

Contribuição da WX Energy para Consulta Pública MME nº 71/2019

1. INTRODUÇÃO

Desde 2017 os principais órgãos setoriais vêm aplicando um enorme esforço no desenvolvimento do modelo Dessem e na adequação regulatória para a implantação do preço horário. Essa é uma evolução importante no setor elétrico brasileiro aproximando o despacho na programação diária do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e permitindo que algumas restrições operativas sejam melhor modeladas, como por exemplo o *unit commitment* térmico. Dessa forma pode-se evitar encargos de serviço de sistema desnecessários.

Em julho de 2018 a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) decidiu postergar a entrada do preço horário de janeiro de 2019 para janeiro de 2020 apontando necessidade de aprimoramento no modelo Dessem, dificuldades operacionais, processuais e regulatórias. Passado praticamente um ano dessa decisão houve um grande avanço tanto no modelo quanto na parte regulatória, porém alguns pontos críticos ainda não foram definidos.

2. MODELO DESSEM

A versão estável do modelo só foi disponibilizada em janeiro de 2019 e após esse mês algumas outras versões já foram disponibilizadas, dificultando uma análise dos resultados anteriores. O ONS e principalmente a CCEE possuem uma enorme dificuldade em divulgar os dados diariamente, acontecendo episódios com mais de uma semana sem resultados (até o fechamento da CP, dia 29/05, a CCEE ainda não divulgou resultados para o mês de maio). Dado isso, o preço sombra que começou oficialmente em janeiro deste ano ainda possui poucos resultados dada a importância dessas mudanças no setor elétrico.

O tempo de processamento de algumas simulações e a retirada de todas as suas inviabilidades ainda é uma grande preocupação, visto que alguns casos com rede elétrica demoraram mais de 10 horas de simulação e o ONS só irá encaminhar o deck para a CCEE após ter completado esse processo. O próprio uso ou não da rede elétrica pelo ONS e CCEE nas definições do CMO e PLD precisam estar claros a todos os agentes. No entendimento da WX Energy no processo de formação do PLD apenas os intercâmbios entre submercados devem ser representados, excluindo as restrições conjunturais da formação do preço.

No processo de previsão de vazões, muitas usinas hidroelétricas ainda não possuem modelagem pelo chuva-vazão. Para essas UHEs os valores utilizados durante todas as horas e dias da semana são os mesmos da quinta-feira da previsão, gerados pelo Previvaz. Dentre outras estão: Ilha Solteira, Porto Primavera, Jupiá, Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e Tucuruí. As três primeiras têm resposta rápida pelas chuvas, manter um único valor para a semana toda pode causar grandes distorções. As demais possuem resposta um pouco mais lenta, mas tem regimes bem definidos ao longo do ano. Não considerar taxas de aumento/redução de vazão ao longo da semana pode interferir no descolamento de preços entre submercados. O ONS tem como objetivo incluir a maior parte dos postos de vazão no modelo SMAP, mas até o fechamento desta consulta pública ainda não foi divulgado um cronograma.

3. ISONOMIA E PREVISIBILIDADE

Uma batalha antiga de todos os agentes que se torna ainda mais importante nesse contexto é a isonomia e previsibilidade dos dados de entrada dos modelos.

3.1. ISONOMIA

Um exemplo é a reunião de manutenção que ocorre no ONS na manhã do PMO. É uma reunião onde discute-se entrada em operação/manutenção de usinas e limites de intercâmbio, informações que impactam diretamente no mercado de energia e que apenas um grupo de agentes tem acesso.

A operacionalização do Dessem vai aumentar em especial o volume de dados e a frequência de atualização de forma que o agente com acesso ao maior número de variáveis no menor tempo pode ter vantagem competitiva. Dessa forma é imprescindível que todos os agentes tenham acesso ao mesmo tempo a todos os dados e possam participar de todos os assuntos que impactem a operação do sistema. Deve ser disponibilizado acesso ao FSARH (Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica), SGI (Sistema de Gestão de Intervenções), SAGIC (Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga) e uma plataforma para disponibilização dos dados de entrada do Dessem.

3.2. PREVISIBILIDADE

Um dos insumos que mais gera questionamento há algum tempo é a previsão de carga. Ao longo das semanas operativa ocorrem mudanças significativas nas previsões quase sempre com a justificativa de variações na temperatura e sem nenhuma transparência e com impacto relevante nas simulações.

A entrada do preço horário pode potencializar esse impacto, dada a variação de consumo em cada submercado ao longo do dia. Para a formação do PLD é fundamental que essas informações sejam previsíveis para que os agentes tenham condições de realizar seus estudos sem ser surpreendidos por 'critérios do analista'. Na programação diária da operação o ONS pode continuar utilizando os dados que considerar mais adequados, no entanto é necessário garantir que os dados de entrada e saída são previsíveis, transparentes e isonômicos. Dessa forma o modelo PrevCargaDessem deve ser aprimorado até que esteja apto para uso, deixando todos os agentes em um mesmo nível competitivo.

De modo semelhante o acesso aos dados dos outros modelos satélites (modelos de previsão de geração das eólicas e solares) também precisa de regras claras e objetivas, com um banco de dados público de medições.

4. OPERAÇÃO SOMBRA

Mudanças dessa magnitude exigem testes exaustivos no modelo para garantir que ele é robusto e que todas as condições de operação foram testadas e validadas. De forma similar a contabilização sombra pela CCEE nessas condições também evitaria graves riscos regulatórios. Um exemplo recente foi a implementação das perdas elétricas internas nos modelos. Houve uma preocupação muito grande com a modelagem em si, mas não foram observados todos os impactos nas regras de comercialização. A consequência foi que após um mês em uso a funcionalidade deixou de ser utilizada. Mesmo após esse ocorrido o setor elétrico busca mais uma vez mudanças de regras com um prazo extremamente apertado que afeta todas as áreas,

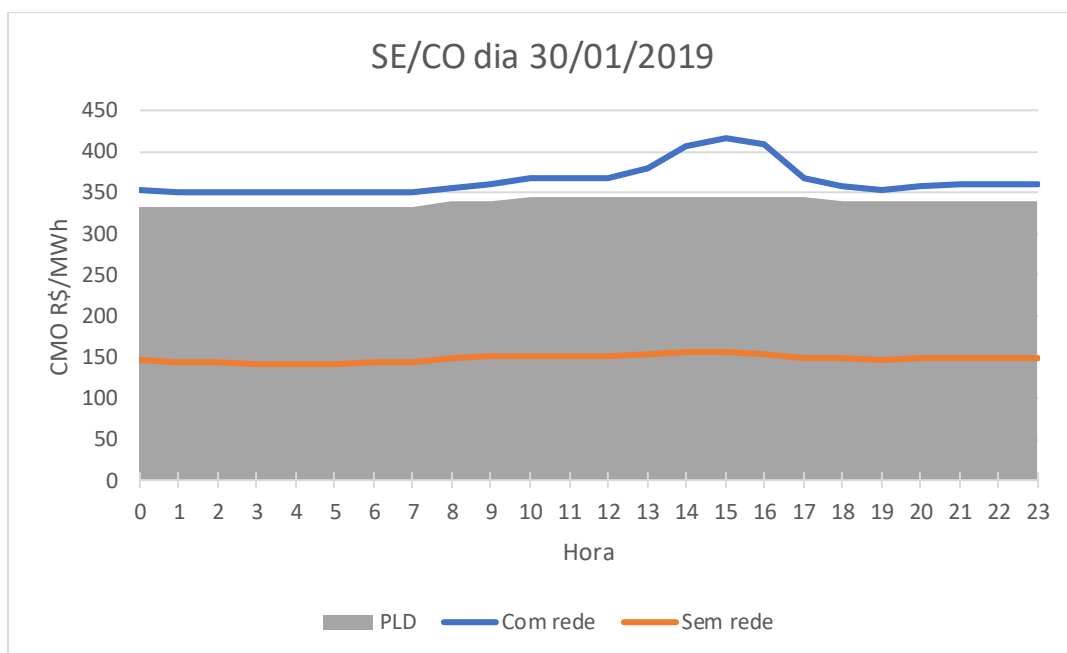
com pouquíssimos testes e sem dar nenhuma clareza aos agentes sobre como e em qual prazo serão divulgados os dados do modelo.

Na reunião do GT de Metodologia no início de maio foi levantada uma dúvida sobre a contabilização das rampas de geração das termelétricas, se seria feito por constrained-on ou constrained-off. Aparentemente é um assunto que ainda está sendo discutido e não está no novo caderno de regras da CCEE. Portanto os resultados apresentados de encargos de serviços de sistema na contabilização sombra podem não refletir os valores reais.

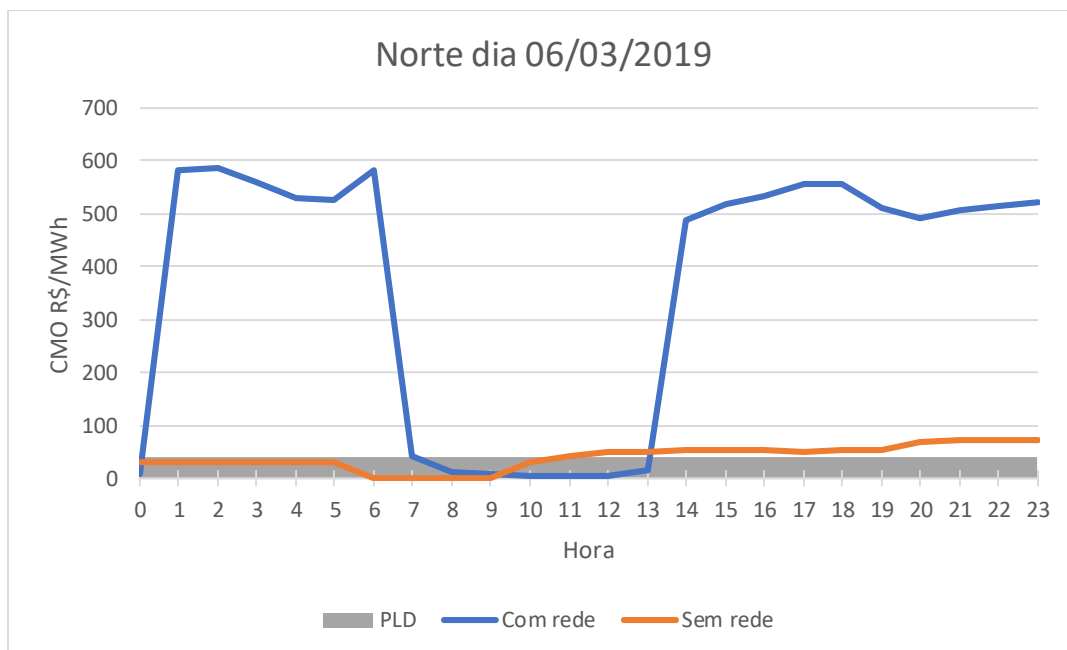
A operação sombra, como já citado anteriormente, se iniciou apenas no início do ano, com simulações somente do ano corrente e com muita demora na divulgação dos resultados. Com a CP nº71/2019 se encerrando no final de maio para uma decisão no final de julho, antes mesmo da validação das alterações necessárias nos procedimentos de rede do ONS, é muito pouco para que seja garantida a robustez do modelo e que as alterações regulatórias já implementadas sejam suficientes.

Abaixo ilustraremos alguns resultados que ainda causam dúvida com relação ao modelo. Todas as informações foram obtidas dos decks do DESSEM disponíveis na biblioteca virtual no site da CCEE e apresentados sem os cortes de PLD mínimo e máximo. Nos gráficos as linhas azuis representam os resultados com rede elétrica, as linhas laranja sem rede e a área cinza o PLD oficial da respectiva semana operativa.

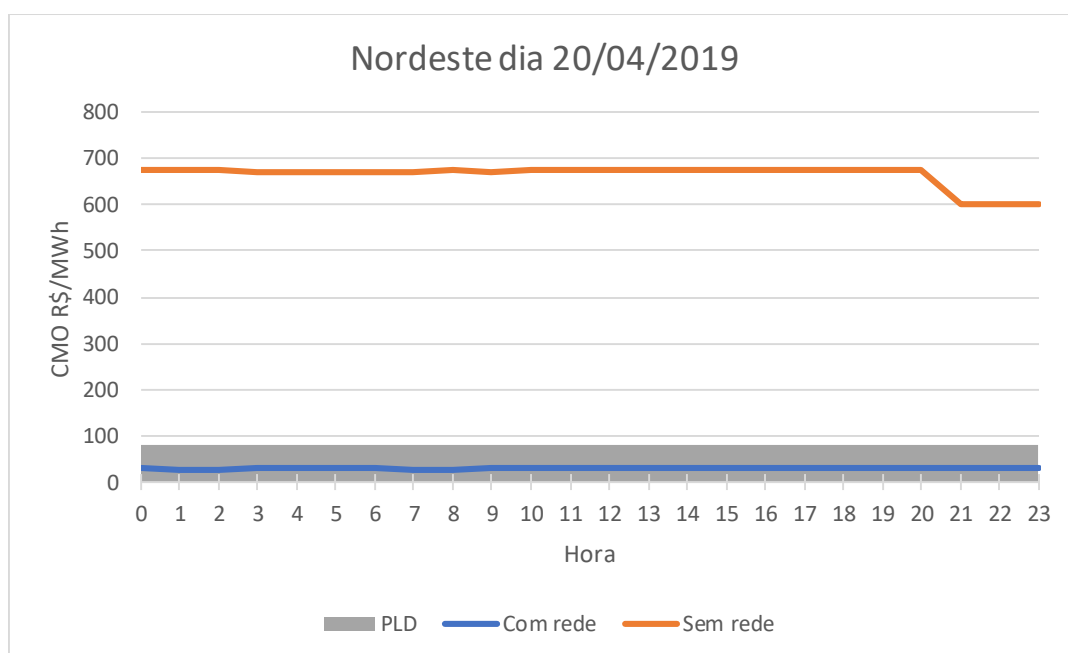
No dia 30/01/2019 houve uma diferença média de mais de R\$ 200/MWh entre os CMOs com rede elétrica e sem rede para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.



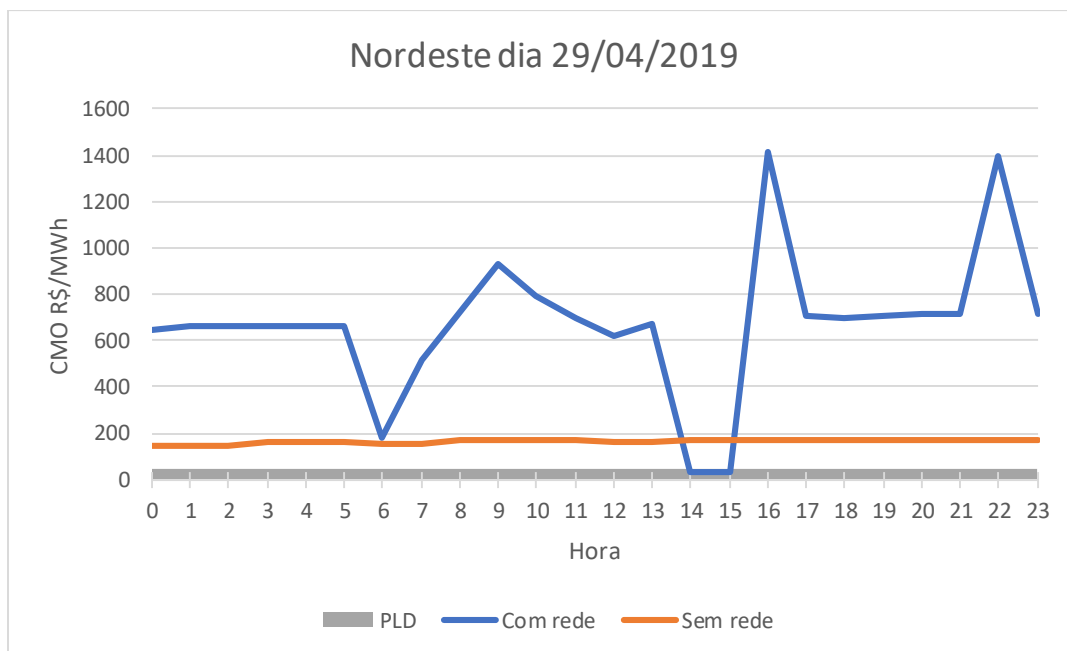
Os resultados com rede para o dia 06/03/2019 mostraram uma enorme volatilidade durante o dia de mais de R\$ 580/MWh. É curioso notar que o pico de CMO foi durante a madrugada.



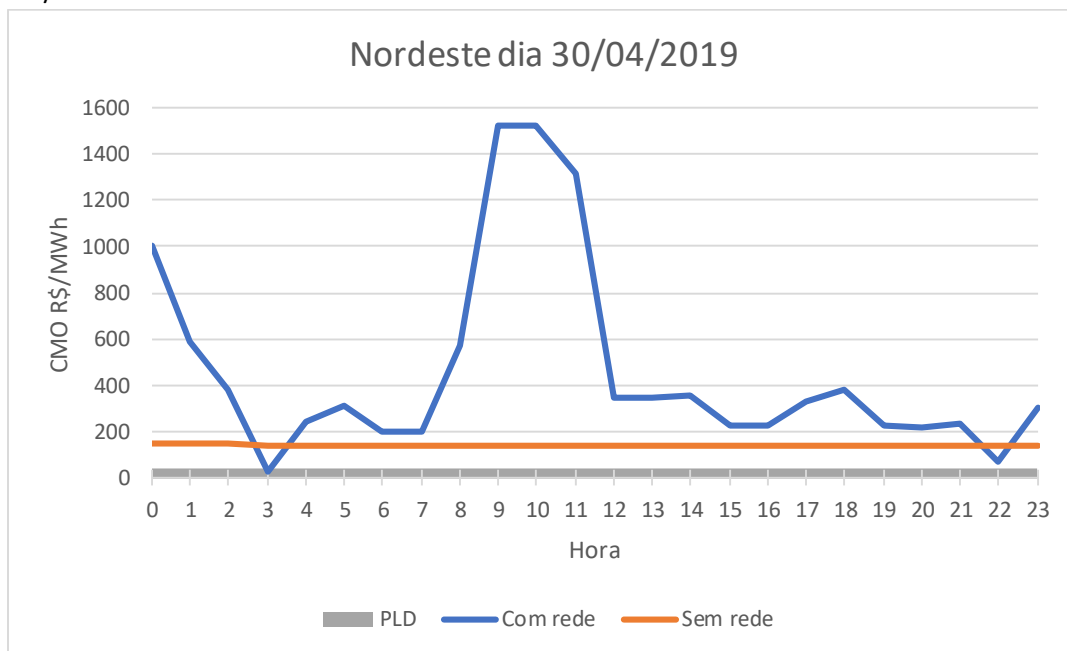
Os gráficos abaixo são referente ao submercado Nordeste. Ao contrário do que costuma ocorrer, no dia 20/04/2019 o CMO sem rede foi muito mais alto, da ordem de R\$ 630/MWh. Resultado bastante contra intuitivo.



Nos dias 29/04/2019 e 30/04/2019 os CMOs dos cenários com rede foram mais altos durante praticamente todo o dia, porém tiveram uma volatilidade altíssima. O CMO saiu de R\$ 30/MWh para R\$ 1.400/MWh das 15:00 para as 16:00.



O dia 30/04/2019 é um exemplo semelhante ao anterior, contudo o CMO já parte de R\$ 1.000/MWh às 0:00.



Esses são alguns exemplos de resultados que ainda precisam ser melhor estudados antes de qualquer tomada de decisão. Caso esses sejam os resultados esperados, precisa-se avaliar o impacto nos encargos de serviço de sistema, caso o PLD máximo horário seja a térmica de CVU mais alto. Os resultados apresentados até agora não poderiam mais ser considerados. Além disso é necessário entender se todos os agentes de mercado, em especial os consumidores estão preparados para modulações nesses níveis de preço.

5. CONCLUSÃO

Há dois meses de uma decisão tão importante que irá mudar de forma significativa a forma como o mercado de energia opera, ainda existem diversos pontos importantes que estão em aberto e trazem mais dúvidas do que certezas aos agentes.

A sugestão da WX Energy é que antes do uso oficial do modelo Dessem para formação do PLD os testes continuem por pelo menos mais um ano após todos os modelos satélite estejam validados e disponibilizados. Dessa forma a CPAMP pode cobrir um ano de operação sombra, simular outros anos do histórico, garantindo que as mais diversas situações sejam mapeadas e com a certeza que os resultados são realmente o que se espera desse modelo.

Em paralelo deve-se disponibilizar o mais rápido possível os acessos aos sistemas de apoio para que todos os agentes tenham acesso às mesmas informações garantindo isonomia da informação e continuidade no desenvolvimento no modelo de previsão de carga para que esteja apto para uso junto com o modelo Dessem.

Isso dará segurança que o modelo é robusto e que todas as mudanças regulatórias foram feitas e testadas, evitando, inclusive, que apareçam novas brechas legais que poderiam judicializar ainda mais o setor. Isso afetaria diretamente a liquidez do mercado, cujo impacto seria sentido tanto pelo geradores, comercializadores e consumidores. Poderíamos em um pior caso ter agentes sendo liquidados pela regra antiga e outros pela regra nova.