

E se não separar os lastros de produção e capacidade da produção de eletricidade?

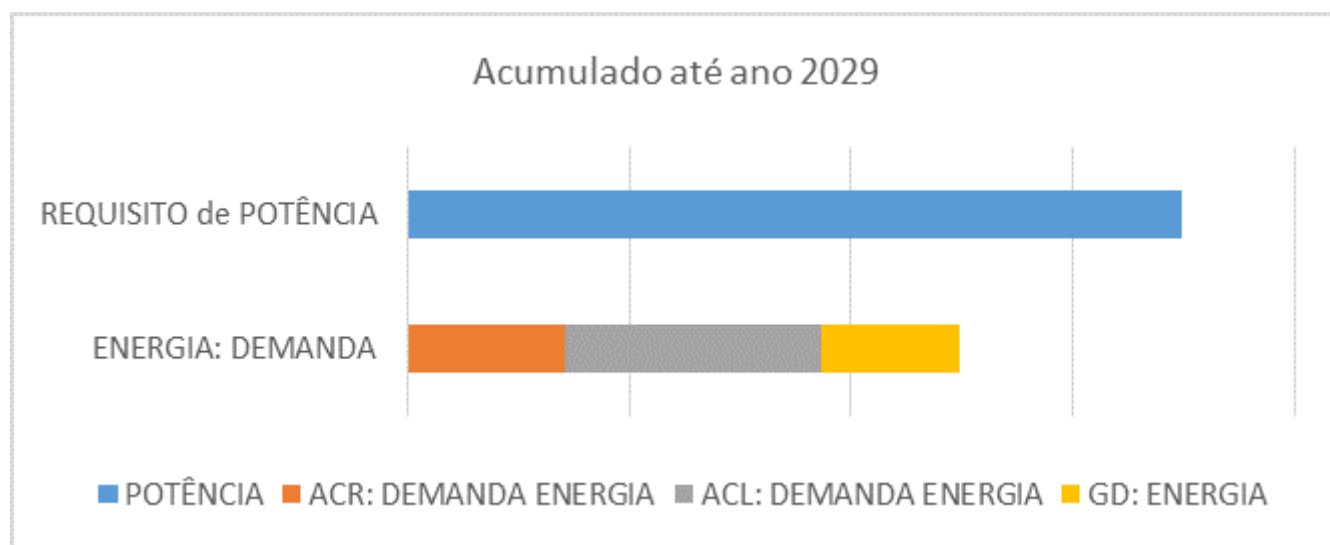
CARVALHO, Renata Nogueira Francisco de; REGO, Erik. "E se não separar os lastros de produção e capacidade da produção de eletricidade?". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 03 de julho de 2020.

Há três anos a EPE vem defendendo a mudança do modelo de comercialização com a separação da contratação pela adequabilidade da produção de eletricidade, ou a separação do lastro e energia. As discussões foram iniciadas no Brasil pela CP 33/2017 e aprofundadas pelo GT Modernização do Setor Elétrico (Portaria nº 187/2019).

Os benefícios da separação contratual dos lastros (produção e capacidade) da energia (produção de eletricidade) têm sido tratados desde então: contratação eficiente da adequabilidade do sistema de energia elétrica (requisitos de energia e potência) face à nova matriz; melhor alocação dos custos de adequabilidade; eliminação da contaminação cruzada entre preços de energia e adequabilidade; eliminação das limitações atuais existentes a respeito da revisão de garantia física pelo rebate econômico-financeiro; e revelação de preferências individuais quanto à mitigação de riscos de mercado.

Mas o objetivo deste artigo não é voltar a defender todos seus benefícios, e sim discutir apenas uma das consequências caso não seja feita a separação, e continuarmos insistindo no modelo atual de contratação por garantia física, com correções nos balanços de adequabilidade via leilões de reserva.

Neste sentido, a EPE projetou expectativa de crescimento da geração distribuída, demanda por garantia física dos ambientes livre e regulado (importante esclarecer que não é o requisito de energia do sistema, mas demanda por contratos de garantia física), e os resultados são ilustrados no gráfico abaixo:



Resumindo alguns resultados ilustrados pelo gráfico, tem-se que 46% da demanda por garantia física seria atendida pelo mercado livre, 25% pela geração distribuída, restando 29% para as distribuidoras comprarem (isso mesmo, a GD irá reduzir à metade a declaração de demanda das distribuidoras). Os agentes do mercado livre seguirão a racionalidade econômica de modelo ancorado na garantia física, e naturalmente contratarão energia de fontes mais

competitivas no recurso de energia, ou seja, os 46% da expansão serão muito provavelmente atendidos por usinas eólicas e fotovoltaicas. Somando-se aos 25% de geração distribuída, que majoritariamente será atendida por placas fotovoltaicas, significa que, até 2029, 71% da expansão será atendida por fontes com excelente contribuição para o requisito de energia, porém insuficiente contribuição para o requisito de potência.

Além da demanda por garantia física, o gráfico também mostra a intensa necessidade de requisito de potência do sistema, que considera as 10h mais críticas de cada mês, cuja necessidade é praticamente 2 vezes o montante de garantia física a ser contratada por ACR+ACL, ou 5 vezes a necessidade de garantia física do ACR.

E sem a separação de lastro e energia, para a contratação do atendimento do requisito de potência, o caminho seria recorrer ao consumidor cativo, com os 25% de demanda por garantia física com potência associada sendo contratada por fontes majoritariamente termelétricas. O primeiro resultado seria o aumento do subsídio cruzado do consumidor cativo ao livre, ampliando o desequilíbrio de risco e custos do setor. Em 2020, segundo a ANEEL, a tarifa de energia – TE média do consumidor residencial é de R\$ 244,8/ MWh, enquanto que o preço médio negociado em contratos de médio prazo no ACL, segundo Dcide, está em R\$ 151/ MWh; ou seja, a TE média do residencial é 62% superior ao preço médio praticado no ACL. Nas projeções indicadas de requisitos até 2029, esta diferença será ainda maior, que aumentará a propensão de migração ao mercado livre e de investimento em micro e minigeração distribuída, deixando o pagamento do requisito de potência a cada vez menos consumidores, em um clássico círculo vicioso. No meio do caminho, as distribuidoras assumem compromissos caros e de longo prazo, aumentando sua alavancagem operacional.

Entretanto, ainda assim, mesmo com o consumidor cativo contratando energia com potência associada, a necessidade de potência apresentada deixa claro que os 25% de garantia física não seria suficiente para suprir todo o requisito de potência. A solução passaria então pela contratação de reserva de capacidade.

Em um primeiro momento, seria possível contratar repotenciação de hidrelétricas e termelétricas a gás natural 100% flexíveis, minimizando os impactos deste modelo de contratação (tal como havia sido proposto como transição à separação, antes da queda de demanda resultante da crise do covid-19). Entretanto, é difícil prever por quanto tempo esses modelos de negócios seriam competitivos economicamente, e quando deixarem de ser, termelétricas com alguns níveis de inflexibilidade seriam contratadas, o que significa que, mesmo sendo contratos por reserva de capacidade, sobreofertariam o mercado de garantia física. As consequências diretas da contratação de reserva de capacidade em larga escala seriam o deslocamento da geração hidráulica e interferência na formação de preços do mercado de curto prazo.

Assim, sem separar o lastro da energia, além de se perder a oportunidade de resolver os problemas diagnosticados pelo relatório elaborado pela frente de trabalho de separação de lastro e energia, no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico; criam-se maiores distorções, piora a alocação de risco e custo, levando a situação de desequilíbrio cada vez mais difícil de solucionar.

Erik Rego é diretor de Estudos de Energia Elétrica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Renata Nogueira Francisco de Carvalho é assessora da diretoria