

Contribuições da ABRAGE 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.

2. Pontos de Análise para a entrada do preço horário em 2020

Na opinião da ABRAGE, a adoção de maior granularidade temporal para a formação de preços de energia no MCP está alinhada à visão de futuro que se deseja para o setor elétrico brasileiro ao incentivar a eficiência nos processos de tomada de decisão, aprimorar a sinalização econômica mais próxima da operação do SIN, respeitando os contratos vigentes, os processos e os papéis definidos de cada instituição. A maior aproximação do preço à realidade operativa do SIN poderia promover a 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.

Entretanto, há que se discutir alguns pontos de suma importância com relação a vários tópicos referentes ao modelo DESSEM, principalmente no tocante à sua metodologia e dados de entrada, bem como sobre a operacionalização do processo da programação diária energética, além de assuntos de caráter regulatório e impactos para o mercado. Após a análise do material disponibilizado para a CP 71/2019, levantamos os pontos que, em nossa visão, devem ser esclarecidos / equacionados antes da aprovação ou adoção do preço horário dado pelo modelo DESSEM.

2.1. Modelos Satélites

Para que o DESSEM funcione de forma apropriada são necessários insumos, dentre outros, oriundos de modelos que deverão fornecer previsões referentes à carga, vazão e geração de usinas eólicas.

O modelo de previsão de carga com discretização semi-horária não está implementado. O que vem sendo praticado hoje é a utilização da carga da programação diária no DESSEM, sendo que a mesma é produto de um software cujo resultado é alterado pelos técnicos do ONS de acordo com

suas experiências. Outro aspecto importante a ser destacado é o efeito da geração das energias renováveis variáveis (Eólica e Solar) na previsão de carga, uma vez que essas fontes, quando reduzem as suas gerações a carga sobe, e mesmo ocorre no sentido inverso. Diante disto, podem ocorrer grandes desvios quando forem utilizadas as previsões do modelo de carga semi-horário em comparação com os valores utilizados pela programação diária.

Com relação à previsão de vazões, vem sendo utilizada a mesma previsão da programação diária, oriunda do modelo SMAP. Esse modelo ainda não está calibrado para realizar previsões semi-horárias e, quando isso ocorrer, da mesma forma que para o modelo de previsão de carga, podem ocorrer grandes desvios com relação aos valores praticados atualmente.

O modelo de previsão de geração eólica já está validado, porém existem dificuldades para aquisição dos dados históricos de medição dos agentes, principalmente na região Nordeste, que concentra majoritariamente este recurso. Isso reduz a qualidade dos resultados do modelo neste nível de discretização, já que diminui o número de amostras de medição para cálculo das correlações.

2.2. PLD em base horária/semi-horária

A proposta da CPAMP, contida nos relatórios desta CP, é que na execução do DESSEM para definição do CMO e PLD, sejam utilizados 48 estágios no dia D, e para se chegar aos valores horários seja feita uma média ponderada pela carga dos dois intervalos de meia hora. Pelo que consta nos relatórios desta CP foram utilizadas pouquíssimas amostras nos estudos para elaborar as correlações (21 dias), o que não agrega, em princípio, grande segurança aos resultados do estudo.

2.3. Encargo de Serviços do Sistema

Sobre o impacto do uso dos resultados do modelo DESSEM no cálculo dos Encargos de Serviço de Sistema - ESS, em substituição aos resultados oficiais do modelo DECOMP, a CCEE foi questionada se houve apenas troca do PLD oficial (semanal) pelo PLD horário (Com e Sem rede) ou se, além disso, foi considerada também a classificação de despacho das termelétricas dada pelo DESSEM. A CCEE informou que na análise apenas foi feita a substituição do PLD oficial semanal pelo PLD horário em ambos os casos (Com e Sem rede). Entendemos que essa simplificação não permite a correta análise dos efeitos no ESS decorrentes da migração do PLD semanal para o PLD horário, pois a relação das térmicas despachadas por mérito dada pelo DESSEM pode ser diferente da relação das térmicas despachadas por mérito dada pelo modelo DECOMP, em função das diferenças de CMO. Essa diferença no despacho térmico dos modelos,

além da diferença já considerada no valor do PLD, altera o cálculo de várias parcelas de ESS, como por exemplo ESS por Garantia Energética, ESS Constrained-on e ESS Constrained-off.

2.4. Operação Sombra

Os relatórios disponibilizados na CP 71/2019 do MME, bem como os esclarecimentos prestados na reunião plenária da CPAMP realizada em 09/05/2019, deixaram claros que a operação sombra que contempla **fielmente** todas as propostas metodológicas que efetivamente farão parte das execuções do modelo DESSEM a partir de 2020 ainda não começou.

Apesar dos resultados da operação sombra a partir de janeiro de 2019 contemplarem implementações importantes do modelo DESSEM, propostas para uso a partir de 2020, a CCEE ainda trabalhou até meados de abril de 2019 com simulações onde o dia D continha apenas 24 estágios, e não 48 estágios, como definido pela CPAMP. Conforme explicado nos relatórios da CP, o modelo DESSEM pode encontrar resultados muito diferentes entre casos com 24 e 48 estágios no dia D, pois essa diferença de configuração no número de estágios leva a problemas diferentes e, conseqüentemente, a regiões de solução diferentes.

De acordo com o prazo estabelecido pela Resolução CNPE 07/2016, em seu parágrafo primeiro do artigo segundo, para que ocorra a entrada do PLD horário na primeira semana operativa de janeiro de 2020, o modelo DESSEM deve ser aprovado até 31 de julho de 2019. A operação sombra com a versão do modelo considerada mais “estável” foi iniciada apenas na segunda quinzena de abril de 2019, mas com a versão final ainda não iniciada. Diante do exposto, mesmo que não ocorressem mais mudanças na versão do modelo até a data limite para sua aprovação, os agentes terão um período de operação sombra muito curto e que não agregaria, dessa forma, informações suficientes e confiáveis para o processo final de aprovação do modelo.

Já foi explicitado pela CCEE que não será realizada operação sombra relativa ao ano de 2018 (back teste).

Na opinião da ABRAGE o período de operação sombra deve ser de tamanho suficiente para que sejam consideradas pelo modelo toda a sazonalidade hidrológica e de carga dos subsistemas, pois somente assim teremos uma gama de resultados suficientes para analisar o desempenho do DESSEM. Nesse período também deve ser testado e observado o desempenho do sistema de contabilização e liquidação da CCEE, utilizando preços horários.

A operação sombra somente deveria ser iniciada após a liberação de versões estáveis metodologicamente do DESSEM e de seus modelos satélites de previsão (vazão e carga), pois podem ocorrer desvios muito significativos entre os dados utilizados na programação diária e os previstos pelos modelos satélites, o que poderia gerar consequências imprevistas nos resultados finais do DESSEM. Com relação ao modelo de previsão de geração eólica, deve ser resolvida a

questão da disponibilização dos dados de medição dos agentes, para que todos possam ter acesso às mesmas informações e ao mesmo tempo.

Os custos referentes à operação das usinas térmicas ainda precisam ser regulados e homologados antes de se iniciar a operação sombra.

A operação sombra também deveria ser utilizada para se testar os impactos relativos às mudanças nos cronogramas da programação diária energética, pois somente dessa forma é possível se descobrir eventuais gargalos nos procedimentos, já que a programação diária é um processo de vital importância para a segurança do sistema.

2.5. Correlação entre CMO's

Observa-se nos relatórios da CPAMP estranha correlação para o submercado Norte, entre o CMO das Barras de Demanda e de Geração, no caso com rede, e o CMO médio obtido nos casos com e sem rede, respectivamente. Menciona-se no relatório que o Cepel está tratando do assunto, mas entendemos ser necessário o conhecimento prévio dos agentes das consequências desse tipo de evolução antes da entrada em operação do modelo.

2.6. Tempo computacional

Apesar do relatório da CP 071/2019 ter apresentado que em média os casos com rede rodem em menos de duas horas, foi mostrada na 16ª reunião da FT DESSEM que alguns casos ultrapassaram 9 horas de simulação, inviabilizando a proposta de prazos no âmbito da Programação Diária, sendo importante aos agentes conhecerem o plano de contingências nesses casos.

2.7. Uso do solver CPLEX

O uso do solver CPLEX é essencial para a resolução dos problemas contendo variáveis inteiras, devido ao uso do Unit Commitment. Se o mesmo não for utilizado há um acréscimo de tempo computacional que inviabilizaria a utilização do DESSEM. Os agentes estarão sujeitos ao pagamento de licença do solver a partir do momento em que o modelo entrar em operação oficialmente. Esse assunto ainda não está pacificado.

2.8. Unit Commitment Térmico:

O Unit Commitment para usinas térmicas já está implementado no modelo, porém os custos relativos às usinas térmicas (de parada/partida, de rampa de subida e descida), além dos CVU's

para as várias modalidades de operação das usinas de ciclo combinado ainda não foram regulados e homologados pela ANEEL. A eficácia e os impactos no CMO/PLD dessa funcionalidade no DESSEM somente poderão ser discutidos e avaliados após a definição desses custos por parte da ANEEL.

2.9. Metodologia

Falta definição com relação a qual metodologia de resolução dos problemas lineares será adotada oficialmente pelo modelo. Falta esclarecer, também, como será calculada a Função de Produção das Usinas Hidráulicas pelo DESSEM, já que para esse modelo todas as usinas hidráulicas são de regularização.

O CEPEL realizou mudanças no cálculo da FPHA, conforme apresentado na 16ª reunião da FT-DESSSEM, realizada em 11/04/2019, porém não foram realizados testes por parte dos agentes, no âmbito da FT-DESSSEM, para atestar os efeitos dessas mudanças nos resultados dos estudos. Esses dois fatores, além das restrições de Unit Commitment, têm sido os grandes responsáveis pelo elevado tempo computacional demandado pelo DESSEM.

2.10. Acessos aos dados

O acesso aos dados relativos às intervenções, restrições hidrológicas, restrições elétricas e carga são de suma importância para elaboração de estudos prospectivos por parte dos agentes, com o intuito de se preverem preços futuros de energia e resultados operativos. Dessa forma, é necessário o acesso garantido, a todos os agentes, às plataformas do ONS que tratem dessas informações, como SGI, FSARH e base de dados históricos de carga e temperatura. Somente através desses acessos será garantida a isonomia no acesso às informações.

Até o presente momento não foi discutido de forma clara com os agentes como será feito o acesso às plataformas para aquisição desses dados.

2.11. Divergências entre os resultados do modelo e a programação diária

Apesar do ONS, EPE e CCEE considerarem o modelo DESSEM maduro o suficiente para entrar em 2020, os relatórios do ONS publicados com os resultados do processo “sombra”, junto com o DECK de entrada do modelo DESSEM, indicam que o modelo não tem fornecido resultados de operação próximos aos que têm sido praticados no âmbito da Programação Diária, principalmente para as usinas hidráulicas. Na plenária da CPAMP de 09/05/2019 o ONS apresentou um exemplo desse relatório e explicou que o modelo não percebe a mesma política operativa do operador no caso dos resultados divergentes.

2.12. Custos adicionais e problemas na etapa da Programação Diária

A respeito da entrada do DESSEM para cálculo do preço horário, a ABRAGE ressalta o problema de aumento do custo decorrente do aumento da carga de trabalho no processo da programação diária. Esse aumento pode se dar devido ao horário de fechamento da programação que ficará mais estendido, acarretando em horas extras e potenciais problemas trabalhistas e ainda a necessidade de se elaborar o programa de geração 7 dias por semana, o que pode levar à necessidade de novas contratações tanto pelas empresas quanto pelo ONS e todos estes custos serão arcados pelos agentes geradores.

Dessa maneira espera-se que, com a adoção do preço horário, as empresas tenham mais liberdade para definir suas respectivas estratégias de maneira a agregar maior valor aos produtos ofertados no mercado, bem como uma melhor operação de seus ativos, auferindo maior receita e viabilizando os custos da iniciativa de introdução do preço horário.

Além do aumento de custo, existem outras preocupações de ordem prática que podem afetar drasticamente a rotina da programação diária da operação, bem como a operação em tempo real:

- Se há uma ocorrência na rede que afete a validação elétrica, será efetuada uma nova execução do modelo Dessem?
- Se em alguma condição do sistema o modelo não convergir, ou seu tempo de execução exceder o limite de prazo, existe algum procedimento sobre o que será feito nesse caso? Como será o Plano de Contingência?
- O modelo ainda não contempla o Unit Commitment hidráulico. Quem fará isso será a programação diária, tendo que ajustar a reserva operativa e etc?
- O Dessem será capaz de atender a restrição da R11? Caso ocorram ajustes no resultado do Dessem, como ficará essa restrição?
- Em termos de previsibilidade de preços, como será a previsão de carga?
- Os dados de entrada do modelo estão aderentes à realidade? Caso negativo, mais ajustes serão necessários na etapa de programação diária.
- Os limites de intercâmbio sofreram linearizações para serem utilizados no modelo Dessem. Como ficará a atuação da programação diária nesse sentido? Será necessário algum ajuste?
- Se a cota de Itaipu for flexibilizada, o modelo contemplará esse fato?
- Como será o atendimento às restrições de navegação? O modelo fará alguma coisa ou tudo ficará a cargo da programação diária?

- O modelo será capaz de realizar o despacho de geração considerando a dinâmica da geração Eólica? Atualmente na Região Nordeste o despacho de geração Térmica Fora da Ordem de Mérito é praticamente constante em boa parte do ano, ocasionado elevação do ESS, dado a variabilidade dessa fonte, com impacto em todo SIN;

2.13. Riscos judiciais

As instituições e os agentes vêm trabalhando em conjunto com as autarquias e o governo federal para pacificar, destravar o mercado e solucionar diversos temas que se encontram judicializados, causando impacto de bilhões de reais no setor.

A adoção de um modelo computacional novo na formação de preço e programação diária que carece de melhorias técnicas e amplo tempo de validação pode ensejar sentimento de prejuízo por parte dos agentes, indo na contramão do que todos os agentes e o próprio governo almeja.

2.14. Impacto do preço horário no GSF

Tema amplamente debatido nos últimos anos, a crise do GSF perdura desde 2013, com soluções parciais, sem enfrentar a essência do problema, incapazes de estabelecer 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, antes do Regulador tomar uma decisão de implementação do preço horário/utilização do modelo Dessem, a ABRAGE salienta a necessidade de 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 consequente mudanças nas políticas operativas.

Além disso, a implementação do preço horário será seguida de pressão de muitos agentes para elevação dos limites de PLD que, aliado à ausência de correção estrutural do GSF, implicará em prejuízos adicionais aos geradores hidráulicos, decorrente da elevada volatilidade de preços que o modelo Dessem traz e eventual flexibilização dos limites de PLD.

3. Conclusões

A adoção do preço horário de energia pode ser capaz de trazer muitos benefícios ao setor elétrico brasileiro devido a maior aproximação dos preços de energia à realidade operativa do sistema, precificando seus recursos energéticos de forma mais assertiva.

Todavia, diante dos motivos expostos nos itens anteriores, entendemos que o modelo DESSEM e todos os processos e modelos satélites envolvidos ainda precisam ser processados em sombra por um ciclo hidrológico completo antes da sua adoção oficial no processo de formação de preço.

Os agentes necessitam, minimamente, de um período sombra, executado com versões estáveis do modelo DESSEM e de seus modelos satélites também em versões estabilizadas, com duração suficiente para contemplar todos os períodos de sazonalidade hidrológica e de carga.

Além disso, os agentes não são capazes de tomar qualquer decisão favorável com relação à maturidade do modelo DESSEM, enquanto o mesmo sofrer atualizações quase que semanalmente, ao passo que a última reunião da FT-DESEM foi realizada em 11/04/2019, o que dificulta a participação dos agentes na realização dos testes necessários.

Enquanto não forem pacificados os pontos enumerados acima e esclarecidas todas as dúvidas dos agentes, sejam elas de caráter metodológico, operacional, comercial ou regulatório, as incertezas relacionadas aos resultados apresentados nos documentos dessa consulta pública serão impeditivas para qualquer aprovação do modelo.

A ABRAGE entende, com base em tudo o que foi exposto nesta contribuição, que a adoção do preço horário já em janeiro de 2020 poderia expor os agentes do setor a riscos imprevisíveis e impossíveis de serem medidos e mitigados.

Resumimos a seguir os problemas que na nossa visão precisam ser solucionados até junho de 2019 para que os agentes possam de fato fazer uma avaliação, minimamente consistente, do desempenho e das consequências da entrada do preço horário em janeiro de 2020:

- Republicação até início de junho de 2019 de todos os resultados “sombra” desde abril de 2018 utilizando a versão mais recente do modelo DESSEM trabalhada no âmbito da força tarefa, com o uso de todos os recursos implementados e indicados pelo SGOP no relatório de implantação do DESSEM, adicionando-se aos mesmos os custos das restrições de Unit Commitment de usinas térmicas, tais como custos de rampa, custos de tempos mínimos para os estados “ligadas” e “desligadas” e CVU’s para cada modalidade operativa das usinas em ciclo combinado, possibilitando assim resultados do modelo DESSEM tanto na opção 1 como na opção 2 para o tratamento das variáveis binárias. Nessa republicação dos resultados “sombra” deve se incluir também a contabilização individual das empresas na CCEE, bem como considerar cálculos mais apurados dos diversos tipos de ESS, além

de comparativo entre os resultados do modelo comparados com o que foi praticado na programação diária;

- Plano de contingência para os casos “Com Rede” que demandem tempo computacional incompatível com a Programação Diária e publicação do PLD horário;
- Solução para a disponibilização do pacote de otimização CPLEX aos agentes e resolução dos problemas relativos ao tempo de processamento com participação dos agentes nos testes realizados;
- Acesso pelos agentes às bases de dados e sistemas relativos às restrições hidráulicas, restrições elétricas, intervenções e históricos de carga e temperatura.
- Abertura de nova Consulta Pública com prazo até julho de 2019 para que os agentes possam avaliar os resultados da solicitada republicação dos resultados sombra e fazer suas análises;
- Operação sombra do processo completo, contemplando a elaboração da programação diária, de forma a assegurar a viabilidade dos prazos propostos.