

Inicialmente, a Voltaia gostaria de reconhecer este Ministério pela continuidade de diálogo transparente com a sociedade sobre o aprimoramento do Setor Elétrico Brasileiro e pela demonstração de pro atividade em aperfeiçoar as metodologias e processos aplicados nesse Setor, no entanto, devemos inferir ainda que mudanças estruturais ensejam períodos robustos de teste, aprendizado, transição, reeducação, *posteriore* aplicabilidade.

Na visão do MME, a formação de preços com granularidade horária vai permitir melhorar a sinalização econômica do valor da energia elétrica ao longo do tempo, além de aproximar este sinal da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional – SIN, tornando-o mais crível e adequado, aperfeiçoando a resposta do mercado as atividades de planejamento da operação, expansão da geração e comercialização de energia. Assim, a maior aproximação do preço à realidade operativa pode promover redução de encargos, viabilizar novos produtos de mercado para fomentar a otimização dos recursos energéticos disponíveis no país, além de precificar tais recursos de forma mais assertiva.

As mudanças previstas nos sistemas e procedimentos comerciais e operativos deverão motivar adaptações nos contratos futuros no Ambiente de Contratação Livre – ACL e Ambiente de Contratação Regulada – ACR de modo a permitir maior flexibilização operacional, o que exigirá maior aprimoramento dos sistemas de gestão de risco, uma vez que a volatilidade dos preços deverá acompanhar a operação horária do Sistema Interligado Nacional – SIN, agregando valor para as cadeias produtivas envolvidas.

O direcionamento apresentado pelo MME é de fato o caminho a ser percorrido. Uma realidade de preços projetados que seja *pari passu* com o andamento da operação do sistema é ideal para a valoração mais correta da energia no Brasil. Ou seja, a adoção de maior granularidade temporal para a formação de preços de energia no Mercado de Curto Prazo – MCP, apesar de trazer desafios operacionais, está totalmente alinhada à visão de futuro que se deseja para o setor elétrico brasileiro ao incentivar a eficiência nos processos de tomada de decisão e aprimorar a sinalização econômica, corrigindo distorções nas escolhas de consumo e geração.

Contudo, **destacamos que a implementação sugerida deve ser feita precedida de período de testes exaustivos, por exemplo, para identificação de possíveis efeitos adversos que impactem o funcionamento do Setor Elétrico.** A implementação do modelo proposto, sem a identificação prévia e detalhada de todos esses possíveis efeitos, pode desencadear diversos ajustes após sua implementação, podendo contribuir para o aumento da judicialização do Setor. Além disso, é de extrema importância o respeito aos contratos vigentes, para que os consumidores cativos não sejam penalizados, uma vez que o despacho de usinas por ordem de mérito (PLD Teto ou PLD Máximo Estrutural) poderá impactar o preço de repasse das Distribuidoras aos consumidores além de ainda não existir qualquer mecanismo de mitigação desses impactos tanto para o consumidor como para o Distribuidor.

Outro ponto necessário é a divulgação dos códigos aplicados nos principais modelos de formação de preço, para trazer maior transparência e segurança dos resultados que forem obtidos e maior previsibilidade quanto a seus impactos nas operações dos agentes, bem como a identificação de possíveis ajustes

Adicionalmente, cabe salientar que alguns modelos de previsão que compõem o preço horário, tais como previsão de carga e previsão de geração eólica, apresentaram, durante suas exaustivas fases de implementação, erros significativos que impactam diretamente na formação deste preço horário. Com isso, entendemos que tais modelos devem ser aperfeiçoados de modo a resultar em um PLD horário mais factível e mais aderente a realidade, culminando no objetivo deste Ministério. Além do mais, há casos em que o despacho hidrelétrico mostra alta volatilidade entre as horas, o que traz questionamentos sobre a proximidade com a realidade operativa.

A implementação deste modelo horário é extremamente complexa já que envolve um aumento substancial nos dados de entrada e decisões sobre aspectos fundamentais da modelagem horária como, por exemplo, a consideração de restrições de rede, rampas e contingências operativas e o possível desenvolvimento de uma ferramenta de simulação e projeção de preços horários no longo prazo.

A contrapartida do preço horário deve ser a disponibilidade de instrumentos que permitam observar e responder à sua sinalização. O sinal de preço deve se fazer acompanhar dos instrumentos de resposta ao sinal de preço, sob pena da eficiência econômica estar apenas presumida. Ocorre que a CP 71/2019 se restringiu, somente, à aplicação ou não do DESSEM. Visto hoje que o mecanismo de contabilização mensal seria apuração das diferenças entre os recursos (garantia física mais contratos de compra) versus os requisitos (consumo mais contratos de venda) e o PLD é o preço utilizado para precificar essa diferença entre o volume contratado e o volume medido dos agentes no MCP, sendo publicado semanalmente, em três patamares de carga (Pesado, Médio e Leve).

Hoje vimos que, a contabilização sombra disponibilizada, são relatórios muitas vezes resumidos e não aberto hora a hora para verificação dos agentes. Ou seja, vimos que ainda o sistema da CCEE, não está preparado para disponibilização dessas regras para que os agentes façam seus estudos. Além disso, a própria atratividade da fonte eólica do ponto de vista da expansão pode sofrer algum tipo de baixa de atratividade à medida que sua energia pode ser desvalorizada com preços horários sem a adoção de um modelo seguro e com ferramentas para suportá-lo como, por exemplo, adequações nos instrumentos atuais de contratação da expansão e produtos de hedge para modulação.

Destacamos ainda que o processo sombra de divulgação do PLD horário não está sendo realizado da maneira que se era esperado. A divulgação dos dados está acontecendo em momentos posteriores a realização da programação diária, ou seja, o PLD horário sombra que deveria estar sendo publicado em D-1 está sendo publicado em D+N, ou seja, a operação sombra não está cumprido o papel desejado.

Outro ponto a ser considerado é a expansão do Mercado Livre, o qual as fontes “incentivadas” estão passando a ter significativa participação. A sinalização de início de utilização de uma precificação com granularidade horária no Mercado de Curto Prazo sem que todos os pontos regulatórios e comerciais estejam claros, poderá travar a expansão destas fontes no ACL, uma vez que o risco da precificação horária ainda não é claro.

Um risco que deve ser estudado é o modelo de contratação por disponibilidade dos leilões de energia nova anteriores, pois os custos relativos ao risco de produção eram assumidos pelo Distribuidor e repassadas para o consumidor cativo. Como o consumidor poderá mitigar esse risco horário, ainda não está muito claro.

Diante da atual matriz elétrica e da perspectiva de expansão das fontes renováveis, o paradigma de um modelo hidrotérmico deve ser repensado. A estocasticidade das fontes variáveis, principalmente a fonte eólica, deve ser incorporada ao modelo de formação de preço. Sugere-se avaliar também a representação da carga de forma estocástica. Naturalmente estes aperfeiçoamentos devem ser realizados de forma gradual, buscando-se sempre priorizar as melhorias que produzem o maior impacto no aperfeiçoamento da operação do sistema. Pode-se concluir que a adoção do PLD horário acarretará significativo aumento da volatilidade do preço, podendo atingir níveis suficientes para representarem barreira a novos investimentos, dada a magnitude dos riscos financeiros e ausência de instrumentos regulatórios de mitigação.

Ademais, ressalta-se que os estudos que estão em Consulta Pública, foram realizados apenas com dados dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2019, sendo a amostra insuficiente para subsidiar a decisão. Os meses anteriores não consideraram funcionalidades de *unit commitment* térmico, ciclo combinado, restrições de segurança linear por partes e restrições de segurança por tabelas. Contudo, estes 3 meses representam uma amostra muito pequena, considerando a magnitude dos impactos do PLD horário.

O risco da volatilidade do PLD sobre as regras atuais de sazonalização e modulação é ainda agravado pelo fato de que a maior parte do risco de exposição ao MCP está alocada ao consumidor regulado por meio de contratos de disponibilidade e em decorrência da repactuação do risco hidrológico, das quotas de Itaipu e das quotas de garantia física das usinas hidrelétricas com concessão renovada. Então a contrapartida do preço horário deve ser a disponibilidade de instrumentos que permitam observar e responder à sua sinalização. O sinal de preço deve se fazer acompanhar dos instrumentos de resposta ao sinal de preço, sob pena da eficiência econômica restar apenas presumida.

Face ao exposto, entendemos, conforme demonstrado acima, que o PLD horário é fundamental para a visão de longo prazo no setor. Contudo o mesmo não deve ser aplicado a qualquer custo, sem que os pontos supracitados sejam sanados. Ademais, o PLD horário por si só não é o suficiente para o devido ajuste do mercado, pois não traz nenhum incentivo comercial para os agentes, necessitando que mudanças estruturais no Setor sejam tomadas, tais como solução do GSF, revisão da Garantia Física das Hidrelétricas, separação de lastro e energia, entre outros. Sendo assim, entendemos que o mesmo deveria vigorar a partir de 2021, para que o setor tenha tempo hábil de identificar ajustes, analisar a magnitude dos efeitos sobre seu portfólio, adaptar-se, e que as simulações tenham um período de testes maior para que, uma vez implantado, sejam contempladas todas as variedades supracitadas.

De forma complementar, sugerimos que a partir de 2020 ocorra uma Operação Sombra do funcionamento da ferramenta, validando a mesma com o que está sendo praticado no Tempo Real, e que a publicação do Preço Horário seja realizada em D-1 ao que será praticado. Possibilitando desta forma que ONS, CCEE, agentes de geração, comercializadores, Distribuidoras, MME e ANEEL validem o funcionamento da ferramenta. Este período de teste é importante para que o Mercado passe por um estágio de transição e possa fazer a validação do funcionamento da ferramenta. É de suma importância que durante esse período de teste, haja uma definitiva solução para o GSF para que as operações na CCEE ocorram normalmente, levando a liquidez no mercado, assim como se tenha maior clareza nas novas diretrizes do MME para a modernização setorial.