

A glowing yellow lightbulb is centered against a dark, almost black background. The lightbulb is illuminated from within, creating a bright, warm glow that fades into the dark surroundings. The shape of the lightbulb is classic, with a rounded base and a narrower neck at the top.

# **Liberalização interrompida**

*Adilson de Oliveira*

## RESUMO

O regime monopolista operado com tarifas pelo *custo do serviço* permitiu ao sistema elétrico mover-se em um círculo virtuoso de expansão com tarifas cadentes durante décadas. Esse círculo rompeu-se no último quartil do século passado, quando mudanças no contexto econômico criaram fortes pressões sobre os custos setoriais. Deslançada no governo FHC, a liberalização do mercado elétrico foi interrompida no governo Lula criando dois paradoxos: 1) custos técnicos baixos, porém tarifas elevadas; 2) margem de reserva elevada, contudo o risco de racionamento de energia é permanente. Esses problemas têm sua origem nas inconsistências do mercado de energia. Dar continuidade ao processo de liberalização do mercado elétrico é condição *sine qua non* para que o risco recorrente de racionamento seja removido e o sistema elétrico volte a operar em um círculo virtuoso de expansão.

---

**Palavras-chave:** sistema elétrico; liberalização econômica; mercado atacadista de energia; risco de racionamento.

## ABSTRACT

*The monopoly regime based on service cost tariffs allowed the electrical sector to move up through a virtuous cycle of expansion with decreasing tariffs for decades. That cycle was broken in the last quarter of the past century, when changes in the economic context exerted strong pressures on sector costs. Set in motion during the term of office of President Fernando Henrique Cardoso, liberalization of the electricity market was suspended by the Lula government; and that led to two paradoxes: 1) low technical costs, but with high tariffs; 2) high reserve capacity, but with a permanent risk of energy rationing. Those problems arise from the inconsistencies of the electricity market. Resuming the process of liberalization of the electricity market is a sine qua non condition to move away from the recurring risk of rationing, and to bring the electric system back into operating in a virtuous cycle of expansion.*

---

**Keywords:** electric system; economic liberalization; wholesale energy market; risk of rationing.

*"Electricity may be produced  
as a commodity but it is  
consumed as a service"*

(Derek W. Bunn, 2004, p. 3).

**N**o seu nascimento, o suprimento de eletricidade foi organizado em regime concorrencial. Porém as ineficiências econômicas desse regime nas condições técnico-econômicas da época não tardaram a se tornar evidentes: 1) a construção de linhas próprias de transporte concorrente para atender um único ponto de consumo multiplicava desnecessariamente os custos fixos do sistema; 2) a diversificação de empresas supridoras inibia a exploração de economias de escala na construção de centrais e reduzia as economias de aglomeração que podiam ser obtidas com a diversidade do padrão de uso da energia dos consumidores (Christensen & Greene, 1976); 3) o comportamento oportunista de agentes posicionados em etapas distintas da cadeia de suprimento elétrico não garantia

os direitos residuais de controle dos ativos das concessionárias, dando origem à seleção adversa nos projetos elétricos (Hart, 1995).

Visando a eliminar essas ineficiências econômicas, o regime concorrencial foi substituído pelo regime monopolista. Para evitar o uso do poder de mercado, os monopólios elétricos passaram a ser operados como concessões com tarifas fixadas pelo poder público (Stoft, 2002). A responsabilidade pela determinação tarifária foi delegada a uma entidade reguladora que, após a necessária auditoria dos gastos da concessionária, determinava os *custos do seu serviço* oferecido aos distintos grupos de consumidores<sup>1</sup>.

O uso da corrente alternada nas linhas de transporte viabilizou a ampliação dos monopólios municipais da fase pioneira para os vastos territórios regionais atuais. Com remuneração para seus investimentos garantida pelo poder público, os monopólios elétricos exploraram as oportunidades de economias de escala e de aglomeração oferecidas por sua expansão. Durante décadas, as concessionárias elétricas moveram-se em um círculo virtuoso de expansão, em que as reduções de custos obtidas com economias de escala e de aglomeração eram repassadas para as tarifas, estimulando o consumo e, conseqüentemente, a expansão do sistema. Essa dinâmica tornou o sistema elétrico um dos principais motores dos ganhos de produtividade das economias industriais no pós-guerra<sup>2</sup> (David & Wright, 1999). Ao remover os

---

1 O regulador determina a qualidade dos serviços elétricos prestados pela concessionária, sendo parte integrante dessa tarefa a aprovação do seu plano de expansão. A receita tarifária obtida pela oferta dos serviços elétricos devia ressarcir custos operacionais e permitir a recuperação dos investimentos com uma remuneração adequada para os investimentos realizados (Kahn, 1988).

2 Dois modelos básicos de organização industrial brotaram desse processo (Hunt & Shuttleworth, 1996): o modelo *Electricité de France*, em que a concessionária monopolista opera geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade; e a solução britânica, em que uma empresa monopolista opera a geração e a transmissão (Central Electricity Generation Board), porém a distribuição e a comercialização de energia são operadas por empresas monopolistas regionais (Regional Electricity Boards).

**ADILSON DE OLIVEIRA** é professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

riscos do investimento em um mercado iniciante, a remuneração garantida para os projetos elétricos foi um dos pilares desse círculo virtuoso de expansão.

Essas características induziram os monopólios elétricos a adotarem a estratégia empresarial de verticalizar sua cadeia produtiva (geração, transmissão, distribuição e comercialização) na fase inicial dos sistemas elétricos, sendo sua operação e expansão supervisionadas por organismo regulador estatal. A ampla disponibilidade de recursos fósseis a preços relativamente baixos e a remuneração garantida para os projetos elétricos funcionaram como pilares centrais do processo de universalização do acesso ao suprimento elétrico, política governamental motora do desenvolvimento dos sistemas elétricos na segunda metade do século passado, que contou com o apoio de financiamentos oferecidos em condições econômicas favoráveis por entidades domésticas e internacionais (bancos multilaterais). O controle das tarifas elétricas exercido pelos reguladores evitava a prática de preços abusivos pelas empresas monopolistas elétricas, por um lado, e garantia remuneração adequada para os projetos elétricos, por outro.

As mudanças no ambiente econômico global, provocadas pela crise do petróleo, reverteram a trajetória de custos cadentes dos sistemas elétricos. A redução no ritmo do crescimento econômico tornou ociosos projetos de expansão programados antes da crise. O aumento nos preços dos combustíveis elevou os custos operacionais das concessionárias, e a demanda por investimentos para mitigar as emissões de gases tornou necessários investimentos adicionais no parque instalado. A oferta de financiamento em condições favorecidas para o setor elétrico evaporou. Nesse novo ambiente, os sistemas elétricos deixaram de atuar como fator indutor de ganhos de produtividade para se tornarem repassadores de ineficiências econômicas para a sociedade. O regime de remuneração garantida para os projetos elétricos passou a receber fortes críticas no âmbito tanto político quanto acadêmico<sup>3</sup> (De Oliveira, 1992).

Na década de 1980, a liberalização dos mercados elétricos brotou como solução para essa

situação nos EUA e tomou corpo na Inglaterra (Surrey, 1996). A introdução da concorrência no parque gerador e a oferta de liberdade de escolha do seu supridor de energia para os consumidores são características centrais dessa solução. No Brasil, a liberalização do mercado elétrico foi deslanchada no governo FHC, porém foi interrompida no governo Lula.

## LIBERALIZAÇÃO DOS MERCADOS ELÉTRICOS

A eletricidade é insumo produtivo peculiar. Sua estocagem é economicamente proibitiva nas condições tecnológicas atuais<sup>4</sup>, situação que obriga sua produção a ocorrer simultaneamente com seu consumo. Na prática, o sistema elétrico pode ser assimilado a uma gigantesca máquina que conecta consumidores e fornecedores em tempo real, sem que seja possível singularizar os fluxos energéticos entre geradores e consumidores de energia<sup>5</sup>.

As redes de transporte são os elos estratégicos dos mercados elétricos. Seus custos são subaditivos, e, para minimizá-los, elas devem ser operadas em regime monopolista. Mais ainda, a confiabilidade do funcionamento da máquina elétrica exige que seus milhares de nós permaneçam com voltagem e frequência oscilatória entre limites técnicos estritos. Para tanto, o sistema elétrico necessita operar com substancial margem de reserva de capacidade de oferta. Essa capacidade “ociosa” caracteriza-se como um bem público, cujo “consumo” deve ser remunerado pelo conjunto dos usuários do sistema<sup>6</sup>. Essas características condicionam a liberalização do mercado elétrico.

3 Esse regime induz a leniência na gestão das concessionárias, que, protegidas da concorrência, resistem à adoção de políticas de eficiência energética e são avessas a inovações tecnológicas que incrementam a eficiência econômica da máquina elétrica (tais como a cogeração).

4 Investimentos substanciais estão sendo realizados visando ao desenvolvimento de baterias que possam acumular energia elétrica em condições econômicas competitivas (Armand & Tarascon, 2008).

5 Os geradores sabem quanta energia colocam no sistema, porém não podem identificar quem consome sua oferta. Do mesmo modo, os consumidores sabem quanta energia estão recebendo do sistema, porém não podem identificar quem está fornecendo para seu consumo.

6 Por exemplo, quando uma central é despachada para preservar a estabilidade da máquina elétrica, todos os agentes do sistema são beneficiados pela continuidade do suprimento de energia indistintamente. Porém, as perdas econômicas desse despacho (ou não despacho) são sentidas apenas pela central afetada.

Para evitar comportamentos oportunistas dos agentes monopolistas posicionados nas redes de transporte, é necessária a neutralidade econômica desses agentes. Dessa forma, a introdução da concorrência nos mercados elétricos liberalizados fica limitada ao regime comercial para o fluxo de energia nas redes de transporte e para a prestação de serviços para os consumidores finais<sup>7</sup>. A desverticalização da cadeia produtiva elétrica é, assim, indispensável para a liberalização do mercado elétrico. Muito importante para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico, a operação física da máquina elétrica deve necessariamente ser comandada por um único agente (operador do sistema elétrico).

O operador ocupa papel central nos mercados elétricos liberalizados. Cabe a ele a tarefa de garantir a estabilidade do funcionamento da máquina elétrica. Para cumprir essa tarefa, o operador programa o despacho das centrais com base em previsão do comportamento do consumo de energia e nas disponibilidades para despacho informadas pelas centrais. Essa programação, informada aos agentes, permite antecipar expectativas de custos que servem como orientação para as decisões econômicas dos agentes do mercado.

O operador tem autoridade para redefinir sua programação de despacho de centrais e, eventualmente, promover cortes no suprimento de energia, sempre que considere serem necessárias mudanças na sua programação de operação para preservar a estabilidade do funcionamento da máquina elétrica. Essas situações impactam os fluxos físicos de energia e, por consequência, também os fluxos financeiros entre os agentes do mercado elétrico. Para garantir a neutralidade econômica do operador, ele deve respeitar regras operacionais previamente acordadas com todos os agentes do mercado elétrico.

Apesar de ativadas por decisão do operador, as linhas de transmissão não necessariamente são de sua propriedade. No entanto, é indispensável que essas linhas sejam disponibilizadas para seu uso discricionário e que seja garantido o livre acesso às

linhas para todo usuário da rede de transmissão<sup>8</sup>. A liberdade de acesso às linhas de transporte é condição *sine qua non* para a liberalização dos mercados elétricos. Para as distribuidoras, isso significa que elas perdem o monopólio na comercialização de energia, preservando apenas o monopólio na prestação do serviço de transporte dos fluxos elétricos. O regulador especifica padrões mínimos para os serviços prestados pelas concessionárias monopolistas de distribuição e determina as tarifas máximas (preço teto) que elas podem cobrar, estabelecendo incentivos para melhorarem a qualidade dos serviços prestados e reduzirem custos.

O mercado atacadista de energia é o nexó central da liberalização dos mercados elétricos. Geradores e consumidores contratam livremente seus fluxos energéticos com base em expectativas quanto ao comportamento futuro do mercado elétrico. A reconciliação desses contratos com os fluxos energéticos efetivos da máquina elétrica é realizada a partir de um mercado de curto prazo fixado com base no custo marginal de operação da máquina elétrica (preço *spot*). Esse preço resulta do encontro entre a curva de ofertas declaradas pelos geradores, por ordem crescente de preços (ordem de mérito), e a demanda de energia no momento do despacho<sup>9</sup>.

O preço *spot* caracteriza-se por forte volatilidade, fruto da oscilação no consumo de energia e da diversidade tecnológica do parque gerador<sup>10</sup>. Vales e picos no consumo se sucedem, movendo a necessidade de despacho de centrais de menor custo para centrais de maior custo e vice-versa (Figura 1). Os preços *spot* são calculados para

7 No caso das redes de transporte, utiliza-se o regime tarifário preço teto incentivado como mecanismo de indução aos ganhos de eficiência econômica (Beesley & Littlechild, 1989).

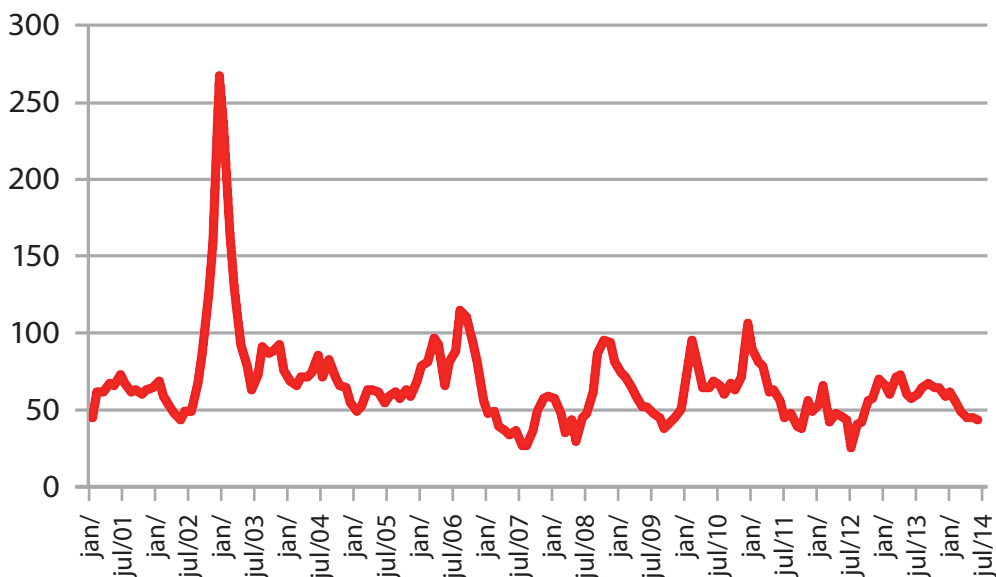
8 Quando o operador não é proprietário das linhas de transmissão, os proprietários são remunerados por colocar suas linhas à disposição do operador. Nesses casos, as receitas das linhas de transmissão são definidas independentemente do fluxo de energia que por elas transita.

9 Além desses dois mercados, o operador do sistema opera monopolisticamente um mercado em que adquire serviços auxiliares (reserva de capacidade rodante, potência reativa, regulação de voltagem, etc.) necessários para garantir a confiabilidade da máquina elétrica. No entanto, esse mercado é pouco relevante em termos econômicos sempre que não exista uma forte discrepância entre a capacidade de oferta do parque gerador e a demanda dos consumidores.

10 A volatilidade no preço da energia no mercado de curto prazo é tanto mais forte quanto maior a diversidade nos custos das centrais do sistema.

FIGURA 1

## PREÇO SPOT NO NORD POOL



Fonte: elaboração própria a partir de dados do BCB e do Nord Pool

intervalos horários ou menores para induzir os consumidores a reduzirem seu consumo nos horários de pico, que exigem o despacho das centrais mais caras. Os contratos de energia entre consumidores e geradores são estruturados como mecanismo de proteção dos consumidores para evitar essa volatilidade.

O mercado de curto prazo é a pedra de toque dos mercados elétricos liberalizados. Geradores e consumidores formulam suas expectativas quanto aos preços futuros da energia com base no comportamento do preço *spot* (contratos por diferença). Como os preços contratados raramente coincidem com os preços no mercado de curto prazo, na prática os contratos são instrumentos de proteção de geradores e consumidores para a volatilidade no preço da energia<sup>11</sup>. Para haver neutralidade econômica do operador do sistema, é crucial que geradores e consumidores confiem no preço *spot* que brota de suas decisões de despacho. É importante notar que o preço *spot* cumpre a tarefa de sinalizar a eventual necessidade de expansão da capacidade instalada da máquina elétrica.

11 O primeiro é fruto de expectativas, enquanto o segundo é ditado pelas condições vigentes em tempo real.

A liberalização dos mercados elétricos tem por objetivo central recuperar a trajetória virtuosa de ganhos de eficiência econômica que caracterizaram o sistema elétrico até a crise do petróleo. Alcançada a universalização do acesso ao suprimento de energia, os ganhos de eficiência econômica devem brotar da otimização do uso da capacidade instalada e da gestão de riscos alinhada com as condições de financiamento vigentes no mercado de capitais. Os subsídios cruzados, que tiveram papel dominante na construção do mercado elétrico, são removidos; os preços passam a refletir os custos de oportunidade da energia ofertada, incorporando as externalidades da máquina elétrica.

A separação entre a coordenação física da máquina elétrica, realizada centralizadamente pelo operador do sistema, e a sua coordenação econômica, realizada descentralizadamente no mercado atacadista de energia, é o nexos central da organização industrial dos sistemas elétricos liberalizados. Essa separação, viabilizada pela difusão das tecnologias de informação, permite a diversificação dos serviços elétricos com ofertas ajustadas às necessidades específicas de cada consumidor. A mitigação das externalidades ambientais da máquina elétrica é buscada com a intensificação do

uso do gás natural e das fontes renováveis de energia na geração e promoção de processos eficientes de energia no consumo de energia.

## REFORMA LIBERALIZANTE BRASILEIRA

Como no resto do mundo, o sistema elétrico brasileiro foi iniciado sob a forma de monopólios verticalizados municipais, operados por investidores privados. A Revolução de 1930 deslançou o processo de estatização da máquina elétrica, que evoluiu para um conjunto de empresas verticalizadas federais (geração e transmissão) e estaduais (distribuição e comercialização)<sup>12</sup>. Na década de 1980, a atuação dessas empresas era coordenada pela Eletrobras, com o apoio do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS)<sup>13</sup>.

No final da década de 1980, o sistema elétrico estava mergulhado em grave crise. As tarifas elétricas não cobriam os custos das concessionárias, e o regime de equalização tarifária<sup>14</sup> desorganizara os fluxos financeiros setoriais, provocando a paralisação de diversos projetos elétricos (De Oliveira, 2007). A reforma do mercado elétrico, visando a recuperar sua eficiência econômica, foi objeto de longa discussão no âmbito das concessionárias, sem que tenha sido elaborada uma proposta de reforma capaz de oferecer resposta adequada para os problemas setoriais.

A Constituição de 1988 deslançou a liberalização do mercado elétrico (De Oliveira, 2007). Ela determinou a licitação concorrencial das concessões elétricas e eliminou o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), que oferecia recursos em condições favoráveis para o financiamento de projetos elétricos<sup>15</sup>. Em 1993, o regime tarifário pelo custo do serviço foi abandonado e, em seguida,

as concessionárias elétricas foram colocadas no programa nacional de privatização (Leite, 1997). Essa privatização necessariamente teria que vir acompanhada de profundas mudanças institucionais para adequar a dinâmica do mercado elétrico ao regime concorrencial.

Um grupo de técnicos setoriais, com o apoio de consultores internacionais, estruturou o novo arcabouço regulamentar do mercado elétrico. A coordenação física da máquina elétrica foi delegada ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as concessionárias existentes foram desverticalizadas, e a expansão de novas linhas de transmissão passou a ser objeto de licitação competitiva. A concorrência foi introduzida no parque gerador e na comercialização de energia, porém a coordenação econômica do despacho do parque gerador hidrelétrico vigente no período estatal monopolista foi preservada. A concorrência no mercado atacadista foi limitada às centrais térmicas, que teriam que competir com a geração cooperativa do parque gerador hidrelétrico.

A decisão de preservar a coordenação econômica centralizada do despacho hidrelétrico teve como corolário a determinação do preço *spot* da energia por um conjunto de modelos computacionais que buscam identificar os custos marginais de operação (CMO) do parque gerador. Esses modelos têm por objetivo a minimização do despacho térmico com base em parâmetros e variáveis que, idealmente, deveriam refletir expectativas dos agentes atuantes no mercado atacadista de energia<sup>16</sup>.

Com o despacho econômico coordenado do parque hidrelétrico foi instituído um certificado que garante a quantidade de energia (energia assegurada) que cada uma das centrais hidrelétricas tem direito de comercializar no mercado atacadista, independentemente da quantidade de sua energia efetivamente gerada. Um mecanismo financeiro (mecanismo de realocação de energia – MRE) é utilizado para repartir os custos e os benefícios do despacho econômico centralizado de sua central<sup>17</sup>.

12 Algumas empresas estaduais, tais como a Cesp, a Cemig, a Copel e a CEEE, atuavam nos quatro elos da cadeia produtiva elétrica.

13 O GCOI definia o despacho das centrais, e o GCPS estabelecia o programa de expansão da máquina elétrica.

14 Esse regime, introduzido na década de 1970, promovia a transferência de recursos das concessionárias rentáveis para as não rentáveis.

15 Nesse mesmo período, os bancos multilaterais decidiram deixar de financiar as empresas elétricas estatais.

16 Custo econômico de um déficit no suprimento de energia, pluviometria, previsão do consumo de energia, expansão do parque gerador, taxa de desconto, etc.

17 Itaipu não foi incorporada nesse cartel. Seu despacho obedece a regras especificadas no contrato binacional com o Paraguai.

Além da energia assegurada, conceito herdado do período monopolista estatal, as hidrelétricas podem comercializar uma segunda parcela (energia secundária), resultante da diferença entre a energia efetivamente gerada e o total da energia assegurada ao parque gerador hidrelétrico. No entanto, essa segunda parcela deve ser necessariamente comercializada no mercado *spot*.

Essa solução esdrúxula resultou de um compromisso da equipe econômica com o *establishment* elétrico estatal. Ela procurou evitar que os riscos hidrológicos provocassem a desvalorização econômica do parque gerador instalado, essencialmente composto por hidrelétricas que se pretendia privatizar, e a descontinuidade na exploração do vasto potencial hidrelétrico do país. A desvalorização reduziria as receitas do processo de privatização, enquanto a descontinuidade da expansão hidrelétrica teria como consequência a desarticulação de alianças empresariais estruturadas com fornecedores das concessionárias durante as décadas de expansão virtuosa do sistema.

Dois características do sistema hidrelétrico brasileiro exerceram papel determinante nessa solução. Primeiro, o fato de a água utilizada na geração de energia nas centrais a montante da cascata dos longos rios brasileiros ser empregada para gerar energia nas centrais a sua jusante. Segundo, a existência de enormes reservatórios hidrelétricos que permitem ajustar as significativas flutuações do regime hidrológico brasileiro às alterações no consumo de energia. Um estudo conduzido no âmbito do GCOI indicou que, se conduzido sem a sua coordenação econômica centralizada, o despacho do parque gerador hidrelétrico poderia provocar redução de até 30% da oferta de energia assegurada das hidrelétricas (De Oliveira, 2007).

Pelo ângulo da demanda, os consumidores foram divididos em dois grupos. Os consumidores livres (demanda de carga superior a 3 MW) passaram a poder optar pela contratação de seu suprimento energético diretamente com geradores ou comercializadores de energia. Os demais consumidores (denominados cativos) seriam progressivamente liberados do controle monopolista das distribuidoras<sup>18</sup>. A segmentação dos consumidores

nesses dois grupos respondia à preocupação de evitar os efeitos inflacionários da previsível elevação dos preços e tarifas de energia no novo mercado elétrico. A mesma preocupação induziu a adoção dos contratos iniciais entre geradores e distribuidoras com os preços vigentes à época.

Como a capacidade de armazenar água dos reservatórios, apesar de significativa, é limitada, a tarefa de complementar o despacho hidrelétrico nos períodos de pluviometria desfavorável foi destinada ao parque gerador térmico. Esse despacho é pouco relevante na maior parte do tempo, porém é crucial nos períodos desfavoráveis de chuvas para evitar a necessidade de racionar o consumo de energia. Para evitar o esgotamento especulativo da energia acumulada nos reservatórios, que colocaria em risco o suprimento futuro de energia, a compra de energia no mercado *spot* foi limitada a 15% do consumo.

Diferentemente do período monopolista estatal, a expansão da máquina elétrica foi delegada aos agentes do mercado. Porém, a gestão econômica dos reservatórios hidrelétricos foi centralizada no ONS, e o regime de remuneração para as térmicas foi radicalmente modificado. Os custos dessas centrais deixaram de ser ressarcidos com o adicional tarifário cobrado dos consumidores (conta de consumo de combustíveis). Doravante, elas teriam que recuperar seus custos competindo no mercado *spot*, eventualmente adquirindo energia secundária do parque hidrelétrico para economizar seus gastos com combustíveis<sup>19</sup>.

Como o despacho das térmicas seria governado pelo ONS, elas passaram a assumir os riscos da gestão dos reservatórios realizada pelo ONS. Para evitar esses riscos, a possibilidade de declararem que seu despacho não ficaria submetido à gestão do ONS foi oferecida às térmicas (térmicas inflexíveis). Porém, essa solução aumentava o risco de racionamento de energia em situações hidrológicas críticas, dado que o ONS não poderia lançar mão de despacho térmico adicional para complementar

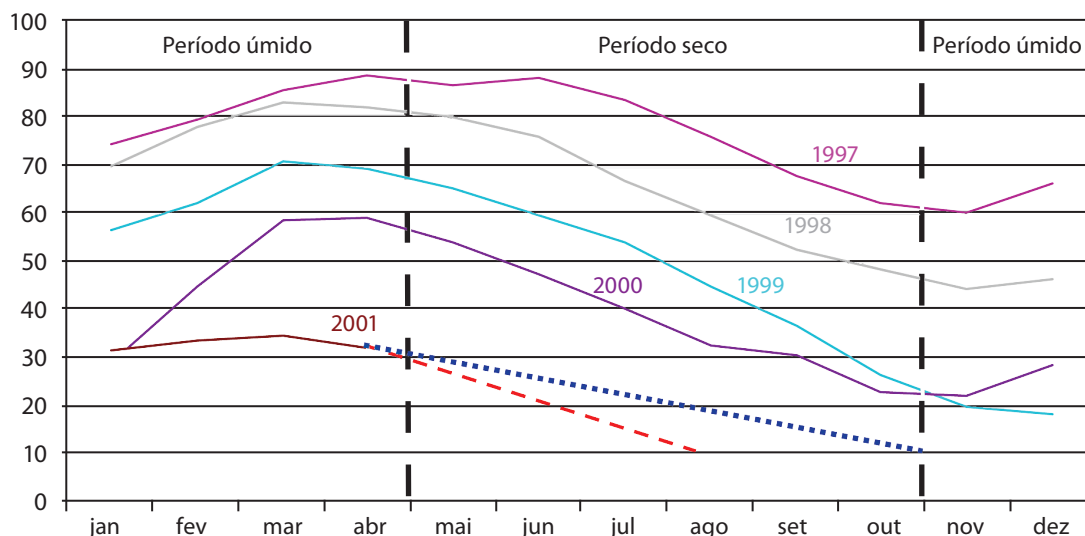
18 Para evitar o abuso de poder de monopólio das distribuidoras, foi estabelecido um valor máximo (valor normativo) de repasse para os consumidores do custo da energia contratada. Na prática, os valores normativos operavam como sinal de preço para os contratos no mercado atacadista.

19 Essa solução operacional seria vantajosa para as térmicas sempre que o preço *spot* ficasse abaixo de seu custo operacional. No entanto, as térmicas teriam que obter contratos de combustível que lhes permitissem operar apenas nos períodos de pluviometria desfavorável. Na prática, essa solução repassava os riscos hidrelétricos para os fornecedores de combustíveis.



FIGURA 2

EVOLUÇÃO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE – REGIÃO SUDESTE



Fonte: ONS

as limitações da oferta hidrelétrica. Era indispensável a expansão térmica flexível para garantir a confiabilidade da máquina elétrica.

A retomada do crescimento econômico provocada pelo Plano Real tornou urgente a expansão da termelétrica, dada a trajetória de esgotamento progressivo dos reservatórios hidrelétricos (Figura 2). A Petrobras decidiu assumir os riscos hidrelétricos dando suporte ao programa prioritário de construção de térmicas<sup>20</sup>. No entanto, as térmicas necessárias para evitar o esgotamento dos reservatórios ainda não estavam operacionais quando um período desfavorável de chuvas iniciou-se em 1999. Para evitar o colapso da máquina elétrica, o governo decidiu pelo racionamento de energia<sup>21</sup>.

Passado o rescaldo do racionamento, a revisão da reforma liberalizante foi iniciada com o objetivo de recuperar o controle estatal de sua dinâmica. Preservada a organização industrial adotada na reforma, as mudanças mais relevantes ocorreram no *modus operandi* do mercado ataca-

dista com três objetivos centrais: 1) exercer o controle governamental da gestão dos reservatórios hidrelétricos; 2) restaurar a coordenação estatal da expansão da máquina elétrica; 3) minimizar o aumento das tarifas elétricas.

Para monitorar o esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). As distribuidoras e os consumidores livres passaram a ter a obrigação de contratar 100% de sua demanda de energia com o intuito de tornar irrelevante o papel do mercado *spot* na gestão do mercado atacadista. O conceito de energia *assegurada* foi estendido às centrais térmicas, que passaram a ter a obrigação de contratar combustível suficiente (lastro) para seu despacho pleno, ainda que esse despacho só ocorra em situações hidrológicas críticas<sup>22</sup>. Paralisada a privatização das concessionárias estatais, estas passaram a participar da expansão da máquina elétrica em consórcios com a presença majoritária de capitais privados e o apoio financeiro do BNDES.

O mercado atacadista foi segmentado em dois submercados. As distribuidoras suprem *apenas*

20 Os contratos da Petrobras assinados com capitais privados, como no regime custo do serviço, garantiam a remuneração dos investimentos de seus parceiros privados, independentemente do despacho das centrais.

21 O esgotamento dos reservatórios abaixo de 10% torna inviável a operação das hidrelétricas.

22 O índice custo benefício (ICB) foi introduzido para comparar o preço da energia assegurada ofertada pelas térmicas com o da ofertada pelas hidrelétricas.

seus consumidores cativos adquirindo seu fornecimento de energia no mercado *regulado*; os demais consumidores se abastecem no mercado *livre*. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada para coordenar a expansão, organizando leilões de energia para abastecer o consumo do mercado regulado. As distribuidoras foram autorizadas a repassar para as tarifas de seus consumidores cativos até 3% da energia contratada eventualmente não consumida para incentivar a contratação de energia nesse mercado.

A queda estrutural do consumo de energia (cerca de 20%), uma das consequências do período de racionamento, provocou a emergência de um substancial excedente na oferta de energia (D'Araujo, 2009). Esse excedente deveria ser absorvido com a retomada do crescimento econômico. Contudo, a incerteza quanto ao ritmo de sua absorção desestimulava investimentos na expansão. A organização de leilões separados de oferta da energia *velha* (parque gerador existente) e da energia *nova* (projetos de expansão) para o mercado *regulado* foi a estratégia adotada para superar esse problema.

Os leilões de energia *nova* buscaram atender à expectativa de demanda de longo prazo do mercado cativo, ficando os leilões de energia *velha* destinados à complementação da demanda de energia das distribuidoras. Os preços da energia *nova* se alinharam com o custo marginal de expansão do parque gerador, enquanto os preços da energia *velha* situaram-se em patamar bem mais baixo (dada a conjuntura de excesso de oferta de energia da época)<sup>23</sup>. Dessa forma, o preço médio ponderado da energia contratada para atender ao mercado cativo ficou substancialmente abaixo do custo de expansão, e os consumidores livres, sem a obrigação de contratar energia *nova*, puderam desfrutar de oferta abundante de energia *velha* a preços ainda mais baixos<sup>24</sup>.

Componente eficaz da política de combate a pressões inflacionárias no curto prazo, essa

estratégia teve efeitos nocivos no longo prazo<sup>25</sup>. Ela sugeriu que o mercado *regulado* assumiria a contratação de energia *nova* (mais cara), inibindo o papel do crescente mercado *livre* na expansão da máquina elétrica. O hiato entre o custo marginal de expansão e os preços praticados no mercado atacadista induziu a criação de encargos tarifários destinados a atender a políticas de governo, comprometendo a competitividade das tarifas elétricas. Esses problemas foram tomando dimensão à medida que o excesso conjuntural de energia foi sendo absorvido pelo mercado, provocando a convergência do preço da energia no mercado regulado para o custo marginal de expansão.

Por outro lado, as estimativas equivocadas da EPE para os ICBs induziram a seleção adversa de projetos na expansão da máquina elétrica. Centrais térmicas que seriam despachadas em algumas poucas horas, devido a seus custos operacionais absurdamente elevados, ganharam competitividade nos leilões de energia. Para evitar aumentos fortes no preço *spot*, que contaminariam a contratação de longo prazo, o esgotamento precoce dos reservatórios hidrelétricos passou a ser utilizado na expectativa de período pluviométrico futuro favorável. A situação dos reservatórios hidrelétricos evoluiu para patamares similares aos da crise do racionamento<sup>26</sup> (Figura 3).

## CONCLUSÃO

O sistema elétrico brasileiro vive dois paradoxos: 1) seus custos técnicos são baixos, porém as tarifas que oferece aos consumidores são muito elevadas; 2) ele opera com grande margem de reserva, contudo vive sob o permanente risco de racionamento de energia. Esses paradoxos têm sua origem fundamentalmente no arcabouço institucional e econômico setorial construído nos últimos 20 anos<sup>27</sup>.

23 Nos leilões de energia *velha* realizados, o preço do MWh foi crescente, passando de R\$ 57,51 (2005) para R\$ 67,33 (2006), R\$ 75,46 (2007) e R\$ 83,13 (2008). No leilão de energia *nova*, esse preço situou-se em R\$ 114,43 para a oferta hidrelétrica e R\$ 127,18 para a termelétrica.

24 Essa situação incentivou a migração de grandes consumidores para o mercado livre.

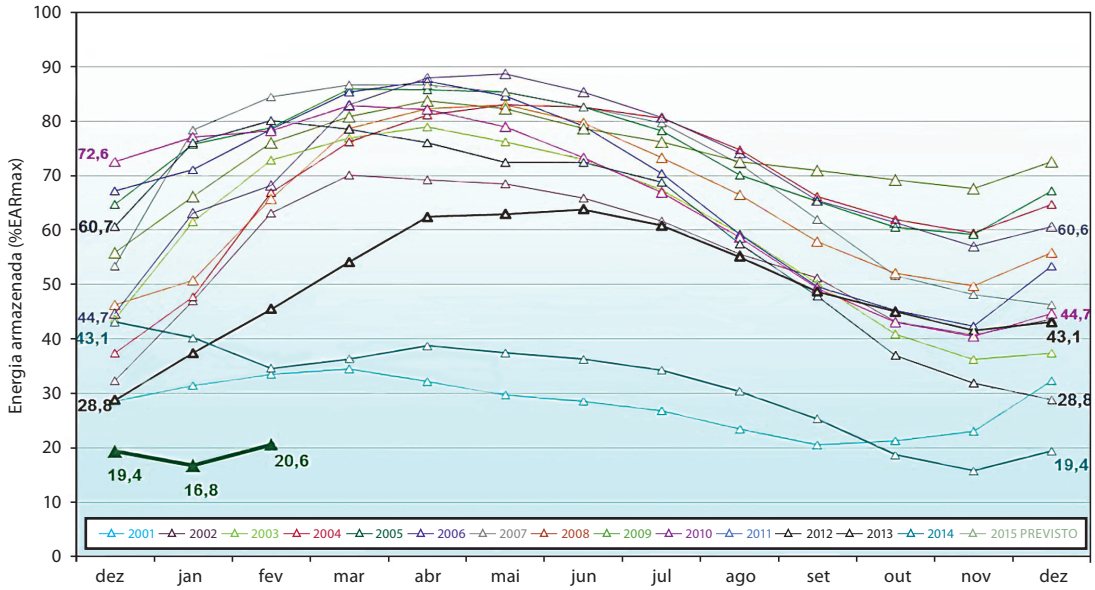
25 Estratégia similar havia sido adotada na reforma da década de 1990: os preços adotados nos contratos iniciais foram fixados em patamar significativamente inferior ao preço (valor normativo) das novas centrais.

26 A contratação de energia de reserva é parte dessa estratégia.

27 Os encargos tarifários e os impostos incidentes sobre os custos técnicos setoriais explicam apenas parte do hiato entre tarifas e custos.

FIGURA 3

EVOLUÇÃO DO RESERVATÓRIO EQUIVALENTE  
REGIÃO SUDESTE (2015)



Fonte: ONS

Esgotado o tripé que deu origem ao círculo virtuoso de expansão do sistema elétrico monopolista estatal<sup>28</sup>, a Constituição de 1988 deu início à liberalização do mercado elétrico, interrompida após o racionamento de energia do início do século. O regime tarifário baseado no *custo do serviço* foi abandonado, porém a gama de subsídios cruzados foi ampliada para contemplar políticas governamentais (sociais, regionais, energéticas), distorcendo os custos de oportunidade da energia. Paralisadas as privatizações, as concessionárias estatais passaram a participar em consórcios com investidores privados com financiamento do BNDES.

As tecnologias de informação removeram as barreiras técnicas, econômicas e gerenciais que, no passado, impediam a atuação dos consumidores na gestão da demanda de energia. No entanto, a gestão econômica da máquina elétrica permanece sendo executada em torno da programação da oferta de energia realizada com base no conceito enganoso

de energia *assegurada*. Esse conceito sugere que a energia contratada nos leilões organizados pela EPE é suficiente para atender à demanda esperada, mesmo nos períodos de estiagem. Contudo, a realidade tem mostrado o contrário.

O deslocamento da expansão hidrelétrica para a Amazônia, onde a topografia não é favorável à construção de grandes reservatórios, exige a expansão do parque gerador térmico para garantir a confiabilidade do suprimento de energia. O preço *spot*, calculado por modelos computacionais alimentados com expectativas da burocracia estatal, não sinaliza aos consumidores a necessidade de modificar seu comportamento energético em condições desfavoráveis de suprimento, enquanto o uso do ICB para definir a expansão térmica induz a seleção de térmicas com custos operacionais absurdos. Para evitar a explosão do preço *spot*, os reservatórios hidrelétricos são esgotados precocemente com o objetivo de minimizar o despacho do parque gerador térmico. Essa solução coloca recorrentemente a sociedade sob o risco de racionamento não apenas de energia, como também de água.

A finalização da interligação dos mercados elétricos regionais relevantes, a redução do ritmo

28 Base física organizada em torno de hidrelétricas com grandes reservatórios; tarifas com base no custo do serviço; economias de escala proporcionadas pela expansão do sistema.

de crescimento demográfico e a amenização do processo de urbanização deslocaram as oportunidades de ganhos de escala da geração para a etapa final da cadeia produtiva elétrica (distribuição). O essencial dos ganhos econômicos futuros do sistema elétrico virá de aumentos na eficiência com que os consumidores utilizam seu suprimento de

energia. Para induzir esse movimento, é indispensável oferecer sinais de preço ajustados aos custos de oportunidade da energia. A liberalização do mercado atacadista de energia é condição *sine qua non* para que o risco recorrente de racionamento seja removido e o sistema elétrico volte a operar em um círculo virtuoso de expansão.

## BIBLIOGRAFIA

- ARMAND, M.; TARASCON, J. M. "Building Better Batteries", in *Nature*, 451, February, 2008, pp. 652-7.
- BEESLEY, M. E.; LITTLECHILD, S. C. "The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom", in *Rand Journal of Economics*, vol. 20, number 3, 1989.
- CHRISTENSEN, L. R.; GREENE, W. H. "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation", in *Journal of Political Economy*, Chicago University Press, 1976.
- D'ARAUJO, R. P. *Setor Elétrico Brasileiro: uma Aventura Mercantil*. Rio de Janeiro, Confea-Crea, 2009.
- DAVID, P. A.; WRIGHT, G. "General Purpose Technologies and Surges in Productivity: Historical Reflections on the Future of the ICT Revolution", in *Discussion Papers in Economic and Social History*, University of Oxford, 1999.
- DE OLIVEIRA, A. *Electricity System Performance: Options and Opportunities for Developing Countries*. Luxemburgo, Coped/CEC, 1992.
- DIXIT, A.; PINDYCK, R. *Investment under Uncertainty*. Princeton, Princeton University Press, 1994.
- \_\_\_\_\_. "The Political Economy of the Brazilian Power Industry", in D. Victor; T. Heller. *Economy of the Power Sector Reform*. Cambridge University Press, 2007.
- HART, O. *Firms, Contracts, and Financial Structure*. New York, Oxford University Press, 1995.
- HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. West Sussex, Wiley, 1996.
- KAHN, A. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. Cambridge, MIT Press, 1988.
- LEITE, A. Dias. *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro, Nova Fronteira, 1997.
- MEDEIROS, R. *O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de mestrado. Rio de Janeiro, Coppe/UFRJ, 1993.
- STOFT, S. *Power System Economics*. New York, The Institute of Electrical and Electronics Engineers/Wiley and Sons, 2002.
- SURREY, J. *The British Electricity Experiment*. London, Earthcan Publication, 1996.