

Contribuição à Consulta Pública MME nº 22, de 05/10/2016

Título: Governança dos Modelos Computacionais

Assunto resumido: Estabelecimento de competências e diretrizes para alterações nos Modelos Computacionais de Operação e Formação de Preço no Setor Elétrico

I. Competências Institucionais – CPAMP

- a) Antecedência de aprovação das alterações estruturantes para início de sua vigência
- Contribuição:
Alterações realizadas nos modelos devem entrar em vigor, preferencialmente, na primeira semana operativa de cada ano civil, **desde que tenham sido aprovadas com antecedência não inferior a 12 meses do início da vigência dessas mudanças**. Ou seja, para alterações de metodologias e parâmetros de caráter estrutural que entrem em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019, essas mudanças deverão ser aprovadas até 31 de dezembro de 2017.
 - Justificativa:
O estabelecimento de um maior cronograma para que mudanças estruturais sejam incorporadas nos modelos confere mais estabilidade e previsibilidade para que os agentes de mercado tenham tempo suficiente para adequar-se paulatinamente às novas condições de operação e formação de preço.

II. Competências Institucionais – ANEEL

- b) Inclusão de alterações excepcionais nos modelos
- Contribuição:
Alterações excepcionais que se caracterizam como conjunturais devem ser incluídas **apenas no modelo DECOMP (Curto Prazo)**, sendo que só deverão ser consideradas no modelo com **antecedência não inferior a 1 mês de sua divulgação aos agentes do mercado por meio de Fato Relevante**. Essa divulgação deve ser feita pelo ONS sempre que forem identificados eventos que impactem condições de operação e formação de preço.

Alterações excepcionais que se caracterizam como estruturantes e que não estejam entre as alterações sob competência do CPAMP devem ser incluídas nos **modelos**

(NEWAVE e DECOMP), com antecedência não inferior a 2 meses de sua divulgação aos agentes do mercado por meio de Fato Relevante e precedida de Consulta Pública.

- Justificativa:

Considerando que a construção de cenários do modelo DECOMP enxerga um horizonte de otimização de dois meses, alterações excepcionais devem ser refletidas nesse modelo, pois consideramos que esse é capaz de dar uma sinalização de preço coerente com o impacto dos eventos de curto prazo. No entanto, o modelo NEWAVE, por considerar um horizonte de cinco anos, não deveria incorporar essas alterações de caráter conjuntural, uma vez que podem gerar um impacto na função de custo futuro, que já estariam sendo precificadas pelo modelo DECOMP. Apenas quando os eventos se caracterizem como alterações estruturantes devem ser representados no modelo NEWAVE e, por serem estruturantes, devem passar por Consulta Pública.

A divulgação de Fato Relevante como condição básica para alterações nos modelos representa a preocupação com a transparência e acesso isonômico das informações pelos agentes de mercado, aos moldes do que é praticado pelo mercado financeiro como regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, possibilitando pleno conhecimento dessas alterações.

c) **Transparência e confiabilidade no processo de fiscalização da ANEEL**

- Contribuição:

A ANEEL deve **disponibilizar para os agentes de mercado os critérios e resultados de fiscalização** realizada nos modelos computacionais.

Além disso, a agência deve realizar **a fiscalização mais apurada do andamento dos empreendimentos em construção**, refletindo esse acompanhamento no *deck* de formação de preço mais condizente com a realidade.

- Justificativa:

Considerando que as informações abertas relativas aos modelos (códigos) não são disponíveis para os agentes de mercado, a ANEEL deve disponibilizar os critérios utilizados para fiscalizar os modelos, bem como compartilhar os resultados desse processo para que exista maior transparência quanto à avaliação realizada pela agência.

A fiscalização do andamento dos empreendimentos em construção de forma mais condizente com a realidade possibilita que os modelos representem na formação de preço um sinal mais alinhado à operação real.



CONTRIBUIÇÕES CONSULTA PÚBLICA 022/2016 GOVERNANÇA DOS MODELOS COMPUTACIONAIS

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A

A Elektro vem colocar algumas considerações respeito da Consulta Pública número 22, realizada no âmbito do MME, a respeito da governança dos modelos computacionais de despacho e do estabelecimento de valor de custo do déficit para 2017.

Em primeiro lugar, entendemos existir um grande desafio em se promover mudanças ou aprimoramentos nos parâmetros e metodologias dos modelos computacionais de despacho, buscando ao mesmo tempo se representar a operação do sistema elétrico da forma o mais fidedigna possível, mas ao mesmo tempo não efetuar certas mudanças a qualquer tempo e garantir previsibilidade para o mercado, visto que os preços praticados dependem desses parâmetros e metodologias.

Nessa linha, somos favoráveis ao estabelecimento de um calendário anual de estudos e revisões de tais parâmetros e metodologias, para que os agentes possam se programar e adequar as suas operações a tais mudanças. A depender do tipo e da complexidade dos estudos a serem realizadas, somos favoráveis, inclusive, a que seja aberta a possibilidade de os agentes poderem contribuir no estabelecimento das escopo das alterações a serem estudadas, e não somente ter acesso ao trabalho final pronto, quando dificilmente se pode fazer uma contribuição realmente efetiva e aproveitável para fins do próprio estudo em questão.

Outro aspecto que gostaríamos de pontuar é em relação às alterações excepcionais dos dados de entrada. No Relatório Técnico que faz parte da



presente Consulta, foram levantadas possibilidades combinando a necessidade ou não de uma carência para a implementação de tais alterações com a dissociação ou não dessa implementação para fins de operação e de preço. Entendemos que o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD deve ser o mais próximo possível do Custo Marginal de Operação - CMO, uma vez que um foi concebido para ser o espelho do outro, para que seja dado sinal econômico adequado ao preço do mercado spot.

Dissociar tais grandezas geraria uma distorção no sinal de preço, que deixaria de representar de fato o custo de operação do sistema. Nesse caso, não vemos outra opção para a recuperação do custo de operação, eventualmente não coberto pelo PLD, que não através de encargos. Então, se o objetivo da aventada dissociação é dar maior previsibilidade para o mercado, isso já não seria atingido, dado que a simples existência desses encargos já seria capaz de comprometer a previsibilidade buscada. Dessa forma, entendemos que tal dissociação não se justifica, motivo pelo qual nos opomos a esta alternativa.

Quanto ao custo do déficit, vemos com bons olhos a proposta de se unificar os valores em apenas um patamar de custo. Apesar de o critério de 4 patamares ter sua justificativa, a existência desses diversos patamares deixa o modelo de despacho mais complexo de ser interpretado do ponto de vista físico. Considerando que, como resultados semelhantes podem ser obtidos a partir de apenas um único patamar (inclusive já é feito dessa forma para estudos como os do Plano Decenal de Expansão - PDE), e que, havendo necessidade de se ajustar a aversão ao risco, isso pode ser feito a partir dos ajustes dos parâmetros do CVAR, somos favoráveis a adoção de patamar único para o custo do déficit.

Reforçamos a recomendação, constante inclusive na Nota Técnica suporte, de que oportunamente a metodologia do custo de déficit possa ser revisitada, levando-se em consideração o resultado de estudos que estão em andamento sobre o tema, como o Projeto de P&D Estratégico no 002/2008, da ANEEL.

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 022/2016

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições para a Consulta Pública nº 022/2016, cujo objetivo é estabelecer competências e diretrizes para alterações nos Modelos Computacionais de Operação e Formação de Preço no Setor Elétrico.

1. Disposições iniciais

A decisão pela liberalização de um sistema de energia pressupõe necessariamente que o mercado resulte em eficiência econômica. Para tanto, faz-se mister – dentre outros – os seguintes requisitos: transparência, forte sinalização econômica, reduzida possibilidade de poder de mercado e elevada liquidez.

Muitas dessas características se reforçam mutuamente, embora outras possam ser antagônicas. Os parâmetros e as condições de contorno do projeto de mercado (*market design*) devem ser ajustados de modo a equilibrar tais características.

Por exemplo, uma forte sinalização econômica pode trazer demasiada imprevisibilidade à precificação que a liquidez do mercado se deteriora, prejudicando o objetivo de obter eficiência econômica via mercado.

A divisão do mercado de energia elétrica do país em quatro zonas (submercados) reduz a preocupação com a liquidez, uma vez que é possível garantir a precificação dos congestionamentos em grandes troncos – com isso evita-se que impacto no preço associado à sobrecarga de linhas de transmissão tornem a comercialização bilateral proibitiva. Outros mercados, no entanto, buscaram uma solução menos “zonal” e mais “nodal”, como o caso do Pensilvânia-Jersey-Maryland (PJM), os quais têm características próprias que justificam o projeto de mercado adotado.

Outros exemplos das condições de contorno definidas para o mercado de energia são: a discretização, os prazos e critérios para formação de preços. Tais condições pressupõem avaliação do compromisso entre a sinalização econômica (relacionada com a física do sistema) e a viabilidade do mercado.

Posto isso, vale acrescentar que o mercado de energia do Brasil segue um modelo *pool* (a decisão de despacho vem do encontro de curvas de oferta e demanda) do tipo *tight* (ou despacho centralizado, na qual a determinação das curvas de oferta dos geradores hidrelétricos – relativas às Funções de Custo Futuro – é realizada matematicamente por um agente centralizador – o ONS).

Modelos *tight pool* resultam em elevada responsabilidade ao operador e à formação de preços, onde a transparência se faz essencial. Nesse contexto, o uso de modelos de tomada de decisão contribui para um mercado saudável, transparente e com responsabilidades controladas. Esse é o caso do Brasil, em que estão em uso os modelos de otimização energética Newave e Decomp.

Em função das características do sistema e do projeto de mercado, contam-se com dois conjuntos de modelos: um para a operação (ONS) e outro para a formação de preços (CCEE – PLD e ordem de mérito econômica). Enquanto espera-se que os modelos



utilizados para a operação considerem a melhor informação possível, espera-se que o conjunto utilizado para a formação de preços esteja contido nas condições de contorno definidas no projeto de mercado. Por essa razão, restrições conjunturais internas aos submercados, embora sejam consideradas nos modelos do ONS, são descartadas nos modelos da CCEE. Nesse sentido, parece haver um limite para se buscar a igualdade entre os dois conjuntos de modelos e alguma diferença (*constrained-on* e *constrained-off*), além de inevitável, pode ser saudável para o bom funcionamento do setor.

Neste nada simples contexto, a Associação cumprimenta o MME e as demais instituições envolvidas pela abertura desta Consulta Pública. O tema tratado é de extrema relevância para o mercado de energia e, conforme exposto, farto em complexidade, antagonismos e distribuição de responsabilidades. A discussão pública com os agentes de mercado, finais proprietários dos bônus e ônus decorrentes dos resultados desta CP, é essencial para o futuro do mercado.

2. Aproximação dos modelos da CCEE com a operação real

Incentivada pelo despacho termelétrico fora da ordem de mérito experimentada nos últimos anos, observa-se uma forte pressão pela redução dos encargos, em especial por parte dos consumidores. A seguir a Associação apresenta seus comentários acerca de algumas formas comumente citadas para tanto:

2.1 Melhoria da representação das questões físicas

Os modelos energéticos, tanto do ONS quanto da CCEE, são ferramentas para tomada de decisão e, portanto, devem estar munidos das melhores informações que se dispõe. Assim, desde que observadas as condições de contorno do mercado, aperfeiçoar a representação das características físicas do sistema garante uma decisão mais satisfatória e aderente com a realidade operativa. Neste contexto, sugere-se avaliar os seguintes aprimoramentos na representação:

- da expansão (cronograma mais aderente à realizada dos projetos);
- das afliências (por exemplo, qual o efeito de se considerar sua natureza estocástica a partir da segunda semana do DECOMP);
- das incertezas quanto à geração de pequenas usinas;
- da discretização dos preços;
- da resposta da demanda.

2.2 Melhoria da representação das questões econômicas

O avanço na representação da taxa de desconto, do custo de déficit e do CVaR poderia trazer maior aderência entre as decisões tomadas pelos modelos do ONS e CCEE. Entretanto, realizar escolhas para os parâmetros econômicos não parece ser robusto, em especial quando comparadas às questões físicas. Como resultado, a adequação de tais parâmetros pode estar sujeita à armadilha de atender à conveniência conjuntural e implicar em novos ajustes quando a condição se alterar. A modificação desses parâmetros deve ser realizada com cautela, de forma a evitar prejuízos ao mercado.

2.3 Ajustar parâmetros, de qualquer natureza, a fim de forçar o resultado dos modelos



Conforme já mencionado, os modelos energéticos são ferramentas de decisão e, para executarem sua tarefa a contento, devem estar munidos das melhores informações disponíveis. Deve-se evitar a todo o custo introduzir elementos exógenas com o objetivo de os modelos atenderem à uma determinada decisão. Por exemplo, as disposições heterodoxas do CMSE visando resolver questões energéticas (ou do ONS por questões elétricas) não devem influenciar nos dados fornecidas aos modelos. Caso isso ocorra, os modelos estariam em desacordo com os Parágrafos 4º e 5º do Artigo 1º da Lei 10.848/2004, que estabelecem como o sistema deve ser operado e o processo de formação de preço:

“§ 4o Na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de deficit de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do deficit de energia; e

VI - as interligações internacionais.

§ 5o Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4o deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.”

(Grifos ABIAPE)

3. Das Recomendações

3.1 Política de política de publicação de informações relevantes - disclosure

Como em qualquer mercado, a obtenção de informações de forma antecipada ou privilegiada (inside information) prejudica a competição, deteriora a eficiência do mercado e pode trazer prejuízos elevados para alguns agentes. Por vezes, e aparentemente sem motivações espúrias, são realizadas declarações para públicos reduzidos (em workshops dedicados, por exemplo) que podem ser entendidas e utilizadas como informações privilegiadas. De modo a evitar questionamentos, recomenda-se estabelecer um código para a publicidade de informações, ou uma política de disclosure, que seja observada pelos funcionários das instituições oficiais (MME, EPE, ONS e ANEEL). Recomenda-se também impedir que agentes isolados tenham acesso às reuniões do CMSE, sugere-se que seja garantida representação da maior quantidade

possível de agentes (o que poderia ser obtido por meio das Associações ou transmissão via internet).

3.2 Promoção de mudanças nos modelos

Os modelos energéticos devem estar submetidos a um processo de melhoria contínua. Tal processo, no entanto, deve respeitar um conjunto de condições de contorno que garantem efeitos positivos ao mercado e evitam os negativos, tais como: comprometimento da liquidez e da eficiência do mercado.

Recomenda-se atenção especial a modificações nos parâmetros econômicos, os quais podem provocar desempenhos inconvenientes em função da conjuntura, e, portanto, devem ser muito bem avaliados.

Os aprimoramentos devem ainda preservar a autonomia de decisão dos modelos, atendo-se tão somente a lhe fornecer as melhores informações disponíveis. Qualquer tentativa de extrair forçosamente um resultado, além de ilegal, possivelmente trará mais prejuízos ao setor do que os benefícios da redução dos encargos. Não se pode, em hipótese alguma, aceitar o entendimento de que uma decisão heterodoxa, seja de qual instituição for, atenda melhor aos Parágrafos 4º e 5º do Artigo 1º da Lei 10.848/2004 do que os modelos energéticos. Entendimentos nessa direção podem indicar desconfiança em relação ao bom funcionamento do modelo *tight pool*.

3.3 Prazos para a promoção de mudanças nos modelos

A Associação entende que deve haver uma carência mínima para que mudanças nos modelos energéticos sejam promovidas, em especial para os utilizados pela CCEE. Sugere-se incluir, como condições de contorno do mercado, as seguintes carências (tal cronograma está em linha com a alternativa ii apresentada no relatório técnico da CPAMP):

Mudança	Necessidade de AP	ONS		CCEE	
		Decomp	Newave	Decomp	Newave
CPAMP/estruturante (mediante AP)	sim	1 ano	1 ano	1 ano	1 ano
ANEEL/estruturante (mediante AP)	sim	imediate	imediate	3 meses	3 meses
ANEEL/conjuntural com longa vigência (mediante AP)	sim	imediate	imediate	3 meses	em função dos resultados da AP
ANEEL/conjuntural	não	imediate	imediate	3 meses	não aplicar

Desse modo, possibilita-se que as melhores informações sejam utilizadas para fins de operação e garante-se a estabilidade necessária para a formação de preço no mercado.

3.4 Esclarecimentos acerca das condições de contorno do mercado de energia

Há de se observar que as condições de contorno do mercado de energia elétrica impõem diferenças circunstanciais entre os modelos utilizados pelo Operador e pela Câmara de Comercialização. Nesse sentido, caso se verifiquem incertezas quanto à essas

condições, recomenda-se definir quais os parâmetros trazem sinalização econômica relevante e que devem influenciar no preço.

3.5 Da competência da fiscalização da expansão

O Parágrafo 2º do Art. 3º da minuta de resolução constante nos documentos desta CP reitera que a definição da expansão da geração e transmissão a ser considerada nos modelos é de competência da ANEEL – a ser homologada nas reuniões do CMSE. As áreas de fiscalização da Agência realizam o monitoramento da expansão com base em atribuições legais para tal procedimento. Nas competências do DMSE estão incluídas também atribuições relacionadas ao acompanhamento da expansão, o que provoca a duplicidade de produção de informações pelo investidor e dúvidas a quem se reportar. A ABIAPE questiona a necessidade da sobreposição de funções e sugere que tal competência seja mantida apenas para as superintendências de fiscalização da ANEEL, que é o órgão regulador e fiscalizador do Setor Elétrico com competência para aplicar penalidades aos agentes por descumprimento de suas obrigações.