

Fontes intermitentes para geração de energia elétrica

ERBER, Pietro. "Fontes Intermitentes para geração de energia elétrica". Valor Econômico. São Paulo, 05 de maio de 2016.

Na presente década, o aproveitamento de fontes renováveis, particularmente a eólica e a solar, tem sido a maior contribuição para a expansão mundial da capacidade geradora de energia elétrica. Esse dinamismo decorre da necessidade de reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) e da redução dos custos de investimento, graças ao desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala, incentivos de natureza fiscal, financeira e tarifária que beneficiam tais aproveitamentos.

Cenários futuros do setor elétrico em que se destacam fortes reduções das emissões de GEE baseiam-se no aproveitamento de fontes renováveis e no aumento da eficiência energética. No Brasil, a biomassa também poderá contribuir significativamente, posto que a cana-de-açúcar constitui a segunda maior fonte de energia primária do país.

Para propiciar a necessária utilização das energias renováveis, com menor custo do suprimento de eletricidade, é necessário considerar suas características naturais. Tanto a energia eólica quanto a solar são intermitentes. A disponibilidade de biomassa geralmente tem variação sazonal, assim como a maioria dos potenciais hidrelétricos. Portanto, a continuidade da oferta de energia elétrica exige que parte daquela, obtida a partir dessas fontes, seja armazenada, para ser utilizada quando não estiverem disponíveis. Alternativamente, a complementação por outras fontes é necessária.

A energia eólica e a solar fotovoltaica deverão contribuir de forma expressiva para a expansão da oferta de energia elétrica em bases renováveis. Portanto, é necessário avaliar seus custos sistêmicos, e não apenas aqueles da energia gerada em cada empreendimento, tomado isoladamente. A contribuição de fontes intermitentes envolve, além de seus custos diretos, aqueles devidos à maior exigência de reserva girante e de geração complementar, para quando faltar vento ou insolação. Num país de base hidrotérmica a complementação pode acarretar deplecionamento de reservatórios e consumo de combustíveis. Os custos da geração hidrelétrica ou da termelétrica variam conforme a situação hidrológica e a natureza das termelétricas utilizadas.

Para que a intermitência de fontes renováveis não induza consumo de combustíveis fósseis, entende-se que a melhor forma de atenuá-la seja o emprego de sistemas de acumulação. Os recentes desenvolvimentos de baterias, além de alternativas como hidrelétricas com reservatórios de acumulação por bombeamento, permitem aumentar a atratividade econômica do aproveitamento dessas fontes. Identificar as melhores combinações destes sistemas com as diversas fontes será um novo elemento do planejamento do setor elétrico.

As empresas de distribuição podem ter sua viabilidade econômica prejudicada pela geração fotovoltaica conectada às redes de baixa e média tensão, pois a legislação

atual favorece os consumidores que a possuam, através do "net metering". Este acarreta redução no pagamento pelo uso da rede e obriga a compra da geração excedente pelas distribuidoras, ao preço de venda destas aos mesmos consumidores. Como na baixa tensão a tarifa é monômnia, engloba os custos da energia comprada pela distribuidora e aqueles do investimento, operação e manutenção da sua rede.

Pela cobrança apenas da energia fornecida, o consumidor que gera parte da energia que consome deixa de remunerar parte dos custos da distribuidora, que precisa atender a demanda do consumidor quando não há insolação. Para ressarcir-la, o regulador terá de aumentar a tarifa cobrada dos demais consumidores. Além de possível redução de sua remuneração, enfrentará aumento da incerteza e portanto do risco na contratação de energia. Portanto, para não prejudicar a expansão da oferta de energia fotovoltaica, essas empresas terão de atualizar seu modelo de negócios, com o devido apoio e orientação do Regulador e do Poder Concedente.

Quando o consumidor investe em geração solar ou eólica substitui parte de sua despesa com compra de energia por aquela da aquisição e manutenção dessa geração. O tempo de recuperação desse investimento, proporcionada pela redução da conta de energia, é fator decisório para muitos consumidores. Mediante ajustes regulatórios e do escopo dos atuais termos de concessão, as distribuidoras poderiam se tornar provedoras de geração fotovoltaica, arcando com sua instalação e cuidando de sua manutenção junto a seus consumidores.

Embora a Lei 10.484 de 2004 vede às distribuidoras a atividade de geração, poderá ser vantajoso compatibilizar os interesses em jogo, com vantagens para o país. Além de acesso a ganhos de escala no investimento e manutenção, a distribuidora manteria seu sistema de medição atual, pois estaria suprimindo a totalidade da energia demandada pelo consumidor. Complementarmente, a própria distribuidora se encarregaria de prover os sistemas de acumulação, como baterias. Dependendo da escala, poderia contratar serviços ou mesmo investir em sistemas de maior porte, como usinas hidráulicas reversíveis.

Além de instalações conectadas às redes de baixa e média tensão, usinas fotovoltaicas de até centenas de MW estão contratadas ou mesmo em construção, em diversos países, a custos da ordem de US\$ 50/MWh ou R\$ 180/MWh. Se estes forem apenas o do chamado custo nivelado (LCOE), calculado ao longo da vida útil dessas instalações, deixando de considerar os custos incorridos pelo sistema como um todo para compensar sua intermitência, estes custos deveriam ser-lhes adicionados. Seriam os de sistemas de acumulação, que compensassem a intermitência, embora também se considere cobrir reduções de geração solar ou eólica mediante geração térmica, com turbinas a gás ou grupos diesel. Nesse caso, além de limitações no suprimento e utilização desses combustíveis, a redução de emissões de GEE ficaria prejudicada.

Há urgência em reduzir emissões de GEE e, por outro lado, os custos da inserção das novas fontes renováveis no sistema interligado poderão aumentar os custos totais diretos de suprimento ao mercado, nos próximos anos. Mas espera-se que tais aumentos sejam compensados pela redução das externalidades negativas que se afiguram crescentes com o possível aumento do uso de combustíveis fósseis na geração de energia.

Pietro Erber é diretor do INEE