

Apresentação do Dossiê: Planejamento na Indústria Elétrica no Brasil: Necessidade de Coordenação no Longo e no Curto Prazos

Miguel Vazquez*
Michelle Hallack**

1. Introdução

Os artigos apresentados neste número da revista *Econômica* representam uma contribuição relevante ao debate sobre a geração elétrica no Brasil. O acesso à indústria de energia elétrica pode ser considerado um dos pilares da economia moderna, seja do ponto de vista da produção quanto do bem-estar social. A grande pertinência e atualidade da problematização deste debate se justificam por ao menos dois fatores: (1) a vulnerabilidade do atual parque gerador brasileiro (que pode ser caracterizada pela probabilidade, relativamente alta, de uma crise de abastecimento); (2) grande transformação em curso e potencial dos pilares da indústria de energia elétrica (consequência tanto da dinâmica tecnológica quanto organizacional desta indústria em diferentes partes do mundo). Neste contexto, o estudo dos mecanismos de tomada de decisão sobre a utilização dos recursos e de novos investimentos frente à incerteza e grande complexidade do sistema precisa ser revisitada e reestruturada a partir de um novo grupo de variáveis.

Dos quatro artigos deste dossiê, o primeiro sugere uma estrutura de análise mais geral deste processo, notadamente das necessidades técnicas e organizacionais para a inserção de renováveis em um parque elétrico; os outros três contribuem apresentando aspectos centrais do caso brasileiro. Apesar dos novos contornos da problemática (não só específicos do Brasil, mas também associados às novas condições tecnológicas da indústria), os mecanismos de coordenação e as escolhas da indústria elétrica possuem uma ampla literatura. De fato, tanto no Brasil quanto internacionalmente, a indústria elétrica passou por diversas reestruturações e reorganizações buscando aprimorar a organização da indústria.

Contudo, uma das questões que normalmente tende a se driblar no processo de reestruturação é como coordenar a tomada de decisões de longo prazo, elemento central nas decisões tecnológicas do parque de geração elétrica. No começo dos anos 1980, os economistas do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT) fizeram uma série de estudos para introduzir concorrência nos sistemas elétricos. Joskow e Schmalensee publicaram o “*Markets for Power*” [1], pilar de muitos processos futuros de reestruturação, em 1983. Este programa de pesquisa, por sua vez, em grande parte comprometido com o modelo proposto, negligenciou elementos que se mostraram relevantes *ex post*. Neste contexto, Schwepee e o seu grupo desenvolveram a metodologia de precificação de ele-

* Professor da Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense. E-mail: miguel.vazquez.martinez@gmail.com.

** Professora da Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense. E-mail: michellecmhallack@gmail.com.

tricidade [2]. Tais metodologias solucionaram dificuldades associadas à coordenação dos agentes no curto prazo através de mercados na presença de redes elétricas, mas partem da hipótese de uma ligação direta e sem ruídos entre os sinais de curto e longo prazos.

Nessa abordagem, se supõe que o planejamento é coordenado automaticamente desde que o curto prazo funcione corretamente. Com a precificação de Schweppe, em princípio, tudo funciona corretamente. Como consequência surge o esquema que ainda hoje sobrevive em muitas das discussões do setor elétrico: o transporte de eletricidade é um negócio regulado, e a regulação deve conseguir criar uma *commodity* “eletricidade” que seja trocada facilmente por geradores e consumidores em regime de mercado de curto prazo. Desse modo, assume-se que o longo prazo será resolvido pelos sinais gerados pelo mecanismo de curto prazo.

Contudo, nenhum sistema na atualidade responde a essa lógica de maneira pura, e há fracassos famosos de sistemas que confiaram nessa fórmula. Neste contexto, historicamente e progressivamente os sistemas de todo o mundo foram introduzindo mecanismos complementares ao mercado para lidar com o problema do curto e longo prazos. Pode-se dizer que o caso brasileiro estaria no extremo desse processo, em que o curto prazo foi relegado a um papel completamente secundário (quase que um desaparecimento do mercado se considerado o sentido mais comum do termo, que envolve trocas voluntárias entre agentes econômicos que buscam lucros).

Em 1982, ainda com o modelo de Boston sendo analisado, o Chile implantou o primeiro mercado elétrico. O processo de oferta estava fortemente monitorado e o equilíbrio do mercado era alcançado através de um modelo de despacho plurianual. A ênfase era a tomada de decisões de investimento (longo prazo) em um ambiente liberalizado, sendo que o preço era o custo marginal (de curto prazo). Entretanto, no processo de implantar o mercado, notaram um problema que não havia sido levado em conta: a central marginal não recuperava os custos de investimento. Adicionaram então, sem maiores justificativas, o que seria o primeiro pagamento por capacidade da história.

Em 1992, a popularização das liberalizações elétricas começou um pouco mais tarde, nos anos 1990, com Grã-Bretanha, Argentina e o *pool* norte-americano PJM (Pennsylvania, New Jersey e Maryland). A discussão, seguindo de alguma forma a tradição do MIT, considerava que as decisões de desenho relevantes estavam associadas com o curto prazo, e que se este fosse desenhado corretamente geraria um planejamento ótimo. Verdade que o modelo teórico não se encaixava perfeitamente na realidade, mas havia a crença de que bastaria adicionar um detalhe no desenho para que este funcionasse como previsto. Nesse contexto, a Grã-Bretanha não usou pagamentos por capacidade chilenos, mas “*capacity adders*” (incrementos dos preços da energia para compensar as centrais disponíveis, mas não despachadas).

No mesmo período, na Argentina se justificou pela primeira vez o uso de pagamentos por sobre capacidade. Eram custos associados a uma restrição do regulador: ele prefere sobre capacidade a capacidade ótima [3]. Assume-se neste contexto que as preferências individuais não são suficientes para garantir o investimento necessário para garantir a segurança do sistema. Tal segurança do sistema é vista por alguns autores como uma espécie de bem-público. E este foi o primeiro argumento relacionado à segurança de suprimento.

No PJM, por sua vez, desenvolveu-se o primeiro mercado de capacidade. Ele era uma extensão, em realidade, de restrições sobre a margem de reserva das *utilities* públicas que existiam antes da liberalização. Nessa época, as plantas de geração a gás em ciclo combinado (CCGTs) eram uma tecnologia nova e barata, portanto o problema da decisão em qual tecnologia investir não se colocava: a escolha era relativamente consensual.

Ao longo dos anos 1990, vários sistemas seguem o processo de liberalização e, seguindo a visão da época, se focam na troca de curto prazo (*spot*) e deixam que os agentes coordenem o longo prazo. Algumas reestruturações da época vão além e ignoram qualquer mecanismo adicional de planejamento, confiando na troca de curto prazo para ajustar o planejamento do investimento. O tema principal era então o poder de mercado. Visto que o sistema da Grã-Bretanha colapsou pelo exercício de poder de mercado com os “*capacity adders*”, se concluiu que as regras da troca de curto prazo eram relevantes, e deviam ser relativamente simples. Neste contexto, a Escandinávia (*NordPool*), a Austrália e a Califórnia são experiências da época e caracterizam-se essencialmente por uma contestação ao sistema de preços nodais do PJM. Nesta visão, muitos preços gerariam mercados menores, menor liquidez e maior risco de manipulação, como mostrou o caso da Grã-Bretanha.

Já no final da década, em 1998, a Espanha liberaliza e não segue a Grã-Bretanha e sim a Argentina: implanta pagamentos por capacidade. Em seguida, a Itália segue a Espanha e também implanta pagamentos por capacidade. Na Colômbia, durante o processo de desenho do futuro mercado elétrico, são propostas as *reliability options* [6]: são mecanismos baseados na obrigação para os agentes de contratar instrumentos financeiros (opções) sobre energia no longo prazo. Nesse sentido, aparece pela primeira vez uma justificativa para o problema do planejamento baseada nas dificuldades de coordenação intertemporal. No entanto, a Colômbia escolhe pagamentos por confiabilidade: a capacidade não é a medida de segurança de suprimento; a medida é a energia. Detectam-se problemas e se propõe uma reforma que tardaria em chegar.

Na década seguinte (2000's), ao contrário do plano inicial, nenhum dos sistemas do “só-preço-de-curto-prazo” manteve o esquema por muito tempo: NordPool confiou na compra de centrais de reserva controladas pelo operador da rede (intervindo no preço diretamente). A Califórnia se manteve sem mecanismo de longo prazo e colapsou.

Como consequência, quase todos os mercados norte-americanos incluíram um mercado de capacidade, incluindo a própria Califórnia. Ademais, em 2002 começa a acabar o *boom* das termoeletricas a gás natural e todos os sistemas térmicos começam a se perguntar se há suficientes incentivos para o investimento (será que o planejamento é dado pela troca de curto prazo?). NordPool, em 2002, abandona o plano de “só-preço-de-curto-prazo” e implanta mercados de reservas de longo prazo. Aparece a justificativa pela primeira vez de que o problema do planejamento baseado nos mercados de curto prazo estava associado com a falta de liquidez nos mercados de reservas. Grã-Bretanha segue o NordPool, com a diferença de que é o operador do sistema quem compra as reservas. Mais tarde começam a se popularizar os esquemas baseados na contratação regulada de longo prazo, New England em 2006 ou Colômbia em 2007. Alternativamente, aparece a justificativa do “missing money”, criada por Cramton e Stoft [4] e depois popularizada por Joskow [5]. Esta justificativa, se baseia no princípio de que na prática desenhos regulatórios ou intervenções de natureza política impedem os picos de preços elétricos de atingirem valores muito altos, os quais incentivam os agentes a investirem na geração elétrica de ponta (aquela que é despachada poucas horas durante o ano). Neste contexto surgiria uma “falta de dinheiro”, falta de incentivos para que os agentes invistam nestas centrais. Atualmente, vários países sem mecanismos de capacidade estão discutindo a sua implantação, incluindo a França e a Alemanha. De fato, existe uma grande movimentação para desenhar mercados de capacidade conjuntos para toda a União Europeia, e as soluções propostas estão cada vez mais longe do plano inicial “só-preço-de-curto-prazo”. O exemplo mais claro são os contratos por diferenças da Grã-Bretanha: o regulador assina um contrato de longo prazo (30 anos) com as centrais, e esses contratos são diferentes para cada tecnologia.

Resumindo, a ideia original de que os mercados de curto prazo são suficientes para coordenar o planejamento elétrico não parece mais possível. Vários mecanismos têm sido considerados, dependendo do diagnóstico feito para o problema: pagamentos por capacidade, mercados de capacidade, contratação de reservas e obrigações de contratar no longo prazo. As duas primeiras são soluções regulatórias mais ou menos padrões: regulação por preço (pagamento por capacidade) ou por quantidade (mercado de capacidade ou de reservas). A última tentava ser um mecanismo menos “invasivo”, desenhado só para ser um *hedge* das centrais de ponta (frequentemente CCGTs). Em outras palavras pode se afirmar que os preços de curto prazo (*spot*) não são suficientes (por diversos motivos) e que existem diferentes formas de intervir. No entanto, não está claro nos modelos de mercado elétrico exatamente o objetivo a ser atingido.

O artigo de Ronaldo Bicalho reflete precisamente sobre essa questão. Desde o ponto de vista da perspectiva histórica desenvolvida acima, se percebe que uma das bases da liberalização foi uma forte descrença dos mecanismos centralizados (estatais ou priva-

dos) como mecanismos eficientes de decisão. O fato de o mecanismo de preço de curto prazo não funcionarem como esperado, não elimina o problema que tínhamos antes. As mudanças tecnológicas em realidade abrem o campo de opções a serem adotadas, mas não respondem o sentido do caminho. Talvez, a questão que se coloca seja como planejar, ou, na visão de Ronaldo Bicalho, coordenar sistemas potencialmente cada vez mais complexos e descentralizados. O artigo “Os impactos da introdução das energias renováveis no setor elétrico” sugere elementos centrais para pensar a problemática do ponto de vista da introdução de renováveis. Como descrito no artigo, a inserção de renováveis pode ter diferentes níveis e impactar diferentemente as mudanças do atual sistema. O grau de introdução de renováveis impactará especialmente a necessidade de flexibilidade do sistema. É interessante notar que o autor separa dois tipos de flexibilidade: a estática e a dinâmica. A primeira é basicamente a existência de sobrecapacidade (ou problema relacionado ao subinvestimento), elemento central no desenvolvimento histórico do sistema elétrico como mostrado acima. A flexibilidade dinâmica necessária para lidar com o aumento da complexidade do sistema, no entanto, depende da introdução continuada de flexibilidade (decisões de investimento) que permita um crescimento do volume e uma mudança dos atributos da mesma. Neste contexto, as dotações tecnológicas e institucionais são elementos centrais para entender o potencial e as consequências da introdução de renováveis no parque de geração elétrica.

Os outros três artigos discutem sobre o caso brasileiro. Para colocar o caso na perspectiva histórica anterior, o Brasil tem características comuns relevantes com a experiência internacional no que tange aos esquemas de organização do setor, especialmente depois da reestruturação. Também no Brasil se ignoram inicialmente as dificuldades do planejamento baseado unicamente no preço de curto prazo e como consequência também apareceu o problema de falta de investimento na década dos 2000. A saída da crise também gerou reformas, e de fato a solução para a crise foi um sistema baseado em contratos PPA (*Power Purchase Agreement*), onde a coordenação de curto prazo estava fortemente centralizada [7]. Ou seja, perante o problema de os preços não serem sinais de longo prazo, abandonou-se a coordenação descentralizada no curto prazo e passou-se a decidir através de contratos de longo prazo, em um esquema similar ao que se está tentando implantar na Grã-Bretanha. No entanto, nacionalmente o modelo brasileiro está abalado, sofre críticas e propostas de modificações relevantes.

Entre os artigos publicados sobre o contexto brasileiro neste dossiê podemos dividir estas críticas em dois grupos: o primeiro está formado por aqueles que se preocupam com a escolha tecnológica das novas plantas do parque de geração brasileiro; o segundo grupo se preocupa pela introdução de coordenação descentralizada no curto prazo. Esse segundo grupo focar-se-ia na utilização da infraestrutura existente (a proposta seria de alguma forma uma retomada do papel dos sinais de curto prazo no planejamento de lon-

go prazo, embora não seja um papel tão determinante como nos modelos propostos na década de 80). Pode-se afirmar que o bom funcionamento de um mercado não é garantia para o bom funcionamento do outro. Contudo, problemas de curto prazo impactam nos incentivos ao investimento de longo prazo e problemas de investimento de longo prazo definem as ações potenciais no curto prazo. No que se refere ao investimento de longo prazo, os artigos possuem uma perspectiva complementar. Enquanto o texto de Romeiro, Almeida e Losekann se preocupam com a escolha tecnológica do incentivada pela aplicação atual do modelo brasileiro e se focam principalmente na escolha entre as térmicas, o artigo de Podcameni se foca na inserção da energia eólica no Brasil principalmente do ponto de vista tecnológico, discutindo elementos importantes da interação entre política industrial (como política de conteúdo local) e política energética (que impacta na escolha dos períodos e tecnologias de contratação de capacidade nova).

No artigo “Escolha tecnológica no setor elétrico brasileiro”, Romeiro, Almeida e Losekann explicam os mecanismos de tomada de decisão das opções tecnológicas de inserção na matriz energética brasileira. Os autores mostram alguns problemas associados com a falta de sinais de curto prazo no longo prazo. Concretamente, apontam que o papel real dos reservatórios de água se alterará ao longo do tempo, e, portanto, também o custo de operação do sistema (sinal de curto prazo) mudou. Contudo, o índice que reflete esse sinal de curto prazo (ICB) não alterou para refletir esta mudança de custos. Segundo os autores, tal mecanismo gera uma escolha tecnológica pouco adequada e que aumenta os riscos de haver escassez de energia elétrica. Os autores focam a análise principalmente nas escolhas do parque gerador térmico, chamando atenção para as escolhas envolvidas nestas tecnologias, principalmente no que se refere aos *trade-offs* entre custo fixo, custo variável e expectativa de utilização (despacho) das plantas.

O artigo “Elementos para uma análise da inserção da energia eólica no Brasil a partir de uma perspectiva da política industrial” inclui outro elemento na escolha tecnológica do parque gerador, a interação com a política industrial. No Brasil, o uso de políticas industriais para conduzir desenvolvimento de tecnologias renováveis esteve presente em diversos momentos, e o sucesso de tais políticas, no entanto, varia muito. Um dos elementos importantes para pensar o sucesso destas políticas é a coordenação com o modelo de decisão de investimento em energia. Atualmente, a geração eólica tem crescente participação no sistema elétrico, pois o mecanismo de conteúdo local aplicado pelo BNDES incentiva tais firmas a produzir internamente seus componentes. A combinação entre os leilões periódicos e a política de conteúdo local vem trazendo alguns resultados, mas enfrenta desafios importantes, como mostra a pesquisa de campo de Podcameni, pesquisa na qual se baseia o artigo deste dossiê.

Do ponto de vista da coordenação de curto prazo e também preocupado com a flexibilidade do sistema, o artigo “Brazilian electricity market: problems, dilemmas and a new

market design aiming to enhance flexibility while ensuring the same level of efficiency and security of supply” foca em descrever, mostrar desafios e propor potenciais soluções para o desenho do mercado brasileiro. O autor chama atenção para três problemas considerados centrais do mecanismo atual: (1) problemas na conciliação entre os contratos comerciais e o despacho real da energia na ausência de mercado de balanceamento de curto prazo; (2) ausência de mercado real de curto prazo (uma vez que os geradores não podem ativamente decidir ativamente seus lances no mercado de curto prazo); (3) problemas associados aos *softwares* que decidem os despachos de energia. Como solução a estes problemas do desenho do mercado de eletricidade brasileiro, Calabria e Saraiva propõem uma nova solução baseada em direitos de energia e reservatórios virtuais para aumentar a flexibilidade e promover o mercado de curto prazo.

Os quatro artigos apresentados neste número da revista *Econômica* apontam a importância do debate sobre o planejamento elétrico no Brasil. Desde o ponto de vista histórico, as escolhas originais do planejamento no Brasil foram relativamente claras: a aposta foi energia hidráulica complementada com grandes reservatórios. Essa opção parece estar chegando ao seu limite e é preciso estudar quais as alternativas. Apenas a obrigação de contratar no longo prazo (o modelo brasileiro) não parece ser capaz de resolver essa questão. Os mecanismos devem estar baseados em análises de custo-benefício detalhados, normalmente complexos, e que estão longe de poderem ser representados mediante um índice simples e estático sobre o qual definir contratos (ICB). Ou seja, estamos no momento de decidir: ou se melhora o ambiente de contratação de longo prazo para que o mercado planeje (isto incluiria, por exemplo, uma melhor adequação entre os mecanismos de curto e longo prazos); ou se planeja antes da contratação, com mecanismos adequados que envolvam os diversos agentes sociais (desde as comunidades afetadas, aos consumidores grandes e pequenos e às empresas do setor). Em ambos os casos está claro que o mecanismo precisa envolver um grande número de agentes e deve ser dinâmico. Isto é, deve permitir que as informações dos diversos agentes sejam incluídas nas decisões (de curto e longo prazos) e que a mudança nestas informações (a dinâmica) impacte na alocação de recursos (no curto e no longo prazos).

Referências

JOSKOW, P.; SCHMALENSEE, R. *Markets for power*. 1983: MIT Press.

BOHN, R. E.; CARAMANIS, M. C.; SCHWEPPE, F. C. Optimal pricing in electrical networks over space and time. *The Rand Journal of Economics*, 1984, 360-376.

PEREZ-ARRIAGA, I. J.; MESEGUER, C. Wholesale marginal prices in competitive generation markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997. 12(2).

CRAMTON, P.; STOFT, S. *The convergence of market designs for adequate generating capacity*, 2006, Manuscript.

JOSKOW, P. L. *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity*, 2006, MIT.

VÁZQUEZ, C.; RIVIER, M.; PEREZ-ARRIAGA, I. J. A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002. 17(2): p. 357.

TOLMASQUIM, Mauricio T. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. *Synergia*, 2011.