

A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: alguns princípios e reflexões

DANILO DE SOUZA DIAS*
ADRIANO PIRES RODRIGUES*

Este artigo procura relacionar, de maneira sintética, algumas características marcantes assumidas pela indústria elétrica, após o seu ingresso em fase de maturidade tecnológica. Discutem-se as novas modalidades de regulação tarifária que passaram a constituir o núcleo central da intervenção do Estado no setor, uma vez ultrapassado o primeiro momento da indústria, no qual esta se estruturava sob a forma de grandes monopólios públicos em escala nacional. Com efeito, o fim das economias de escala no segmento de geração vai determinar a entrada da indústria em uma fase marcada sob os signos da desverticalização e da competitividade. O rebatimento deste fenômeno em nível de regulação — agora fundamentalmente direcionada aos segmentos de transmissão e distribuição —, produziu-se pela incorporação de elementos inovadores, cujo espírito geral é o de controlar as empresas através da verificação do cumprimento de obrigações — sujeito a penalidades, mas também a incentivos —, buscando-se minimizar a intervenção do Estado na função de produção da empresa, na sua estrutura de custos e nas suas metas de investimento.

1 - Introdução

O objetivo deste artigo é situar a questão da tarifação da energia elétrica no âmbito do movimento de desregulamentação e privatização que vem atingindo o setor em inúmeros contextos nacionais, desde que, em incios da década de 80, os primeiros grandes processos de reestruturação organizacional e institucional da infra-estrutura energética tiveram lugar no Chile e, pouco mais tarde, na Inglaterra. Desde então, os pilares de uma organização centralizada vêm sendo questionados em escala quase planetária, com os grandes monopólios estatais do setor dando origem a estruturas verticalmente desintegradas e abrindo espaço à emergência de grande número de novos agentes produtivos de natureza privada.

O questionamento do antigo modelo de organização, com a entrada de novos atores privados, pode dar origem a uma grande diversidade de conformações, sem que, *a priori*,

* Da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

a superioridade de uma em relação às outras possa ser apontada com base em argumentação estritamente técnica, ou seja, isenta das considerações de natureza política e cultural próprias a cada contexto. Na verdade, este fato sugere que, em determinados contextos, os condicionantes de ordem política e cultural podem se converter em determinantes em última instância do sucesso das experiências e das transformações empreendidas.¹

Não se pretende, aqui, retomar a discussão acerca de novos modelos organizacionais para a indústria elétrica, nem, em uma perspectiva doméstica, discutir a sua aderência a roupagens institucionais alternativas aplicáveis ao contexto específico do Brasil. A orientação deste artigo parte do pressuposto de que grande parte destas questões — absolutamente essenciais ao funcionamento do setor em novos moldes — já seria consensual, configurando um quadro mínimo de referências para aquilo a que se poderia denominar “ambiente econômico desregulado e competitivo”: Estado regulador e fiscalizador, apartado das atividades de cunho produtivo; segmento de geração ingressando em uma fase de economias de escala decrescentes, não mais, por isso, estruturando-se na forma de um monopólio natural; necessidade de regulamentação precisa no segmento de transmissão, possibilitando o estabelecimento de vínculos comerciais diretos entre produtores e distribuidores e/ou grandes consumidores de energia elétrica; e regulação precisa no segmento de distribuição, visando proteger os pequenos consumidores e, na medida do possível, incrementar os níveis de contestação e competição em um segmento onde a tecnologia ainda não reverteu uma estrutura de produção naturalmente monopolista.

A vigência destes preceitos definidores de um “ambiente econômico desregulado e competitivo” pode ser verificada em diversos modos de organização e assumir diferentes roupagens institucionais: nesse sentido, tanto o modelo chileno quanto o argentino, ou mesmo o inglês, respondem satisfatoriamente a todos os pré-requisitos acima citados, e nem por isso organizam-se da mesma maneira no tocante a diversos pontos, como, por exemplo, o da desverticalização completa das atividades setoriais.

No Brasil, o estágio atual da reestruturação do setor elétrico se encaminha no sentido da adoção das premissas liberalizantes, ainda que permaneçam indefinidos tanto o modelo organizacional quanto o desenho institucional a vigorar futuramente. Observa-se, no entanto, que, apesar de todos os inegáveis avanços no entendimento do novo ciclo da indústria elétrica, ainda não existe, até o presente, nenhum modelo de regulação predominante no que tange à questão tarifária. Este quadro de indefinição acerca do mais adequado modelo tarifário para o Brasil vem adiando, e mesmo impedindo, o início do

¹ Alguns autores, como Finon (1992), realçam este tipo de restrição: “O questionamento liberal dos modelos integrados objetiva reduzir o peso da regulamentação e, assim, tornar o mercado mais eficiente e mais flexível no que concerne à busca de uma melhor combinação preço-quantidades. Isto se faz através da procura de um contato direto entre os produtores e os consumidores/distribuidores, contestando-se o monopólio do transporte e da distribuição a fim de permitir o livre trânsito dos fluxos energéticos resultantes daqueles contatos comerciais. Resta a apreciar, no entanto, a viabilidade do novo modelo nos diferentes contextos regionais (condições de base, cultura regulamentadora etc.)... A indústria de gás natural do ocidente europeu possui uma estrutura bem diferente da indústria de gás norte-americana, o que reflete, em grande parte, a especificidade das condições de base de cada um dos dois contextos: quadro de recursos e reservas, diversidade nacional no interior da Europa, cultura de intervenção pública etc... A introdução da concorrência não pode ser abordada de maneira doutrinária, mas de um modo que leve em conta a diversidade de condições de base e de normas de regulação político-econômicas vigentes em cada contexto...”

processo de reestruturação do setor elétrico em nosso país. Este artigo, em virtude destes elementos de contorno, propõe-se a refletir sobre alguns princípios fundamentais atinentes à regulação tarifária no âmbito dos três segmentos que compõem a indústria elétrica, a fim de reposicionar o Estado no tocante ao tratamento das tarifas de eletricidade e de suscitar alguns encaminhamentos passíveis de serem adotados no caso brasileiro.

2 - Mudanças na regulação tarifária da indústria elétrica

A indústria elétrica difere da maioria dos setores produtivos pelo fato de ter de operar, continuamente, o equilíbrio instantâneo entre o fluxo de energia por ela gerado e a demanda de eletricidade que a ela é dirigida. A essencialidade da energia elétrica enquanto insumo e produto final, a considerável descontinuidade da demanda — que oscila não só sazonalmente como também diariamente — e as grandes dificuldades técnicas existentes em nível de estocagem compõem um ambiente operativo altamente incerto, ao qual vem somar-se a descontinuidade técnica na expansão da capacidade, implicando a necessidade de antecipação da oferta em relação ao crescimento esperado da demanda. Algumas destas características, assim como a existência de extensa rede de interconexões fixas — o que, do ponto de vista do consumidor, se traduz em reduzida capacidade de barganha, dadas as dificuldades de mudança de fornecedor — e a existência de fortes economias de escala — principalmente situadas nos segmentos de transmissão e distribuição —, fizeram com que, durante mais de um século, se considerasse esta indústria como um serviço público de importância estratégica. Isto justificou um forte processo de intervenção do poder público e a criação de empresas monopolistas de escala nacional, concebidas para, de um modo geral:

- a) proteger o investidor contra uma concorrência destrutiva;
- b) proteger o consumidor contra o abuso do poder de monopólio; e
- c) salvaguardar o interesse geral, no que tange à segurança de abastecimento e à igualdade de tratamento aos consumidores.

Em termos tarifários, três procedimentos básicos pautavam o comportamento dos agentes públicos monopolistas: a tarifação pelo valor de uso da eletricidade, a tarifação pelo custo médio e, por último — e mais recentemente —, a tarifação pelo custo marginal.

A primeira modalidade de tarifação encontrava suporte em uma concepção que discriminava as tarifas em função do tipo de uso, ou seja, subsidiava os mercados mais contestáveis em detrimento dos consumidores cativos (os de menor flexibilidade ou poder de barganha).

A segunda modalidade pautava-se na idéia da igualdade dos consumidores diante do serviço público, adotando, desta maneira, uma tarifa única, independente do tipo do consumidor, da sua localização geográfica e da importância do seu consumo.

A terceira — de longe a mais importante e disseminada modalidade de tarifação, por encontrar respaldo e substância na teoria econômica — tinha como premissa básica o pagamento, por parte de cada consumidor, daquilo que a sua demanda — ou seja, a sua presença no mercado — efetivamente representava em termos de custo para a coletivi-

dade: ao contrário da tarifação pelo valor de uso, a tarifação pelo custo marginal não implicava diferenciar os valores cobrados em função da natureza do consumidor, mas sim em função das despesas que a empresa pública e, através dela, a coletividade deveriam suportar para responder a cada demanda a ela formulada. Na realidade, a tarifação pelo custo marginal tem, como pilares, a crença na existência de uma situação de monopólio natural em todos os segmentos da indústria, a estruturação das atividades produtivas em uma cadeia perfeitamente verticalizada e a presença de uma empresa pública exercendo de maneira monopolista a responsabilidade pela produção, transporte e distribuição de eletricidade.

A entrada da indústria elétrica em novo ciclo de expansão — determinado, em grande parte, pelo fim dos rendimentos crescentes de escala em nível de geração de energia — acabou por desestruturar os três pilares anteriormente descritos e por entronizar esquemas organizacionais calcados justamente na desverticalização da atividade e na entrada de novos agentes produtivos, introduzindo a competitividade em um setor antes dominado por empresas monopolistas de estado. Em outras palavras, foi o ponto de inflexão determinado pela entrada da indústria em sua fase de maturidade tecnológica que determinou as enormes transformações de caráter organizacional e institucional levadas a cabo em diversos países do mundo, e não o voluntarismo e a vontade política dos seus governantes.

No que se refere à política tarifária, as repercussões das mudanças experimentadas pela indústria elétrica não poderiam ter sido maiores. Primeiramente, a geração de energia, ao não mais se encontrar em uma situação naturalmente monopolista, tornou-se, por assim dizer, inadequada a um quadro de referências onde o equilíbrio de longo prazo definia as bases tarifárias no curto prazo. Isto porque, no antigo desenho, a ausência de competitividade era compensada por sofisticadas modelagens dinâmicas — que simulavam a ampliação da capacidade instalada em diversos cenários de crescimento alternativos —, obtendo, como resultado, custos de desenvolvimento que nada mais eram do que os custos marginais de longo prazo do sistema.

A introdução da competitividade no segmento de geração e o conseqüente predomínio da lógica de mercado representaram, nesse sentido, o fim da própria razão de ser de uma regulação tarifária estrita e determinativa para os produtores de energia. Na verdade, os preços passam a ser livremente pactuados, emergindo naturalmente do contato comercial entre produtores e os demais agentes do mercado elétrico, ou seja, fundamentalmente, os distribuidores e os grandes consumidores de energia elétrica. Contudo, isto não significou, em momento algum, o abandono da lógica marginalista, mas tão-somente a submissão dos custos de longo prazo — cuja falibilidade decorre da sua própria natureza previsional em ambiente repleto de incertezas — à lógica de formação de preços de mercado no curto prazo, em uma espécie de retorno à Pareto, após longo período de vigência de um ótimo de longo prazo, o *second best* de Boîteux.²

² Marcel Boîteux foi o principal responsável, enquanto um dos fundadores da Electricité de France (EDF), pela introdução da tarifação pelo custo marginal na França. Na verdade, ele foi o executivo de um projeto teórico desenvolvido pelo Prêmio Nobel de Economia francês Maurice Allais, e seus principais textos encontram-se reunidos no livro *Vingt-cinq ans d'économie électrique*, organizado por G. Morlat e F. Bessière (Paris, Ed. Dunod, 1971).

Em segundo lugar, a atividade na indústria elétrica passa a comportar duas lógicas distintas: uma de mercado, para o segmento de geração; e uma outra, onde o monopólio natural ainda subsiste, nos segmentos de transporte e distribuição de eletricidade. A desverticalização decorrente desta “dupla identidade” acabou determinando uma reorientação profunda das atividades de gestão nos segmentos a jusante: com efeito — e a experiência inglesa no setor é pródiga em ilustrações deste processo —, estes segmentos deixam de se beneficiar da geração como atividade integrada, o que impede categoricamente a prática de subsídios cruzados no interior da indústria. Dessa forma, começa a ser observada uma aproximação crescente das tarifas cobradas aos consumidores finais, dos custos incorridos em cada atividade da cadeia elétrica e, por isso, mesmo que subsistam fortes características de monopólio natural — ainda não desmentidas por nenhum progresso tecnológico —, os segmentos de transporte e distribuição de eletricidade passam a incorporar, cada vez mais, critérios de competitividade e eficiência, que começam a ser crescentemente exigidos e cobrados pela autoridade reguladora.

Quando se pensa em regulação tarifária no novo contexto organizacional da indústria elétrica, deve-se, justamente, levar em conta o conjunto das transformações anteriormente analisadas, a fim de não comprometer, no que diz respeito ao consumidor final de eletricidade, as próprias potencialidades que o novo esquema pode propiciar. Nesse sentido, a aplicação de um novo regime tarifário deve procurar sintonizar-se finamente com o processo de mudanças em curso, pois caso contrário corre-se o risco de não se transferir para o consumidor os ganhos potenciais de eficiência e, em nome de uma política de “realidade tarifária”, agora sem subsídios cruzados, repassar, para o consumidor, custos de atividades monopólicas mal gerenciadas, ainda que sob um regime de administração privado. Os ganhos potenciais de eficiência citados devem ser entendidos, contudo, em uma perspectiva setorial, ou seja, em nível de cada segmento ou atividade que apresente homogeneidade, tanto em termos de características técnicas de produção quanto de perfil e de densidade de mercado. Ao contrário, o espaço do ganho de eficiência microeconômica, ou seja, aquele conquistado por empresa em relação ao seu ambiente concorrencial, deve ser estimulado, e não capturado pela autoridade reguladora, sob o argumento de repassá-lo ao consumidor final.

3 - As novas práticas tarifárias

Antes de tudo, o escopo das transformações experimentadas pela indústria elétrica em escala mundial vai requerer um profundo redirecionamento do papel do Estado, no sentido da criação e da consolidação de uma cultura regulatória que, evidentemente, na fase dos grandes monopólios públicos da eletricidade, não tinha condições objetivas de emergência. Isto significa, segundo Hesse (1991), assumir uma postura radicalmente distinta quanto ao papel do Estado no novo ordenamento econômico-institucional do setor: “a razão que fundamenta a regulação econômica é a proteção dos consumidores frente ao abuso do poder de mercado, o que não quer dizer que o critério dos novos burocratas (os reguladores) deva se substituir ao dos *managers*... aceitando que a concorrência é muito mais efetiva e importante do que qualquer regulação, é fundamental que a autoridade regulatória institua, de forma transparente, as condições de funcionamento da concor-

rência... pois o princípio geral é o de que as regras do jogo sejam iguais para todos, tanto para os que se encontram na indústria, quanto para os que querem nela entrar” [apud Bastos e Abdala (1993, p. 177)].

Em termos de regulação tarifária, o segmento de geração, pelos motivos anteriormente expostos, não necessita de ingerência especial por parte da autoridade regulatória. Contudo, a atividade de geração requer regulação específica em pelo menos três situações [ver Bastos e Abdala (1993, p. 179)]:

a) o ajuste perfeito e instantâneo entre a oferta e a demanda requer uma coordenação física de despacho, já que a demanda não é conhecida com precisão até o momento final do abastecimento;

b) os geradores fazem uso conjunto de uma rede comum e devem, por isso, coordenar suas ações com o objetivo de satisfazer os requerimentos de minimização do custo global de produção e de compartilhar as reservas de potência; e

c) a exploração dos recursos hidrelétricos requer coordenação e controle, devido aos usos alternativos da água e ao impacto ambiental que ocasiona.

No que se refere ao segmento de transporte de energia elétrica, o grau de concorrência que se pode esperar desta atividade é bastante limitado. O caráter unificado da rede e a existência de importantes economias de escala deixam claro que este segmento possui fortes características de monopólio natural. A concorrência que se poderia observar através da entrada de novos agentes neste segmento está condicionada ao tamanho da demanda, às indivisibilidades em investimentos e à magnitude das economias de escala. É fundamental, em função destes fatores, a existência de regulação efetiva nesta atividade. Nesse sentido, três aspectos são essenciais ao êxito do novo esquema regulatório:

a) o sistema de remuneração;

b) o acesso e a conexão de terceiros; e

c) os mecanismos de expansão do sistema.

É necessário que o sistema de transporte envie sinais de preço corretos aos geradores, distribuidores e grandes consumidores, o que implica uma remuneração, para este segmento, baseada no critério do custo marginal. O custo marginal de curto prazo para o segmento de transporte de energia elétrica é dado, principalmente, pelas perdas de energia elétrica produzidas na transmissão e pelos custos de saturação incorridos quando se excede a capacidade de transporte da linha. A existência dos custos de saturação complica o cálculo dos custos marginais de curto prazo do transporte, já que a saturação está ligada a um grande grau de incerteza (quando poderá advir, em que horários e por quanto tempo). Nesse sentido, remunerar as empresas de transporte de acordo com os custos marginais de curto prazo pode se tornar uma tarefa bastante árdua e de difícil resolução. Em segundo lugar, as receitas auferidas conforme o critério do custo marginal geralmente não são suficientes para cobrir as necessidades de expansão futura e, até mesmo, dos custos de manutenção incorridos. Além do mais, o fato de se associar o custo marginal às perdas na transmissão introduz um incentivo perverso, na medida em que, quanto maiores forem as perdas na transmissão, maior será a receita da empresa de transmissão. Nesse caso, entretanto, a queda na qualidade do serviço introduzida por este mecanismo perverso de “incentivo às perdas” pode ser compensada pela entrada de novos

competidores, motivados pelas sobre-receitas advindas da operação do sistema naquelas condições de saturação. Mesmo assim, a entrada de novos investidores no segmento poderia acarretar uma queda nos custos e receitas marginais de tal ordem que pudesse comprometer a recuperação dos investimentos realizados.

Na Argentina, a tentativa de superação das dificuldades anteriormente levantadas resultou em uma modalidade de remuneração das empresas de transporte relacionando os custos do segmento a três parâmetros básicos: a energia elétrica transportada, os encargos de conexão e os encargos de capacidade de transporte.³

Quanto ao segmento de distribuição, uma regulação especificamente direcionada ao consumidor com menor poder de barganha pode variar em intensidade e escopo, desde um controle quase total sobre as empresas operadoras até fórmulas mais flexíveis, como as adotadas atualmente na Inglaterra e na Argentina para as indústrias de gás e de eletricidade. No Brasil, o controle e fixação dos níveis de remuneração do capital investido pelas empresas públicas operando em setores da infra-estrutura, como o setor elétrico, foi, durante décadas, o método do *cost plus*. Esta forma de regulação exigia, por parte do poder público, o pleno reconhecimento dos custos incorridos e declarados pelas empresas, além de um acordo a respeito da taxa de rentabilidade a ser considerada, bem como dos períodos de revisão tarifária, e apresentou inúmeros problemas de natureza macro e microeconômica. Do ponto de vista macroeconômico, a persistente inflação que caracterizou o comportamento da economia brasileira nas duas últimas décadas acabou inviabilizando a aplicação do *cost plus*, pelo total desconhecimento dos verdadeiros custos incorridos pelas empresas. Já do ponto de vista microeconômico, a regulação pelo *cost plus* conduziu as empresas a superestimar seus programas de investimento e não incentivou a adoção de uma política de redução de custos.

Mais recentemente, os movimentos de reestruturação da indústria elétrica já mencionados determinaram, por parte do poder público, a adoção de técnicas de regulação mais preocupadas com um eficiente controle das rendas geradas por esta indústria e, sobretudo, com a proteção dos pequenos consumidores e com o respeito a determinadas metas de conservação de energia e qualidade ambiental. As modalidades de regulação mais adotadas atualmente seriam, nesse sentido, o *cap price* e a regulação com gerenciamento da demanda (*conduct regulation* ou *green regulation*).

3 Os chamados encargos de conexão são remunerações fixas que a empresa de transmissão receberá para operar e manter o equipamento de conexão, enquanto os encargos ligados à capacidade de transporte são também remunerações fixas destinadas a operar e manter o equipamento de transporte. A remuneração da energia elétrica transportada tem, como critério básico, o fato de que o sistema de preços do transporte transmita os sinais corretos de eficiência econômica aos usuários da rede. Ao optar pelo sistema de remuneração da capacidade existente, as autoridades argentinas em matéria de regulação fixaram encargos fixos (conexão e capacidade de transporte) e encargos variáveis, que representariam os custos relativos às perdas mais os sobrecustos referentes às restrições de capacidade. Neste esquema, o sinal perverso que desincentiva a melhoria na qualidade do serviço seria compensado pela criação de obrigações de prestação de serviço em condições mínimas de qualidade, sujeitas a penalidades, constantes nos contratos de concessão. As penalidades aparecem, principalmente, quando os equipamentos de conexão, de transformação e de potência reativa entram no que se denomina "indisponibilidade forçada", ou seja, quando ocorrem interrupções não previstas e não ordenadas pelos responsáveis pelo despacho de carga. A este respeito, ver Bastos e Abdala (1993, p. 218-226).

Na regulação com gerenciamento da demanda, observa-se a presença de um poder regulador mais descentralizado —, atuando em nível regional e preocupando-se em fiscalizar o modo de gestão e o programa de investimentos das empresas, com o intuito de influenciar o processo de alocação eficiente de recursos. Trata-se de um método cujo escopo aplicativo tem sido concentrado no setor elétrico norte-americano por parte de algumas *public utility commissions* de determinados estados da Federação, sendo a Califórnia um dos exemplos mais notáveis. Nesta modalidade de regulação, podem ser exigidos programas de gerenciamento da demanda, de conservação de energia, de melhoria ambiental ou, até mesmo, novos esquemas de suprimento energético baseados na utilização de fontes renováveis de energia.

No *cap price*, o poder público fixa — no momento da concessão, autorização ou permissão da atividade a empresa pública ou privada — um preço-teto de venda, cuja evolução é vinculada a um índice negociado entre o órgão regulador e a empresa. Normalmente, a fórmula de indexação prevê também a inclusão de parâmetros de eficiência, a serem descontados do índice de evolução dos preços de venda acertados, sendo estabelecido um período de vigência, findo o qual é efetuada uma reavaliação tanto dos próprios preços quanto dos índices e fórmulas de evolução.

Este tipo de regulação foi adotado nos programas de privatização dos serviços públicos ingleses. Com efeito, entre 1989 e 1991, a regulação do recém-privatizado setor de abastecimento de água foi um exemplo significativo da aplicação do método do *cap price*. Naquele contexto, adotou-se um esquema de tarifação comportando tarifas máximas com reajustes do tipo $RPI - X$, onde RPI (*Retail Index Price*) é um índice de preços relevante para o setor e X é um fator estimado para o aumento da produtividade. Em uma primeira fase do processo de fixação das tarifas, foi estabelecido que estas e o fator X teriam vigência por 10 anos, com possibilidade de revisão depois do quinto ano. Na segunda fase, o esquema de reajuste $RPI - X$ mudou para $RPI + K$, onde K foi um fator de aumento das tarifas calculado em função das taxas de retorno dos investimentos a serem efetuados compulsoriamente pelas empresas privatizadas, com o intuito de incrementar a qualidade do serviço. Um calendário para este fator K foi concebido determinando sua diminuição ao longo do tempo, sendo que, para algumas empresas, a partir do quinto ano, o fator K tornar-se-ia negativo, ou seja, o reajuste iria convergindo para o tipo $RPI - X$. Na prática, as tarifas de água inglesas aumentaram consideravelmente, acompanhadas de melhorias substantivas na qualidade do serviço. O exemplo acima — embora bem-sucedido — não afasta do campo de possibilidades intrínseco a este tipo de regulação a perspectiva de subinvestimento e de redução do nível de qualidade na prestação dos serviços, principalmente quando o poder regulador sobrevalorizar as perspectivas de melhoria da eficiência e da produtividade das empresas.

A maioria dos analistas do método do *cap price* converge para o fato de que, apesar da ação concentrar-se sobre os preços, ela não elimina inteiramente a análise do custo do serviço, principalmente no momento das revisões tarifárias. Na Argentina e no Chile, a fim de evitar este efeito, variantes da regulação pelo *cap price* têm sido concebidas e aplicadas.

Na Argentina, o esquema de regulação na distribuição poderia ser sintetizado por intermédio de quatro postulados: concessão de mercados com obrigação de abastecimento; tarifas reguladas (com base na soma do preço estacional da geração com o valor agregado de distribuição); penalidades, com devolução ao usuário baseada nos custos de

falha; e, finalmente, períodos curtos de gestão renováveis mediante licitação competitiva. As tarifas fixadas pelo poder regulatório incluem o que se chama de “valor agregado de distribuição”, calculado com base nos custos próprios de distribuição, que são definidos como sendo o custo incremental médio das redes ajustado a um plano de expansão dos investimentos, construído em torno de determinados cenários de crescimento da demanda. Este exercício é realizado para cada grupo tarifário, com o objetivo de alocar os encargos de acordo com os custos de prestação do serviço de cada uma das diferentes categorias de consumidores (ou seja, de acordo com o nível de consumo e da tensão com a qual estão conectados).

No Chile, a regulação do segmento de distribuição de energia elétrica tem adotado o método do valor agregado, que, à diferença da Argentina, consiste na fixação de valores referenciados a uma empresa modelo, cujas características técnicas e comerciais (densidade de clientes, por exemplo) são semelhantes à empresa ou grupo de empresas a ter as suas atividades reguladas (*benchmark regulation*). Para que os valores agregados de distribuição relativos a uma empresa possuam significado econômico, é preciso referenciá-los a um universo de valores que não se encontre distorcido pela existência de economias de escala. A fim de eliminar esta distorção, adotam-se, no Chile, três tipos de indicadores — selecionados enquanto referenciais de comparação — que buscam refletir o nível de renda dos consumidores e os parâmetros físicos relacionados com a extensão das linhas e com a sua carga. O primeiro — energia por habitante (kwh/hab.) — reflete, com razoável grau de precisão, o nível de renda dos usuários, não explicitando, necessariamente, o fato de maiores custos de exploração e de investimento encontrarem-se associados a uma população mais dispersa. Como exemplo, pode ser citado o caso de uma empresa que atende a uma região com forte característica rural e que, ao mesmo tempo, serve a uns poucos grandes consumidores industriais, os quais irão alterar, significativamente, o consumo de energia por habitante. Da mesma forma, empresas de distribuição que atendam a regiões balneárias vão apresentar indicadores distorcidos, pois seu cálculo irá se basear no consumo total de energia dividido pelo total de habitantes no inverno, resultando em níveis equivalentes aos apresentados em empresas urbanas, dado que, naquela empresa, a maior parte do consumo concentra-se nos meses de verão, nos quais a população cresce desproporcionalmente.

Os outros indicadores procuram refletir o perfil do cliente de uma empresa de distribuição, através de parâmetros relacionados aos investimentos em instalações de alta e baixa tensões: o primeiro deles evidencia a relação entre a capacidade de transformação e a extensão total de linhas em alta-tensão (kVA/km AT) e o segundo relaciona a extensão de linhas de baixa-tensão com o número de clientes atendidos pela empresa (km BT/cliente).⁴

No caso chileno, os três indicadores acima mencionados são empregados na definição de três conjuntos homogêneos de empresas de distribuição, operando em três áreas típicas. A idéia central consistiu em identificar os contextos nos quais empresas distintas

4 No primeiro dos indicadores (kVA/km AT), verifica-se que, quanto maior a sua magnitude, mais a empresa de distribuição tende a ser classificada como uma empresa urbana. Quanto ao segundo (km BT/cliente), as empresas operando em áreas rurais tenderiam a apresentar valores substantivamente mais altos, pelo fato de possuírem menor número de clientes e maior extensão de linhas de baixa-tensão.

de distribuição pudessem ser comparadas, apesar das dificuldades implícitas a um segmento em que ainda vigora uma situação de monopólio natural, ou seja, no qual as economias de escala tornariam pouco transparentes — ou, ainda, encobririam totalmente — os ganhos de eficiência e produtividade das empresas.

Nesse sentido, os formuladores desta perspectiva de regulação se indagavam, à época da sua implementação, acerca da conveniência em descentralizar, tornar competitiva ou mesmo privatizar a atividade de distribuição de energia elétrica. Verificou-se, a seguir, que a comparação dos custos médios de distribuição de empresas de distinto tamanho — definidos estes custos médios, ou valor agregado de distribuição, como a razão entre a anualidade do valor de reposição mais os custos anuais de operação e manutenção e a potência de ponta evacuada pela rede — resultou, praticamente, independente do tamanho daquelas empresas, isolando-se, assim, o efeito das economias de escala. Este efeito foi alcançado, no entanto, somente no interior de grupos homogêneos de empresas que apresentassem uma densidade espacial de seus conjuntos semelhante. Isto mostra a importância da definição de grupos homogêneos de empresas e/ou áreas típicas de distribuição, enquanto peça-chave do processo de cálculo tarifário no segmento de distribuição. No caso chileno, foram definidas três áreas: urbana, densidade média e rural. Para cada uma delas, utilizaram-se os três indicadores anteriormente apresentados, identificando-se uma empresa que representasse mais fielmente as características do seu grupo. Essa empresa — denominada empresa típica — é, então, submetida a uma auditoria, objetivando avaliar a qualidade da sua gestão, dos seus investimentos e da sua operação técnica. Dessa auditoria, resulta um determinado perfil técnico, econômico e financeiro, refletindo ganhos de eficiência em relação à empresa típica e dando origem ao valor agregado de distribuição que será utilizado como parâmetro tarifário naquela área típica.

As tarifas de distribuição, calculadas separadamente para cada uma das três áreas, não se baseiam, portanto, em empresas reais — no caso, as empresas típicas —, mas em empresas fictícias — denominadas empresas-modelo —, resultantes do processo de auditoria realizado nas empresas típicas e refletindo melhorias técnicas e comerciais em relação a elas. As tarifas daí resultantes traduzem, portanto, o objetivo da busca permanente de eficiência e competitividade. Finalmente, é importante assinalar que as tarifas de distribuição somente refletirão, realisticamente, os custos associados a um determinado padrão específico de eficiência técnica e gerencial, próprio à sua atividade, na medida em que estes custos não absorverem influências e sinalizações econômicas advindas dos segmentos de geração e transporte.

4 - Comentários finais

Este artigo procurou relacionar, de maneira sintética, algumas características marcantes assumidas pela indústria elétrica, após o seu ingresso em fase de maturidade tecnológica, com as novas modalidades de regulação tarifária que passaram a constituir o núcleo central da intervenção do Estado no setor, uma vez ultrapassado o primeiro momento da indústria, no qual esta se estruturava sob a forma de grandes monopólios públicos de escala nacional.

Com efeito, o fim das economias de escala no segmento de geração determinou a entrada da indústria em uma fase marcada sob os signos da desverticalização e da competitividade. O rebatimento deste fenômeno, em nível de regulação, produziu-se pela incorporação de elementos inovadores, cujo espírito geral é o de controlar as empresas através da verificação do cumprimento de obrigações — sujeito a penalidades, mas também a incentivos — sem a necessidade de imiscuir-se na função de produção da empresa, na sua estrutura de custos, nem tampouco nas suas metas de investimento. Como observa Hesse (1991), “se um dos objetivos principais da transformação do setor elétrico é a promoção da concorrência, como introduzi-la em mercados cativos do tipo daqueles existentes na distribuição e no transporte de energia elétrica? No caso da distribuição, a primeira resposta estaria na divisão horizontal da atividade, o que permitiria a concorrência por comparação. As vantagens da divisão horizontal não se limitariam somente a uma eventualidade onde os usuários ou o agente regulador reclamassem da empresa A, em função da melhor qualidade dos serviços prestados por outra empresa (B), oferecidos em condições similares às vigentes para a empresa A. Na verdade, a divisão horizontal prepara o segmento de distribuição para uma etapa de concorrência, na medida em que o monopólio natural no segmento venha a ser eliminado pelo progresso tecnológico” [apud Bastos e Abdala (1993, p. 177)]. A regulação no transporte deve, por seu turno, incorporar o princípio básico do *open access*, ou seja, a obrigação de transporte por parte do concessionário ou do proprietário da linha.

Em resumo, a chave da reestruturação encontrar-se-ia em duas operações desintegradoras da antiga estrutura: uma primeira, de escopo vertical, em sintonia com a entrada do segmento de geração em fase de concorrência (*unbundling*) e uma segunda, atingindo basicamente o segmento de distribuição, de escopo horizontal, objetivando a instauração de uma concorrência por comparação entre as novas empresas presentes neste segmento (*yardstick regulation*).

A primeira operação — como foi ressaltado ao início deste artigo — não foi realizada de maneira uniforme nas principais experiências internacionais de reestruturação. Com efeito, se a Argentina e a Inglaterra elegeram esquemas inteiramente desverticalizados, no Chile o *unbundling* não atingiu os segmentos de geração e transmissão, ainda que o princípio do *open access* tenha sido adotado, sem restrições, neste contexto. Ocorre, entretanto, que a grande similitude existente entre estas três experiências advém da aceitação comum do princípio da desvinculação dos segmentos a montante (geração e transmissão) do segmento a jusante (distribuição). Em outras palavras, o elo comum às reformas empreendidas naqueles países seria o entendimento de que padrões superiores de eficiência técnica e gerencial somente poderiam ser atingidos no segmento de distribuição, na medida em que seus custos não absorvessem influências e sinalizações econômicas advindas dos segmentos de geração e transporte, ou seja, somente quando a atividade de distribuição pudesse ser objeto de monitoramento exclusivo por parte da autoridade regulatória.

As implicações, em nível de regulação tarifária, deste tipo de encaminhamento são, como vimos, a adoção do mecanismo do *cap price* puro (*RPI - X*) ou do seu congênere, baseado na regulação por empresa modelo (*benchmark regulation*). Em ambos os casos, a regulação do segmento de distribuição é a decorrência natural de uma separação, de natureza econômica, promovida na cadeia de atividades da indústria elétrica.

No caso de países como os Estados Unidos ou a Nova Zelândia, onde convivem empresas verticalmente integradas com geradores independentes e onde o papel do transporte não se encontra bem definido enquanto atividade separada, a prática tarifária ainda se baseia em mecanismos tradicionais de regulação, como o da taxa de retorno (*cost plus*), o que, sem dúvida, os distancia de um comprometimento mais intenso com os princípios da eficiência e da competitividade. Dois mecanismos, no entanto, poderiam ser utilizados, nestes casos, para aproximar a regulação tarifária daqueles princípios: o primeiro consistiria em promover uma segregação contábil — à diferença da separação econômica anteriormente mencionada — das atividades a montante (geração e transmissão, caso ambas pertençam ao mesmo agente) em relação às atividades a jusante (o segmento de distribuição propriamente dito); o segundo, consequência do mecanismo anterior, consistiria em uma aproximação maior da autoridade regulatória em relação às empresas reguladas, o que poderia ser obtido por uma descentralização/regionalização do poder regulador.

Não é possível esperar que um processo de transformação global — como o analisado neste artigo — conte com a adesão de todos os agentes sociais e econômicos que têm ou que pretendam ter interesse no setor. Nesse sentido, é muito difícil esperar que mudanças estruturais da magnitude e intensidade das que estão se desenrolando na indústria elétrica gerem somente benefícios à totalidade dos grupos envolvidos. Na realidade, este tipo de transformação não produz, como resultado final, uma melhora do tipo paretiana, ou seja, aquela em que nenhum ator envolvido experimentou efeitos negativos e onde pelo menos um dos atores beneficiou-se de efeitos positivos. Ao contrário, pode-se esperar que — mais próximos da perspectiva da teoria dos jogos — o desenrolar do processo produza benefícios econômicos líquidos, incremento no nível de bem-estar da população e aumento da eficiência da indústria elétrica (do ponto de vista microeconômico), ainda que, do processo de privatização e desregulamentação, resultem, inevitavelmente, alguns perdedores.

Abstract

This paper intends to make a relationship, in a concise way, among some relevant characteristics of the electricity industry, after it has reached a mature technological stage. It also discusses the new tariff regulations, which turned out to be at the core of Government intervention in the sector, following the first phase of that industry, when it was structured as large scale national public monopolies. Indeed, the end of scale economies in the generation segment determined a new phase for the industry, in which competitiveness as well as vertical de-integration conformed its behaviour. The projection of that phenomenon to a regulatory level, which is now fundamentally directed towards the transmission and distribution segments, was produced by the incorporation of some innovative elements. Behind those elements was the intention of controlling the firms' behaviour by means of the fulfilment of obligations, which may impose penalties but may provide incentives as well. The basic idea is to minimise Government intervention, not only in the firms' production function, but also in its cost structure and investment goals.

Bibliografia

- BARNETT, A. Privatizing European energy. *Financial Times Report*, 1994.
- BASTOS, C. M., ABDALA, M. A. *Transformación del sector eléctrico argentino*. Santiago: Editorial Antártica, 1993.
- BAUMOL, W. J., PANZAR, J. C., WILLIG, R. D. *Contestable markets and the theory of industry structure*. Harcourt, Brace Jovanovic, 1988.
- BERNSTEIN, S. Sector eléctrico chileno. In: LARROULET, C. (ed.). *Soluciones privadas a problemas públicos*. Santiago do Chile: Fundación Libertad y Desarrollo, 1991.
- CHEVALIER, J. M. Les conditions nouvelles de la concurrence énergétique. *Revue de l'Énergie*, n. 457, mar./abr. 1994.
- CHEVALIER, J. M., SALUN, F. Recomposition des industries électriques: internationalisation, nouveaux entrants, diversification. *Revue de l'Énergie*, n. 465, jan./fev. 1995.
- FINON, D. Maturité des industries gazières et viabilité du régime concurrentiel. *Revue Économie et Sociétés — Série Énergie*, n. 5, jan./fev. 1992.
- . La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: une mise en perspective. *Revue de l'Énergie*, n. 465, jan./fev. 1995a.
- . Concurrence, regulation and IRP. *ENER Bulletin*, 16.95, European Network for Energy Economics Research, 1995b.
- HESSE, Martha. Regulación del sector eléctrico, objetivos y principios. *Presente y Futuro del Sector Eléctrico*, revista del Instituto de Estudios Económicos, Madrid, n. 4, 1991.
- KAHN, A. E. *The economics of regulation*. MIT Press, 1993.
- RODRIGUES, A. P., DIAS, D. S. *Estado e energia elétrica — experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: Editora IL, 1994.
- VICKERS, J., YARROW, G. *Privatization and economic analysis*. MIT Press, 1988.
- WORLD BANK. The World Bank's role in the electric power sector. *World Bank Policy Paper*, 1993.

(Originais recebidos e revistos em fevereiro de 1996.)