

A crise de energia de 2001 deveu-se à reestruturação do setor elétrico? Para onde seguir após a crise?

Omar Alves Abbud e Edmundo Montalvão

Sumário

1. Introdução. 2. O modelo estatal. 3. Virtudes e fragilidades do modelo estatal. 4. O modelo competitivo. 5. Virtudes e fragilidades do modelo competitivo. 6. Perspectivas de curto prazo para o setor. 7. Propostas para o futuro.

1. Introdução

O Brasil viveu um trauma com a crise de abastecimento de energia elétrica ocorrida no ano de 2001. Caso não se tomem as providências necessárias, o problema poderá repetir-se por volta de 2005 ou 2006, sobretudo se ocorrer uma forte retomada do crescimento econômico.

Uma crise como a que se viveu em 2001 é complexa e se constrói a médio e longo prazo. As conseqüências de erros cometidos na gestão do setor elétrico não são necessariamente imediatas, mas são inexoráveis. Cabe aqui a metáfora do jogo de xadrez: mesmo o movimento de um simples peão provoca conseqüências que, de um modo ou de outro, irão repercutir mais ou menos intensamente no resultado de toda uma partida.

A crise de 2001 foi gerada por um conjunto de causas que já foi analisado em muitos documentos, dentre os quais se destaca aqui o relatório da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional¹ “destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia do País, bem como propor alternativas ao seu equacionamento”.

Omar Alves Abbud é Consultor Legislativo do Senado Federal. É bacharel em Comunicação pela Universidade de Brasília. Foi jornalista do Correio Braziliense e do Jornal do Brasil. Foi Superintendente de Comunicação Social da Agência Nacional de Energia Elétrica. Assessorou a Comissão Especial Mista do Congresso Nacional que investigou a crise energética.

Edmundo Montalvão é Consultor Legislativo do Senado Federal. É bacharel e pós-graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. É Doutor pela Universidade de Paris XI. Foi professor adjunto da Universidade de Brasília. Foi engenheiro sênior da Eletronorte. Foi Chefe de Gabinete do Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Uma coisa, contudo, precisa ser sublinhada: a crise não se deveu, como querem muitos, à reforma empreendida no setor elétrico a partir de 1995. Pelo contrário, o início tardio da reforma ou mesmo a falta da sua conclusão – ou ambas as coisas – certamente contribuíram para que a crise de abastecimento ocorresse.

O objetivo do presente trabalho é fazer algumas sugestões sobre o que se pode – e, sobretudo, sobre o que não se deve – fazer no setor elétrico, no sentido de assegurar os investimentos necessários à expansão da oferta de energia elétrica com qualidade e a preços módicos, para usar a expressão inscrita na Lei.

Para isso, entende-se necessário historiar um pouco a vida recente do setor elétrico brasileiro, desde a época pujante dos grandes investimentos estatais até os nossos dias, de maneira a dar uma rápida noção do funcionamento do setor, bem como das virtudes e das fragilidades do passado. Conhecendo esse passado, pode-se evitar a repetição de equívocos e saber como utilizar os acertos para prosseguir trabalhando pelo desenvolvimento nacional.

As informações contidas neste estudo estão atualizadas até 31 de outubro de 2002.

2. O modelo estatal

O modelo do setor elétrico brasileiro que vigorou até meados da década de 90 era fundamentalmente estatal e verticalizado². A estatização do setor deu-se diante da necessidade de aceleração do processo industrial brasileiro, a partir dos anos 60, que exigiu um intensivo investimento em infra-estrutura, do qual a iniciativa privada não participou. À exceção de algumas pequenas empresas de distribuição de energia privadas, as empresas do setor eram sociedades de economia mista: os estados controlavam a maioria das distribuidoras, enquanto a União controlava as grandes supridoras de energia, que garantiam a expansão do parque gerador nacional e do sistema de trans-

missão inter-regional. A União também controlava algumas poucas empresas distribuidoras nos sistemas isolados do Norte do País, além da Escelsa e Light. Ao final dos anos 70, a estatização chegou a 98% do mercado.

Nessa concepção, os serviços de energia elétrica no Brasil eram considerados *serviços públicos*, submetidos conseqüentemente à regulação de tarifas em todos os segmentos. Regulavam-se duas tarifas: a *tarifa de suprimento*, que as distribuidoras pagavam às empresas supridoras pela geração e transmissão da energia até suas redes, e a *tarifa de fornecimento*, que os consumidores pagavam às empresas distribuidoras pela compra da energia no varejo.

O planejamento e a operação do sistema eram centralizados. As supridoras federais, subsidiárias da Eletrobrás, operavam em áreas de concessão exclusivas. Havia dois grandes sistemas elétricos não interligados entre si: Sul-Sudeste-Centro Oeste, atendido por Furnas e pela Eletrosul; e Norte-Nordeste, atendido pela CHESF e pela Eletro-norte.

O modelo estatal do setor elétrico organizava-se em empresas com diferentes níveis de verticalização. Nesse modelo, o segmento *comercialização* não tinha um significado próprio, estando sempre atrelado ao segmento *distribuição*.

3. Virtudes e fragilidades do modelo estatal

Esse modelo teve o mérito de criar um corpo técnico de alto desempenho, capaz de internalizar todos os serviços de engenharia necessários que, até a década de 60, eram feitos fora do país. Isso permitiu que o Brasil passasse a ser um dos líderes mundiais em construção de grandes barragens e desenvolvesse redes elétricas de grande complexidade. O País passou a exportar serviços nessa área. Sustentou também, sem crises, o surto de industrialização que ganhou força no fim dos anos 60, pelo extraordiná-

rio desenvolvimento de uma infra-estrutura elétrica que se situa entre as maiores do mundo.

É mérito também desse modelo o desenvolvimento da operação integrada das usinas hidroelétricas, que, segundo especialistas, permite um ganho energético da ordem de 30% em relação a uma operação individual das usinas. Além disso, o planejamento do sistema hidroelétrico sempre previu uma capacidade de armazenamento plurianual, capaz de gerar energia suficiente para atender o mercado por mais de um ano, mesmo sob condições de secas mais prolongadas. O risco de déficit de energia sempre se situou abaixo de 5%, índice considerado baixo pelos especialistas.

O ambiente econômico colaborava para esse quadro. Principalmente na década de 70, havia crédito fácil no sistema financeiro internacional para o setor elétrico, que viabilizava tempestivamente as obras planejadas. Datam daquela época a construção de duas das maiores usinas hidroelétricas do mundo: Tucuruí, com 8.300 MW, a serem atingidos na segunda etapa, ainda em andamento, e Itaipu, com 12.600 MW.

Entretanto, esse modelo padecia de algumas fragilidades que se mostraram insuperáveis. Os dirigentes dessas empresas eram geralmente escolhidos com critérios políticos. As empresas sofriam com a troca constante de seus diretores, que não davam continuidade às iniciativas dos antigos gestores. Soma-se a isso o aumento desnecessário de custos provocado pelo processo de inchamento do quadro de pessoal dessas empresas, particularmente nas atividades administrativas; as contratações, sem concurso, seguiam critérios mais políticos do que técnicos. A ausência de compromissos com a saúde financeira da concessão levava os gestores a aplicarem recursos em obras sem viabilidade econômica, e mesmo a canalizarem recursos para fins alheios aos da concessão. Esse uso político das empresas estatais introduzia severas ineficiências no processo de gestão.

Um outro grave problema enfrentado pelas estatais era a falta de pontualidade no pagamento dos fornecedores, que passaram a apresentar, em licitações, propostas que embutiam custos financeiros elevados pelos atrasos contumazes no recebimento. Havia ainda dificuldades legais de participação de concorrentes estrangeiros, o que também se refletia nos preços das grandes obras. O resultado disso era que os *custos modulares* de equipamentos – uma referência de preços montada pela Eletrobrás para balizar o planejamento e o projeto de obras do setor – situavam-se em patamares muito acima daqueles que o mercado internacional praticava.

A legislação contribuía, e muito, para agravar esse quadro. Sob o aspecto da regulação, não havia incentivos para a eficiência da indústria de energia estatal. Conforme disposto na Lei nº 5.655, de 1971, a diferença entre a remuneração legal (entre 10 e 12%) e a receita efetivamente auferida, na tarifa vigente (geralmente achatada), era lançada na contabilidade das empresas como Conta de Resultado a Compensar (CRC), garantida pelo Tesouro. Garantia-se a remuneração dos investimentos, independentemente de sua racionalidade. Mesmo padecendo de dificuldades financeiras, as empresas garantiam contabilmente a remuneração. A equalização tarifária em todo o País também contribuía para alimentar a inadimplência e a ineficiência do modelo. Por essas vias, criou-se a seguinte distorção: quanto mais ineficiente fosse a empresa, maior a remuneração.

A crise econômica enfrentada pelo Brasil na década de oitenta precipitou a exaustão do modelo estatal, já abalado pelas ineficiências supracitadas. Em decorrência de sucessivos déficits fiscais e sem crédito internacional, a União e os estados perderam a capacidade de injetar recursos de investimentos em suas empresas. Estas, por sua vez, já haviam perdido a capacidade de gerar recursos próprios, por duas razões principais: o achatamento das receitas, pela ma-

nipulação das tarifas, que eram usadas como instrumentos macroeconômicos para o controle de inflação; e o aumento dos custos, em razão da ineficiência de sua gestão. A conjunção desses três fatores produzia crescentes dificuldades financeiras para as empresas. Começava a ciranda da inadimplência.

Na segunda metade da década de 80, houve uma tentativa frustrada de alteração desse quadro, por meio de uma reforma global do setor elétrico nacional, num processo que se chamou Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE)³. As propostas desse trabalho não foram implementadas. Serviu, pelo menos, para um reconhecimento formal da responsabilidade do Tesouro quanto à remuneração das concessionárias. Nessa época, foi editado o Decreto-Lei de criação da Reserva Nacional de Compensação da Remuneração das Concessionárias (RENCOR). Uma tentativa frustrada de estancar a inadimplência setorial por meio de um encontro de contas.

A derrocada completa do modelo materializou-se pela generalizada ciranda de inadimplência que assolou o setor elétrico no início dos anos 90: as empresas estaduais de distribuição, com dificuldades de caixa, deixaram de investir e de pagar as empresas supridoras. Estas, por sua vez, postergaram, sucessivamente, investimentos imprescindíveis em geração e transmissão, em razão da inadimplência das distribuidoras e da incapacidade do acionista majoritário (União) em injetar recursos. Uma severa crise de energia só não ocorreu naquele momento porque o sistema elétrico operava com folga, e o País vivia uma recessão. A falência generalizada das empresas só não se configurou porque a CRC garantia o lucro contábil. Além disso, pela Lei nº 6.404, de 1976, não se admitia, à época, a possibilidade de falência de empresa estatal. Conquanto a falência não fosse possível, o setor elétrico caminhava para a insolvência.

O primeiro passo para a solução da inadimplência foi dado pela Lei nº 8.631,

de 1993, que extinguiu a CRC, e mediante deságio, transformou a CRC contabilizada em papéis negociáveis para pagamento de empréstimos internacionais já honrados pelo Tesouro e de dívidas entre empresas. Essa lei resultou num débito equivalente a US\$ 26 bilhões da época, assumido pelo Tesouro Nacional por força legal. Isso representava algo entre 20% e 25% da dívida pública da época. Havia-se tornado inadmissível o pagamento da conta produzida pela ineficiência gerencial e pelo achatamento das tarifas. Era um passo doloroso, mas necessário. Em lugar do consumidor, assumiu a conta o contribuinte. A citada Lei extinguiu também a equalização tarifária, uma das causas da inadimplência, e enterrou a tarifa pelo custo, um dos fatores responsáveis por tantas ineficiências.

De posse dos papéis da CRC, as empresas saldaram boa parte de suas dívidas. Mas logo a ciranda da inadimplência retornou com força. As causas de sua existência ainda permaneciam: o achatamento tarifário e as dificuldades jurídicas e políticas de as empresas supridoras, controladas pela União, cobrarem as dívidas das distribuidoras, controladas pelos estados. Era comum juízes da justiça estadual negarem às empresas supridoras o direito de cobrar das distribuidoras as dívidas vencidas, às vezes acumuladas por anos. Ainda hoje, mesmo as distribuidoras privadas têm dificuldades de cobrar contas vencidas quando o cliente é o Poder Público. Era necessário mudar radicalmente as relações entre as empresas, para afastar o iminente risco de caos no setor elétrico.

Não bastassem essas fragilidades, o Brasil demorou a aproveitar uma boa oportunidade para expandir a oferta de energia elétrica no País. O art. 175 da Constituição de 1988 abriu a possibilidade de concessão dos serviços públicos para a iniciativa privada, aumentando, com isso, as fontes para o financiamento da expansão da oferta. Contudo a ausência de regulamentação desse artigo impedia a realização de licitações de

novas concessões, que certamente seriam de interesse de investidores privados.

Foi nesse ambiente de graves ameaças para o setor elétrico que a União iniciou uma profunda reestruturação do modelo estatal vigente, sobre a qual se passa a discorrer.

4. O modelo competitivo

O primeiro passo para se criarem condições visando à reversão dessas expectativas pessimistas com relação ao setor elétrico foi a regulamentação do art. 175 da Constituição, por meio da Lei nº 8.987, de 1995, que criou o arcabouço legal para a licitação de concessões e para a retomada de obras inacabadas, outorgadas antes de 1988. Essa Lei introduziu também a base para a regularização das relações contratuais das concessões vigentes e mecanismos de garantia do *equilíbrio econômico-financeiro dos contratos*. Era a primeira resposta para a angustiante paralisação, por sete anos, da expansão em geração e transmissão de energia. Resposta importante, mas insuficiente. Falta ainda solucionar dois problemas graves: a inadimplência setorial e o esgotamento da capacidade de investimento do modelo estatal.

As soluções preconizadas para ambos os problemas foram, respectivamente, a privatização das empresas estatais e a mudança do modelo então vigente para um modelo onde o capital privado fosse dominante em todos os segmentos. A lógica era privatizar primeiramente as distribuidoras, para garantir a adimplência dos contratos de venda de energia. O passo seguinte seria a venda das empresas federais de geração.

O Governo Federal iniciou esse processo com a privatização das distribuidoras sob seu controle. A Escelsa foi privatizada em 1995, e a Light, em 1996. A ausência de um modelo de funcionamento do setor não foi um impeditivo à venda das empresas. Os contratos de concessão assinados continuam cláusulas que garantiam a adesão incondicional dos novos acionistas ao ar-

cabouço legal ainda por vir – um voto de confiança depositado no Governo. Após acordo entre a União e os estados, as distribuidoras estaduais passaram a ser sucessivamente privatizadas, com apoio do BNDES, que estipulava as cláusulas econômicas, e do DNAEE (sucedido pela ANEEL), que estipulava as outras cláusulas. Esse processo garantiu a privatização de cerca de 70% da distribuição do País.

Consolidada a privatização da maioria das distribuidoras, o Governo iniciou o processo de venda das estatais de geração. Chegou a vender a Eletrosul, mas o prosseguimento nessa direção encontrou crescentes dificuldades políticas e foi definitivamente interrompido com o advento do racionamento de 2001.

A segunda solução para a crise do setor elétrico foi implementada paralelamente ao processo de privatização. A União iniciou uma ampla reforma do setor elétrico, subsidiada por estudos realizados por consultoria internacional, e submeteu ao Congresso um novo modelo baseado na seguinte premissa: *competição onde possível, regulação onde necessária*. Deveria sair de cena o Estado empreendedor e entrar o Estado regulador. A regulação das empresas do setor elétrico continuaria por meio de garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessões, mediante regras de atualizações tarifárias previamente definidas. E a intensiva atividade de fiscalização técnica e contábil garantiria a contrapartida das empresas: qualidade dos serviços e gestão eficiente dos recursos da concessão.

Até a década de 70, a tendência mundial na indústria da eletricidade era a dominância de empresas verticalizadas e reguladas. A percepção de que o custo marginal de expansão⁴ da oferta de energia elétrica era crescente levou os Estados Unidos a repensarem o modelo verticalizado, visando a introduzir a competição onde fosse possível, de modo a reverter essa tendência. A primeira ação nessa direção foi admitir a existência de *produtores independentes de energia*,

que poderiam construir suas usinas por conta e risco, com a garantia de compra pelas distribuidoras. Nessa nova concepção, o segmento de geração deixaria de ser considerado um serviço regulado, e seria permitido aos empreendedores investirem por sua conta e risco, sem garantia tarifária. Contribuiu, também, para essa mudança a crescente importância do gás natural no mercado de hidrocarbonetos, em razão de seus preços competitivos, o que incentivava a instalação de unidades de co-geração nas indústrias, a custos igualmente competitivos.

O Reino Unido aprofundou essa tendência e implantou em seu setor elétrico, na década de 80, uma reforma radical e pioneira, que se tornou um paradigma para vários outros países, que seguiriam na mesma direção. Surgia um novo modelo, que privilegiava a competição, mas que reconhecia as economias de rede como monopólios naturais, em razão da ausência de escala que viabilizasse a competição. A iniciativa privada poderia investir num segmento naturalmente não-competitivo, desde que continuasse fiscalizada e regulada pelo Poder Público, principalmente quanto à tarifa.

Desse modo, tanto o segmento de transmissão quanto o de distribuição, redes que ligam a geração ao consumo, constituiriam serviço público. Já a atividade de geração, por não ter essa característica, poderia ter caráter de mercado competitivo, no qual as empresas geradoras competiriam pelo mercado consumidor. Intermediando essa competição, estariam os *comercializadores*⁵, um novo segmento que nascia para assumir grande importância na indústria da eletricidade. Esse modelo busca introduzir no setor elétrico os benefícios da competição para o consumidor.

Entretanto, ao lado dos inegáveis benefícios da competição, não se podem olvidar os riscos que uma competição mal formulada pode trazer para o consumidor. Três riscos deveriam ser considerados:

- A manutenção de um segmento competitivo, não-regulado, sob a mesma unida-

de administrativa que um segmento regulado, torna possível a ocorrência de manipulações contábeis, por meio das quais os custos do segmento competitivo seriam alocados ao segmento regulado, transferindo-os indevidamente para o consumidor final.

- Os segmentos regulados, de transmissão e de distribuição, poderiam manipular o acesso às suas redes, visando a beneficiar determinados usuários ou a prejudicar outros, fragilizando o relacionamento comercial entre geradores e comercializadores, participantes de segmentos competitivos.

- O poder de mercado de determinados grupos poderia distorcer o mercado e manipular preços, em prejuízo da competição.

Para contornar esses riscos, há três restrições a serem imputadas ao modelo:

- As empresas devem, imperativamente, submeter-se à desverticalização, criando empresas distintas para atuarem em cada segmento. Para o consumidor, a perda de escala econômica decorrente da desverticalização das empresas seria largamente compensada pela competição.

- O acesso às redes é livre e garantido e independe da vontade das empresas detentoras dos ativos da rede.

- Deve haver limites de participação no mercado.

- Deve ser criado um ente regulador forte e independente, para regular e fiscalizar as empresas do setor.

Com base nesses princípios e nessas restrições, concebeu-se o modelo básico com as seguintes características:

- Os segmentos de geração e comercialização passam a ser competitivos.

- Os segmentos de transmissão e distribuição continuam regulados.

- Fica garantido o livre acesso de qualquer interessado às redes de transmissão e distribuição.

- Fica criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, entidade reguladora do setor elétrico.

- As empresas do setor se submetem aos órgãos de defesa da concorrência: Secreta-

ria de Direito Econômico – SDE e Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

- Fica criado o Mercado Atacadista de Energia, ambiente onde os negócios entre os agentes são realizados.

- Fica criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico, encarregado da operação do sistema elétrico interligado.

- Estabeleceu-se um período de transição para o modelo competitivo, durante o qual se manteriam os preços de energia vigentes, a chamada “energia velha”⁶, mediante contratos, que foram denominados *contratos iniciais*. A liberação gradativa dessa energia para o mercado competitivo se daria entre 2003 e 2006.

A legislação que introduziu esses fundamentos do modelo competitivo no mundo jurídico nacional está descrita em mais detalhes no Anexo I. Com a publicação das Leis 9.074/95, 9.427/96 e 9.648/98, estava concluído o arcabouço legal básico para a efetivação do modelo competitivo. Faltava, à época, concluir a desverticalização e privatização das geradoras, implantar o Mercado Atacadista de Energia⁷ (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico⁷ (ONS), e operacionalizar a competição.

5. Virtudes e fragilidades do modelo competitivo

A mudança, mesmo que parcial, do modelo de funcionamento do setor elétrico, já havia propiciado a retomada de investimentos em geração, transmissão e distribuição. Segundo informações da ANEEL, entre 1991 e 1995, o período final de vigência do modelo estatal, a média de acréscimo na capacidade de geração do País foi de apenas 1.179 MW por ano, contra um crescimento médio do mercado de 2.500 MW por ano. Entre 1995 e 2000, a partir da implantação do modelo competitivo e da regulamentação da Lei de Concessões, o acréscimo médio de geração subiu para 3.100 MW por ano, pouco acima do crescimento médio anual de consumo.

Isso representou um crescimento acumulado de 26,3% na capacidade de geração instalada no País, ou 4,8% ao ano. Foram agregados 15.500 MW ao parque gerador nacional, permitindo um salto de 59.000 MW, em 95, para 74.500 MW, em 2000.

Em relação à rede básica, a ANEEL informou que, entre 1990 e 1994, apenas 3.440 km de linhas de transmissão foram incorporados ao sistema. Já entre 1995 e 2000, foram agregados mais 5.850 km. Em 2000, haviam sido licitados mais 4.000 km de linhas e, em 2001, mais 5.500 km. A grande maioria desses investimentos foi realizada com capital privado⁸. A rede básica conta, em 2002, com cerca de 70.000 km de linhas.

Como se observa, a mudança de modelo serviu para atrair o capital privado num nível suficiente para não agravar o quadro dramático que se havia formado no início dos anos 90. Por outro lado, a falta de algumas regras e a não-implantação de outras inibiam o apetite dos investidores, que não se sentiam seguros em aplicar recursos intensivamente nessas condições. Como exemplos dessas lacunas, podem ser citados o não-funcionamento do MAE, a falta de definição do conceito de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e a ausência de critérios para as revisões tarifárias.

Um outro ponto de grande relevância para a economia nacional são os ganhos de eficiência proporcionados pelas práticas de gestão da iniciativa privada no setor elétrico. As empresas distribuidoras passaram por um processo visível de racionalização de sua gestão. Logo após a privatização, elas iniciaram um processo de enxugamento dos quadros inchados, de introdução de práticas gerenciais trazidas das matrizes e de implantação de novas tecnologias, e no ritmo ágil que a iniciativa privada costuma imprimir em seus processos. Tais iniciativas produziram uma acentuada redução de custos e têm propiciado uma crescente melhoria nos índices de qualidade dos serviços. Por força contratual, uma parte desses

ganhos de eficiência será repassada para os consumidores no momento da revisão ordinária das tarifas, prevista para acontecer, na maioria das distribuidoras, em 2003 e 2004. No tocante à qualidade dos serviços, a COELCE foi uma exceção à regra e, por isso, esteve ameaçada de extinção da concessão por caducidade. A reversão da má qualidade dos serviços prestados no Ceará estancou o processo.

Nos segmentos de geração e de transmissão, os custos modulares caíram acentuadamente. O custo do kW instalado de hidroelétricas passou do equivalente a US\$ 1.500,00 a US\$ 2.000,00, estimados nos custos modulares da Eletrobrás, para cerca de US\$ 600,00 a US\$ 800,00, hoje praticados pelos investidores privados. No segmento de transmissão, a título de exemplo, o custo do km de linha de 500 KV, que chegou a superar valor equivalente a US\$ 300.000,00 no período anterior à reestruturação do setor elétrico, situa-se hoje na faixa de US\$ 180.000,00, e há sinais de investidores de que esse custo pode chegar a US\$ 150.000,00. Os avanços tecnológicos não explicam, por si só, essa acentuada queda nos custos. O mérito maior deve ser creditado à maior eficiência do empreendedorismo dos investidores privados em relação à gestão estatal.

Apesar da retomada dos investimentos, as condições para a eclosão da crise de energia de 2001 já estavam criadas. Desde 1996, o nível médio dos reservatórios das hidroelétricas vinha caindo, comprometendo o seu caráter plurianual. O aprofundamento da escassez de chuvas, associado a um nível de investimento insuficiente para recuperar a margem de segurança, levou o sistema a trabalhar com risco de déficit crescente, chegando a 12% em 2001. A ocorrência de uma precipitação de baixa probabilidade, em 2001, tornou inevitável o racionamento.

O Ministério de Minas e Energia sabia, desde 1999, dos riscos de uma crise. Tanto é assim, que criou o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), visando a minimizar o risco de déficit. A entrada das 49 ter-

moelétricas a gás num período máximo de dois anos, certamente teria evitado o racionamento. A Petrobrás foi chamada a participar desse programa. Os investidores, entretanto, não viram condições regulatórias confortáveis para aplicarem recursos no PPT:

- A Petrobrás, empresa verticalizada, detinha poder de mercado sobre o gás da Bolívia, insumo crítico do PPT. Os investidores temiam manipulação do mercado por parte da Petrobrás, também participante do PPT.

- Para os potenciais investidores no PPT, a compra do gás seria feita em dólar, e a tarifa de energia elétrica é estabelecida em reais. Esse *risco cambial* se tornou um obstáculo intransponível para a negociação de venda da energia para as distribuidoras. Assim, contratos bilaterais não foram viabilizados. A solução vislumbrada para enfrentar o agravamento do risco de déficit de energia praticamente não saiu do papel.

As causas dessa crise de energia e suas conseqüências estão, como já se disse, detalhadamente tratadas no relatório da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional sobre as causas do racionamento, razão pela qual não se abordará aqui esse assunto com mais profundidade.

A possibilidade de uma crise levou o Governo a redirecionar uma das principais premissas do modelo competitivo. A criação do PPT foi o primeiro sinal nessa direção. Introduzia-se a *garantia de oferta* de geração, para fazer face ao risco da crise, em detrimento do mercado *spot*, que ainda não havia funcionado. A crise de energia paralisou de vez os esforços da União em completar a implantação do modelo. Entretanto, a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), criada pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, para lidar com o racionamento, um problema conjuntural, passou a tratar também das falhas operacionais que emperraram a implantação do modelo, um problema estrutural. Para isso, a GCE criou o Comitê de Revitali-

zação do Modelo do Setor Elétrico, destinada a discutir e encaminhar propostas para corrigir as disfunções do modelo e propor aperfeiçoamentos. Participaram das discussões todas as entidades de classe representantes dos geradores, distribuidores, consumidores e consultores nacionais e internacionais. Com base nas preliminares dessas discussões, a GCE estabeleceu uma clara diretriz: preservar os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor.

O Comitê de Revitalização detectou algumas disfunções que emperravam o correto funcionamento do modelo. Entre elas, citam-se:

- O ambiente de mercado não se instalou. Problemas operacionais e de governança do MAE impediram que conflitos entre empresas privadas e empresas estatais fossem solucionados, travando a contabilização e liquidação das transações.

- A cisão e a privatização das empresas supridoras federais não ocorreram, o que vem inibindo investidores de geração, diante do poder de mercado dessas empresas.

- Em sua maioria, as grandes empresas estatais do setor elétrico, federais e estaduais, continuam verticalizadas.

- Os consumidores potencialmente livres não exerceram seu direito, preferindo continuar cativos. Hoje, o *mix* de preços das distribuidoras, fortemente influenciado pelo preço da “energia velha”, desestimula a ida dos grandes consumidores ao mercado competitivo. Em razão disso, as distribuidoras ofertam essa energia a preço muito inferior ao custo marginal de expansão.

- As características do sistema exigem medidas adicionais para viabilizar novas usinas hidroelétricas, tais como a agilização do licenciamento ambiental e a mitigação de riscos hidrológicos.

- A estrutura tarifária atual embute subsídios cruzados, não refletindo os custos reais de cada classe de consumo (residencial, comercial e industrial).

- Não foi criado o órgão de planejamento centralizado do setor elétrico, imprescindível

para a priorização de empreendimentos de geração e da rede básica.

Para solucionar essas e outras disfunções, foram propostas 33 medidas de correção e aperfeiçoamento do modelo, mas com ênfase na garantia de oferta. Dentre essas, oito foram consideradas prioritárias e estão sendo trabalhadas pelo Governo Federal. Elas estão exaustivamente tratadas nos relatórios de progresso nºs 2 e 3, disponíveis no endereço eletrônico www.energiabrasil.gov.br.

Em adição a essas disfunções, podem-se citar outras que vêm comprometendo o desenvolvimento adequado da indústria da energia elétrica:

- As cláusulas econômicas dos contratos de concessão, regulados via tarifa, embutem uma indexação pelo IGP-M sem paralelo no poder aquisitivo do consumidor, o que tem gerado, ao mesmo tempo, pressões inflacionárias e insatisfação dos consumidores em razão do crescente peso das contas de energia nos seus custos.

- O conceito de *equilíbrio econômico-financeiro dos contratos* não está claramente definido em Lei. A interpretação dada pela ANEEL e aplicada aos contratos de concessão, particularmente no processo de revisão de todos os contratos que ocorrerá em 2003 e 2004, tem sido motivo de tensões entre o Poder Público e as empresas distribuidoras, que vêm nisso um severo risco regulatório.

- Os contratos de transferência de tecnologia entre as concessionárias e suas matrizes, previstos na regulamentação, têm servido mais para a transferência de capital do que para efetiva incorporação de novas tecnologias ao processo produtivo nacional.

- A engenharia nacional tem sido prejudicada pela contratação de serviços no exterior por parte das concessionárias, em detrimento das competências internas conquistadas ao longo das últimas décadas, numa clara exportação de empregos para outros países. Além do aumento do desemprego no País, também a engenharia nacional tem sofrido um processo de desarticula-

ção incompatível com as oportunidades que o mercado interno oferece.

6. *Perspectivas de curto prazo para o setor*

A crise de energia, causada, entre outras razões, por restrições na oferta em 2001, impôs uma retração no consumo agregado. Com relação ao ano de 2000, a queda no consumo de 2001 girou em torno de 20%, tendo sido suficiente para evitar medidas mais drásticas. Como contraponto ao desconforto gerado pelo racionamento, o consumidor aprendeu a racionalizar o consumo de energia elétrica. Ficou claro que havia desperdício, e isso gerou uma profunda mudança de hábitos, que faz com que se continue economizando, mesmo depois do fim do racionamento. O mesmo se dá com as empresas industriais e comerciais, que têm na economia de energia elétrica um bom instrumento de corte de custo no estágio atual de baixa atividade econômica. O resultado é que, em 2002, o consumo ainda se situa

15% abaixo dos níveis alcançados em 2000.

Ao se buscar um prognóstico sobre problemas de abastecimento de energia, é fundamental analisar o comportamento do crescimento da oferta e do consumo, pois é nessa relação que se dimensiona o risco eventual de uma crise de energia num futuro próximo. É interessante fazer essa análise desde o ano 2001, em razão da retração na demanda, que impacta o comportamento futuro do consumo.

A crise de energia e as indefinições do modelo competitivo não têm sido obstáculos à continuidade dos investimentos em geração. Os dados relativos à oferta de energia para os próximos anos indicam um conforto relativo. O quadro abaixo mostra a entrada em operação, desde o ano do racionamento, de fontes de energia renováveis (Usinas Hidroelétricas, Pequenas Centrais Hidroelétricas e Usinas Eólicas) e de fontes não-renováveis (Usinas Termoeletricas a Gás, a Carvão, a Diesel e Co-Geração). São unidades que já estão em operação (2001 e 2002) e unidades cuja construção já foi iniciada (2002 a 2006).

Tabela 1
Entrada em operação de usinas entre 2001 e 2006

TIPO DE FONTE	2001/2002*	2002	2003	2004	2005	2006
RENOVÁVEL	3.706 MW	2.131 MW	5.238 MW	3.729 MW	3.032 MW	3.227 MW
NÃO-RENOVÁVEL	4.296 MW	3.595 MW	11.153 MW	4.008 MW	2.726 MW	500 MW
TOTAL**	8.002 MW	5.726 MW	16.391 MW	7.737 MW	5.758 MW	3.727 MW

FONTE: www.aneel.gov.br

* Até setembro de 2002

** Dos 39.339 MW previstos para entrarem entre 2002 e 2006, 24.680 MW têm restrições leves (licenciamento ambiental) ou graves restrições à conclusão (liminar judicial, inviabilidade ambiental preliminar).

Do ponto de vista da oferta de energia, pode-se observar que, entre 2001 e 2006, prevê-se um aumento médio de 8,5% ao ano. Mesmo num cenário extremo, no qual os empreendimentos com restrições fossem descontinuados, ainda assim o aumento médio da oferta de energia seria de 4,5%, com relação a 2000, suficiente para fazer face a uma retomada de crescimento da ordem de 3% ao ano.

Em que pese essa previsão otimista de aumento da oferta, o ONS alerta que, para 2003, o abastecimento só estará garantido se, a par do acréscimo de geração previsto para 2002, o período chuvoso garantir afluência de pelo menos 36% da média histórica. Não há motivos para preocupação no curto prazo, pois há uma probabilidade alta de ocorrer um percentual superior a esse, tomando como base as séries históricas de

aflúências nas bacias que armazenam energia para o sistema interligado. De qualquer forma, isso mostra que o sistema hidráulico ainda não recuperou sua capacidade plurianual.

Para contrabalançar essa fragilidade, é importante manter o programa de contratação de energia emergencial, operacionalizado pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), que consiste em um conjunto de usinas térmicas disponíveis para serem acionadas em caso de necessidade. A existência de geradores para utilização em situação de emergência permite que eles sejam acionados em caso de aproximação das curvas de aversão ao risco, desenhadas como limites máximos diários de esvaziamento dos reservatórios, correlacionados ao período seco ou chuvoso do ano.

Assim, caso as precipitações sejam satisfatórias nas próximas estações chuvosas, os reservatórios dos sistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste recuperarão suas capacidades plurianuais, o que também ajudará a aumentar a confiabilidade do abastecimento.

A esse propósito, matéria publicada pelo *Valor Econômico*, no dia 17 de outubro de 2002, atribui ao presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mário Santos, declarações bastante tranquilizadoras sobre o nível dos reservatórios. De acordo com o jornal, o consumo de energia elétrica caiu 15% depois do racionamento, quando o esperado era 7%. Essa demanda, abaixo da expectativa, permitirá que os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste cheguem ao fim do ano com 40% da capacidade, 21 pontos acima dos 19% previstos. Essa reserva de 19%, segundo Mário Santos, já seria suficiente para garantir fornecimento normal em 2003, mesmo que este seja um ano de pouca chuva, com índices pluviométricos de até 36% da média histórica. Ainda de acordo com o jornal, os cálculos do ONS levam em consideração um crescimento econômico de 5% em 2003, o que significa

que a margem de segurança aumenta se essa taxa for menor.

Sob o prisma do consumo, só em 2003 se deverão alcançar os patamares de antes da crise. Diante dessa constatação, é seguro afirmar que o parque gerador e a rede básica estão dimensionados para sustentar o crescimento previsto de consumo até 2005, a menos que haja uma forte retomada do crescimento econômico, cenário pouco provável, diante da austeridade fiscal já defendida pelo novo governo e das dificuldades em se baixarem os juros, condição imprescindível para o aumento da atividade econômica.

7. Propostas para o futuro

Como já visto, um dos grandes objetivos da reforma do setor elétrico foi a busca, na iniciativa privada, dos recursos necessários ao financiamento da expansão da oferta de energia elétrica ao País, uma vez que o modelo de financiamento adotado até o final da década de 80 – baseado em empréstimos externos, investimentos estatais e tarifas – havia-se esgotado.

Assim, antes que se possa pensar em fazer qualquer alteração futura do modelo, é imprescindível reconhecer que a carência de recursos para financiar o aumento da oferta de energia elétrica persiste. Apenas para dar uma noção da grandeza do volume de recursos necessários à expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, estima-se que, com um crescimento econômico entre 3% e 4% ao ano, haja a necessidade de um acréscimo anual de 3.500 MW de potência ao parque gerador já instalado. Os investimentos correspondentes a essa expansão somam algo em torno de R\$ 10 bilhões ao ano!

Como é de conhecimento público, os recursos globais destinados a investimento no Orçamento da União para o ano de 2003 somam R\$ 7,2 bilhões. Diante desses dados, de onde se espera tirar os cerca de R\$ 10 bilhões anuais necessários aos investimentos de que o País precisa, só no segmento de

geração de energia elétrica? Além disso, há os investimentos necessários à expansão do sistema de transmissão, sem os quais se compromete a confiabilidade do sistema e se sujeita o País a risco de blecautes, e os investimentos no sistema de distribuição, que leva a energia elétrica até as empresas e residências, imprescindíveis à manutenção da qualidade do serviço. Juntos, esses investimentos devem superar R\$ 7 bilhões. Ou alguém já se esqueceu do caos vivido no Rio de Janeiro, no verão de 1997/98, ocasionado pelo sucateamento dos sistemas de distribuição da Light e da CERJ, fruto exclusivo da falta de investimentos nos anos que antecederam sua privatização?

Nesse ponto, parece pertinente lembrar que os investimentos, nos três segmentos do setor, que, na década de 80, eram sempre superiores ao equivalente a US\$ 10 bilhões por ano – tendo chegado a US\$ 15,1 bilhões e US\$ 15,4 bilhões em 1982 e 1987, respectivamente, caíram para uma média de US\$6,5 bilhões por ano entre 1990 e 1999, tendo descido a US\$ 4,3 bilhões e US\$ 4,7 bilhões em 1995 e 1996, respectivamente – conforme dados do Relatório da já mencionada Comissão Mista do Congresso.

Também é importante lembrar que, no período entre 1990 e 1994, os investimentos ficaram em algo equivalente a US\$ 1,5 bilhão por ano, em grande parte em razão da ausência de novas outorgas por falta de regulamentação do art. 175 da Constituição Federal.

Como se pode concluir facilmente, o Brasil não pode prescindir do investimento privado para continuar atendendo o crescimento da demanda, sobretudo se houver, como já se disse, uma retomada acelerada e contínua do crescimento econômico, o que irá gerar uma demanda muito mais expressiva.

Os investimentos privados, felizmente, têm ocorrido. Desde a sua instalação, em 1998, a ANEEL já expediu 1.038 outorgas de geração, que totalizam 53.961 MW e representam investimentos da ordem de

R\$76,2 bilhões. Também tem havido grande procura pelas linhas de transmissão leiloadas até aqui. Desde 1998, foram licitadas ou autorizadas cerca de 9.500 km de novas linhas de transmissão da rede básica, obras correspondentes a investimentos da ordem de R\$ 4,75 bilhões. Até o final do ano de 2003, estão previstas as licitações de mais 3.741 km de linhas, cujos investimentos deverão exigir mais R\$ 1,5 bilhão. Esses investimentos são de origem majoritariamente privada.

O interesse dos investidores também pode ser medido pela sua participação nas licitações de novas concessões. Dos 59 lotes de empreendimentos de geração colocados em leilão, 54 foram arrematados. Esses leilões têm sido extremamente concorridos, resultando em ágios de até 3.000%, recursos do Tesouro que são carregados para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438, de 2002. Dos 28 lotes de empreendimentos de transmissão leiloados pela ANEEL até a presente data, 27 foram arrematados, o que revela o apetite dos investidores também por este segmento.

Entretanto, nem todos os empreendimentos de geração outorgados saíram do papel. Nessa condição, há, atualmente, 26.424 MW, a despeito dos instrumentos legais de que a agência reguladora dispõe para forçar o andamento dos empreendimentos – multas e até cassação das concessões. As razões para isso variam de dificuldades de licenciamento ambiental das obras à insegurança dos empreendedores em razão de falta de algumas definições legais, passando pela falta de garantias de contratação da energia a ser produzida.

Assim, como já dito, no médio e no longo prazos, a manutenção desse fluxo de investimentos é fundamental, para que não se interrompa o processo de expansão da oferta de energia elétrica. Da mesma forma, o fluxo de investimentos nas linhas de transmissão não pode ser interrompido, sob pena de se comprometer a confiabilidade do sistema.

Por último, os investimentos no sistema de distribuição são, como já se viu, fundamentais para a qualidade do serviço prestado ao usuário final. Estes, contudo, já estão quase todos assegurados, graças à privatização da maioria das empresas, hoje contratualmente responsáveis por realizar os investimentos necessários à manutenção da qualidade do serviço.

Como se vê, é fundamental enfatizar que os investimentos no setor elétrico são todos de capital intensivo e de longo prazo de maturação. Sem estabilidade nas regras e a justa remuneração do capital investido, que leva em conta padrões internacionais de retorno nos investimentos do setor, dificilmente o empresariado terá disposição para continuar realizando os investimentos necessários.

Também é crucial que seja aperfeiçoado o marco regulatório levantado neste Estudo, à luz das condições vigentes e da experiência vivida, ação imprescindível para criar as condições necessárias à realização desse investimento. Algumas definições importantes, como se verá a seguir, ainda estão pendentes de decisão e de criação da legislação pertinente, condição fundamental para a atração do capital privado.

Não menos importante é destacar que, neste momento de transição política, qualquer movimento que leve à inibição de investimentos pode-se refletir em falta de energia elétrica no futuro. Bem ou mal, o que se estruturou até aqui, no setor elétrico brasileiro, a partir da reforma iniciada em 1995, teve o condão de atrair empresários nacionais e estrangeiros para a realização de importantes investimentos nos setores de geração, transmissão e distribuição.

Isso somente foi possível, porque os empreendedores, tanto nacionais quanto estrangeiros, sentiram-se relativamente confortáveis para investir no setor elétrico brasileiro. A quebra dessa confiança pode ter conseqüências desastrosas para o País, afugentando aqueles que trazem o capital imprescindível à garantia da continuidade do abastecimento nacional de energia elétrica.

Dito isso, há alguns pontos particularmente sensíveis, sobre os quais cabe chamar a atenção. De início, é importante destacar que boa parte das sugestões aqui apresentadas foi inicialmente feita pelo relatório da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional que estudou a crise energética. Outras são dos autores deste trabalho.

A estabilidade de regras é muito importante para o setor elétrico. Qualquer modificação substancial, aí incluída uma possível repactuação dos termos dos contratos de concessão, tem que ser feita mediante processo de negociação com o mercado.

A mudança de regras tende a gerar sobressaltos no mercado, quebrar a confiança estabelecida e afugentar os investidores. Então não se pode mudar nada? Não só se pode como se deve, desde que estritamente necessário. Mudanças que não sejam imprescindíveis ou que não sejam compreensíveis pelo mercado devem ser evitadas. É útil, neste ponto, repetir a metáfora do jogo de xadrez. Qualquer movimento no setor elétrico tem conseqüências profundas, já que o sistema é completamente integrado. Portanto, as ações devem ser bem pensadas e, quando importarem em mudanças mais profundas, têm necessariamente que ser negociadas com o setor.

Assim, uma modificação na metodologia de reajustes e revisões tarifárias, para, por exemplo, mudar a adoção do IGP-M nas fórmulas de cálculos das tarifas, conforme se vem cogitando, somente pode ser feita mediante repactuação negociada dos termos dos contratos de concessão, sob grave pena de afugentar o investimento privado dos segmentos regulados.

Outro aspecto importante é o envolvimento do Congresso nessas questões. É foro importante de discussão de mudanças e deve buscar, principalmente por meio das suas Comissões Técnicas, participar mais ativamente da vida do setor elétrico, seja na discussão da sua problemática, seja na votação da legislação do setor, seja na sua fiscalização.

A reforma iniciada em 1995 deveria ter prosseguimento, segundo as bases conceituais inicialmente estabelecidas, mediante os aperfeiçoamentos necessários.

Há bons motivos para esta sugestão. O primeiro é que, apesar de todas as dificuldades, houve inegáveis avanços em relação à expansão da geração e da transmissão e à melhoria da qualidade do serviço. Os investidores estão participando ativamente da vida do setor e só aguardam melhores condições para investir mais. Assim, dar uma chance ao efetivo funcionamento do modelo, que ainda não ocorreu plenamente, parece medida razoável. Contudo, há aperfeiçoamentos a serem feitos, à luz da experiência vivida e das novas circunstâncias e necessidades surgidas.

Como dito antes, desde o PPT, o Governo tem caminhado em direção à garantia de oferta. Conjunturalmente, foi uma medida sensata, diante da crise que se instalou, pois criou condições para o investidor viabilizar financeiramente seu empreendimento. A exigência de contratos bilaterais de longo prazo, em montantes próximos do mercado da distribuidora, permite amortecer influência das oscilações do mercado *spot* sobre a compra das distribuidoras. Tal medida evita que picos nos preços da energia afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, mas também impede que se beneficie de preços baixos decorrentes de eventual excesso de energia, a exemplo do que está ocorrendo neste momento, em que os preços no MAE estão muito abaixo do preço de mercado. Na linha da garantia à oferta, a Lei 10.438, de 2002, criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Caberá à Eletrobrás garantir a compra dessa energia do PROINFA, com repasse para o consumidor. Também a CDE será financiada, parte pelo contribuinte, parte pelo consumidor. A GCE também segue nessa direção, ao estabelecer a obrigação de contratação bilateral como garantidora da expansão da geração. Todos

esses mecanismos visam a diminuir os riscos do investidor de geração.

Pelo lado da oferta, além da competição já tradicionalmente concebida no MAE, deve-se ressaltar que a popularização dos investimentos em *geração distribuída* de energia em pequena escala - como as micro-turbinas, energia solar ou eólica - poderia aprofundar a concorrência no mercado. A possibilidade de venda da energia para as distribuidoras seria um incentivo adicional para o consumidor-investidor. Pelo lado do consumo, a possibilidade de o consumidor optar entre vários comercializadores que vendam energia a preços e condições diferentes também pode aprofundar a concorrência. Mas, para que essa influência caminhe na direção da modicidade tarifária, é fundamental o realismo nos custos – portanto, ausência de subsídios intra-setoriais – e o direito de escolha do consumidor.

Subsídios intra-setoriais distorcem os custos e introduzem ineficiências na cadeia produtiva do setor. É esse o caso do PROINFA e da CDE, que são financiados, em última instância, pelo consumidor. Subsídios, quando necessários, deveriam ter origem extra-setorial. Como alternativa ao PROINFA, ressalta-se que é possível promover o uso de energias alternativas a partir do direito de escolha do consumidor. A empresa *Xcel Energy*, distribuidora que atende a região de Denver, no estado do Colorado, nos Estados Unidos, implantou um programa de venda de energia eólica aos consumidores sensíveis à questão ambiental ao preço real – sem subsídios. Na outra ponta, em conformidade com a demanda, a empresa contrata a energia requerida de fazendas eólicas. Esse programa é um sucesso. Até o final de 2002, a empresa já havia contratado 800 MW de fazendas eólicas nos estados de Montana e Wyoming, e planeja contratar mais 300 MW num futuro próximo.

Há quem afirme ser o modelo competitivo incompatível com o setor elétrico, citando a crise de energia da Califórnia como um exemplo real do fracasso. O fato é que o

modelo implantado no maior estado americano padecia de grave falha de concepção, que o modelo brasileiro não tem. As três grandes distribuidoras da Califórnia foram obrigadas a vender todas as suas unidades geradoras e passaram a comprar toda a energia no mercado livre, com proibição de contratação bilateral, e continuaram a vender aos consumidores a preço regulado. Isso expôs as distribuidoras californianas a um severo risco, e a concordata que declararam foi uma consequência natural de uma volatilidade conjuntural. Pelo lado da oferta, os californianos pagaram pela sua postura *nimby* (*not in my back yard* – que significa “não no meu quintal”), com base na qual criaram severas restrições à instalação de empreendimentos de produção de energia no Estado. Dez anos é um prazo comum para se obter um licenciamento ambiental de uma termoeletrica. O resultado é que o estado da Califórnia passou a ser um grande importador de energia elétrica e de gás natural. Quando sobreveio uma seca prolongada nos estados de Portland e de Washington, tradicionais exportadores de energia hidroeletrica, a crise energética foi inevitável.

Já no Brasil, as distribuidoras são obrigadas a contratar no mínimo 85% da energia de que necessitam, por meio de contratos bilaterais de longo prazo. Com a política de garantia da oferta, estabeleceu-se que outros 10% também devem ser adquiridos mediante contratação bilateral sem prazo definido. Desse modo, no máximo 5% podem ser comprados no mercado *spot*, um ambiente de volatilidades e riscos destinado a promover a competição e a redução do preço da energia. Além disso, dentro de certos limites que não inibam a competição, as distribuidoras brasileiras podem ter geração própria. Nunca é demais lembrar que a crise brasileira teve como causas a insuficiência de investimentos e a falta de coordenação governamental do setor e de articulação entre os órgãos governamentais.

Não se deve, por outro lado, negligenciar os riscos de conluio entre as empresas

de energia visando a maximizar os lucros em detrimento da competição. Na Califórnia, empresas de geração e de fornecimento de gás estão sendo investigadas sob suspeita de manipulação de preços durante a crise. No Brasil, o mercado não se instalou a ponto de se correr esse risco, mas, caso venha a se instalar, o poder público deverá estar atento para minimizá-lo. Os instrumentos para isso já existem.

Na esteira da crise da Califórnia, diversos especialistas americanos concluíram que um dos grandes problemas enfrentados pelos modelos competitivos já implantados nos Estados Unidos é que poucos prevêm o direito de escolha de consumidor residencial, ou que o consumidor possa gerar sua própria energia. Em vista dessa conclusão, a opção de diversos estados americanos tem sido aprofundar a reforma de seus modelos em duas direções:

a) Em alguns estados, como o Texas, a Pensilvânia, Nova Jersey e alguns estados da região da Nova Inglaterra, o consumidor residencial relaciona-se diretamente com comercializadores e escolhe o seu fornecedor de energia. A relação com o distribuidor restringe-se aos serviços de conexão à rede. Aqui no Brasil, a Lei prevê que essa liberdade de escolha possa ocorrer já a partir de 2003, a critério da ANEEL. Uma alternativa intermediária, praticada no estado de Washington, preconiza que o consumidor continue tendo relação comercial com a distribuidora. Esta, por sua vez, oferece ao consumidor a opção de organizar os seus hábitos de consumo com base em uma tarifa variável ao longo do dia, tendo como prêmio descontos fora de determinados horários em que a distribuidora está mais exposta ao risco. O resultado é a diminuição da volatilidade no mercado atacadista, à medida que, naqueles horários, a procura agregada caia; com isso, caem os custos da distribuidora e a conta de luz do consumidor.

b) Permitir que o consumidor possa gerar sua própria energia por meio de microturbinas, usinas eólicas, células fotovoltaicas

cas, etc. Excedentes podem ser vendidos às distribuidoras, por meio do *net metering*, um medidor bidirecional que contabiliza o balanço entre a energia consumida e a gerada. Tal flexibilização viabiliza a geração distribuída, um instrumento fortemente indutor da competição no segmento geração, posto que democratiza os investimentos.

A respeito do modelo competitivo, é oportuno citar relatório da Agência Internacional de Energia – entidade vinculada à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) –, divulgado em 30 de outubro de 2002, que faz um balanço da política energética do Reino Unido. As conclusões são reveladoras do sucesso do modelo competitivo daquele país:

Os preços no varejo caíram 30% em termos reais desde 1990 e o mercado de eletricidade é realmente competitivo. Mais de 100 mil consumidores podem agora escolher fornecedores semanalmente. Além disso, o governo mostrou que está apto a responder prontamente quando confrontado com imperfeições de mercado ou com desenvolvimentos imprevistos.

Em vista da experiência internacional, não há por que voltar atrás e não desenvolver o modelo competitivo. Essa é uma tendência mundial. Todos os países da Europa e mesmo a França, um tradicional bastião do modelo estatal, estão caminhando nessa direção. Se há imperfeições no modelo competitivo, elas devem ser corrigidas. Talvez se possa até cadenciar mais sua implantação. Mas abandoná-lo agora seria ceder às falhas do processo de implantação, sem ter dado à sociedade a oportunidade de usufruir suas virtudes.

Como alternativa à competição na geração, surge a idéia de manter a geração regulada por meio de tarifas e transferir a competição para as licitações de concessão, nos moldes do que ocorre hoje no segmento de transmissão, onde os competidores disputam a concessão ofertando a menor tarifa. Essa proposta pode ser positiva, se houver uma real competição que se reverta em tari-

fas mais baixas. O risco que se corre é que eventuais conluíus entre os participantes dessas licitações condenem o consumidor a cerca de trinta anos de uma tarifa que poderia ser mais módica. No modelo competitivo, como dito antes, tais conluíus podem existir, mas certamente não terão a duração de uma concessão, e podem ser coibidos. Ademais, o investidor da atividade regulada exige indexação de tarifas, sob pena de não investir. Foi o que ocorreu na privatização das distribuidoras. Numa economia desindexada, isso se pode tornar um fator adicional de pressão inflacionária. No modelo competitivo, o investidor em geração assume o risco do negócio e não exige indexação de preços.

Uma alternativa intermediária a essa proposta seria manter o segmento de geração competitivo, não-regulado, e permitir que o setor estatal entre como investidor de última instância: só poderia ofertar o preço mínimo de UBP nos leilões de geração, ou a tarifa máxima nos leilões de transmissão. Só em caso de licitação deserta de investidores privados é que o setor público assumiria a responsabilidade pelo investimento. Dada a conjuntura macroeconômica atual, é importante minimizar a participação estatal no mercado, posto que o investimento de estatais afeta o superávit primário. A concessão da geração, nesse caso, seria regulada via tarifa, e o distribuidor seria obrigado a consumir a energia gerada, tendo como contrapartida, a garantia de repasse para a tarifa. Tal forma pressupõe a existência de um acurado planejamento setorial de longo prazo, para que o excesso de oferta não iniba a competição por novos empreendimentos. A se fiar no pequeno número de licitações desertas de geração e de transmissão já realizadas, é de se esperar uma participação pequena das empresas estatais, ainda que importante para dar tranqüilidade para a sociedade.

A par dessas discussões sobre modelos, é fundamental fortalecer o Ministério de Minas e Energia, para que ele possa, como

deve, liderar o setor, exercendo plenamente o papel que cabe ao Governo na sua gestão. Com a sua atual estrutura, o Ministério dificilmente terá condições de cumprir esse papel adequadamente.

Importante, ainda, é o estabelecimento de uma política nacional de abastecimento de energia elétrica, que começa no planejamento setorial. Este, por sua vez, principia no funcionamento regular do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão encarregado de propor ao Presidente da República a política nacional de energia. A definição legal da responsabilidade pelo planejamento do setor também é de fundamental importância. Essa atividade, perdida ao longo da reestruturação do setor, era um dos pontos fortes do modelo estatal. É fundamental resgatá-la.

Outra questão não menos fundamental é a preservação da independência da ANEEL, que tem que ser vista como órgão de Estado e não de Governo, com funções absolutamente específicas de órgão regulador, cujo exercício somente a autonomia vigente pode assegurar. Entre outras razões, a manutenção dessa independência é crucial para o bom funcionamento do setor elétrico, à medida que o Governo segue sendo parte interessada no setor, tendo em vista sua posição dominante no segmento de geração.

É vital tomar uma decisão rápida sobre a privatização dos ativos de geração existentes.

Em caso afirmativo, devem ser tomadas as providências para tanto – aí incluída a desverticalização das empresas –, à luz da experiência vivida, introduzindo-se os aperfeiçoamentos necessários ao processo. Caso a decisão seja no sentido da manutenção desses ativos em propriedade do Estado, é importante promover a desverticalização dessas empresas, para se evitarem possíveis manipulações contábeis. A desverticalização também é condição imprescindível para se conhecerem os mecanismos de formação de preços no setor e para facilitar a aferição do equilíbrio econômico-financeiro das em-

presas reguladas, garantido pelos contratos de concessão.

Também importante seria a criação de uma nova condição jurídica, que dê às empresas estatais mais agilidade no mercado, para que elas ganhem condições de avançar investimentos para a construção de novas usinas, sobretudo as hidrelétricas, e linhas de transmissão. Além disso, a venda de alguns de seus ativos não-essenciais poderia gerar os recursos necessários a essa função, em parceria com a iniciativa privada ou isoladamente. As estatais seriam participantes estratégicos no mercado, a serviço do País.

A necessidade de se reduzir o tamanho das empresas estatais é outro aspecto dessa questão que não pode ser ignorado. Gigantes do setor, as estatais de geração, mantidas no tamanho atual, têm um poder de mercado que intimida o investidor privado. Este, por maior que seja, dificilmente terá condições de concorrer em igualdade de condições com os titãs estatais do setor elétrico brasileiro.

A estrutura tarifária do setor elétrico embute subsídios cruzados, que distorcem os preços finais da energia elétrica para o consumidor. Essa estrutura precisa ser revista, para a eliminação desses subsídios. Novos subsídios somente devem ser concedidos mediante regra universal, de relevante interesse nacional, decidida pelo Congresso, com financiamento pelo contribuinte.

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro embute hoje subsídios cruzados, que contaminam a formação de preços do setor e são incompatíveis com a idéia de que os subsídios de qualquer sorte, no setor elétrico, somente devem ser decididos pelo Congresso Nacional, a exemplo daqueles destinados ao desenvolvimento regional, que são amparados, inclusive, por dispositivos constitucionais.

Os subsídios atualmente concedidos aos grandes consumidores são financiados dentro da própria estrutura tarifária pelos consumidores comerciais e residenciais, o que

configura uma distorção que precisa ser gradualmente extinta. Segundo estudos da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), o consumidor residencial hoje subsidia o industrial em cerca de 11%. O consumidor comercial subsidia o industrial em cerca de 22%. Já o consumidor industrial paga uma tarifa 13% menor do que deveria.

Respeitados os contratos existentes, esses subsídios precisam ser examinados e revistos, com a necessária cautela, para se evitarem choques de preços nas cadeias produtivas a que se referem. À medida que a energia velha for sendo liberada e os subsídios cruzados forem sendo eliminados, os preços da energia para os grandes consumidores alcançarão a realidade de mercado, forçando-os a entrar no jogo da competição. Isso estimulará a concorrência pelo lado da demanda, contribuindo para expansão da oferta e para a conseqüente redução dos preços da energia elétrica no mercado.

Novos subsídios somente devem ser concedidos mediante estabelecimento de regras universais, de relevante interesse nacional, decididas no âmbito do Congresso Nacional, e devem ser custeados com recursos do Tesouro Nacional, de maneira a serem rateados entre todos os contribuintes e a não distorcer o processo natural de formação de preços do setor elétrico.

O caminho mais viável para a contenção das tarifas é a revisão da carga tributária e

dos encargos setoriais.

As tarifas de energia elétrica têm causado polêmica, sobretudo em razão de terem subido acima dos índices inflacionários verificados na vigência do Plano Real. Contudo é importante ressaltar que essas tarifas têm sido reajustadas conforme a legislação vigente e, sobretudo, nos termos dos contratos de concessão firmados entre a União e as empresas, que são dessa maneira remuneradas. Vale lembrar, ainda, que os preços baixos do passado foram conseguidos utilizando-se a contenção das tarifas de energia elétrica como instrumento de controle inflacionário, com resultados bastante desastrosos, como já se viu. Quaisquer distorções nas tarifas serão pagas por alguém – o contribuinte ou o consumidor. Bom exemplo disso é o déficit gerado no setor elétrico, coberto com recursos do Tesouro Nacional, em 1993, equivalente a US\$ 26 bilhões.

Um outro aspecto importante é que os preços da energia comprada tendem a subir, posto que a expansão é feita pelo custo marginal de longo prazo. Isso quer dizer que só a competição será capaz de manter a energia comprada dentro de preços módicos.

Resta, portanto, apenas a revisão dos encargos setoriais e tributários como elementos capazes de produzir redução imediata de tarifas. A tabela a seguir, extraída do Relatório da Comissão Mista já mencionado, apresenta a distribuição típica dos custos embutidos nas tarifas dos consumidores.

Tabela 2
Composição média da fatura de energia elétrica ao consumidor

Tributos diretos (ICMS, PIS e Cofins)	32%
Encargos setoriais (RGR, CCC etc.)	8%
Energia comprada e custos associados	40%
Custos do serviço e remuneração da concessionária	20%
Total	100%

Como visto na tabela 2, há grande incidência de impostos e encargos setoriais sobre as tarifas de energia elétrica no Brasil.

Com a cautela necessária, já que se trata de importante fonte de arrecadação para os estados e para a União, esses impostos po-

dem ser revistos, no bojo de uma reforma tributária. O mesmo pode ser dito em relação aos encargos setoriais, que têm destinações importantes dentro do funcionamento do setor elétrico brasileiro.

Outra providência importante seria a discriminação da composição dos custos da conta de energia elétrica apresentada ao consumidor final. Essa informação permitiria a compreensão, por parte de quem paga a conta, do que está sendo pago, tornando transparente a remuneração dos vários segmentos do setor, bem como a carga tributária e de encargos setoriais incidentes sobre esse serviço.

É imperioso definir o significado do conceito “equilíbrio econômico-financeiro”, condição garantida às empresas distribuidoras de energia elétrica.

As distribuidoras de energia elétrica têm garantido, nos contratos de concessão, o seu “equilíbrio econômico-financeiro”. Contudo, não há definição legal do que seja esse “equilíbrio econômico-financeiro”, o que dá margem a interpretações variadas em questão delicada para a definição das tarifas de energia elétrica.

É imperiosa a definição desse conceito em Lei, de maneira a diminuir a atual percepção do investidor de alto risco regulatório. Além disso, devem ser estudadas detalhadamente as taxas de retorno das empresas distribuidoras de energia elétrica, sobretudo as dos países com estrutura setorial semelhante à nossa, para que a ANEEL tenha condições adequadas de avaliação dos pleitos das concessionárias nos processos de reajustes e revisões tarifárias.

No bojo de uma política industrial, é preciso criar limites à importação de bens e serviços disponíveis no mercado nacional pelas empresas de origem estrangeira que operam no setor elétrico brasileiro.

Como já mencionado, as empresas de origem estrangeira atuantes no setor elétrico brasileiro têm importado indiscriminadamente, de seus países de origem, bens e serviços disponíveis no mercado brasileiro,

dada a falta de restrições legais a essa prática.

A excelência da indústria nacional nesse campo, tanto quanto a dos profissionais da engenharia brasileira, é reconhecida internacionalmente, não havendo motivo, portanto, para essa atitude das empresas, exceto o de que elas desejam prestigiar as empresas e os profissionais de seus países de origem.

Tendo em vista as cogitações recentes sobre a necessidade do estabelecimento de uma política industrial, inclusive pela necessidade de substituição de importações, sugere-se que atenção especial seja dada ao setor elétrico, com a criação de mecanismos que restrinjam a aquisição dos bens e serviços produzidos com qualidade no Brasil. Preservam-se, com isso, o desenvolvimento da engenharia nacional e os empregos de que o Brasil tanto necessita. No caso de tecnologia de que não dispomos, seriam plenamente justificadas as importações.

ANEXO I

O arcabouço legal do modelo competitivo

A Lei nº 9.074, de 1995, posteriormente alterada pela Lei nº 9.648, de 1998, implantou os fundamentos desse modelo:

- Criou a figura de Produtor Independente de Energia (PIE). O PIE submete-se ao regime de exploração de *uso de bem público*, sob o qual investe por sua conta e risco, e vende ao preço de mercado. Ademais, garantiu às empresas geradoras privatizadas a possibilidade de migrarem para o novo regime. Esse novo regime, competitivo, contrapõe-se ao anterior, de *serviço público*, regulado por tarifas.
- Criou a figura do *consumidor livre*, consumidor de alta tensão, agente indutor da competição, porquanto tem a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia.
- Delegou ao poder concedente a possibilidade de diminuir os limites de enquadramento do consumidor livre, a partir de 2003.

- Garantiu a todos os agentes interessados o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

- Autorizou a União a desverticalizar as empresas estatais sob seu controle, visando a uma futura privatização.

- Determinou que as empresas de geração hidroelétrica privatizadas não poderiam ter garantida a prioridade no uso da água da bacia hidrográfica.

- Flexibilizou a participação de empresas estatais em licitações de concessões de serviço público.

- Criou a *rede básica*, formada por linhas de interligação regional, distintas das linhas de interesse restrito dos geradores ou das distribuidoras. A rede básica é remunerada por todos os consumidores do país, ao passo que a rede de distribuição é remunerada apenas pelos consumidores atendidos pela distribuidora.

A Lei nº 9.427, de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia especial com competência para:

- fiscalizar e regular as empresas do setor elétrico;

- mediar conflitos entre os agentes;

- atuar como Poder Concedente, promovendo as licitações de geração de usinas e de linhas da rede básica, e as autorizações de usinas térmicas, PCHs, fontes alternativas e linhas da rede de distribuição;

- impor limites e condições às empresas para propiciar a concorrência efetiva e impedir a concentração econômica; zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência.

Para garantir independência, a Agência dispõe de recursos próprios e seus diretores têm mandato fixo, após sabatina e aprovação no Senado Federal. A ANEEL deve atuar em consonância com as políticas de governo. A Agência só começou a funcionar em fim de 1997, após a publicação do Decreto nº 2.335.

Para que o modelo competitivo estivesse completo, conforme preconizado pela consultoria internacional, a Lei nº 9.648, de 1998:

- Determinou que se explicitassem os preços estabelecidos nos contratos de acesso às redes de transmissão e distribuição, separados dos contratos de compra e venda de energia. Estava viabilizada a desverticalização.

- Delegou à ANEEL a regulação das tarifas, inclusive desses segmentos.

- Autorizou a cisão das empresas geradoras federais, responsáveis naquele momento por 80% da geração do País, visando a complementar o processo de privatização e a impedir que esse poder de mercado afugentasse os investidores.

- Criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE), um ambiente de mercado onde os negócios poderiam ser feitos.

- Delegou ao poder concedente o estabelecimento de um limite de repasse do valor das compras de energia para a tarifa do consumidor final. Tal limite visava a garantir a eficiência da distribuidora nas negociações no âmbito do MAE, e a preservar, conseqüentemente, a modicidade tarifária. É um mecanismo de proteção ao consumidor. Esse limite passou a ser conhecido como Valor Normativo (VN).

- Determinou que a ANEEL definisse mecanismos de proteção aos consumidores. Para tanto, a agência reguladora emitiu resolução que obrigou as distribuidoras a firmarem contratos bilaterais no montante mínimo de 85% das suas necessidades de energia, como forma de preservar os consumidores das oscilações do mercado livre.

- Criou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão do sistema interligado. O ONS faz a operação do sistema elétrico interligado, garantindo a manutenção dos benefícios da operação integrada das usinas hidroelétricas.

- Criou um período de transição, de 1998 a 2002, para a manutenção dos contratos vigentes, chamados *contratos iniciais*, durante o qual se garantiria a manutenção dos preços da chamada *energia velha*. Essa ener-

gia será liberada para comercialização a preços de mercado a partir de 2003, à razão de 25% de seu montante. Conseqüentemente, em 2006, toda a energia velha estará no mercado. Essa energia poderá ser objeto de contratos bilaterais, ou poderá ser comercializada no mercado livre.

Notas

¹ *A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica* – Relatório da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional, 2002.

² O setor elétrico é estruturado segundo uma divisão natural de atividades, baseada na diferenciação tecnológica da rede que guia o fluxo da energia desde a geração até o consumo. Tal divisão implica a existência de três *segmentos* que caracterizam as empresas do setor: *geração (G)*, *transmissão (T)* e *distribuição (D)*. A transmissão e a distribuição distinguem-se pelo nível de tensão das linhas de transporte de energia. Distingue-se ainda um quarto segmento, o de *comercialização (C)*, intimamente vinculado à distribuição, mas que tem significado apenas comercial, inexistindo na divisão natural de atividades.

Convivendo com essas diferenças tecnológicas dos três segmentos, ocorrem também sinergias que permitem um ganho de escala quando eles se agrupam em uma única unidade gestora. É possível obter uma economia de integração quando se padronizam tecnologias, equipamentos e níveis de tensão, que permitem a otimização dos processos de planejamento, projeto e operação, diminuição de peças de reposição em almoxarifado e racionalização das equipes técnicas. Além dos ganhos de escala proporcionados pela união administrativa, a união contábil desses segmentos permite maior racionalidade fiscal, pelo intercâmbio de custos entre as atividades. Empresas que agrupam pelo menos

dois segmentos naturais (G, T ou D) são ditas *verticalizadas*. A estrutura do setor, a propriedade dos ativos e sua forma de funcionamento caracterizam um *modelo*.

³ FARIA JÚNIOR, Cristovão Soares de. *A Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE*. Tese de Mestrado. Brasília, novembro de 1997.

⁴ Custo marginal de expansão pode ser definido, de modo simplificado, como o custo do MW gerado pela próxima usina mais barata a ser construída no sistema. No Brasil, a energia gerada por hidrelétricas ainda é mais barata que a gerada por outras fontes. Contudo, como os melhores aproveitamentos hidrelétricos já são explorados, a construção de usinas tende a ficar mais cara com o passar do tempo, à medida que forem licitados aproveitamentos de maior custo unitário de geração. A energia gerada por térmicas, por sua vez, ainda é um pouco mais cara que a proveniente das melhores hidrelétricas, cada vez mais escassas, o que explica os custos crescentes da produção de energia elétrica. Essa tendência pode ser revertida graças à competição e à eficiência de gestão da empresa privada, como se verá no presente trabalho.

⁵ Sua função nesse novo modelo é ajudar a promover a competição, atuando como corretores, que dinamizam o mercado de energia elétrica. Esses agentes não podem ser detentores de ativos no setor elétrico.

⁶ “Energia velha” é a energia gerada pelas hidrelétricas mais antigas, cujos custos já foram amortizados ao longo do tempo.

⁷ Vide Anexo I.

⁸ No Brasil, o investimento privado ingressa no segmento de transmissão (rede básica), mediante a participação das empresas do setor em leilões realizados na Bolsa de Valores, nos quais vence quem oferecer a menor tarifa de transmissão. Não há leilões na distribuição. A responsabilidade pela manutenção e expansão dessas redes é das empresas distribuidoras nas suas respectivas áreas de concessão.