

# breves cindes 49

## A economia política do setor elétrico brasileiro

Adilson de Oliveira

Junho de 2011

José Tavares de Araujo Jr.

apoio



Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit DEZA  
Direction du développement et de la coopération DDC  
Swiss Agency for Development and Cooperation SDC  
Agencia Suiza para el desarrollo y la cooperación COSUDE

CINDES é o coordenador da LATN no Brasil



# A economia política do setor elétrico brasileiro

*Adilson de Oliveira\**

*José Tavares de Araujo Jr.\*\**

## 1. Introdução

Nos últimos 20 anos, entre as várias consequências advindas das reformas do governo Collor e do Plano Real, uma das mais importantes foi a renovação da agenda de políticas públicas. Além de haver gerado um conjunto de polêmicas inéditas no país, a nova agenda redefiniu os termos de dilemas antigos. A lista de questões em aberto inclui: a) a apreciação da taxa de câmbio versus as possibilidades de expansão da indústria nacional; b) a necessidade de elevar a poupança doméstica versus os obstáculos à redução do gasto público; c) o rigor dos órgãos de defesa da concorrência na aplicação da lei antitruste versus a proteção conferida por outras áreas do governo a oligopólios e monopólios estabelecidos; d) o aprimoramento da legislação ambiental versus o crescimento da oferta de produtos agrícolas, de energia e de bens intensivos em recursos naturais.

No debate dessas questões, são frequentes proposições que visam reeditar estratégias antigas de intervenção do estado, baseadas em controles cambiais, tarifas aduaneiras, gastos públicos pouco transparentes, privilégios a empresas selecionadas e leniência em relação à degradação ambiental. Argumentos opostos enfatizam a necessidade de serem concluídas as reformas institucionais iniciadas na década de

90, a fim de permitir um novo estilo de atuação governamental, focado na redução dos custos de transação da economia, no incentivo à inovação tecnológica, na eliminação de barreiras à entrada e na subordinação das políticas setoriais à legislação ambiental.

Este artigo procura mostrar que a experiência do setor elétrico constitui uma ilustração eloquente em favor da segunda linha de argumentos. Nas últimas quatro décadas, a oferta de energia no Brasil foi regulada através de modelos distintos. Nos anos 70, a expansão da capacidade produtiva era coordenada pela Eletrobrás e financiada com créditos externos e impostos específicos sobre o consumo de energia. Esse modelo permitiu que a capacidade de geração crescesse a taxas anuais médias de 12%, em contraste com as duas décadas seguintes, quando esse desempenho caiu para cerca de 4% e 3,3% anuais, respectivamente.

A crise dos anos 80 e o esgotamento das fontes externas de financiamento tornaram a política energética dos anos 70 inviável. Em 1995, o governo iniciou um programa de reformas que incluía a privatização do setor e a implantação de um conjunto de normas baseadas no princípio de que, no atual estágio de desenvolvimento tecnológico, as atividades de geração e comercialização de energia são competitivas, enquanto que as de transmissão e distribuição são monopólios naturais.

O modelo adotado pelo governo FHC jamais chegou a ser completado e sofreu forte desgaste com a crise energética de 2001. Em 2004, o governo Lula restabeleceu o planejamento estatal como princípio orientador da expansão da oferta de energia, criando a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e, por meio da lei 10.848/04, redefiniu as normas de participação do setor privado.

O texto está organizado da seguinte forma: a seção 2 discute a interação entre investimentos em usinas hidrelétricas e preservação ambiental nos três modelos. Quatro temas são ali abordados: a) os crimes ambientais e sociais cometidos durante o período militar; b) as mudanças institucionais da segunda metade dos anos 80 que permitiram a edição da atual legislação ambiental do país; c) as lacu-

\* Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

\*\* Diretor do Cindes.

nas do modelo adotado pelo governo FHC; d) o papel do planejamento energético como instrumento da política de meio ambiente. Visando esclarecer as raízes históricas das questões tratadas na seção anterior, a seção 3 descreve a dinâmica institucional do sistema elétrico brasileiro, com foco nas fontes de financiamento, nos conflitos de interesses entre os agentes que participam do sistema e na gestão dos distintos tipos de riscos envolvidos na expansão do sistema elétrico, que são de caráter hidrológico, ambiental, social, econômico e regulatório. Por fim, a seção 4 aponta alguns temas ainda pendentes na agenda de pesquisa sobre a economia política do setor elétrico.

## 2. A questão ambiental nos três modelos

Um dos traços marcantes do modelo que regulou a expansão da oferta de energia nos anos 70 foi o descaso em relação aos impactos socioambientais das usinas hidrelétricas. Itaipu inundou 1500 km<sup>2</sup> de florestas e áreas agricultáveis, desalojou cerca de 40 mil pessoas, aniquilou uma quantidade incalculável de animais silvestres e inundou as Sete Quedas, um dos patrimônios naturais da humanidade. Essas consequências eram previsíveis, entretanto o regime ditatorial da época impediu o debate público a respeito do tema. A principal manifestação de repúdio ao crime ambiental que estava sendo cometido ocorreu quando foram fechadas as eclusas da barragem. Naquele dia, Carlos Drummond de Andrade publicou no *Jornal do Brasil* o magnífico poema *Adeus a Sete Quedas*, que ainda hoje emociona qualquer leitor.

A usina de Balbina é um caso singular, por se tratar da hidrelétrica mais ineficiente do país (Kemenes, Forsberg e Melack, 2007). Projetada na segunda metade da década de 1970, para atender à demanda de energia de Manaus, Balbina entrou em operação em 1988. Em virtude de uma sequência de falhas de concepção e de execução da obra, essa usina gera gases de efeito estufa a um ritmo dez vezes superior ao de uma termelétrica movida a carvão mineral com o mesmo potencial energético. Essas emissões decorrem do fato de a barragem ter sido construída em área florestada, provocando intensa decomposição de material orgânico no fundo

do lago. Não obstante sua reduzida potência (apenas 235 MW), a área alagada é quase o dobro de Itaipu, cuja potência é 60 vezes superior.

Quando Sobradinho foi inaugurada (1979), um dos pontos destacados na propaganda governamental era que seu reservatório constituía o maior lago artificial do mundo, com um espelho d'água de 4.200 km<sup>2</sup>. Entretanto, na literatura sobre impactos ambientais dos projetos em energia, uma das variáveis usadas para indicar os custos sociais gerados pela construção de barragens é, justamente, o tamanho da área inundada (Ledec e Quintero, 2003; Goodland, 1997). Embora ciente de que a obra iria desalojar cerca de 70 mil pessoas, alterando profundamente as rotinas produtivas e as condições de vida em sete municípios do estado da Bahia, a empresa responsável pelo projeto, a Cia. Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), não elaborou uma estratégia para o reassentamento daquela população. As consequências dessa atitude ainda são visíveis nos dias atuais. A destruição da agricultura familiar elevou as disparidades sociais na região, tornando os antigos produtores em beneficiários do Programa Bolsa Família. Não por acaso a Bahia tem sido o estado com o maior número de pessoas inscritas nesse programa desde a sua criação.

Tucuruí começou a ser construída pela Eletronorte em 1975 e entrou em operação em novembro de 1984. Atualmente, é responsável por 70% da energia elétrica produzida na região norte e por 6% do mercado nacional. Em 1977, com a obra já em andamento, a empresa contratou o ecólogo Robert Goodland para realizar um diagnóstico dos impactos ambientais do projeto. Goodland elaborou uma lista de providências requeridas, que incluía um programa de desmatamento, um inventário sociocultural das populações afetadas, uma análise da infraestrutura de transporte e serviços da região, estudos arqueológicos, uma estratégia para minimizar a destruição da fauna e os cuidados necessários para preservar a qualidade da água do reservatório (La Rovere et alii, 2000).

As recomendações de Goodland deram origem a um convênio firmado em 1980 entre a Eletronorte e o INPA, que passou a ser responsável pela condução dos estudos acima referidos. O convênio permitiu, entre outros resultados, a formação

de importante acervo de conhecimentos sobre os ecossistemas dos rios Araguaia e Tocantins. Entretanto, esses estudos deveriam ter sido realizados antes do início da obra, para permitir que as medidas corretivas e compensatórias fossem planejadas e executadas tempestivamente. Conforme notaram La Rovere e outros (2000), o momento adequado para firmar aquele convênio teria sido no início da década anterior, quando a Eletrobrás estava providenciando as análises de viabilidade técnica da usina.

## **2.1. As inovações institucionais dos anos 80**

As mudanças institucionais e políticas ocorridas na segunda metade dos anos 80 redefiniram os termos da questão ambiental no Brasil. A Constituição de 1988 incluiu a defesa do meio ambiente entre os princípios fundamentais da ordem econômica (art. 170) e conferiu poderes ao Ministério Público para assegurar a efetividade dos instrumentos de preservação ambiental (art. 129). No ano seguinte, a Lei no. 7735/89 criou o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Em diversos estados, leis foram reformuladas, visando criar ou fortalecer as agências ambientais estaduais.

Sob a influência desse novo contexto institucional, a Eletrobrás preparou, em 1990, o Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico (PDMA), em que as metas de expansão da oferta de energia foram subordinadas a uma estratégia de preservação ambiental. Os investimentos em energia só seriam realizados se fossem atendidos os seguintes requisitos básicos:

- (a) as variáveis indicadoras de impactos sociais e ambientais advindos dos empreendimentos previstos nas metas governamentais estivessem explicitadas na etapa inicial do processo de planejamento;
- (b) as ações de natureza preventiva seriam negociadas com os segmentos sociais afetados e executadas tempestivamente;
- (c) os custos de tais ações deveriam ser incluídos nas análises das taxas de retorno de projetos alternativos de geração de energia.

Não obstante os inúmeros aspectos inovadores do PDMA, sua formulação foi baseada na hipótese de que seria mantido o modelo de regulação então vigente, em que o planejamento energético e as decisões de investimento eram coordenados pela Eletrobrás. Entretanto, como veremos adiante, tais atribuições foram abolidas através das reformas introduzidas durante a década de 90, cujas prioridades estavam concentradas na privatização do setor e na mudança das fontes de financiamento dos investimentos. Assim, o PDMA não foi implantado, embora suas contribuições conceituais ainda sejam relevantes nos dias atuais, conforme notou um estudo recente do Banco Mundial (2008).

## **2.2. As reformas dos anos 90**

O modelo estatal do setor elétrico começou a ser desmontado em julho de 1995, com a privatização da ESCELSA. Em 1996, foram vendidas a Light e a CERJ e, nos dois anos seguintes, outras 15 empresas de energia elétrica, em um ambiente de elevada incerteza jurídica, devido à ausência de instituições para regular o funcionamento do setor após as privatizações. Como notou, à época, Rogério Werneck (1997), “... o próprio Governo reconhece que ainda não tem uma concepção nítida de como deverá estar organizado o setor elétrico após a privatização. Há estudos em andamento, mas não há ainda uma visão que possa ser considerada consensual dentro do Executivo. É bem provável que as discussões sobre o desenho do novo setor elétrico ainda se arrastem por muito tempo.” (p. 5)

De fato, o novo marco regulatório só começou a ser implantado em 1998, após o estabelecimento de seus instrumentos principais: a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Entretanto, a criação destes organismos não foi suficiente para reduzir as pressões políticas contrárias às privatizações. Em virtude dessas pressões e das novas prioridades do governo após as eleições de 1998, o programa de privatizações foi interrompido nos anos seguintes.

Além de não ter estabelecido previamente o marco regulatório, outras duas deficiências das reformas executadas pelo governo FHC foram as de ignorar a importância das atividades de planejamento e a necessidade de articulá-las com as normas ambientais. Conciliar a oferta de hidreletricidade com o crescimento da economia é um desafio sempre presente em um sistema elétrico com as dimensões do brasileiro. A decisão quanto aos investimentos requeridos depende de estimativas sobre o tamanho, a composição e a distribuição regional do PIB, realizadas com pelo menos cinco anos de antecedência, tempo mínimo para construir uma usina hidrelétrica. Por outro lado, a definição da política tarifária deve levar em conta uma estrutura de custos de produção de energia que se torna crescentemente heterogênea ao longo do tempo, por dois motivos: a) a vida útil da capacidade produtiva instalada, que pode continuar ativa por várias décadas após a amortização dos investimentos; b) os custos mais elevados das novas usinas, devido a razões ambientais e de localização das fontes hidráulicas.

O papel do planejamento energético torna-se ainda mais relevante a partir do momento em que o governo decide estimular a entrada de empresas privadas no setor em regime competitivo, em virtude dos riscos elevados envolvidos na decisão de investir. Nesse ambiente, o planejamento energético cumpre três funções indispensáveis para estimular os investimentos: (a) conferir credibilidade às metas de expansão do sistema elétrico; (b) facilitar o estabelecimento de regras contratuais estáveis durante o período de amortização dos investimentos que minimizem os custos de transação dos agentes; (c) induzir evolução de perfil da matriz energética coerente com os princípios da preservação ambiental e a promoção do bem estar social.

No atual estágio de desenvolvimento tecnológico, as atividades de geração e comercialização de energia são potencialmente competitivas, enquanto as de transmissão e distribuição são monopólios naturais. Essa configuração cria oportunidades para condutas abusivas difíceis de serem coibidas pela autoridade antitruste, decorrentes de dois atributos especiais do sistema elétrico brasileiro: os requisitos de segurança operacional da rede de transmissão e os limites para estocar energia

impostos pelas dimensões dos reservatórios hidrelétricos. Essas peculiaridades magnificam os riscos de condutas abusivas por parte das firmas verticalizadas, que, controlando os reservatórios e as redes de transporte, podem extrair rendas e excluir do mercado os competidores que operam apenas nos segmentos de geração e de comercialização.

Devido às dificuldades de fiscalizar e punir, em tempo hábil, essas condutas com procedimentos antitrustes, a solução viável é proibir a verticalização, já que nem mesmo a separação contábil das atividades seria suficiente para disciplinar o setor. Tal como em outras indústrias de rede, a desverticalização de empresas elétricas não requer necessariamente a alienação de ativos, mas pode ser feita através da transferência do controle operacional sobre as atividades de transmissão e gestão dos reservatórios hidrelétricos para um agente autorizado pelo governo (OECD, 2001).

As reformas iniciadas em 1995 superaram o problema da verticalização ao criar o ONS em 1998, mas ignoraram o outro ponto crucial, que era o de ajustar o escopo do planejamento energético às novas condições de investimento advindas da privatização. O ONS recebeu as funções de planejar as operações, executar o despacho centralizado da geração e indicar as ampliações necessárias nas redes de transmissão. Entretanto, suas atribuições estavam restritas ao plano operacional, e o governo não conferiu a qualquer outro órgão a tarefa de planejamento da expansão que anteriormente cabia à Eletrobrás.

Uma característica singular do planejamento energético é que essa tarefa permaneceria no rol das responsabilidades do governo mesmo se todas as empresas elétricas tivessem sido privatizadas. De fato, as oportunidades de investimento nesse setor são resultantes de um conjunto de decisões governamentais relativas ao perfil da matriz energética nacional. Assim, a política de meio ambiente pode impedir a construção de novas usinas hidrelétricas em determinadas localidades; a política de ciência e tecnologia pode acelerar o desenvolvimento de fontes não convencionais de energia; grupos de interesse podem demandar investimentos em energia nuclear etc. Portanto, ao projetar a expansão do sistema elétrico para os próximos

cinco anos, o governo também torna explícitos seus compromissos com as metas da matriz energética, e esta informação é decisiva para conferir credibilidade às oportunidades de investimento que serão anunciadas ao setor privado.

### **2.3. O modelo de 2004**

No início do governo Lula, a regulação do setor elétrico foi novamente alterada por meio das leis 10.847/04 e 10.848/04. A primeira lei criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de restabelecer os instrumentos de planejamento nesse setor. A segunda introduziu mudanças no marco regulatório que incluíram: a) novas regras de comercialização de energia que demandaram a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); b) fortalecimento institucional do ONS, conferindo-lhe maior autonomia perante as empresas elétricas e criando mecanismos para articular suas funções com as da EPE; c) instauração de dois tipos de leilões – um para contratar a energia produzida pelas usinas existentes (energia *velha*) e outro para novos empreendimentos (energia *nova*) – visando repassar os baixos custos de produção das usinas amortizadas para as tarifas do sistema.

As mudanças acima serão examinadas em maior detalhe na próxima seção. O ponto a ser discutido aqui é o de que a restauração dos instrumentos de planejamento de longo prazo criou condições para que a EPE executasse a estratégia de preservação ambiental formulada pela Eletrobrás em 1990 através do PDMA. No entanto, sete anos após a fundação da EPE, a falta de sincronia entre o planejamento ambiental dos projetos elétricos e o processo de licenciamento ambiental continua evidente, como bem ilustra a atual polêmica sobre a usina de Belo Monte.

Um dos efeitos dessa desarticulação tem sido o de dificultar a inclusão de usinas hidrelétricas nos leilões de energia. Nos onze leilões para novos empreendimentos realizados entre 2004 e 2009, cerca de 2/3 da energia contratada foi proveniente de fontes térmicas, porque o governo não conseguiu obter a tempo licenças ambientais para mais da metade das usinas hidrelétricas planejadas. Assim, essa desarticu-

lação tem contribuído para piorar a qualidade da matriz energética nacional, com a expansão de usinas térmicas, mais caras e mais poluentes que as hidrelétricas.

É importante lembrar que contradições desse tipo não constituem uma singularidade da interação entre as políticas de energia e o meio ambiente, mas decorrem do contexto de reformas inacabadas que tem vigorado em diversos segmentos da economia brasileira nos últimos 20 anos. Na área de defesa da concorrência, por exemplo, a lei no. 8884/94 instituiu o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) e conferiu poderes ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) para agir como autoridade antitruste independente. Desde então, a atuação do CADE e dos demais órgãos do SBDC tem sido marcada pelo rigor crescente na aplicação da lei antitruste. No entanto, o poder de mercado de firmas que operam em oligopólios importantes, como a indústria automobilística e os produtores de bens intermediários, tem sido preservado por meio de medidas protecionistas administradas pela Câmara de Comércio Exterior (CAMEX) (Tavares, 2010).

A diferença entre o exemplo acima e o do setor de energia é que o CADE não tem poder para vetar decisões da CAMEX que sejam conflitantes com os princípios da lei antitruste. Por outro lado, o protecionismo da CAMEX não desmoraliza o CADE, mas reduz o alcance da política de defesa da concorrência. No setor de energia, entretanto, uma solução desse tipo implicaria em retrocesso institucional inaceitável pela sociedade. Assim, a única opção viável politicamente é aquela indicada no PDMA, em que as questões sociais e ambientais são examinadas na etapa inicial do processo de planejamento da matriz energética, juntamente com os demais aspectos tecnológicos e econômicos de cada empreendimento. Conforme indicou o estudo do Banco Mundial (2008), a adoção dessa abordagem não requer mudanças radicais nos marcos regulatórios vigentes, mas implica a introdução de novas rotinas que estimulem a participação de atores com interesses conflitantes, cuja efetividade demandará, provavelmente, alguns anos para ser alcançada.

O debate sobre Belo Monte não sugere que o problema dos licenciamentos ambientais de usinas hidrelétricas será facilmente superado sem mudanças pro-

fundas no enfoque adotado pelo setor elétrico na gestão de seus impactos sociais e ambientais. O enfoque atual é essencialmente baseado na redução das dimensões dos reservatórios e na oferta de compensações financeiras para os grupos sociais afetados pela construção das centrais. Esse enfoque é insatisfatório, na medida em que ele não contempla os usos múltiplos da água e não atende à preocupação com os impactos sociais e ambientais da ocupação econômica da Amazônia.

### 3. Dinâmica institucional do sistema elétrico

O sistema elétrico brasileiro nasceu por iniciativa de investidores privados, operando com tarifas fixadas pelas autoridades municipais com base na cláusula ouro. Esse regime tarifário entrou em colapso após a crise de 1929. O governo federal instituiu o Código de Águas e criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) para regular a gestão técnico-econômica dos serviços elétricos, e as tarifas passaram a ser fixadas na moeda nacional (Dias Leite, 2007). Esse novo ambiente reduziu o interesse dos investidores privados no sistema elétrico, paralisando sua expansão. O suprimento elétrico tornou-se gargalo do desenvolvimento econômico.

#### 3.1. O modelo estatal

O consumo de energia elétrica iniciou um ciclo de forte expansão na segunda metade do século XX.<sup>1</sup> A topografia do Sudeste favorecia a construção de reservatórios para aumentar a energia gerada pelas hidrelétricas nos períodos de pluviosidade desfavorável. Consultoria internacional indicou a geração hidrelétrica, complementada com geração térmica nos períodos de estiagem, como a melhor opção econômica para a geração de energia no país. Desde então, os projetos hidrelétricos passaram a dominar a expansão do sistema.

<sup>1</sup> Nesse período, o consumo de energia crescia acima de 10% ao ano.

Empresas estatais assumiram papel central na expansão do sistema, operando em regime de monopólio, sob o regime tarifário custo do serviço (Pereira de Mello et alii, 1994). Nesse regime, os riscos financeiros do sistema eram repassados para as tarifas, e os riscos hidrológicos, administrados pelas empresas, com cortes seletivos do suprimento nos períodos de pluviosidade desfavorável.<sup>2</sup> No entanto, a interconexão dos mercados regionais reduzia progressivamente os cortes nos mercados relevantes e oferecia oportunidades para ganhos de escala na construção de centrais.

Um modelo tripartite com recursos dos consumidores (empréstimo compulsório), do governo federal (Fundo Federal de Eletrificação<sup>3</sup>) e dos bancos multilaterais de crédito (Banco Mundial e Banco Interamericano de Desenvolvimento) foi estruturado para financiar a expansão do sistema em condições econômicas favorecidas. As empresas estatais estruturavam os financiamentos, administravam a construção do sistema e geriam sua operação e seus fluxos financeiros. A demanda de equipamentos elétricos era atendida por empresas multinacionais que se instalaram no país, e as empreiteiras domésticas construíam o sistema. Em torno das empreiteiras, passaram a orbitar fornecedores dos insumos necessários para a construção dos reservatórios.

Formou-se assim um círculo virtuoso em que a expansão permitia obter ganhos de escala e de aglomeração que reduziam custos e melhoravam a qualidade dos serviços prestados pelo sistema (de Oliveira, 2007). Melhores serviços e menores tarifas fomentavam o desenvolvimento econômico, incrementavam o consumo e a necessidade de expansão. Em 1962, foi criada a Eletrobras, com o objetivo de organizar o sistema elétrico em âmbito nacional, em termos financeiros e operacionais.

Itaipu marcou uma ruptura no arranjo institucional e financeiro criado no pós guerra. Sua construção constrangeu empresas do Sudeste-Sul a revisarem seus

<sup>2</sup> A preocupação com os riscos ambientais não estava presente, e a expansão do sistema elétrico era percebida consensualmente como um benefício para as comunidades locais e regionais.

<sup>3</sup> Recursos provenientes do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE).

planos para acomodar a oferta de Itaipu, contrariando interesses regionais. Para administrar esses conflitos, o governo federal instituiu grupos coordenadores para a gestão dos reservatórios hidrelétricos (GCOI) e para a expansão do sistema (GCPS), ambos sob a liderança da Eletrobras. Desde então, sítios hidrelétricos de pequeno e médio porte perderam relevância no planejamento da expansão setorial. Relações estabelecidas em âmbitos estaduais entre empresas geradoras e seus fornecedores de equipamentos elétricos, empreiteiras construtoras de reservatórios e fornecedores de insumos passaram a ser coordenadas em âmbito federal.

Paralelamente, o governo federal instituiu tarifa nacional unificada em que as empresas com custos elevados subsidiavam as empresas com custos menores. Esse regime tarifário, indutor de leniência com custos, tornou-se particularmente desastroso na década de 1980, quando o governo adotou a política de contenção tarifária para mitigar a escalada da inflação. Enfrentando dificuldades financeiras, as empresas estaduais adotaram a inadimplência no pagamento das geradoras federais como estratégia de preservação do seu fluxo de caixa.<sup>4</sup> Custos crescentes, tarifas cadentes e inadimplências desorganizaram os fluxos financeiros das empresas elétricas.

A constituição de 1988 proibiu o uso de empréstimo compulsório e eliminou o imposto único de energia elétrica. Além disso, os bancos multilaterais especificaram que empresas estatais não mais teriam acesso a seus recursos (de Oliveira, 2005). Esgotadas as fontes de financiamento, diversos projetos hidrelétricos foram paralisados. O círculo virtuoso transformou-se em círculo vicioso de custos crescentes, deterioração da qualidade do serviço, paralisação de obras, custos crescentes. Um estudo conduzido por técnicos setoriais sugeriu um choque tarifário para equacionar os problemas econômico-financeiros do sistema (Eletrobras, 1989), solução inviável no quadro macroeconômico da época.

---

<sup>4</sup> Como a legislação vigente garantia remuneração legal mínima de 10% para os investimentos não amortizados, as empresas introduziram a conta de resultados a compensar (CRC) em seu balanço, assumindo que, cedo ou tarde, o governo federal teria que oferecer reajustes tarifários ou compensações financeiras que permitiriam às empresas recuperar as perdas financeiras provocadas pela política tarifária.

### 3.2. O modelo concorrencial privado

A constituição de 1988 determinou licitação pública de aproveitamentos hidrelétricos. O regime tarifário custo de serviço e a equalização tarifária foram abandonados no governo Itamar, sem definir sistemática para a fixação das tarifas setoriais. O saneamento financeiro das empresas foi realizado com a compensação das CRCs<sup>5</sup>, porém essa solução não era suficiente para a retomada da expansão. Uma nova fórmula para o financiamento foi idealizada no bojo da agenda de estabilização e liberalização da economia.

O sistema elétrico foi reorganizado de forma a delegar aos investidores privados o financiamento da expansão e a gestão dos riscos setoriais. Para induzir a eficiência econômica, foram introduzidas pressões competitivas nos distintos elos da cadeia produtiva setorial (de Oliveira, 2007). As redes de transmissão e distribuição são operadas em regime monopolista, porém as concessões de linhas de transmissão são objeto de licitação pública competitiva, e as distribuidoras têm suas tarifas revisadas com o uso de indicadores de eficiência econômica. A geração e a comercialização de energia são atividades competitivas, sujeitas às regras de defesa da concorrência. A Aneel, idealizada para atuar de forma independente do governo, ficou com a tarefa de garantir o livre acesso às redes de transporte e de fixar tarifas para o uso dessas infraestruturas.

O MAE foi criado para a liquidação financeira das transações físicas de energia. Para as transações não cobertas por contratos, foi criado o mercado de curto prazo (*spot*). Durante uma fase de transição, os pequenos consumidores permaneceriam cativos das distribuidoras e teriam suas tarifas reguladas pela Aneel, que fixava um preço máximo de repasse às tarifas para a energia contratada pelas distribuidoras (valor normativo).<sup>6</sup> Nesse novo ambiente, (?) esperava-se que os investido-

---

<sup>5</sup> Estima-se que o Tesouro tenha destinado cerca de US\$ 20 bilhões para eliminar as CRCs.

<sup>6</sup> Com o avanço do processo de liberalização, todos os consumidores poderiam contratar seu fornecimento de energia com o gerador de sua escolha, tornando desnecessário o valor normativo.



res constituíssem empresas de propósito especial (SPCs) para mitigar seus riscos financeiros e tecnológicos. A entrada do BNDES no financiamento da expansão minimizaria o risco cambial. Restava o equacionamento dos riscos hidrológicos, sociais e ambientais.

A reforma adotou solução peculiar para a gestão do risco hidrológico, variável determinante na expansão de sistemas hidrotérmicos. Essa tarefa foi delegada ao ONS<sup>7</sup>, que utiliza modelos computacionais para determinar o uso da energia dos reservatórios. As empresas não interferem na gestão dos reservatórios, porém recebem um certificado de energia *assegurada* para ser comercializada, independentemente da energia gerada pela central.<sup>8</sup> Cabe ao ONS gerir os reservatórios hidrelétricos de forma a garantir a oferta agregada das energias *asseguradas* das centrais hidrelétricas participantes do sistema.<sup>9</sup>

O certificado de energia *assegurada* removeu o risco hidrológico das centrais hidrelétricas, mas não equacionou o problema da gestão de seus riscos sociais e ambientais. A crise setorial da década de 1980 havia paralisado os estudos de inventário, e o IBAMA não estava preparado para responder à demanda de licenciamento de hidrelétricas. Os investidores concentraram seu interesse nas centrais hidrelétricas oferecidas no processo de privatização, na reativação da construção de centrais e na expansão termelétrica. Nos dois primeiros casos, o licenciamento ambiental estava superado, e o fluxo financeiro da venda de energia *assegurada* podia ser oferecido como garantia na estruturação do financiamento. No caso das térmicas, havia a oferta abundante de gás natural dos países vizinhos sem as dificuldades do licenciamento ambiental. No entanto, a negociação quanto às condições de suprimento do combustível revelou que a expansão termelétrica também enfrentava riscos relevantes.

<sup>7</sup> Entidade privada sem fins lucrativos, controlada pelas empresas do sistema.

<sup>8</sup> A hipótese que sustenta esse certificado é que a central deverá gerar em média sua energia assegurada durante a vida útil da central, compensando os períodos de menor energia gerada com outros com maior geração.

<sup>9</sup> Um mecanismo financeiro (mecanismo de realocação de energia) é utilizado para compensar os custos das empresas participantes do pool hidrelétrico.

O sistema elétrico brasileiro está desenhado para operar com termelétricas suprindo o mercado apenas nos períodos de pluviometria desfavorável. As termelétricas teriam que encontrar mercado alternativo para o gás importado da Bolívia, oferecido a elas no regime *take-or-pay*, nos períodos de pluviometria favorável. Diante desse risco, os investidores optaram pelo despacho inflexível (independente da situação dos reservatórios hidrelétricos). Porém, esse despacho eleva o risco de racionamento e desarticula alianças empresariais estruturadas em torno da expansão hidrelétrica. Assim, a solução termelétrica inflexível não atendia aos interesses vinculados à expansão hidrelétrica, e a solução termelétrica flexível não era compatível com as condições de importação de gás da Bolívia. A expansão do sistema ficou restrita à retomada da construção das centrais paralisadas pela crise financeira. No final da década de 1990, os níveis dos reservatórios atingiram patamar crítico e o governo optou pelo racionamento de energia. O racionamento evidenciou as fragilidades da reforma e minou a confiança da sociedade no programa de privatização e liberalização do mercado elétrico.

### **3.3. O modelo híbrido estatal-privado**

O governo Lula concentrou sua reforma na reorganização do mercado atacadista de energia, tendo como objetivos: i) retomar a expansão do parque gerador hidrelétrico; ii) eliminar o risco de novas situações de racionamento; iii) reverter a trajetória de elevação das tarifas elétricas<sup>10</sup>; iv) promover a universalização do acesso à energia elétrica.<sup>11</sup>

Para alcançar esses objetivos, o Ministério de Minas e Energia (MME) passou a exercer o comando do sistema, dotando-se de organismos que permitem governar o sistema. A EPE foi criada para elaborar o planejamento indicativo do sistema;

<sup>10</sup> Para evitar um choque tarifário no período de estabilização econômica do Plano Real, o governo FHC programou a liberalização progressiva da comercialização de energia das geradoras existentes a partir de 2003 (contratos iniciais).

<sup>11</sup> O programa Luz para Todos foi criado para promover a universalização do acesso dos consumidores de baixa renda, principalmente das zonas rurais, ao suprimento de energia elétrica.

o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) foi criado para evitar o esgotamento dos reservatórios, com autoridade para modificar as regras de despacho do ONS. A Aneel foi enquadrada como autarquia subordinada às orientações do MME. O processo de privatização foi estancado e as empresas estatais voltaram a investir na expansão, em consórcios liderados por investidores privados com o apoio financeiro do BNDES. Para estabelecer o diálogo com os críticos da expansão hidrelétrica, foi nomeada a senadora Marina Silva para o Ministério do Meio Ambiente.

As centrais termelétricas passaram a receber um certificado de energia *assegurada*, sendo introduzido o *índice custo benefício (ICB)* na precificação de sua oferta de energia para efeito de planejamento da expansão.<sup>12</sup> As distribuidoras passaram a ter a obrigação de contratar sua previsão de mercado no horizonte de cinco (5) anos em leilões anuais de energia *nova*, organizados pela EPE, em regime de pool com preços indexados ao IPCA.<sup>13</sup> Elas foram autorizadas a repassar os custos de até 3% da energia não consumida para as tarifas dos consumidores cativos para mitigar seus riscos de mercado, e cabe às centrais existentes (energia *velha*) ajustar sua oferta à demanda residual do mercado consumidor. Dessa forma, os riscos de mercado das novas centrais (energia *nova*) são eliminados. Com o objetivo de mitigar o preço da energia, o governo passou a renunciar à cobrança pelo direito de uso dos sítios hidrelétricos.<sup>14</sup> Na prática, essa nova formulação funciona como uma transferência de receita fiscal para os consumidores.

Para garantir o suprimento de eletricidade nos períodos de estiagem, as termelétricas passaram a ter a obrigação de contratar o combustível necessário para seu despacho pleno (lastro). Essa solução aumenta a competitividade das hidrelétricas, porém desloca a tarefa de gestão dos riscos hidrológicos para a Petrobras, que

<sup>12</sup> O ICB é calculado com o auxílio de modelos que simulam despachos do sistema elétrico. Ele pretende estimar o custo da energia disponibilizada pela central termelétrica para o sistema.

<sup>13</sup> A contratação de energia pelos consumidores livres permanece sendo negociada livremente com os geradores.

<sup>14</sup> A menor tarifa ofertada para os consumidores cativos das distribuidoras passou a ser o critério de sucesso nas licitações hidrelétricas.

passou a ser um dos principais atores da expansão do sistema elétrico. Esse papel deve ser crescente, na medida em que a oferta de gás superará significativamente a demanda não termelétrica desse combustível (EPE, 2011).<sup>15</sup> Esse cenário sugere que os ambientalistas terão poderoso aliado no embate político para limitar a construção de reservatórios hidrelétricos na Amazônia.

A reforma do mercado atacadista do governo Lula praticamente eliminou o risco de racionamento. O CMSE adota o despacho preventivo das termelétricas para evitar o esgotamento dos reservatórios, e os leilões anuais de energia *nova* têm logrado manter o ritmo de expansão do sistema. Os leilões de energia *velha* permitiram conter a escalada tarifária, porém as tarifas elétricas estão em patamares superiores aos vigentes em nossos parceiros comerciais. Essa situação configura gargalo competitivo para o parque fornecedor de insumos intensivos em energia.

O governo sinaliza que pretende renovar as concessões das centrais existentes<sup>16</sup> com o compromisso de preços “adequados” para a energia *velha*, porém essas centrais têm parcelas amortizadas e custos operacionais distintos. Será necessário definir preços “adequados” para cada usina e obter resultado financeiro “adequado” para o conjunto de usinas de cada empresa. A economia política desse processo não é simples. O problema vem sendo debatido há mais de dois anos, sem que seja encontrada solução “adequada”.

### **3.5. Emissões de gases e expansão do sistema elétrico**

O plano decenal de expansão sugere que, apesar de estar programado robusto aumento no consumo de energia elétrica, a forte participação de fontes renováveis deve permanecer no horizonte 2020 (EPE, 2011)<sup>17</sup> Para atender à demanda pre-

<sup>15</sup> A legislação ambiental limita a queima de gás nas plataformas a situações específicas, temporárias, ditadas por razões técnicas.

<sup>16</sup> Não há clareza quanto à legalidade constitucional para a renovação dessas concessões.

<sup>17</sup> O consumo de todas as formas de energia está programado para acompanhar ritmo similar ao da eletricidade, passando dos atuais 1,23 tep/ano para 1,87 tep/ano. No entanto, o consumo de energia por unidade de produto econômico ficaria estagnado em 71 Kgep/R\${2008}, indicando o esforço realizado para conter o incremento das emissões de gases.

vista de eletricidade, a capacidade de geração do sistema aumentará 61,5 GW, e a maior parte dessa expansão deverá vir de centrais hidrelétricas de grande porte (32,2 GW), construídas principalmente na Amazônia (85%). Porém uma parte relevante desse incremento deverá vir de fontes alternativas de energia. Dessa forma, a expansão elétrica terá impacto pouco relevante no incremento das emissões de gases que influenciam o clima.<sup>18</sup>

Para estimar os impactos socioambientais do seu plano de expansão, a EPE estruturou um conjunto de indicadores que estimam os efeitos ambientais<sup>19</sup> e as compensações sociais<sup>20</sup> dos projetos hidrelétricos. Sete (7) dos 24 projetos analisados apresentam indicador de alta sustentabilidade ambiental com base nos critérios adotados pela EPE e dezessete (17) são classificados como de média sustentabilidade. A maior parte do incremento de capacidade desses 24 projetos está situado no Tapajós e no Tocantins.

---

<sup>18</sup> O essencial do incremento de emissões de gases virá do setor de transportes. No entanto, o plano indica que o nível de emissões de gases que provocam o efeito estufa por unidade do PIB em 2020 será menor que o atingido em 2005. Essa meta atende a lei 12187/2009, que compromete o Brasil com a redução entre 36,1 e 38,9 % das emissões *projetadas* de gases que provocam o efeito estufa até 2020.

<sup>19</sup> Área alagada (Km<sup>2</sup>/MW); perda de vegetação (Km<sup>2</sup>); trecho de rio alagado (Km); interferência em APMB (efeito sobre a biodiversidade); interferência em UC.

<sup>20</sup> População afetada; interferência em TI; interferência em assentamentos do INCRA; interferência na infraestrutura local; potencial de empregos para a população local; interferência em áreas urbanas; interferência na circulação e comunicação regional; impacto na arrecadação municipal permanente; impacto na arrecadação municipal temporária; perda de área produtiva.

## 4. Conclusão

O sistema elétrico sofreu profundas mudanças nas duas últimas décadas. O modelo de governança setorial, centrado em empresas estatais sob a coordenação da Eletrobras, foi substituído por modelo liderado por investidores privados sob a coordenação do MME. O regime tarifário custo do serviço foi abandonado para permitir a introdução de pressões competitivas que permitam melhorar o desempenho econômico do sistema, essencial para a competitividade do parque produtivo do país.

Nesse novo ambiente, a gestão de riscos tornou-se pedra de toque do sucesso da reforma. Na década de 1990, a reforma concentrou sua atenção na gestão dos riscos hidrológicos e, na década passada, nos riscos de mercado. A necessidade de oferecer um plano de expansão compatível com as demandas sociais e ambientais da sociedade, identificadas pela Eletrobras na década de 1990, foi negligenciada. No entanto, as dificuldades enfrentadas pelos investidores em promover a expansão do sistema têm sua principal origem nesse problema.

O plano decenal para a expansão sinaliza a intenção de centrar a expansão em fontes renováveis de energia, especialmente centrais hidrelétricas na Amazônia. Os benefícios em termos de emissões de gases dessa trajetória são relativamente consensuais, porém são fortes os questionamentos dos seus efeitos em termos sociais e ambientais, devido principalmente à construção de reservatórios. O governo tem reagido a essas críticas com a redução da dimensão dos reservatórios, sem conseguir, contudo, minimizar a forte reação de ONGs à construção de hidrelétricas. O desenvolvimento do potencial hidrelétrico da Amazônia é questão complexa que não pode ser limitada à dimensão dos reservatórios hidrelétricos. Ele necessita ser estudado como parte integrante de um projeto de desenvolvimento regional com foco na proteção ambiental.

A reforma do mercado elétrico é tarefa inacabada. Preocupado em promover a expansão hidrelétrica e em evitar novo racionamento, o governo tem negligenciado

ciado a confiabilidade do sistema e sua eficiência econômica. O deslocamento da expansão hidrelétrica para a Amazônia eleva os riscos do sistema (ambientais, sociais e hidrológicos), e a segurança do suprimento elétrico torna-se dependente do suprimento de combustíveis para as termelétricas. Riscos elevados limitam a expansão, elevam os custos do sistema e pressionam por aumentos tarifários que encontram resistência no governo e na sociedade. A mitigação dos riscos do sistema é crucial para a composição hidrotérmica adequada do parque gerador, e o ICB não produziu resultados satisfatórios para essa composição.

A renovação dos contratos de energia *velha* a preços inferiores ao custo de oportunidade enfrenta dificuldades políticas, regulatórias e jurídicas, que sugerem ser difícil a preservação desse conceito. A continuidade do processo de privatização, iniciado na reforma da década de 1990, é caminho viável para evitar um choque tarifário que desorganizará novamente o sistema elétrico, se a receita auferida com a cessão dos direitos pelo uso do sítio hidrelétrico for orientada para a redução dos encargos e impostos que oneram as tarifas atualmente.

A reforma do sistema elétrico permitiu avançar na divisão de papéis entre o governo e a iniciativa privada. No entanto, ela abriu uma extensa agenda de problemas que necessitam ser investigados para adequá-la à realidade econômica, social e ambiental atual. O tratamento dado ao licenciamento ambiental na Amazônia é o problema mais premente, como evidenciam as dificuldades enfrentadas pelo governo no licenciamento de Belo Monte. O enfoque adotado nos licenciamentos ambientais de usinas hidrelétricas necessita contemplar os usos múltiplos da água. Porém a agenda de problemas a serem equacionados é bem mais ampla (confiabilidade do suprimento, encargos tarifários, renovação de concessões, integração com sistemas elétricos de países vizinhos, efeitos de eventos climáticos extremos). Em todos eles, é fundamental ter presente que as soluções propostas colocam em choque coalizões empresariais distintas.

## Referências

- Banco Mundial. 2008. **Licenciamento Ambiental de Projetos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**, Brasília, ([www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)).
- Dias Leite A. 2007. **A Energia do Brasil**, Campus/Elsevier, Rio de Janeiro.
- Eletrobras . 1989. **Relatório Sintético de Diagnóstico do Setor Elétrico**, mimeo.
- Empresa de Pesquisa Energética. 2011. **Plano Decenal 2020**, Brasília, ([www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)).
- de Oliveira, A. 2007. “*Political Economy of the Brazilian Power Industry Reform*”, in Victor, D. & Heller, T. C., **The Political Economy of Power Sector Reform**, Cambridge University Press.
- de Oliveira, A. 2005. “*Reforma do Setor Elétrico: Visão do Banco Mundial e Realidade Latino-Americana*”, em de Araujo, J. L. & de Oliveira, A., **Diálogos de Energia**, Viveiros de Castro Editora, Rio de Janeiro.
- Kemenes, A., Forsberg, B., e Melack, J. 2007. “Methane Release below a Tropical Hydroelectric Dam”, **Geophysical Research Letters**, Vol. 34.
- Pereira de Melo, H & alii. 2004. “*Eletricidade no Segundo Governo Vargas e a Crise dos Anos 50*”, em Angela C. G. (org), **Vargas e a Crise dos Anos 50**, Relume Dumara, Rio de Janeiro.
- Werneck, R. 1997. “*Privatização do Setor Elétrico: Especificidades do Caso Brasileiro*”, **Texto para Discussão no. 373**, Departamento de Economia, PUC-Rio de Janeiro.