

Razões e lições da crise

Jerson Kelman coordenou a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, cujo relatório sobre as causas do racionamento foi batizado na imprensa de “Relatório Kelman”.

O ano de 2001 foi um dos mais difíceis e interessantes de minha carreira. Dividia-me entre a recém-criada Agência Nacional de Águas (ANA), as discussões sobre o marco legal para o saneamento, a Câmara de Gestão da Crise do Setor Elétrico – CGE, e, *last but not least*, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada pela MP 2.148-1/2001.

A Comissão¹ produziu um relatório sobre as causas do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia que resultaram no racionamento. Vale a pena reproduzir algumas passagens:

Antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano. A partir de 1998, com a implantação do novo modelo para o Setor Elétrico, a expansão da geração passou a depender primordialmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras ou os consumidores livres com as empresas geradoras. Nestes contratos, as partes negociam a quantidade (MWh) e o preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. Qualquer diferença entre o montante de energia produzido da geradora e o contratado com a distribuidora é compensada através de compras ou vendas no Mercado Atacadista de Energia (MAE) (...)

Como os preços do MAE apresentam fortes oscilações, as distribuidoras procuram estar quase 100% contratadas, para evitar essas oscilações e para atender a uma exigência regulatória, que impõe um nível mínimo de

¹ Além de mim, foram designados para compor a Comissão: Altino Ventura Filho, Sérgio Valdir Bajay; João Camilo Penna e Cláudio Luiz da Silva Haddad. A Comissão foi secretariada por Bruno Pagnoccheschi e contou com a consultoria (gratuita) de Mário Veiga Ferraz Pereira, Frederico Gomes e José Rosenblatt.

contratação... Os geradores procuram também minimizar a parcela variável de sua remuneração através de PPAs que cubram quase toda sua capacidade de geração. O fluxo de caixa desses contratos é peça chave para o “project finance” de novas usinas. Na maioria dos casos, uma usina não se viabiliza financeiramente quando não existe um PPA, devido à alta variabilidade de preços no MAE, típica de um sistema predominantemente hidroelétrico, como é o sistema brasileiro. Esta alta variabilidade de preços no MAE também explica porque não houve interesse por parte de usinas “merchant” em entrar no sistema, mesmo quando os preços do MAE subiram, ao contrário do que se imaginava...

Com o objetivo de incentivar a construção de novas usinas, evitando contratos especulativos que poderiam diminuir a confiabilidade de atendimento, a nova regulamentação exige que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas tenham o respaldo de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos...

A exigência de um respaldo físico, aliada à evidência... de que não foi construída a geração adicional que seria necessária para o atendimento confiável do consumo, permite concluir que parte do consumo previsto das distribuidoras não poderia estar contratado na transição para o novo modelo setorial, já que a oferta existente era insuficiente. No entanto... o consumo previsto das distribuidoras estava integralmente contratado nos três primeiros anos de vigência do novo modelo setorial.

A partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais, [que]... cobriram praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001. Como os requisitos energéticos estavam praticamente 100% “cobertos” por contratos, as distribuidoras não tiveram incentivo para promover a expansão da oferta... As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração...

Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão

porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado.

Em síntese, a primeira reforma do setor elétrico - a dos anos 90 – confiou num mecanismo para expansão da geração que não funcionou porque os lastros das usinas existentes haviam sido, na partida, superavaliados. Durante algum tempo o parque gerador existente “aguentou o tranco”. Porém, produziu mais energia elétrica do que poderia fazê-lo de forma sustentável e os reservatórios esvaziaram.

O “pecado original” na quantificação do lastro talvez tivesse sido perdoado se o mercado de energia elétrica se comportasse como a maioria dos mercados, em que desequilíbrios conjunturais são corrigidos pelo funcionamento da lei da oferta e procura. Como, por exemplo, no mercado de tomates. Se a demanda cresce, é possível atendê-la rapidamente plantando mais tomates. Há uma pequena defasagem, entre a decisão de plantar e a hora de colher. Nesse intervalo de tempo os preços sobem, mas não dura muito porque tomates crescem rápido.

Já no mercado de energia elétrica há uma grande defasagem entre a decisão de construir uma usina e o momento em que ela começa a produzir. Assim, a decisão sobre o quanto expandir depende da previsão sobre qual será o nível de consumo alguns anos à frente. Se o consumo crescer mais rapidamente do que a previsão, a tendência será de esvaziamento dos reservatórios, o que pode resultar em racionamento. Ainda que o consumo evolua como previsto, poderá haver falha de abastecimento caso ocorra atraso no cronograma de construção de novas usinas ou dos correspondentes sistemas de transmissão.

A segunda reforma do setor elétrico, realizada em 2004, foi concebida para corrigir os problemas que desembocaram no racionamento de 2001. Para isso foi restabelecido o planejamento governamental de longo prazo e instituídos os bem-sucedidos leilões de venda de energia a longo prazo, com lastros devidamente certificados pelo governo federal.

Todavia, passados quase 15 anos da promulgação da Lei nº 10848, de 2004, o setor elétrico permanece com problemas, novamente devido ao descasamento entre o planejado e o realizado. Nosso sistema político é incapaz de decidir sobre conflitos decorrentes de diferentes “visões de

mundo” que dividem a sociedade. De um lado atuam os ministros do Meio Ambiente e alguns membros do Ministério Público na defesa das causas preservacionistas. De outro os ministros de energia na defesa das teses desenvolvimentistas. Todos falam em “desenvolvimento sustentável”, mas na prática atuam como se pertencessem a uma orquestra em que cada músico pudesse escolher a própria partitura. O resultado não é música. É ruído, na forma de não-decisões.

Há também decisões intramuros do setor elétrico que ficaram obsoletas. Como, por exemplo, a excessiva centralização do processo decisório, tanto para despacho das unidades produtoras quanto para a formação de preços. A histórica predominância da geração de origem hídrica, a complementariedade hidrológica entre bacias hidrográficas e a coexistência de diferentes agentes geradores numa mesma bacia foram os fatores que induziram a criação desse ambiente centralizador. Na teoria, trata-se de arranjo institucional e decisório que resulta na maximização dos benefícios para a sociedade.

Na prática, os agentes de geração hídrica têm pouco estímulo para inovar e aumentar a produtividade porque os eventuais ganhos são imediatamente “socializados”. Trata-se de situação análoga ao que ocorre num prédio em que se reparte a conta de água entre os condôminos².

Como cada gerador não decide quanto e quando produzir, responsabilizá-lo individualmente pela incapacidade do *pool* hidroelétrico de produzir coletivamente o que foi contratado fica sujeito a polêmicas judiciais. Principalmente quando essa incapacidade tem relação com decisões governamentais fora do controle dos agentes.

Os problemas talvez pudessem ser resolvidos com a melhoria da governança. Poderíamos manter o atual marco regulatório e persistir na tentativa de melhorar as instituições e seus dirigentes, como temos feito ao longo dos últimos 20 anos. O sucesso dessa rota depende de significativa melhoria na qualidade do setor público. Alternativamente, podemos reconhecer nossas limitações e fazer com que a

² A experiência mostra que quando um hidrômetro coletivo é substituído por aparelhos individuais, as pessoas passam a usar a água mais eficientemente e a soma dos consumos individuais diminui em pelo menos 30%.

responsabilidade pelas decisões seja melhor compartilhada entre os agentes e o setor público.

Depois da tese liberal da administração FHC (descentralização decisória) e da antítese da administração Lula-Dilma (centralização decisória), talvez seja o caso de tentarmos uma síntese. A visão de longo alcance, tanto espacial quanto temporal, constitui a principal vantagem do processo centralizado. Porém, apresenta a desvantagem de não considerar os detalhes locais, inclusive os relativos aos demais usos da água (por exemplo, abastecimento, irrigação e navegação). O processo descentralizado, ao contrário, considera não apenas as peculiaridades locais, mas também a percepção sobre risco dos agentes de geração. Porém, tem dificuldade de enxergar longe, tanto em termos geográficos quanto temporais.

A síntese poderia ser conseguida pela inclusão de um componente “bayesiano” no processo decisório centralizado com o propósito de considerar o efeito agregado do processo descentralizado.

A obediência ao despacho centralizado e a participação no MRE seriam voluntárias. Ou seja, cada controlador de usina hidrelétrica teria liberdade de decidir se prefere guardar água no reservatório para produção futura de eletricidade ou se prefere usá-la imediatamente. Decidiria com base em suas próprias previsões sobre a evolução do parque gerador, da demanda, das vazões e das restrições relacionadas aos outros usos da água (por exemplo, vazão mínima para jusante ou nível máximo para controle de cheias). O gerador teria receita proporcional à real produção de energia (não ao lastro), assumiria todo o risco do negócio (não apenas o “risco hidrológico”) e ganharia com o eventual aumento de sua própria produtividade.

Caberia a um agente central, possivelmente a CCEE, representar comercialmente o interesse dos consumidores por meio da compra do excesso de oferta de energia “estocável” sempre que o despacho descentralizado fosse maior do que o centralizado. Ou, na situação contrária, acionar o parque térmico e/ou fazer uso de energia anteriormente paga e estocada.