

OPERAÇÃO GERAÇÃO HIDRELÉTRICA SISTEMA INTERLIGADO - 22 de maio de 2019

Reserva de Potência Operativa e o mercado de serviços ancilares

As principais prestadoras do serviço de controle de frequência no Brasil são as usinas hidrelétricas participantes do chamado Controle Automático de Geração

Desde outubro de 2018 o Setor Elétrico Brasileiro passou a contar com nova rubrica para o Encargo de Serviço do



ARTIGO

PAULO ANDRÉ SEHN, DA ABIAPE

Especialista em energia na Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia

Sistema (ESS), referente à Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito (GTFOM) destinada a preservar Reserva de Potência Operativa (RPO) que, até o momento, alcança a cifra R\$ 1 bilhão. A nova rubrica, regulamentada pela REN 822/2018, veio atender a um antigo pleito dos geradores termelétricos, reconhecendo a excepcionalidade desse despacho, antes classificado como segurança energética e remunerado ao preço do CVU da usina. A adoção do novo mecanismo traz importantes reflexões em relação ao tratamento dado aos serviços ancilares no Brasil.

Reserva de Potência Operativa é a parcela de geração utilizada pelo Operador do Sistema na realização do controle de frequência a fim de compensar desequilíbrios de carga e geração em curtos espaços de tempo. Esses desequilíbrios se devem a três motivos principais: erros de previsão de carga, erros de previsão de geração de fontes intermitentes ou em situações de contingência, pela perda de unidades geradoras. Vale mencionar que a inexistência de RPO poderia levar o sistema ao colapso pela simples perda de uma linha de transmissão. Em razão dessas particularidades, o controle de frequência é caracterizado como um serviço destinado a prover confiabilidade elétrica ao sistema. E isso tem um custo.

As principais prestadoras do serviço de controle de frequência no Brasil são as usinas hidrelétricas participantes do chamado Controle Automático de Geração (CAG). Para tanto, aloca-se uma folga de geração de cerca de 4.000 MW (4% da carga, mais 6% da

geração eólica no NE e mais 15% da geração eólica no Sul) nessas usinas de modo a atender a possíveis desvios de carga e geração. A essas usinas são ressarcidas apenas despesas com equipamentos, manutenção e operação, sem considerar o custo de oportunidade de colocação dessa energia no mercado de curto prazo, ou mesmo o impacto no MRE. Esse arranjo fez com que, por muito tempo, não se percebesse o valor financeiro da RPO no SIN.

Ocorre que, nos últimos anos, restrições de operação nas usinas hidrelétricas participantes do CAG provocaram a redução de disponibilidade de RPO. Somado a isso, o aumento da participação de fontes intermitentes na matriz do sistema exigiu a ampliação da parcela de geração alocada para RPO. Como solução para esse aumento de requisito e escassez de recurso, criou-se o arranjo regulamentado pela REN 822/2018, onde usinas termelétricas fora da ordem de mérito ofertam preços, até 130% do seu CVU, a fim de preservar disponibilidade das usinas hidrelétricas participantes do CAG. Surgindo assim, os citados R\$ 1 bilhão.

Em resumo, observa-se que são dois os esforços focados na manutenção da confiabilidade elétrica do sistema: um é o serviço ancilar propriamente dito para controle de frequência (prestado pelas usinas hidrelétricas do CAG) e o outro é a utilização de GTFOM com o objetivo de preservar esse recurso hidrelétrico. Do ponto de vista de remuneração, o primeiro considera apenas ressarcimento de despesas, enquanto o segundo já alcançou valores marginais em torno de 2.000 R\$/MWh (em 28/2/2019), o que evidencia a falta de isonomia entre os agentes que prestam o serviço ancilar, bem como o inadequado desenho desse mecanismo.

Quanto aos próximos anos, espera-se crescimento da participação de fontes intermitentes, o que exigirá maior alocação de RPO e, possivelmente, demandará maior gasto com encargos – a não ser que se busque nova solução – tal como a criação de um mercado de serviços ancilares. Nesse enfoque, algumas reflexões são pertinentes. Primeira: RPO é um serviço prestado com a finalidade de garantir confiabilidade elétrica. Segunda: RPO apenas pode ser prestado por usinas flexíveis com tempos de resposta rápida. Terceira: os agentes devem ser remunerados pela disponibilidade de fornecer energia em situações adversas (perda de geração, por exemplo). Quarta: a remuneração deve cobrir, também, os custos de oportunidade dos agentes (pois, em tese, essa parcela de geração não pode ser comercializada no mercado de curto prazo).

Constata-se assim que os recursos utilizados para prestação do serviço ancilar apresentam característica diferente daquele alocado para atender à carga, justificando a criação de um mercado distinto ao da energia. Não há novidade nisso. A Consulta Pública 33 do MME trouxe esse conceito (o art. 7º da minuta do projeto de lei propõe que os serviços ancilares sejam tratados por mecanismos competitivos). O desafio é como alcançar o equilíbrio entre mercado de energia e o de serviços ancilares.

Bons exemplos existem e podem ser seguidos. Alguns mercados dos EUA, especialmente o do estado de Nova York, fazem uso de modelos computacionais que otimizam simultaneamente a alocação de recursos para atendimento à carga e para prestação dos serviços ancilares por meio de um *unit commitment* “ampliado”. Custos marginais tanto de energia quanto de serviços ancilares deixam claro quais recursos são alocados para atender a requisitos de carga e quais são direcionados à confiabilidade elétrica do sistema.

A existência de um mercado específico para serviços ancilares promove importantes benefícios. Entre eles, a aproximação do mercado com a operação do sistema, quantificação financeira da confiabilidade elétrica almejada, possibilidade de participação da demanda, maior transparência na alocação de recursos, incentivos à expansão de usinas flexíveis e a valoração correta de atributos das usinas.

Espera-se que, na atual discussão de modernização do setor (onde se destaca a recente Portaria do MME 187/2019), sejam considerados os benefícios da criação de um mercado de serviços ancilares, promovendo maior equilíbrio, competitividade e transparência entre os agentes.

Paulo André Sehn é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pampa (Unipampa) e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Atualmente ocupa o cargo de especialista em energia na Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE).