

Brasil precisa repensar sistema elétrico para garantir segurança energética (1)

Bruno Pascon (2)

O PDE 2030 não está alinhado com a necessidade de prover segurança e confiabilidade no suprimento de energia a menores custos sistêmicos possíveis

Em meio a pandemia, o País tem evidentes prioridades para se preocupar, mas há pelo menos uma questão estrutural, que não deveria ser secundarizada: a segurança energética.

Não é novidade que o quadro hidrológico brasileiro vem apresentando sinais de fadiga. E isso deve ser examinado com atenção redobrada. O nível reduzido de chuvas nos quatro meses iniciais de 2021, justamente no período úmido do ano, tem impactado o volume de água dos reservatórios das hidrelétricas, sobretudo no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), responsável por 70% da capacidade de armazenamento do mercado energético nacional.

Percebe-se uma redução da Energia Natural Afluenta (ENA) de maneira consistente ao longo dos anos em relação à média de longo termo (MLT), que é computada desde 1930.

Nos últimos 20 anos (2001-2020), a média da ENA verificada em relação à MLT nos subsistemas foi de 97% (SE/CO), 69,6% (Nordeste), 106,8% (Sul) e 91,3% (Norte), respectivamente. Nos reservatórios do subsistema SE/CO, nesse período de 20 anos, apenas na metade das vezes houve registro de vazões de água em linha ou acima da média (MLT). Já nos reservatórios do Nordeste, apenas em 20% desse tempo houve vazões em linha ou acima do MLT. No subsistema Norte foi de apenas 35% nessas duas décadas. O Sul teve o melhor indicador: 65%. Mas a fotografia se torna ainda mais crítica ao encurtar os períodos de análise para horizontes de cinco e dez anos.

Entre 2016 e 2020, a afluência que chega às represas de hidrelétricas como reflexo das chuvas ficou abaixo da média registrada pelo Operador Nacional do Sistema Interligado (ONS) em uma série histórica de nove décadas: 85,6% no SE/CO, 49,3% no Nordeste, 76,2% no Norte e 88,4% no Sul.

A situação só não tem se agravado porque o País teve o freio de mão puxado na economia a partir de 2014, alternando anos de recessão ou pouco crescimento do Produto Interno Bruto (PIB): 2014 (0,5%), 2015 (-3,5%), 2016 (-3,3%), 2017 (1,3%), 2018 (1,8%), 2019 (1,4%) e 2020 (-4,1%).

É evidente que a expectativa geral é que, passados os efeitos mais severos da pandemia, sobretudo com o avanço da campanha de vacinação, a economia possa dar sinais de retomada de atividade.

Assim sendo, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi bastante tímido ao apontar o horizonte indicativo sobre a matriz elétrica até o final da década. No PDE 2030, a expansão apresentou uma sensível redução na capacidade instalada de geração ao final do horizonte de planejamento, quando comparada ao PDE 2029. Ao todo 23.577 MW médios de capacidade foram eliminados de maneira que a capacidade instalada centralizada projetada para 2030 alcança 204.397 MW versus 227.974 MW ao final de 2029 no plano anterior.

Decompondo os recursos revistos no PDE 2030, nota-se um aumento na oferta indicativa hidrelétrica (incluindo PCHs e CGHs) de 2.279 MW e exclusão de oferta indicativa térmica de 16.425 MW (69,7% do total excluído) e outros 9.431 MW de eólicas e solares.

A principal fonte prejudicada no planejamento foi o gás natural. Além da retirada integral de oferta inflexível na expansão indicativa – que possui custo inferior à oferta flexível – houve redução na capacidade projetada de gás natural ao final do decênio de 36.190 MW para 22.005 MW. Além disso, o papel do biogás, seja para geração centralizada seja para geração distribuída (GD), foi praticamente ignorado no planejamento. O biogás pode cumprir o papel descentralizado de provedor de inércia, resiliência e segurança sistêmica de forma complementar à expansão fotovoltaica na GD. Projeta-se potencial superior a 140 milhões de metros cúbicos/dia de biogás das diversas fontes (cana de açúcar, resíduos sólidos, agronegócio) vs. produção atual de gás natural nacional de 130-135 milhões metros cúbicos/dia.

Essa visão tímida de diagnóstico energético talvez esteja desconsiderando um fato que inibe a própria perspectiva de retomada de atividade: as altas tarifas de eletricidade no Brasil.

E tudo isso tem reflexos no mercado de curto prazo. A estimativa de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de curto prazo médios no ano de 2020 (subsistema SE/CO, carga média), por exemplo, ficou em R\$ 177,2/MWh – 92,6% acima da projeção de R\$ 92,02/MWh de meados de maio.

Essa performance se deu particularmente em razão de maior despacho termelétrico fora da ordem de mérito para preservar volumes mínimos dos reservatórios hidrelétricos em mais um ano de hidrologia abaixo da média de longo termo. Desse modo, mesmo com estimativas de ENA Bruta e de ajuste do MRE consistentes, o volume armazenado nos reservatórios ao final de novembro de 2020 ficou quase 10% abaixo do previsto com 24,5% da capacidade útil. O cenário para 2021 é ainda mais crítico, conflagrando-se o pior regime de afluência dos últimos 91 anos.

O PDE 2030 não está alinhado com a necessidade de prover segurança e confiabilidade no suprimento de energia a menores custos sistêmicos possíveis. Nem mesmo está afinado com decisões do MME (portarias 435 e 436).

Outro ponto que pareceu incongruente é o fato de o PDE 2030 não ter plena sintonia com as próprias diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que estabeleceu a promoção de maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira. Tampouco tem alinhamento com as conclusões do documento Gás Para Desenvolvimento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) ou com as perspectivas do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (Reate 2020) ou, ainda, com uma análise mais detida do perfil de produção atual e futuro do gás natural brasileiro e economicidade das alternativas de monetização.

A solução passa por uma visão estrutural e não conjuntural dos problemas.

É preciso examinar o modelo atual de contratação de energia, que vem favorecendo as novas fontes renováveis (principalmente eólicas e solar fotovoltaicas). As novas fontes renováveis não são controláveis e têm intermitência – dependem de vento e sol.

A despeito do planejamento da matriz pelo critério exclusivo de preço dessas fontes renováveis, as tarifas de eletricidade vêm aumentando consistentemente acima da inflação.

Além da recuperação de reservatórios com menor velocidade e da dependência cada vez maior de variáveis exógenas para a segurança do sistema, há outras questões a enfrentar com coragem.

Uma delas é que o despacho fora da ordem de mérito tem sido continuamente acima do previsto nos modelos e de térmicas com custo de operação (CVU) de até R\$1.700/MWh.

Poderiam ser contratadas térmicas com CVU muito mais competitivo, reduzindo a volatilidade excessiva dos preços no PLD?

Outro ponto que demanda atenção é a concentração excessiva do custo sistêmico sob a responsabilidade do consumidor cativo – de 64% do mercado total – o que estimula cada vez mais migrações para o mercado livre ou para geração distribuída.

Seria recomendável, portanto, uma análise aprofundada dos custos sistêmicos e da confiabilidade do suprimento em função das recorrentes e mais intensas adversidades climáticas.

É preciso incorporar uma mentalidade energética para o planejamento – não somente elétrica. É inadiável um ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que reflita a situação real, evitando um novo passivo setorial que afete geradoras e consumidores. Repensar o MRE é possibilitar que reservatórios equivalentes (térmicas) possam de fato recuperar reservatórios, sem causar um passivo para hidrelétricas. E, não menos importante, vale uma revisão atenta do planejamento que considere todos os atributos das fontes, com o custo real de cada uma delas traz ao sistema.

Essa reflexão é importante para que o planejamento possa incorporar avanços significativos, o que dará mais previsibilidade aos investidores do setor, contribuindo para um sistema elétrico mais resiliente, em particular no contexto da retomada da atividade econômica pós pandemia de Covid-19.

Uma coisa é certa: o Brasil precisa aproveitar melhor todo seu rol de vocações energéticas, com inserção de térmicas a gás natural na base, inflexíveis, com custo menor de operação (CVU) que as flexíveis. O próprio PDE 2030 prevê o crescimento de 100% da produção de gás natural até 2030. Se uma parcela desse ativo não for usada na expansão das térmicas, qual será a âncora para o consumo desse gás?

Em infraestrutura, os projetos demoram pelo menos quatro anos de maturação. A função do planejamento é justamente orientar os investidores de um modo mais assertivo. Em energia, é preciso um alinhamento entre oferta e demanda. O desenvolvimento dos campos de gás do pré-sal ou mesmo do biogás, no interior, precisam de um sinal mais evidente para sua viabilização, em combinação com os interesses do País, que são prover uma base de energia firme e resiliente que ampare as fontes renováveis da matriz, sem prejuízo da segurança energética.

- (1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53172742/brasil-precisa-repensar-sistema-eletrico-para-garantir-seguranca-energetica> Acesso em 13 de maio de 2021.
- (2) *Bruno Pascon é sócio-fundador e diretor da CBIE Advisory. É Bacharel em Administração de Empresas pela Eaesp-FGV (2005). Foi analista sênior de relações com investidores da AES Eletropaulo e AES Tietê (2005-2007). De 2007 a 2019 atuou como analista responsável pela cobertura dos setores elétrico e de óleo & gás para a América Latina em diversos bancos de investimento (Citigroup, Barclays Capital e Goldman Sachs).*