

# **Contribuições da Santo Antônio Energia (SAE) à CP MME 071/2019**

## **1. Do objeto da Consulta Pública**

A CP 71/2019 trata da implantação do preço horário no Mercado de Curto Prazo (“MCP”) a partir da primeira semana operativa de janeiro de 2020. Consulta Pública relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM com foco na adoção operacional do modelo no despacho da programação diária e na formação do Custo Marginal de Operação – CMO e do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD.

No entanto, antes desta mudança na formação do preço é fundamental que se tenha uma solução estrutural para o GSF e o aprimoramento do MRE, expurgando as variáveis exógenas ao seu correto funcionamento. Esta solução é primordial pois uma maior volatilidade de preço potencializará os efeitos negativos deste problema que o setor tem convivido.

## **2. Questões não solucionadas para a entrada do preço horário em 2020**

No entendimento da SAE a intenção do Regulador em adotar maior granularidade temporal na modelagem e formação de preços de energia no MCP está de acordo com a visão de mercado que se espera para uma maior eficiência, de modo a se ter uma sinalização econômica mais aderente a realidade operativa, devendo sempre respeitar os contratos estabelecidos, não intervendo nos processos de operação.

Porém, após analisar os materiais disponibilizados para a CP 071/19 e nas Forças-Tarefas do Dessem, a SAE entende ser necessário um período maior de testes do modelo Dessem antes da tomada de decisão da implementação do preço horário, pois, este modelo apesar dos grandes avanços que apresentou nas últimas versões desenvolvidas pelo Cepel, carece de ajustes, e além disso, ainda existem assuntos de caráter regulatório em aberto que impactam o mercado como um todo. Abaixo listamos os principais pontos:

- Tempo computacional de rodada muito elevado, principalmente nos decks com barra, o que pode inviabilizar os prazos propostos no âmbito da Programação Diária da Operação / Procedimentos de Rede.
- Modelos de previsão de carga horária: ainda não estão implementados completamente. Atualmente é utilizado a projeção de carga da programação diária da operação no Dessem, que é proveniente de um software cujos resultados são manipulados pelos técnicos do ONS, apresentando valores na operação sombra com grandes desvios em relação ao realizado.
- Modelos de previsão de geração eólica: apesar do modelo estar validado, a previsão será feita através da combinação das previsões resultantes dos modelos de vento ETA, GFS, ECMWF1, ECMWF1, ECMWF2 e WRF. Atualmente os modelos ECMWF são pagos, o que pode incorrer em custos aos agentes que quiserem elaborar previsões internas de geração eólica. Além disso, existem dificuldades para aquisição dos dados históricos de medição dos agentes, reduzindo a qualidade dos resultados do modelo.
- Modelos de previsão de geração solar: atualmente é feita de forma heurística, considerando como insumo a média de geração verificada de dias típicos, o que dá margem a muitos desvios significativos, considerando que no pico as usinas solares atingem 1,2 GWm. Tais desvios podem significar grandes impactos no preço e operação.
- Modelo de previsão de vazão: atualmente é utilizada na operação sombra a mesma previsão da programação diária, oriunda do modelo SMAP. Porém o SMAP ainda não está calibrado para realizar previsões semi-horárias, o que dá margem a grandes desvios.
- Ausência de disponibilização das variáveis de *input* em plataforma centralizada.
- Análise de impacto do Dessem considerando Volume Mínimo Operativo (VMinOp) na modelagem do Newave, que encontra-se em discussão no âmbito da CPAMP, cuja previsão de entrada é junto com o preço horário (01/01/2020).
- Falta de acesso isonômico a todos os agentes aos sistemas/dados: FSARH, de Gestão de Intervenções (SGI), Sistemas de input para as restrições hidráulicas, base de dados históricos de carga e temperatura (aparentemente hoje somente os agentes de geração tem acesso)
- Uso do solver CPLEX: é essencial a utilização do solver CPLEX resolução dos problemas de otimização, devido ao uso do *Unit Commitment*. Caso o CPLEX não

seja utilizado, há um elevado acréscimo no tempo computacional, o que poderá inviabilizar a utilização do DESSEM. Considerando que o CPLEX é pago, ocorrerá custo adicional aos agentes que estarão sujeitos ao pagamento de licença caso o modelo entre em operação.

Na programação diária da operação a SAE entende que deveria ter antecedência mínima de pelo menos dois dias (D-2) pois o processo e a preparação das informações da programação diária é complexo, moroso e sensível. Posto isso, a elaboração da programação diária da operação em D-2 daria uma margem de segurança maior para os agentes e o Operador analisarem com parcimônia as informações, decks e resultados.

Ao analisar o processamento da contabilização sombra, que leva em consideração os mesmos dados de entrada utilizados na contabilização oficial, com exceção dos valores de PLD, os quais são substituídos pelos valores horários simulados pelo Dessem, verifica-se que os resultados refletem a aplicação do PLD horário em decisões tomadas pelos agentes com base no PLD semana/patamar.

Assim, os resultados da contabilização sombra não consideraram eventuais reclassificações dos despachos das usinas que em um primeiro momento despachadas fora da ordem de mérito e passaram, após simulação do Dessem, para ordem de mérito, e vice versa. Esta questão é de fundamental importância, pois acarreta em grandes variações nos resultados da contabilização (encargos, tratamentos de exposições, etc).

Sendo assim, considerando que o modelo Dessem tenta aproximar o mais fielmente possível a operação da realidade, sugerimos que além da atualização do preço para base horária, a CCEE considere na contabilização sombra as gerações resultantes da operação otimizada pelo Dessem e não a geração realizada, podendo assim os agentes avaliarem o real impacto da entrada do modelo Dessem.

A cerca de dois meses para a decisão da implantação do preço horário em janeiro de 2020, o processamento sombra ainda está distante de proporcionar segurança nos quesitos tempo de processamento e de confiabilidade. Não há segurança de que o modelo venha a convergir sempre, podendo haver casos em que o processamento não venha a se encerrar adequadamente, acarretando em soluções paliativas como a execução do modelo sem a rede de transmissão, sem o unit commitment de geração térmica, além de outras simplificações que afastariam ainda mais os resultados do DESSEM daqueles da Programação da Operação.

Também cabe destacar, que na apuração do preço e na operacionalização do dia a dia pelos agentes, prevê-se um grande aumento no volume de trabalho, principalmente das equipes de planejamento da operação e também nas equipes das áreas de comercialização de energia, visto que será necessária maior frequência de simulações, elevação dos custos de infra-estrutura computacional para adequação e automatização dos processos de simulação, sem até o momento identificar grandes benefícios que justifiquem tal mudança.

Além disso, com a implementação do modelo Dessem, nota-se a necessidade de extensão do horário de fechamento da programação por parte do Operador, acarretando em horas extras e possíveis problemas trabalhistas, além da necessidade de elaboração do programa de geração durante os 7 dias da semana, o que pode levar a necessidade de novas contratações tanto pelas empresas quanto pelo ONS, imputando assim custos extraordinários e não previstos nas concessões.

Pelos resultados verificados até o momento da operação sombra, a adoção do preço horário está conduzindo a uma maior volatilidade e, por conseguinte agrava a falta de previsibilidade, tão reclamada pelos agentes investidores.

Tema amplamente debatido nos últimos anos, a crise do GSF perdura desde 2013, com soluções parciais, sem enfrentar a essência do problema e incapaz, assim, de encaminhar uma solução estrutural. Caso se mantenha o quadro atual, novas crises se sucederão, prejudicando o funcionamento do mercado de forma harmônica, impondo ônus extraordinários para os geradores hidráulicos, e exigindo assim novas soluções emergenciais paliativas.

Posto isso, a SAE salienta que anterior à adoção dos preços horários, é imperativo a correção estrutural do GSF no que tange a alocação adequada do risco hidrológico ao gerador, aderente ao nível de risco considerado na metodologia de cálculo da Garantia Física, expurgando os efeitos das mudanças da matriz energética (aumento da participação térmica, inserção de fontes intermitentes – eólica e solar, aumento da energia de reserva, etc.), consideração de riscos na operação fora dos modelos computacionais com aumento do despacho térmico (GFOM); e consequentes mudanças nas políticas operativas.

Além disso, a implementação do preço horário com a volatilidade constatada na operação sombra, aliada à redefinição dos limites do PLD, sem o devido tratamento à correção estrutural do GSF, implicará em prejuízos adicionais aos geradores hidráulicos, acarretando a potencialização da crise no setor e sua judicialização.

### 3. Considerações finais

Na visão da SAE a aplicação do PLD horário não é viável a partir de janeiro de 2020, sendo necessário pelo menos mais um ano de testes do modelo Dessem em sua versão final, de tal forma a se ter uma janela de no mínimo 12 meses de hidrologia, considerando os períodos seco e úmido para análise dos dados de saída, do comportamento do modelo Dessem em diversos cenários hidrológicos, que permita uma análise real dos efeitos do PLD horário na contabilização e liquidação dos agentes.

Além disso, verifica-se que o tempo para definição da implementação do Dessem é muito exíguo, visto que o Regulador deverá aprovar o uso do modelo até 31/07/19 para vigência a partir de 01/01/20. Logo, ressalta-se a necessidade de mais tempo de testes/operação sombra e análises desta nova metodologia de preço.

Ressalta-se que pelos resultados verificados até o momento da operação sombra, a adoção do preço horário está conduzindo a uma maior volatilidade dos preços e que aliado à uma redefinição dos limites de PLD (AP Aneel nº22/2019), agravará ainda mais os impactos financeiros gerados pelo GSF. Desta maneira, é de igual importância e merece a mesma prioridade dedicada à implementação do Preço Horário, objeto desta CP, a resolução estrutural do GSF (expurgando os riscos não hidrológicos decorrentes das mudanças da matriz elétrica e operação do SIN) que vem imputando aos geradores hidráulicos ônus extraordinários com consequente judicialização.

Elencados esses pontos, a SAE sugere que se postergue a data de entrada para no mínimo 01/01/2021, quando espera-se que todas as questões acima pontuadas forem equacionadas para que se tenha um setor com a devida alocação de riscos entre segmentos, um modelo DESSEM estável e que reflita com a maior precisão a realidade operativa.