

Rio de Janeiro, 29 de maio de 2019.

Para:

Ministério de Minas e Energia

Assunto:

Contribuições da Petrobras para a Consulta Pública MME nº 71/2019

Prezado Senhor,

Cumprimentando-o cordialmente, a Petrobras apresenta, nos dois itens a seguir, suas contribuições para a Consulta Pública MME 71/2019, que divulga a documentação técnica do GT de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, referente ao Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do preço da liquidação das diferenças horário – PLD horário.

1 – Prazo para a implantação do PLD horário

Inicialmente, cabe expor a percepção da Petrobras de que a metodologia de cálculo do PLD horário, bem como as regras para sua implantação, ainda carecem de significativo amadurecimento antes da efetiva implantação. A justificativa está nos tópicos a seguir.

1.1 – Temas em aberto na Consulta Pública

O material divulgado nesta Consulta Pública ainda deixa alguns temas em aberto. Por exemplo, não foi deliberado se o sistema de transmissão interno a cada submercado será representado ou se serão consideradas apenas as grandes interligações entre os submercados.

Também não foi definida qual das três alternativas (média simples dos preços das duas meias-horas de cada hora, média ponderada pela carga das duas meias-horas de cada hora e máximo dos dois preços das duas meias-horas de cada hora) será considerada para o cálculo do preço horário a partir do CMO em base semi-horária.

Outro ponto de atenção informado nos relatórios da CPAMP é que, no primeiro ano da implantação do novo Modelo DESSEM, não seriam modelados os custos de partida e parada das centrais termelétricas (UTES) para fins de operação semi-horária e precificação horária, deixando a discussão para momento posterior à entrada em vigência do preço horário.

1.2 – Temas não abordados/detalhados na Consulta Pública

Outra preocupação da Petrobras é que, antes da implantação do PLD horário, devem-se esgotar as discussões sobre tópicos que não foram detalhadamente abordados na Consulta Pública MME 71, quais sejam:

- Prazos e condições para os agentes termelétricos declararem as restrições operativas de suas centrais geradoras, tendo em vista que, com a operação do sistema requerendo ciclos de operação com partidas e paradas mais frequentes, o tratamento formal das restrições operativas e custos associados, na etapa de programação da operação, passa a ser de extrema importância.
- Consideração das restrições operativas para UTEs a ciclo combinado que possuem CVU específico para operação em ciclo aberto, dado que esse tipo de operação pressupõe, por exemplo, tempo de partida e tempo mínimo de operação próprios e independentes dos valores utilizados para operação em ciclo combinado o que, inclusive, dá maior flexibilidade à atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O *Unit Commitmet* térmico é uma ferramenta que representa as características de cada UTE e a possibilidade de despacho em configurações diferentes. Dado que o Agente ofertou sua usina no leilão para operação em ciclo combinado, qualquer outra forma de despacho deverá prover tratamento adequado aos custos incorridos na operação diferenciada da termelétrica. O despacho do DESSEM é dado por unidade geradora e, assim, há inúmeras configurações possíveis. Dessa forma, é importante que a ANEEL divulgue, antecipadamente, a alteração em suas regulações, de forma a contemplar tais casos.
- Tratamento para as UTEs com venda de energia em dois ou mais leilões que, consequentemente, possuem mais de um CVU. A modelagem do DESSEM não deixa explícito qual tratamento será empregado a essas usinas, tendo em vista que, no modelo em questão, a decisão de acionamento é discretizada por unidade geradora. Desse modo, o Programa deverá compatibilizar a discretização por unidade geradora com a divisão da usina em parcelas de leilões, de forma a viabilizar o acionamento parcial da usina de acordo com o CVU de cada parcela.
- Remuneração das UTEs com despacho em apenas algumas horas do dia. É sabido que o PLD horário pretende refletir de forma mais fiel os custos de energia ao longo do dia. Contudo, dado que UTEs possuem restrições de partida e parada, não está claro qual será o tratamento dado para usinas despachadas em um determinado horário e em outro não, em relação ao recebimento de seu CVU. Para essa condição, a operação inflexível onera o agente, que deveria então receber seu CVU independentemente do valor do PLD.
- Tratamento para realização de geração substituta, nos termos do inciso II do Artigo 10 da REN 614/2014, pois não está claro como ela será operacionalizada a partir da entrada em vigor do despacho horário.

- Elevação dos riscos e custos com o despacho horário. No modelo DECOMP o despacho é em base semanal e no modelo DESSEM será diário, ou seja, incompatível com o tipo de despacho pelo qual o agente balizou suas decisões econômicas quando da participação nos leilões. Assim, no novo modelo poderá ocorrer maior variabilidade de despacho, tendo vista que a divulgação do custo de operação ocorrerá diariamente, e não de forma semanal como acontece hoje. Tal fato implicará em maiores incertezas aos agentes, podendo elevar os riscos e custos de operação e, inclusive, aumentar as judicializações do Setor Elétrico.

1.3 – Atualizações frequentes do DESSEM com impacto no preço sombra

Apesar da avaliação do preço sombra ter sido iniciada em abril de 2018, diversas atualizações do DESSEM ocorreram nesse período, sendo a última em abril de 2019, quando o mesmo passou a ser considerado “estável”. No entanto, não ocorreu o recálculo do período anterior, o que dificulta a interpretação dos resultados pelos agentes, prejudicando a análise dos reais impactos que a aplicação da nova regra traz tanto à operação do sistema quanto à contabilização do mercado de curto prazo. Ou seja, como a estabilização do DESSEM ocorreu recentemente, há necessidade de mais testes, aprimoramentos de restrições e detalhamento de dados, de forma que os agentes tenham confiança nos resultados gerados.

No entendimento da Petrobras, a operação sombra na versão mais recente do modelo deveria contemplar pelo menos o período de um ano, emulando, assim, as características de um ciclo hidrológico completo. Além disso, visando uma avaliação mais extensa dos resultados do *Unit Commitment* térmico, seria recomendável simular, adicionalmente, um cenário de menor afluências, o que representaria o verificado em alguns anos do histórico recente. É importante também salientar que estão sendo realizados ajustes importantes no modelo NEWAVE, como a utilização de um nível meta para os reservatórios, dentre outros, que podem trazer efeitos cumulativos aos resultados do DESSEM, sendo necessária uma análise conjunta das mudanças propostas para o ano de 2020, o que não foi realizado até o momento.

1.4 – Regulamentação ainda não publicada

No âmbito da ANEEL, ainda não houve discussões com os agentes acerca das alterações requeridas na regulamentação para a implantação do preço horário.

Somente em 27/05/2019, foi sorteado o diretor da ANEEL que irá relatar o processo que trata das adequações regulatórias decorrentes da adoção do Custo Marginal de Operação – CMO em base horária para o despacho de centrais geradoras (processo nº 48500.003028/2018-21). Ou seja, a Agência ainda vai divulgar proposta de normativo sobre a implantação do PLD horário, que precisará passar por audiência pública e deliberação da diretoria antes da publicação do ato regulamentar.

Outro ponto atualmente em estudo é o aprimoramento da metodologia para definição dos limites máximo e mínimo do PLD, que fica em Audiência Pública na ANEEL até o dia

18/07/2019, sem data prevista para publicação da nova norma. Tendo em vista que a correta formação do preço de curto prazo é indispensável para o adequado funcionamento do mercado de energia elétrica, a regulamentação dos limites do PLD pode impactar diretamente na efetividade da implantação do preço horário, inclusive quanto à obtenção de uma sinalização econômica mais aderente à necessidade do sistema, de forma a possibilitar que o PLD acompanhe o real preço da energia em cada período.

Há ainda a necessidade de publicação, com antecedência, de nova versão do Procedimento de Redes que incorpore eventuais alterações na dinâmica da operação, em função do CMO horário, para que os agentes conheçam as regras antes delas serem implantadas.

1.5 – Proposta da Petrobras

Por todo o exposto, tendo em vista a necessidade de maior amadurecimento das premissas consideradas para a formação da base de dados do programa DESSEM e considerando que a divulgação das novas regras deve ocorrer com uma antecedência que possibilite aos agentes estudar seus efeitos, entende-se que não haverá tempo hábil para a efetiva implantação do PLD horário em janeiro de 2020.

Dessa forma, a Petrobras sugere a postergação da entrada em operação do modelo DESSEM, divulgado nesta Consulta Pública, até que o tema seja totalmente regulamentado e as dúvidas dos agentes sejam esclarecidas.

2 – Contribuições específicas ao material divulgado

Especificamente com relação aos relatórios da CPAMP divulgados nesta Consulta Pública, um ponto que preocupa a Petrobras é que, na proposta apresentada, o DESSEM será executado diariamente na véspera (D-1), com horizonte de D até o final da semana operativa.

Compreende-se que o objetivo desta medida seja trabalhar com estimativas mais acertadas para o Modelo, trazendo resultados mais fidedignos para a programação diária da operação. Entretanto, a depender do horário de divulgação do resultado, fica inviável o acionamento de UTEs a gás natural a tempo de atender ao comando de despacho dado pelo ONS. Neste contexto, é imprescindível compatibilizar as regras de programação de gás natural e energia elétrica para uma correta harmonização entre os setores.

Adicionalmente, para as UTEs que operam a gás natural, as instruções antecipadas relacionadas ao despacho são informações necessárias para a nominação diária de consumo do combustível junto ao transportador e, portanto, para a operação do sistema de gás. A falta de uma correta instrução expõe o contratante do serviço de transporte de gás natural ao pagamento de penalidades contratuais.

Desta forma, propõe-se que a programação diária da operação semi-horária e o consequente despacho termelétrico sejam divulgados com dois dias de antecedência (D-2), de forma a compatibilizar o acionamento das UTEs com a programação da operação do gás natural de acordo com os contratos vigentes.

Ademais, como o Sistema Interligado Nacional – SIN tem inércia para acomodar variações diárias, o ganho de processamento do modelo no D-1 é ínfimo, ou seja, pouco representativo frente aos impactos que traz ao processo da programação diária, como por exemplo, necessidade de alteração dos contratos de trabalho dos funcionários para responderem às solicitações do ONS e pagamento de horas extras, implicando em aumento de custos para todos os agentes de forma a respeitar as questões trabalhistas.

Na expectativa de ter contribuído com as discussões relativas ao assunto em tela, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Cordialmente,

Dean William Carmeis
Gerente de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo
Diretoria de Refino e Gás Natural