

## Revisão do MRE pode liberar oferta e baixar preços

*MELLO, João Carlos; NEIVA, Flavio. “Revisão do MRE pode liberar oferta e baixar preços”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 27 de agosto de 2019.*

O risco hidrológico é um dos temas mais urgentes do setor de energia. Neste ano, mais de R\$ 7,3 bilhões estão congelados sob liminares judiciais na liquidação financeira da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Existe um processo em curso no Congresso Nacional para resolução desse passivo e o restabelecimento do fluxo normal de pagamentos ao mercado. Mas precisamos ir além. Precisamos investigar a fundo as causas desse descompasso técnico-regulatório-financeiro e aprimorar as regras existentes, para que o problema não retorne de tempos em tempos.

A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE), em parceria com a Thyos Energia, vem trabalhando em uma proposta para revisão do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que apresente alternativas para o setor superar esse entrave, se reequilibrar e obter benefícios. Precisamos simplificar as regras e avançar em soluções que possam de fato ser implementadas – afinal, é como diz a sabedoria popular: o ótimo é inimigo do bom.

A proposta prevê a adoção de limite de riscos para os geradores considerando-se sua garantia física (o limite máximo de energia que uma usina pode vender, porque se considera que ela tem “condições garantidas” de entregar). Vale lembrar que o cálculo da garantia física (GF) é definido pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Nossa proposta é de que, além da garantia física, o poder concedente estipule também o “GSF Implícito” – ou seja, o risco hidrológico próprio ao negócio, considerando-se uma sazonalização “flat”. Esse risco seria totalmente assumido pelo gerador. A proposta é simples e objetiva, pois se remete ao próprio cálculo da GF, ou seja, a limitação decorre do padrão de risco que está contido na própria GF.

O compartilhamento de parte do risco tornaria o MRE mais justo. A motivação para revisá-lo é que as condições de contorno do sistema mudaram. As hidrelétricas estão submetidas a um perfil de produção completamente diferente de 20 anos atrás, quando as regras do MRE e a garantia física de grande parte das usinas foram oferecidas aos agentes.

O fato é que diversos fatores exógenos vêm afetando o desempenho do MRE nos últimos anos. Além da hidrologia desfavorável – que apesar de ruim, não está entre as piores da série histórica disponível – há questões estruturais e operacionais pressionando os resultados do mecanismo. O atraso de obras de geração e de transmissão prejudicou a oferta bruta de energia no sistema. Além disso, os leilões tem privilegiado a modicidade tarifária e não têm dado o mesmo peso à segurança energética; e houve leilões de reserva realizado com fontes alternativas, cujo custo marginal é zero, que serão sempre priorizadas no despacho. Ou seja: o GSF hoje é deslocado por fatores que vão além das condições hidrológicas adversas, e a própria evolução da matriz é uma delas.

Os custos do risco hidrológico que extrapolem o “GSF Implícito” referem-se, em boa

medida, a situações nas quais os geradores não têm condições de agir. Dessa forma, seriam cobertos pelos demais agentes. Uma das sugestões seria utilizar o saldo positivo da Conta de Energia de Reserva (CONER) para saldar parte dos custos. O restante seria diluído entre os consumidores via encargo.

O custo extra para os demais agentes seria compensado com os benefícios sistêmicos: o principal deles é o aumento da liquidez do mercado. Com a adoção de um GSF Implícito de um valor limite mensal, por exemplo, de 8%, o benefício anual médio, considerando a garantia física que ficaria liberada para contratações, teria sido de cerca de 3,5 GWmédios em 2017 e de cerca de 2,5 GWmédios em 2018.

Essa energia adicional poderia estar à venda no mercado sem risco de GSF e não estaria concorrendo na compra dos geradores para cobrir a exposição do MRE. O resultado seria certamente uma redução de preços no mercado – competindo especialmente por contratos “a termo” no médio e longo prazo. Segundo os estudos da Thymos para ABRAGE, haveria um “choque de oferta” no mercado – a liberação de 50% de oferta (2.000 a 2.500 MWmédios) a mais no mercado para recontração. As estimativas de redução de preços de energia no médio prazo (a partir de 2020) são de 10% a 20%, o que na curva de preços do mercado representaria algo como uma redução de R\$ 15 a 30/MWh. Num mercado equilibrado, as pressões conjunturais são aliviadas, o ambiente de negociação é favorável e há possibilidade de melhores negócios para todos os agentes. (27.08.2019)

***João Carlos Mello é presidente da Thymos Energia.***

***Flavio Neiva é presidente da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE).***