os usos múltiplos de grandes reservatórios. Em 2000 o Governo finalmente criou, após cinco anos de debates, uma Agência Nacional das Águas (ANA) para lidar com problemas hídricos e conflitos de interesses sobre usos das águas, particularmente em grandes reservatórios. Ainda está por ser produzida uma regulamentação abrangente sobre o tema. No entanto, as conseqüências deste não foram inteiramente compreendidas. Uma é que a demora em indicar um regulador e em definir regras para o uso das águas aumentaram muito a incerteza percebida por investidores privados em grandes

---

5 Mais rigorosamente, o período de cinco anos mais seco registrado em séries hidrológicas.

6 Este é um conceito criado pela reforma. A energia assegurada é aquela que a planta assegura que pode gerar, e como tal é contratada. Deriva da energia firme (energia gerada pela capacidade firme), porém não é idêntica a ela. O uso da energia assegurada no lugar da firme pode levar a erros grosseiros em estimar, por exemplo, o risco de déficit. Infelizmente, as regras da reforma tratam a energia assegurada como firme, e chamam secundária a energia excedente à assegurada (a rigor, a energia secundária é aquela excedente à firme e disponível em períodos chuvosos). Isto, junto com o Anexo 5, criou um sério risco para as geradoras hidráulicas (ver adiante).

projetos hidrelétricos. Mais sério ainda é o fato de que as atuais plantas hidrelétricas tiveram de administrar aqueles conflitos ao longo de sua existência sob propriedade pública, o que lhes deu uma certa legitimidade. A perspectiva de entregá-las a investidores privados alarma todos os demais usuários e faz da privatização de grandes usinas hidrelétricas um tema político muito complexo.<sup>7</sup> Por exemplo, a perspectiva de privatizar a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) alvoroçou todas as atividades econômicas que dependem do Vale do São Francisco, as quais temem ficar à mercê dos novos proprietários das usinas na bacia do rio São Francisco.

O desenho de uma regulamentação abrangente e politicamente viável para gestão dos conflitos sobre usos das águas não é questão para ser decidida à ligeira, e pode levar um número considerável de anos para negociar uma solução aceitável. Até lá, é improvável que se veja investimento privado em grandes hidrelétricas (plantas menores são outra questão, por envolverem reservatórios de menor monta). Ademais, a privatização prematura de grandes hidrelétricas pode levar a conflitos agudos e tornar ainda menos estável o contexto do setor. Uma complicação adicional é que, enquanto houver perspectivas de comprar ativos operacionais em geração, mesmo improváveis, isto já desestimula investimentos em expansão já que há clara preferência em favor da compra de ativos. Portanto, subestimar a dificuldade de privatizar as grandes geradoras por si só dificultou o investimento privado em geração.

Ainda outro aspecto do sistema hidrelétrico brasileiro que parece ter sido mal entendido pelos reformadores é o fato de que existe ainda considerável potencial hidráulico economicamente viável por explorar: cerca de 30 GW ou quatro décimos de nossa atual capacidade instalada. Isto quer dizer que a política mais racional para expansão é combinar investimentos em plantas hidráulicas e plantas a gás. Isto tem, também, conseqüências para o desenho da reforma. Na maior parte das reformas orientadas para o mercado (por exemplo a inglesa ou a argentina) os investimentos em expansão tendem a seguir uma trajetória tecnológica bem definida, ou pelo menos uma combinação de tecnologias razoavelmente similares<sup>8</sup>; custos marginais não diferem muito e riscos dos investidores são, assim, menos importantes. O caso brasileiro é bem distinto disso.

---

7 Não é coincidência que a maioria das grandes hidrelétricas nos EUA permaneçam propriedade federal a despeito da retórica sobre competição e capital privado, mesmo após todos estes anos.

8 O caso escandinavo é particular, já que cada país pertencente ao Nord Pool tem um *mix* distinto de tecnologias; mesmo aí se notam padrões bem definidos em cada país.

Como os reformadores subestimaram essas peculiaridades, julgaram viável implantar o modelo inglês (modificado para levar em conta as economias de coordenação entre hidrelétricas) e privatizar toda a indústria em poucos anos. Eles também subestimaram as dificuldades de desenhar e aplicar uma política regulatória adequada. Mais ainda, não compreenderam que era vital manter um ritmo saudável de investimentos de empresas públicas durante o processo, por não haver folga de capacidade. Deve-se reconhecer no entanto que, mesmo que tivessem compreendido essa necessidade, o resultado não teria sido muito diferente. A orientação geral da política governamental privilegiava as forças de mercado e o capital privado e uma política setorial distinta não poderia ser aprovada.

Em outros termos, o desenho básico tinha falhas. Houve bom número de erros e inconsistências adicionais, mas pode-se argüir que a maior parte destes, bem como os atrasos, tiveram origem na dificuldade de encaixar um desenho falho numa realidade recalcitrante.

### **3 ERROS DE RITMO E OPERAÇÃO**

As mesmas concepções que prejudicaram o desenho da reforma – especialmente otimismo quanto à facilidade de completar o processo – levaram o Governo a começar a privatizar empresas, mesmo antes de iniciar os estudos para a reforma, já em 1995. O ritmo foi também acelerado pela percepção da necessidade de mostrar aos investidores estrangeiros que o Governo falava a sério quanto a privatizar o setor elétrico, e para abater a dívida pública externa. Esta última razão já era em si um problema – todo o processo de privatização no Brasil enfatizou receita do tesouro e não eficiência econômica. As primeiras privatizações – das distribuidoras LIGHT e ESCELSA – tinham cláusulas muito favoráveis e eram vagas quanto aos temas de qualidade e de investimentos. Isto foi feito para atrair compradores face às consideráveis incertezas quanto ao resultado final da reforma. Outras empresas se seguiram e pela altura em que uma diretoria foi designada para dirigir a reguladora ANEEL, em dezembro de 1997, dez empresas tinham sido privatizadas pelo montante total de 12 bilhões de dólares.

Uma das primeiras tarefas do regulador foi investigar os ‘apagões’ de fevereiro de 1998 no Rio de Janeiro, concessão da Light. Este contrato, com cláusulas favoráveis à concessionária, tinha permitido à empresa obter lucros excepcionais nos anos seguintes à privatização, mas o quente verão de 1998 mostrou que as cláusulas de qualidade eram demasiado frouxas. A Light recebeu multas e concordou em acelerar

investimentos para recuperar favor junto ao público. As privatizações seguintes prestaram muito maior atenção a estes temas. No entanto, a tarefa do regulador tornou-se imensamente complexa por causa do passivo de contratos regulatórios já firmados. Isto restringiu, inevitavelmente, as opções de reforma.

Entretanto, a construção de regras de comercialização também mostrou-se bem mais dura do que se imaginara. Ainda hoje, as regras para o mercado atacadista estão incompletas. As causas disto foram indicadas na seção precedente. As principais foram as características do sistema hidrelétrico e a fragilidade do sistema de transmissão, desenhado para um sistema centralizado e mesmo então precariamente equilibrado pela escassez de fundos para investimento. Isto levou a uma subdivisão do mercado em quatro submercados, aumentando perspectivas de poder de mercado em vários deles. Muito esforço dos reformadores foi gasto em lidar com economias de coordenação nas hidrelétricas, em construir salvaguardas e estímulos a investimentos em térmicas (com resultados não muito brilhantes), em induzir declarações verídicas de disponibilidade e em conceber um mecanismo muito complexo para o mercado *spot*, que a rigor não pode ser chamado mercado exceto *in potentia*, pois usa custos ao invés de preços para usinas hidrelétricas, as quais dominam as transações e são protegidas pelo MRE.

O chamado “mercado *spot*” representa pequena parcela de todas as transações. Pelo menos 85% destas devem passar por contratos bilaterais, que agem como “*hedge*”. Para evitar colusão ou uso de poder de mercado em detrimento dos consumidores, definiram-se “valores de referência” para o custo de geração de diversas fontes, a fim de que os contratos iniciais<sup>9</sup> se concentrassem em torno deles. Estes “valores de referência” têm sofrido muitas críticas, especialmente de candidatos a investir em plantas térmicas, já que efetivamente funcionam como preços administrados.

Mas há barreiras maiores ao investimento que valores de referência. Grandes plantas hidrelétricas<sup>10</sup> não atraem investidores privados pelo montante dos investimentos, longos prazos de maturação e um potencial de conflitos pelo uso da água que agudiza os riscos de investimento (especialmente na ausência de regras claras e politicamente acei-

---

9 Para evitar soluções de continuidade, todos os geradores e distribuidores iniciaram as operações do Mercado Atacadista com contratos iniciais, correspondentes às suas obrigações prévias. Esses contratos vão se extinguindo progressivamente, até que a partir de 2006 deverão estar extintos.

10 Pequenas e médias plantas não apresentam os mesmos problemas, pelo menos não na mesma escala, dada a menor importância de seus reservatórios.

táveis para a gestão desses conflitos); por outro lado, a maior parte dos projetos hidrelétricos prospectivos no Brasil têm estimativas de custos da energia bem abaixo do das plantas térmicas, e assim que (definitivamente **não** a curto prazo) os temas da água e os problemas macroeconômicos tenham sido adequadamente resolvidos, a hidreletricidade poderá ser um forte candidato a receber investimentos privados.

Térmicas a gás, por seu lado, também têm seus problemas. Para começar, a distribuição de gás é monopólio regulado pelos Estados da Federação. Isto visa construir a rede de distribuição de gás, a qual é incipiente exceto nas cidades do Rio de Janeiro e, em menor medida, São Paulo e é consistente com aquele objetivo. No entanto, não é muito compatível com o desenvolvimento de uma capacidade significativa de geração elétrica a gás natural. Outro obstáculo é o fato de que um programa grande de geração térmica a gás<sup>11</sup> requereria um volume significativo de gás importado da Bolívia e da Argentina, o que traz consigo riscos ligados ao preço do petróleo e à taxa de câmbio. Dada a fragilidade de nossas contas externas, isto é um sério desestímulo a investimentos. A estes obstáculos deve-se acrescentar a tremenda ameaça das hidrelétricas: uma série de anos chuvosos ou o início da operação de uma nova usina de grande porte faria os preços da eletricidade desabarem e fecharia as plantas a gás, no quadro atual. E, como ainda existem 30 GW de potencial hidráulico economicamente viável por explorar, seria loucura econômica abandonar a perspectiva de expansão hidráulica (ou, pior ainda, restringir a geração da capacidade hidráulica existente) para melhorar as perspectivas das térmicas a gás dentro dos atuais arranjos comerciais.

Às barreiras específicas ao investimento privado em hidráulicas e térmicas a gás, deve-se acrescentar a incerteza regulatória. Como as regras demoraram a ser definidas, e permanecem incompletas, os agentes privados não tinham estímulo a investir em expansão. Já que **não** havia folga de capacidade (Gráfico 2) na geração nem na transmissão, a implicação é que as empresas públicas deveriam continuar a fazê-lo até que se dispusesse de regras claras que contemplassem os problemas discutidos acima, com as falhas do desenho corrigidas, e houvesse perspectivas reais de investimento privado.

---

11 Como o “Programa Emergencial de Térmicas” para 54 térmicas a gás, num total de 19 GW, que foi lançado com grande fanfarra fazem dois anos, mas que nunca se materializou. Se tivesse funcionado, poderia ter aliviado a atual crise. Na verdade, pouco mais de uma dúzia de usinas estão em construção num total de menos de 3 GW (primeira fase); a maioria delas tem a Petrobrás como parceira minoritária para partilhar riscos quanto aos preços do gás e à taxa de câmbio.

Infelizmente não foi o que ocorreu. Em primeiro lugar, a equipe econômica do Governo Federal estava determinada a privatizar todas as concessionárias para sanear as finanças públicas. Ela também subestimou a dificuldade de privatizar as grandes hidrelétricas e de montar regras consistentes de comercialização de eletricidade compatíveis com nosso grande sistema hidrelétrico, com a introdução de competição, e com um ritmo saudável de investimentos. O Governo suspeitava que atrasos e argumentos de cautela refletissem um viés anti-reforma e agiu em conseqüência. Foram estabelecidas metas para as concessionárias cortar despesas, a fim de prepará-las para a privatização. Nisto foram cortadas muitas gorduras desnecessárias, o que foi bom; porém investimentos em expansão foram também julgados desnecessários quando não era o caso, como tornou-se claro com a crise de 2001. Infelizmente, a ênfase num superávit primário nas contas públicas foi exacerbada pelos acordos com o FMI. Como qualquer despesa feita por empresas públicas aumenta o déficit público por convenção; como o FMI recusa-se a tratar os investimentos numa categoria à parte das despesas correntes; e como nossa frágil situação macroeconômica forçou a ida ao FMI, apertou-se ainda mais o parafuso e montou-se o palco para nossa crise de eletricidade. A força conjunta das políticas federal e do FMI pode ser avaliada pelo fato de que desde 1996 tinham sido feitos repetidos avisos sobre a iminência de uma crise e que o próprio Governo Federal reconheceu o perigo em 1999, quando lançou o “Programa Emergencial de Térmicas”<sup>12</sup>. Ironicamente, este não funcionou pelas razões acima vistas, mas o Governo não tomou qualquer ação alternativa. Mesmo agora, algumas vezes no Governo advogam expedita privatização das empresas restantes para criar clima favorável ao investimento. Este ponto de vista simplesmente recusa-se a reconhecer que os problemas para privatizar eram reais e atribui as dificuldades à falta de vontade política e a uma reforma inacabada.

Quanto à última qualificação temos de concordar. A reforma **está** incompleta e houve muitos erros de desenho e de operação, porém este estado de coisas surgiu não por falta de vontade política ou por incompetência (que também pode ter existido, mas cujo papel não deve ser exagerado). Na verdade, isto ocorreu porque os reformadores tentaram a quadratura do círculo ao forçar a realidade numa forma inadequada. Como agora passo a argumentar, a reforma da indústria elétrica brasileira deveria ter como objetivo primário a eficiência dinâmica ao invés da estática, e priorizar pragmaticamente os investimentos sobre a competição.

---

<sup>12</sup> Ver declarações do ex-ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, à Folha de São Paulo em 28/7/2001 (Medina, 2001).

#### 4 O QUE FAZER?

A atual crise é extremamente grave e deverá permanecer por vários anos. Requerem-se de um lado medidas urgentes para aliviar seu impacto sobre a vida econômica e social e de outro medidas estruturais para criar um clima saudável para investimento e evitar que a crise volte a ocorrer. Reconhecendo embora a urgência das medidas de racionamento para lidar com a escassez aguda no momento, não são estas o objeto deste trabalho. Este centra-se antes nos requisitos para uma reforma adequada para a indústria de suprimento de eletricidade (ISE) brasileira nas atuais circunstâncias.

Essa reforma deve partir do reconhecimento de que a oferta atual é insuficiente e a demanda cresce rápido. Grande parte da população está ainda fora do mercado para um amplo leque de bens de consumo energo-intensivos como *freezers*, condicionadores de ar e automóveis, e há sinais claros de que um pequeno aumento na renda dos estratos de renda mais baixos da população tenderão a causar um substancial aumento na demanda de energia<sup>13</sup>. Ademais, para qualquer cenário razoável de desenvolvimento e pelas mesmas razões, o crescimento da demanda tenderá a pressionar a oferta pelos próximos dez a vinte anos, ou até que o nosso sistema esteja maduro, nossa economia desenvolvida e, em conseqüência, os usos da eletricidade estejam mais ou menos saturados. Em outros termos, a reforma da ISE deve reconhecer que o Brasil enfrentará condições de oferta apertada para o futuro previsível. Nestas condições, priorizar a competição equívale a cortejar volatilidade extrema de preços e quebras de oferta.

As atuais propostas para reduzir os riscos dos investidores mantendo os arranjos existentes de comercialização, como a de fazer a Petrobrás assumir os riscos de um aumento no preço do gás ou a de fazer o Tesouro pagar pelo risco de desvalorização, tendem a distorcer o mercado de eletricidade e contaminam o mercado de petróleo ou sobrecarregam as finanças públicas. Na verdade, tais esquemas são confissões disfarçadas de que o mercado não está funcionando adequadamente. Pior ainda, se analisarmos melhor os mecanismos mais recentemente propostos e em vias de implementação, vemos que eles introduzem uma sistemática distorcida de remuneração garantida sob uma retórica de competição. Com efeito, esses mecanismos asseguram aos investidores em

---

<sup>13</sup> Assim, os ganhos com a estabilização em 1994 e 1995 levaram a um forte aumento do consumo doméstico: enquanto o PIB cresceu 4,1% em 1995, o consumo residencial de eletricidade cresceu 7,6% no período (Araújo & Oliveira, 1997).

térmicas a venda de sua energia gerada com pleno repasse dos custos do gás; riscos cambiais, de matéria-prima e de mercado são eliminados. Mesmo assim, o Programa Prioritário das Termelétricas repousa no essencial sobre as parcerias com a Petrobrás e sobre as estratégias defensivas de distribuidoras e grandes consumidores. Em outros termos, os investidores não acreditam que esses mecanismos sejam sustentáveis.

Tentamos também mostrar que as perspectivas de expansão conjunta de grandes hidrelétricas e térmicas a gás **competindo entre si** inibem investimento em térmicas a gás (que, por conseguinte, exigem incentivos indutores de distorções como os acima descritos), ao passo que o investimento privado nas grandes hidrelétricas deve esperar por regras claras e politicamente aceitáveis para lidar com conflitos quanto aos usos de grandes reservatórios. Ao argumento precedente deve-se acrescentar que o atual contexto internacional é de escassez relativa de capital para as economias em desenvolvimento<sup>14</sup>, dado o plano Bush para investir na infra-estrutura energética dos EUA. Nestas circunstâncias, a privatização efetivamente compete com a expansão pelos recursos disponíveis.

**Se reconhecemos esses fatos, algumas conclusões são inevitáveis sobre o que fazer:**

**Primeiro**, declarar moratória sobre a privatização de geradoras pelos próximos seis a sete anos. As geradoras existentes deverão poder expandir-se, qualquer que seja seu regime de propriedade. Parcerias entre empresas públicas e privadas devem ser estimuladas, como meio eficaz de reduzir riscos para as segundas e aportar capital para as primeiras.

**Segundo**, o Governo deve trabalhar seriamente durante esse período para definir um conjunto de regras transparente, abrangente e politicamente viável para administrar conflitos pelo uso de reservatórios.

**Terceiro**, o Governo deve substituir os atuais arranjos comerciais, de preço garantido casuístico, não regulado e disfarçado sob retórica de competição, por um esquema centralizado e regulado que remunere investimentos e evite comportamento monopolista. Esse esquema vigoraria até que a ISE do Brasil esteja madura o suficiente para permitir a introdução de competição regulada na geração. Até então, estimular-se-ia competição na expansão (através de licitações ou abrindo-se a expansão a quem quisesse, sujeita à autorização da ANEEL) e

<sup>14</sup> E de maior dificuldade para encomendar turbinas a gás dos dois ou três fabricantes mundiais, para as quais já existe uma substancial lista de espera de encomendas do mundo inteiro.

regular-se-ia a operação. Esta regulação poderia ser feita com incentivos à eficiência, evitando o antigo custo de serviço. Um possível candidato é a regulação por preço de contrato (*price cap*), mas este esquema não incentiva investimentos, que são essenciais em nosso contexto. Um melhor candidato seria a regulação por partilha de custos (*cost sharing* ou *sliding scale*)<sup>15</sup>, que junta incentivos à eficiência e incentivos ao investimento, semelhantes aos da regulação por custo de serviço (Lyon, 1996; Araújo, 1997).

Um esquema coordenado permitiria ainda a construção de um fundo setorial para expansão da capacidade e garantir o acesso universal, enviando ao mesmo tempo sinais eficientes de preços aos consumidores. Assim, o preço de suprimento às distribuidoras pode ser determinado ao teto do custo incremental de expansão de longo prazo; isto dá sinal eficiente aos consumidores finais, e (como o custo médio estará bem abaixo do CIELP) permite a constituição de um fundo setorial operado por órgão público, por exemplo pela Eletrobrás. Este fundo setorial permitirá alavancar investimentos na expansão, sem comprometer as finanças das geradoras públicas, e compensar distribuidoras em projetos de acesso universal e de tarifas sociais, necessários numa situação de inequidade extrema como a brasileira.

Em outros termos, este esquema permitiria incentivar e financiar investimentos e estender o acesso da rede elétrica a toda a população, numa transição para um sistema maduro para a competição. Sua duração será relativamente grande, entre sete e vinte anos, porém ao invés do antigo sistema tem como objetivo sua substituição futura. Para isso, mecanismos de incentivo à eficiência e à transparência devem ser sistematicamente implantados, tentando seguir o exemplo dos países escandinavos, o da Noruega, em particular que, antes de implantar a reforma competitiva, passaram 20 anos preparando-se para a mesma (Hjalmarsson, 1996).

Talvez choque esta proposta, aparentemente radical. Não sou radical, porém está na hora de guiar-nos pelo princípio da realidade e não por vieses ideológicos. Deixar de reconhecer os fatos durante uma crise pode ser fatal.

---

<sup>15</sup> Este sistema, popular nos EUA, é um custo de serviço modificado. Assim, reduções de custos podem ser parcialmente apropriadas pela empresa de modo a dar-lhe um estímulo pró-eficiência.

## 5 BIBLIOGRAFIA

ANEEL, vários documentos em papel e em seu site, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

ARAÚJO, João Lizardo de. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: WORKSHOP NACIONAL SOBRE INDÚSTRIAS DE INFRA-ESTRUTURA, 1., 1997, Rio de Janeiro. *Conferências...* Rio de Janeiro: [s.n.], 1997.

\_\_\_\_\_; BESNOSIK, R. *Regulation, institutional structure and the performance of the brazilian electricity sector*. COPED report. May. 1992.

\_\_\_\_\_; LOSEKANN, L. D. *Primeira atualização da indústria elétrica brasileira*. GE/IE relatório de pesquisa. Abr. 2001.

\_\_\_\_\_; OLIVEIRA, A. The brazilian electricity reform: issues and perils. In: ANNUAL NORTH AMERICAN CONFERENCE OF THE USAEE/IAEE, 18., 1997, San Francisco. *Proceedings...* San Francisco: [s.n.], 1997.

\_\_\_\_\_; OLIVEIRA, A.; LOSEKANN, L.; ZENDRON, P. Power market issues in the Brazilian ESI reform. In: ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE IAEE, 23., 2000, Sydney. *Proceedings...* Sydney: [s.n.], June 2000.

\_\_\_\_\_; PINTO JR., H. Changes in the Structure, Regulation and Financing of the Brazilian Electricity Supply Industry. In: ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE IAEE, 21., 1998, Québec. *Proceedings...* Québec: [s.n.], May 1998.

\_\_\_\_\_. *Análise das regras do MAE com ênfase no encargo de capacidade e na alocação do excedente financeiro*. [s.l.]: ANEEL, jun. 2000. 32p.

\_\_\_\_\_; ZENDRON, P. Modelagem do jogo do Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE). In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 28., 2000, Campinas. *Anais...* Campinas: [s.n.], dez. 2000,

ASMAE, “Regras do Mercado”, “Procedimentos do Mercado” e outros em seu site [www.asmae.com.br](http://www.asmae.com.br), 2000 e 2001.

BNDES Setorial, [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro, 1988. (Memória da Eletricidade).

CHANG, H. The economics and politics of regulation. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, n. 6, p. 703-728. 1997.

FOLHA DE SÃO PAULO, vários números.

GAZETA MERCANTIL, vários números.

GREEN, R.; NEWBERY, D. M. Competition in the british electricity spot market. *Journal of Political Economy*, v. 5, n. 100, p. 929-953, 1992.

HJALMARSSON, L. From Club-regulation to Market Competition in the Scandinavian Electricity Supply Industry. In: GILBERT, R. J.; KAHN, E. P. *International comparisons of electricity regulation*. New York: Cambridge University Press, 1996. p. 126-178.

JORNAL DO BRASIL, vários números.

JOSKOW, P. L.; SCHMALENSEE, R. *Markets for power: an analysis of electric utility deregulation*. Cambridge: Mass, 1983.

LUCAS, N.; TAYLOR, P. Structural deficiencies in electricity pricing in the pool. *Utilities Policy*, v. 4, n. 1, jan. 1994.

LYON, Th. P. A model of sliding-scale regulation. *Journal of Regulatory Economics*, v. 9, n. 3, p. 227-247, maio 1996.

MEDINA, H. Crise é culpa de FHC, rebate Tourinho. *Folha de São Paulo*, São Paulo, 28 jul. 2001. p. B-7.

MELO, H. P. de; OLIVEIRA, A.; ARAÚJO, J. L. O sonho nacional – eletricidade e petróleo: 1954/1994. In: GOMES, A. C. (Org.). *Vargas e a crise dos anos 50*. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1994.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional, 1999 e 2000, Brasília.

NEWBERY, D. M. *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. Cambridge: Mass, 2000.

OFGEM. *The new electricity trading arrangements*. Office for the gas and electricity markets. [s.l.]: [s.n.], jul. 1999a. 3v.

OFGEM. *The new electricity trading arrangements: Ofgem/DTI Conclusions*. Office for the gas and electricity markets. [s.l.]: [s.n.], out. 1999b.

ONS, vários documentos. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

PINHEL, Antonio Carlos da Costa. *Simulação de uma usina térmica à gás no novo contexto do setor elétrico: análise risco x retorno*. [s.d.]. Dissertação (Mestrado) – UFRJ, COPPE, Rio de Janeiro.

WOLAK, F. A.; PATRICK, R. H. *The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market*. 1997. Available from Internet:<[www.ucei.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp047.pdf](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp047.pdf)>. Cited: 12 jan. 1999.