



## Contribuição Consulta Pública MME nº071/2019 – Targus Energia

### I. Introdução

Primeiramente, gostaríamos de parabenizar a iniciativa de todas as entidades envolvidas na busca pelas melhores práticas, metodologias e ferramentas, no intuito de implementar o modelo DESSEM considerando as restrições mais relevantes definidas pelos agentes envolvidos, além de posteriormente avaliar a aplicação do modelo nos processos de Programação Diária da Operação e Precificação Horária de Energia. Esta evolução é inevitável para o Mercado de Curto Prazo de Energia, entretanto, (i) os prazos exíguos, (ii) ausência da devida estruturação da interface com os agentes, e (iii) medidas para o correto funcionamento do mercado, são motivos de preocupação em relação a essa proposta. Tais preocupações serão mais detalhadas nesta contribuição.

A discussão, conforme já externalizado pelos agentes na última reunião do Grupo Técnico - GT Metodologia da Comissão Permanente pra Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor elétrico - CPAMP realizada no dia 09/05/2019 no auditório do Operador Nacional do Setor Elétrico - ONS, deve ser dividida em duas partes: (i) validação do modelo DESSEM para uso na programação diária do ONS e (ii) precificação horária do mercado de curto prazo.

Acreditamos que não há questionamentos em relação ao uso do modelo DESSEM pelo ONS na etapa de programação diária como ferramenta de apoio à decisão. Seria inclusive extremamente proveitoso para todos os envolvidos que o modelo experimentasse, no dia a dia, as dificuldades que o ONS usualmente enfrenta: transição de período úmido e seco, operação especial da hidrovia do Rio Paraná, situações de Sul exportador, Norte Exportador, perda de linha de transmissão importante, restrição elétrica na área Espírito Santo ou Rio de Janeiro, período crítico da bacia do São Francisco, entre outras tantas intervenções ao longo de um ano. Na realidade, esse período de testes seria de extrema importância para a curva de aprendizado do modelo, podendo este ir sofrendo pequenas melhorias ao longo do ano para posterior oficialização como modelo de precificação do setor.

Entretanto, para a utilização na precificação horária do mercado de curto prazo os cuidados a serem tomados vão muito além da simples validação do modelo DESSEM. Sem dúvida essa é uma condição necessária, mas certamente não suficiente. O desafio de prever os impactos regulatórios são imensos (apesar do processo já ter sido iniciado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), assim como o de antecipar as reações do modelo às diversas dificuldades operativas que podem ocorrer no decorrer de um ciclo anual (apesar dos esforços já despendidos pelo ONS), mas não se pode perder o foco, dentre tantos importantes pilares do setor, da **isonomia da informação e reprodutibilidade**.



## II. Isonomia da informação

Este conceito engloba a uniformidade na divulgação dos fatos ou premissas que possam impactar ou direcionar o mercado, sem discriminação entre os agentes envolvidos ou diferenciação no momento da divulgação. Apesar de nos últimos anos as entidades envolvidas terem investido esforços nesse sentido, ainda estamos distantes dessa isonomia.

Para ilustrar essa distância, citamos a seguir alguns exemplos em que a ausência de isonomia de informação afeta o mercado. Podemos citar alguns sistemas em que nenhum agente participante do mercado tem acesso, além dos próprios agentes que cadastram a sua informação, e conseqüentemente, possuem uma vantagem em relação aos demais (i) Sistema de Gestão de Intervenções – SGI; (ii) Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica - FSARH, sistema de cadastro das restrições hidráulicas; (iii) Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga – SAGIC; (iv) reunião de manutenção do ONS - que muitas vezes discute modelagem de limite de intercâmbio ou entrada em operação de grande bloco de geração, é exclusiva para os agentes de geração; (v) Cadastro de Relacionamento de Dados Externos – CDRE, onde o acesso às informações no site do ONS são classificadas de acordo com o perfil do agente, limitando o acesso a todas as informações; e (vi) , Grupos Técnicos, Subgrupos de trabalho e Forças-Tarefas - as próprias reuniões técnicas dentro do ONS não possuem transmissão online da mesma forma que as reuniões do Programa Mensal de Operação - PMO.

Uma mudança para precificação horária envolve o aumento do volume de dados, da frequência de atualização das premissas e da complexidade de montagem dos decks e avaliação dos resultados, problemas enfrentados pelo ONS durante a Operação Sombra. Em nenhum momento foi comentado pelas entidades envolvidas algum avanço no sentido do desenvolvimento de um sistema único e centralizado, para divulgação simultânea e homogênea de todas as informações relacionadas à formação de preço, conforme estipulado na Resolução Normativa MME/ANEEL nº 843/2019.

Hoje o acesso aos dados é granularizado, espalhado em diversos links nos sites da ANEEL (fiscalização da geração, consulta processual, e etc.), da CCEE (atualização de CVU, comunicados importantes, divulgação da revisão quadrimestral da carga, e etc.), do ONS (site aberto, site fechado, CDRE, e-mail e etc.), do Ministério de Minas e Energia - MME e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. É fundamental a disponibilização automatizada dos dados em um único local e ao mesmo tempo para todos (com horário limite, inclusive), já que a redução da escala temporal de semanal para diária reduzirá significativamente os tempos disponíveis para elaboração e análise dos casos.

De modo a evitar favorecimento ou informação privilegiada para algum agente específico, entendemos que o acesso à informação deveria ser universalizado. Adicionalmente, acreditamos que as contribuições metodológicas tendem a ser mais frequentes quanto maior for a presença dos corpos técnicos de todos os agentes do mercado, conforme usualmente ocorre nas Forças Tarefas e Subgrupos, e é comentado no próprio Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP nº 02/2019 (constante dessa Consulta Pública) na Figura 1: dos 85



participantes das Forças Tarefas do DESSEM 26 são agentes geradores e 55 são comercializadores, além de representantes da CCEE, ANEEL, ONS, EPE, CEPEL e associações. Não podemos mais ignorar a participação de todos os agentes disponíveis no desenvolvimento do setor.

### **III. Reprodutibilidade**

Este é outro conceito de extrema importância, onde podemos citar a previsão da carga paraguaia da ANDE e a régua 11 de Itaipu, ambas premissas do agente ELETROBRAS, como exemplos de premissas que com a precificação horária se tornam mais impactantes e que não possuem atualmente qualquer previsibilidade. Como exemplo de boas e más práticas podemos citar como exemplos processos já existentes, previsão de carga e de vazões, além dos ainda em implementação, geração eólica e solar fotovoltaica. A seguir vamos falar um pouco mais dessas últimas citadas:

#### **i. Previsão de carga**

A previsão de carga semanal e mensal não segue nenhuma metodologia divulgada ou procedimento padronizado que possa ser previsto ou replicado pelos agentes, sendo altamente impactada pelo analista realizando a previsão e a sensibilidade que este possui do assunto. Recentemente tivemos a previsão ao longo do mês de maio/2019 como um ótimo exemplo disso. O ONS havia feito uma previsão de carga para o PMO, que na semana seguinte foi atualizada, elevando a previsão para o submercado Sudeste/Centro-Oeste em quase 1 GW médio em todo o mês de maio, argumentando elevação da previsão de temperatura apesar da eminente entrada de uma frente fria no final de semana. Posteriormente nas revisões 2 e 3 o ONS corrigiu a previsão, agora reduzindo em aproximadamente 300 e 600 MW médios respectivamente, no Sudeste/Centro-Oeste. Por último, na RV4 houve nova redução de aproximadamente 900 MW médios na carga do Sudeste/Centro-Oeste. Esse tipo de oscilação no preço, em função da alteração da previsão da carga, não é previsível nem reprodutível da forma como é realizada hoje.

No início dos estudos relativos a preços horários a intenção era o desenvolvimento de uma ferramenta que realizaria as previsões de carga a partir de determinadas premissas (PrevCargaDessem), definindo uma metodologia de previsão e tornando possível a replicação do estudo original. A ferramenta foi desenvolvida, mas não atingiu os resultados esperados, e a decisão deliberada na reunião plenária da CPAMP de 12/11/2018 foi a de prosseguir com a intenção de implementar o modelo DESSEM na formação de preços usando a carga utilizada na programação diária atualmente, ao invés de aguardar melhor resposta da ferramenta em desenvolvimento.

Esta decisão para implementação da ferramenta como apoio a decisão da programação diária faz sentido, uma vez que a premissa de previsão de carga já é utilizada dessa forma. Entretanto, para precificação horária de energia, se faz necessária a implementação de uma metodologia que seja reprodutível em função do alto grau de dependência dos preços do DESSEM com a



curva de carga diária, especialmente no submercado Nordeste. Adicionalmente, para a previsão horária por barramento, seria fundamental a disponibilização do histórico por ponto de medição para que cada agente possa elaborar sua própria previsão de acordo com suas premissas.

Destacamos que a implantação do preço horário com esse nível de transparência no processo de previsão considerando um insumo de elevado impacto nos resultados, conforme apresentado pelos relatórios técnicos dessa Consulta Pública, torna a previsibilidade final ainda menor.

#### **ii. Previsão de geração eólica**

Uma novidade apresentada para o DESSEM, acerca da previsão horária de geração eólica, atenderia aos conceitos de previsibilidade e reprodutibilidade aqui defendidos. Isso se até a sua operacionalização forem cumpridas as prioridades da elaboração do banco público de dados anemométricos e, conforme citado na documentação, for disponibilizada a função de transformação de vento em potência por grupos de usinas e o vento previsto de cada provedor após retirado seu viés.

#### **iii. Previsão de geração solar fotovoltaica**

Com relação à previsão de geração de fonte solar fotovoltaica, outra novidade da modelagem para o DESSEM, é mencionado na Consulta Pública um *“processo heurístico que considera a média de geração verificada de dias típicos”*, apesar da metodologia não ser detalhada, não ser divulgado nenhum estudo ou relatório específico sobre o assunto, nem divulgados os dados que trabalhados e serão posteriormente adotados.

#### **iv. Previsão de vazões**

A previsão de vazão pode ser considerada um caso de sucesso, por ser um bom exemplo de premissa que possui alta variabilidade e que o ONS nos últimos anos tem envidado constantes esforços para aumentar a reprodutibilidade através da implementação do modelo chuva-vazão SMAP para várias bacias, fornecendo posteriormente os dados de entrada e saída para conferência, conforme aplicativos, planilhas e documentação específica e disponibilizada para todos os agentes.

Apesar disso, ainda temos pontos a evoluir e o ONS tem constantemente convocados reuniões do subgrupo de hidrologia apresentando aos agentes os avanços que estão sendo feitos, o cronograma de planejamento das evoluções metodológicas e disponibilizando a documentação relativa a essas alterações.



#### IV. Pontos Adicionais

Muito tem se falado durante os estudos com relação à precificação horária que um dos principais objetivos dessa mudança seria a aproximação entre a operação e o mercado de curto prazo de energia, representados pelo custo marginal de operação – CMO e o preço de liquidação das diferenças - PLD, reduzindo assim os gastos com Encargos de Serviço de Sistemas – ESS.

Essa redução do ESS a qualquer custo, largamente divulgada e apresentada nos relatórios, foi prontamente questionada na última reunião do GT Metodologia do dia 09/05/2019, ao se levantar a dúvida com relação à modelagem das rampas de ligamento e desligamento das usinas termelétricas. Na ocasião foi questionado se haveria um Custo Varável Unitário - CVU diferenciado para esses períodos e se isso estava sendo considerado como *constrained-on* e *constrained-off*, na Contabilização Sombra da CCEE. O consenso na reunião foi que esse tópico ainda estava em aberto para discussão e que em função disso ainda não estava sendo contabilizado na Operação Sombra. Entendemos que dessa forma não se pode afirmar que com a precificação horária teremos redução do ESS, já que a análise não está considerando importante parcela adicional.

Gostaríamos de destacar que um modo mais direto de redução do ESS seria a alteração da recém publicada Resolução Normativa MME/ANEEL nº 843/2019 de 2 de abril de 2019, que estabelece critérios e procedimentos para elaboração do PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, e em seu Capítulo 4 determina o que não pode ser considerado na modelagem do NEWAVE e do DECOMP na elaboração do PLD. Caso não houvesse mais a diferenciação entre os decks dos modelos NEWAVE e DECOMP elaborados pelo ONS e CCEE (desconsideração dos limites conjunturais, intra-submercados e restrições elétricas) teríamos Custo Marginal de Operação - CMO igual ao PLD. Dessa forma, o ESS iria se resumir aos despachos fora da ordem de mérito e situações de *constrained-on* e *constrained-off*, alcançando, portanto, os objetivos de aumento da proximidade entre Operação e Precificação, e redução dos ESS.

Outro ponto que pode ser destacado é que durante a Operação Sombra, realizada nesse ano tanto pelo ONS quanto pela CCEE, ficaram algumas semanas sem divulgar em seus respectivos sites os resultados e decks de entrada dos casos. Posteriormente, foi explicado durante a reunião do GT Metodologia do CPAMP do dia 09/05/2019 que isso ocorreu em função de inviabilidades verificadas nas rodadas do DESSEM, seja em função da consideração da rede elétrica ou do despacho térmico via “*unit commitment*”, e que o CEPEL estaria buscando solução para o ocorrido. Outra informação que veio a público foi que em média 2 a 3 casos por mês estavam demorando mais de 10 horas para a simulação (com a consideração da rede elétrica), enquanto outros casos estavam apresentando inviabilidades impeditivas para continuar a simulação.

É fundamental que toda decisão tomada esteja pautada nas simulações sombra, tanto pelo ONS quanto CCEE, de forma fiel ao processo proposto para iniciar em 2020, considerando as divulgações diárias de dados até um horário limite e por um período de pelo menos 3-6 meses



de forma ininterrupta, para avaliar se no mínimo a operacionalização proposta é factível no presente momento em que estamos tomando a decisão. Neste ponto não estão sendo discutidos os resultados ou impactos da precificação horária, mas apenas a factibilidade da sua operacionalização.

Adicionalmente, entendemos que até o momento o modelo não apresenta segurança de que venha a convergir sempre, premissa básica para os modelos computacionais do setor, 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 ou sem o “*unit commitment*” de geração térmica, além de outras simplificações que afastariam ainda mais os resultados do DESSEM daqueles esperados na Programação Diária da Operação.

Com relação às avaliações realizadas entendemos que o período muito curto das simulações realizadas, tanto pelo ONS quanto pela CCEE, prejudicaram na maturidade das conclusões com relação aos resultados do modelo. Os resultados anteriores a 2019 foram descartados por diversas razões, dentre elas a qualidade dos resultados e uso de versão mais antiga do modelo e sem “*unit commitment*” térmico. Em resumo, perdeu-se a oportunidade de avaliar o comportamento do modelo DESSEM ao longo das dificuldades de um ano típico (transição de período úmido para seco e seco para úmido) além de outras dificuldades operativas já usuais como operação especial da hidrovía do Rio Paraná, situações de Sul exportador, Norte Exportador, perda de linha, restrição elétrica na área Espírito Santo ou Rio de Janeiro, entre outras tantas intervenções usuais ao longo de um ano.

Desta forma a análise apresentada nos relatórios constantes dessa Consulta Pública ficou limitada ao comportamento do Sistema Interligado Nacional – SIN simulado durante 3 meses de parte do período úmido. Entendemos que não seja prudente a aprovação de um modelo sem antes submetê-lo às mais diversas e adversas situações ao longo de períodos críticos típicos de cada submercado, além de períodos de cheias das principais bacias, para avaliação dos resultados e conclusão sobre a razoabilidade da operação proposta.

O que devemos nos questionar hoje é: Qual confiabilidade o modelo apresenta hoje para aplicação a partir de janeiro/2020? Quantos casos já foram simulados com a última versão do DESSEM disponibilizada no dia 21/05/2019? ONS e CCEE já simularam todo o histórico com essa versão? Os resultados já foram comparados com a operação da época? CCEE já realizou a Contabilização Sombra do último ano fechado completo com essa versão? Atualmente já existe procedimento para quando não há liberação de preço semanal (repetição do valor da semana anterior - evento que nunca ocorreu), vai ser aplicado o mesmo critério para o caso de não haver tempo hábil de disponibilização do preço diário? Estamos dispostos a assumir quantas falhas por semana? E por mês? Entendemos que este procedimento para os casos nos quais não seja possível executar o modelo DESSEM para cálculo de preço *ex-ante* deveria ter sido apresentado na Consulta Pública, para que esta decisão seja conjunta com o da precificação horária, e não posterior.



Dentre as vantagens citadas no Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP nº 01/2019 (constante desta Consulta Pública) que corroboram a implementação da precificação horária, destacamos aqui outras duas: (i) a representação mais fidedigna das fontes intermitentes e (ii) a viabilização de novos serviços como a resposta da demanda. Anteriormente já havíamos comentado sobre a redução de encargos (um pouco questionável em função da análise estar incompleta, com alguns assuntos com discussão ainda em aberto) e da aproximação entre preço e realidade operativa (apresentamos maneira mais simples de se alcançar o mesmo efeito). Destacamos que os dois pontos adicionais também não guardam qualquer vínculo com a alteração para precificação horária, uma vez que se poderia investir na:

- aplicação da geração não despachada centralizadamente por patamar nos modelos NEWAVE e DECOMP (já planejado para 2020, mas ainda não testado seu impacto, e muito menos seu impacto concomitante com o DESSEM);
- utilização dos dados da previsão de geração eólica e solar fotovoltaica, que está sendo planejada para o DESSEM, também na primeira semana do DECOMP; e
- adoção de ofertas de desligamento de cargas na primeira semana do DECOMP através de oferta dos grandes consumidores (ideia essa estudada pelo ONS há mais de 10 anos).

## **V. Conclusão e posicionamento**

Conforme comentário da CCEE no Workshop Internacional de Limites de PLD realizado no dia 09/05/2019, diversas melhorias estão sendo implementadas no modelo DESSEM. Entretanto não podemos nos esquecer que este modelo estará diretamente atrelado à Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP, atualizada uma vez por semana, e que este estará diretamente atrelado à FCF do NEWAVE, atualizado uma vez ao mês.

Dessa forma, fica o questionamento se realmente deveríamos investir tanto tempo e esforços na implementação da precificação horária através do modelo DESSEM sem antes verificar o impacto dessas melhorias propostas para o DESSEM (além de outras) nos modelos DECOMP e NEWAVE. Por que não implementar primeiro os modelos satélites de previsão de carga, geração solar e eólica utilizados no DESSEM no modelo DECOMP?

Devemos ficar com um pensamento em mente: qual o custo de arrependimento de aprovar um modelo agora e ter um resultado completamente diferente quando da real utilização dele, em janeiro de 2020. Estaríamos dessa forma cometendo o mesmo erro cometido em 2017, quando foi aprovado o cálculo internalizado das perdas da transmissão pelo modelo NEWAVE, mas os resultados da versão com essa funcionalidade só foram testados no final do ano. A estranheza com os resultados levou a questionamentos pelos agentes no PMO de dezembro/2017, mas decidiu-se por seguir com a utilização do mesmo a partir do PMO de janeiro/2018. Vale lembrar que logo após o PMO de janeiro/2018 essa funcionalidade teve que deixar de ser utilizada em função de consequências não desejáveis e não mapeadas na contabilização deste mês. Desde então o problema não foi resolvido.



A sensação de fragilidade que não apenas a validação do modelo DESSEM tem trazido, mas principalmente os demais processos envolvidos e as mudanças regulatórias decorrentes, causam dúvidas no mercado sobre o surgimento de novas brechas legais que poderiam resultar em mais judicialização no setor. Isso reduziria a liquidez do mercado, impactando todos os agentes envolvidos indiscriminadamente (geradores, comercializadores e consumidores), podendo levar num pior caso, a termos simultaneamente agentes sendo liquidados pela regra antiga e outros pela regra nova.

Entendemos que mesmo com a melhor modelagem para a utilização na precificação horária, um mercado sem reprodutibilidade, com baixa previsibilidade e sem isonomia na informação é extremamente ineficiente e pouco atrativo para investidores externos e internos.

Conforme destacado no início da argumentação, o desafio de prever os impactos regulatórios da precificação horária são imensos, assim como o de antecipar as reações do modelo DESSEM às diversas dificuldades operativas que podem ocorrer no decorrer de um ciclo anual. Em função da amplitude dos impactos possíveis, que demandam tempo para a sua concepção e absorção pelos diversos agentes envolvidos, entendemos que haja um conflito com o exíguo prazo disponível para a tomada de decisão para o início em 2020.

**Desta forma, seguem as contribuições da Targus Energia para a Consulta Pública:**

- 1. A posição da Targus Energia é contrária à implementação da precificação horária a partir de 2020**, postergando essa decisão para quando os impactos da precificação estiverem totalmente mensurados, o modelo DESSEM estiver estável e com comportamento mapeado para o histórico, as informações para a execução do modelo estejam disponíveis ao mesmo tempo e para todos os agentes, e que suas premissas sejam previsíveis e reprodutíveis;
- 2. A posição da Targus Energia é favorável à implementação do modelo DESSEM como ferramenta de apoio à decisão da programação diária a partir de 2020**. Entendemos que esse período de testes seria de extrema importância para a curva de aprendizado do modelo, podendo este ir sofrendo pequenas melhorias ao longo do ano para posterior oficialização como modelo de precificação do setor;
- 3. No caso da previsão da carga, o planejamento inicial de desenvolvimento de uma ferramenta (PrevCargaDessem) não obteve os resultados esperados**. Entendemos que ao invés de utilizar o procedimento atual de previsão baseada na expertise dos analistas do ONS, devemos **aguardar até que a ferramenta apresente os resultados esperados, ou iniciem-se novas avaliações de ferramentas existentes no mercado e que apresentem resultados reprodutíveis e satisfatórios**;
- 4. Que sejam apresentados os resultados de operação e precificação do modelo DESSEM para no mínimo o ano de 2018/2019, além de simulações adicionais de anos**



**específicos do histórico** representativos para a operação especial da hidrovia do Rio Paraná, situações de Sul exportador, Norte Exportador, perda de linha de transmissão importante, restrição elétrica na área Espírito Santo ou Rio de Janeiro, período crítico da bacia do São Francisco, dentre outros;

5. Entendemos que **deveria ser definido e apresentado em Consulta Pública um procedimento para os casos nos quais não seja possível executar o modelo DESSEM para cálculo de preço *ex-ante***, para que esta decisão seja tomada de forma conjunta com o da precificação horária, e não posteriormente;
6. **Desenvolvimento de um sistema único e centralizado, para divulgação simultânea e homogênea de todas as informações relacionadas à formação de preço**, conforme estipulado na Resolução Normativa MME/ANEEL nº 843/2019;
7. Sugerimos a **elaboração de uma Análise de Impacto Regulatório - AIR** de modo a reduzir o custo de arrendimento e evitar erros como o cometido em 2017 com a modelagem das perdas elétricas. Apesar de ainda ser apenas uma Medida Provisória (MP nº 881 de 2019, publicada em 30 de abril) ela propõe a obrigatoriedade de elaboração de um AIR com o objetivo de evitar impactos indesejados de medidas regulatórias que tenham consequências muito abrangentes.