

Brasília, 14 de novembro de 2022.

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública nº 43/2022 da Aneel Governança na formação de preços

Resumo

- Governança robusta na formação de preços, com clareza das atribuições e competências de cada entidade envolvida, é aspecto fundamental para o amadurecimento do mercado de energia;
- Seu princípio norteador é que qualquer alteração nos dados de entrada dos modelos deve obedecer a processos bem definidos, com clareza na determinação da data, periodicidade e aplicação temporal da alteração e ampla divulgação, com responsáveis definidos para cada processo e aplicação de penalidades em caso de descumprimento;
- A proposta atribui diversas responsabilidades ao Comitê PMO-PLD. Consideramos que aprimorar a governança do Comitê é etapa elementar, de forma a definir com clareza a atribuição e competência de cada participante do Comitê;
- É preciso ampliar a participação dos agentes, inclusive nas Comissões, detalhar ritos e prever o acompanhamento do regulador nas discussões;
- Alterações em modelos satélites podem ter impactos substanciais, razão pela qual sugerimos que seja aplicada uma antecedência maior quando envolver mudança na metodologia de cálculo da premissa ou mesmo de implementação da premissa, não apenas quando alterar os principais modelos computacionais;
- Consideramos que é papel da Resolução Normativa oferecer segurança jurídica e regulatória à metodologia de representação da geração das usinas não simuladas individualmente, que, segundo a proposta, será toda detalhada em Procedimentos de Rede, pois esses atualmente estão defasados, já não são cumpridos e não possuem fiscalização ou penalização por descumprimento;
- Apoiamos a consolidação dos processos referentes à atualização dos dados de entrada em um único local, pois isso traz maior clareza quanto a informações que hoje estão difusas em Procedimentos de Rede, conforme proposta da Alternativa 2;

- Manifestamos grande preocupação com a indicação de adoção, na formação de preços, de informação que ainda não foi completamente homologada pelas instituições competentes, como disposto na proposta do art. 20º, § 1º, inciso II, item a, pois enfraquece sua credibilidade e gera ruído, pois existe possibilidade de a decisão ser alterada ou não ser referendada. Avisar sobre uma mudança e ela não ocorrer, acrescenta ainda mais imprevisibilidade aos agentes, o que é indesejável;
- Somos contrários a dar tratamento diferenciado a usinas para efeitos na formação de preços, como proposto no art. 20º, § 1º, inciso II, item b. Não deve haver discriminação entre usinas para fins de previsibilidade na formação de preços. Além disso, questionamos a relevância do critério de usinas estratégicas para esse fim;
- Sugerimos que a Resolução tenha vigência compatível com a adequação das normas inferiores, de forma a não criar um vácuo regulatório sobre a aplicação das regras.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública 43/2022 da Aneel, que discute a revisão da antiga Resolução Normativa 843/2019, atual REN 1032/2022, sobre critérios e procedimentos para elaboração do PMO e para a formação do PLD.

A formação de preços de energia elétrica no Brasil por custo enfatiza a importância dos algoritmos, processos e dados de entrada associados aos modelos computacionais. É de extrema importância que as informações que alimentam os modelos sejam disponíveis a todos os agentes ao mesmo tempo, de forma a garantir isonomia, o que estimula e fortalece um mercado líquido e dinâmico. Para o amadurecimento do mercado de energia -hoje atrelado a produtos financeiros -é necessário que a projeção de preços futuros se baseie em critérios objetivos e claros.

O bom funcionamento de qualquer arranjo de formação de preços implica governança robusta e que deve ser aprimorada, independentemente de melhorias metodológicas. Nesse aspecto, a consolidação em Resolução Normativa dos procedimentos relacionados ao PMO e à formação do CMO e PLD foi de grande importância para trazer maior clareza quanto às regras e sua aplicação.

A revisão da Resolução objeto desta Consulta Pública é imprescindível para que processos sejam atualizados e esclarecidos, robustecendo a governança de preços e consequentemente, do setor elétrico. Entretanto, para atingir seus objetivos as

normas definidas na Resolução devem ser fiscalizadas e o seu não cumprimento penalizado.

Buscando contribuir antecipadamente para o processo, a Abraceel apresentou, em dezembro de 2021, amplo estudo conduzido pela PSR sobre "Aprimoramento do mecanismo atual de formação de preços no Brasil", que aborda tanto os aspectos de governança quanto de melhorias metodológicas. Enviamos o estudo como anexo a esta contribuição.

Em essência, o estudo mostra que uma boa governança implica fazer com que qualquer alteração de dados de entrada e de parâmetros obedeça a ritos bem definidos, com clareza na determinação de datas e periodicidades de alteração, com identificação dos responsáveis pelas alterações, metodologia utilizada, ampla divulgação aos agentes e previsão de penalidades em caso de descumprimento.

Melhorar a governança implica dar maior agilidade e ampla divulgação a todo o mercado de dados relevantes à formação de preço e operação do sistema, sem distinção. Por exemplo, alguns documentos que influenciam na operação do sistema e que já são previamente conhecidos pelo ONS, são divulgados para todos os agentes somente muito tempo depois, fato esse, que faz com que alguns agentes tenham acesso à informação antes de outros, o que gera desequilíbrio. Uma solução seria efetivamente aprimorar a plataforma do SINtegre que tem esse objetivo, de forma que todos os documentos que tenham impactos na operação do sistema e na formação de preços sejam disponibilizados de forma concentrada e simultânea. Sendo assim, todos os agentes teriam acesso à informação de forma ágil, clara e com isonomia.

Rito regulatório para ajustes em novas versões dos modelos

É proposta a inclusão no art. 4º de parágrafo que determina que novas versões dos modelos que não correspondam a alterações a parâmetros e metodologias, e que não impactem funcionalidades já aprovadas, possam ser tratadas em um rito expedito de aprovação no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD.

Apesar de tais termos já constarem em regulamentação e serem praticados há algum tempo, ainda estão suscetíveis à interpretação sobre o que é metodologia, o que é parâmetro, o que é dado de entrada, e o que está no âmbito da Cpamp, da Aneel e do CT PMO-PLD, entre outras definições. A cada caso concreto, os agentes se questionam sobre a aplicação dessas definições, potencializando as discussões, dado o impacto comercial que algumas propostas podem trazer.

A percepção inicial é que a redação, quando envolve termos como esses, deixa a interpretação mais ampla, com mais possibilidades de aplicações distintas no caso concreto, dada a sua subjetividade. Por exemplo, foi comentado que a proposta desse artigo envolveria apenas correções de erros, o que não é possível inferir pela sua leitura. Assim, sugerimos que conste em normativos a definição sobre o que é alteração metodológica e sua diferenciação em relação à alteração de dados de entrada e a de parâmetros, buscando tornar esses conceitos menos elásticos.

O principal ganho em relação à implementação do Comitê PMO-PLD diz respeito, justamente, a processos mais céleres, dissociados da estrutura por vezes burocrática do regulador – o que é inerente ao papel desse, diga-se - e ao uso da inteligência coletiva em busca de soluções para os modelos. Nesse sentido, a intenção de buscar celeridade para aprovação de versões dos modelos que tenham impactos reduzidos e não tratem de alterações substanciais é interessante. Porém, cabe atenção para que tal possibilidade não seja usada com o objetivo contrário do que se almejou, desviando do seu propósito. Ou seja, mesmo atendidos os critérios de que as novas versões não correspondam a alterações de parâmetros e metodologias e não impactem funcionalidades já aprovadas, a nova versão ainda pode trazer impacto significativo aos agentes. Nesse sentido, ainda cabe a sensibilidade da Aneel em casos como esses, que assegure sua ampla divulgação, previsibilidade e vigência adequada para aplicação da alteração. Cite-se a recente discussão sobre a consideração da Micro e Minigeração Distribuídas (GT MMGD) nos modelos de preços, que está sendo tratada no âmbito do CT PMO-PLD, e que teve o cronograma de implementação inicialmente proposto revisto de forma abrupta, não obstante o grande potencial de afetação de preços que essa alteração causa.

Sobre a atribuição da aprovação de novas versões em rito expedito ao Comitê Técnico PMO-PLD, cabe notar que a proposta em Consulta Pública atribui ao CT diversas outras responsabilidades, como a aprovação dos modelos satélites e a alteração na metodologia de representação da geração das usinas não simuladas individualmente.

Entretanto, consideramos que aprimorar a governança do Comitê é etapa elementar, que deve ser feita antes da atribuição de mais responsabilidades. Por exemplo, os agentes não participam de nenhuma instância dentro das Comissões. Existe previsão no artigo 7º de participação sem direito a voto de representantes dos grupos de trabalhos e outros profissionais, porém a critério da Comissão Deliberativa,

mediante convite. Consideramos que a participação dos agentes, mesmo que sem direito a voto, deva ser garantida nas Comissões.

Além disso, não há previsão de participação de representantes da Aneel para acompanhamento dos grupos de trabalho. O acompanhamento do regulador nos fóruns de formação de preços, como também as reuniões do PMO, é essencial para que esteja a par dos trabalhos que estão sendo conduzidos, permitindo-lhe avaliar e se eventuais alterações estão de acordo com a regulamentação vigente. O acompanhamento é positivo, e não apenas do regulador, como do MME, da ANA, Ibama e CCEE, o que possibilitaria dirimir dúvidas que possam surgir nesses fóruns. Ainda, notamos que no Regimento não está explícita qual a forma de aprovação de uma proposta, como exemplo, aprovação em ata da Comissão. Tais lacunas ampliaram as dúvidas dos agentes frente aos casos recentes, como o do já mencionado GT MMGD.

Sendo assim, sugerimos que o regimento interno do Comitê seja reavaliado e submetido à consulta pública entre os agentes. Nesse sentido, propomos que seja adicionada a obrigatoriedade de realização de consultas públicas antes da deliberação de temas pelo Comitê, especialmente os que envolverem mudanças metodológicas.

Também é fundamental divulgar antecipadamente para todos os agentes as datas e pautas das reuniões de todos os Grupos de Trabalho e Comissões do Comitê, assim como divulgação de suas atas rapidamente, com a finalidade de melhorar a transparência das atividades do Comitê e facilitar o acompanhamento dos agentes acerca dos temas que estão sendo discutidos.

Sobre a proposta de estabelecer ao Comitê Técnico a aprovação dos modelos satélites, cabe a mesma observação de que, mesmo se tratando de satélites, algumas alterações são substanciais. Nesse aspecto, sugerimos que as alterações em modelos satélites considerem duas situações diferentes: no caso de atualizações de rotina e correções de menor impacto, poderiam ser consideradas na antecedência de um mês, mas quando envolverem metodologias (alteração de rotinas e procedimentos de atualização dos dados nos modelos computacionais), esse processo necessitaria de uma antecedência maior. Como exemplo, a entrada de bacias no SMAP teria impactos muito diferentes de mudanças na construção da curva de Tucuruí, sendo ambas tratadas como dado de entrada. O uso do WEOL na primeira semana operativa do Decomp também é uma mudança conceitual relevante, mesmo se tratando de modelo satélite, que altera a forma de atualização dos dados e sua periodicidade, assim como

a representação da micro e minigeração distribuídas de forma explícita nos modelos, são exemplos de casos que demandam uma antecedência maior para implementação. Quando envolver alterações em metodologias, é importante prever na redação do Regimento Interno a obrigatoriedade de realização de período sombra antes da implementação. Aqui, também cabe a mesma observação de se buscar deixar menos subjetivo o que é metodologia e o que é dado de entrada.

De certa forma, notamos sensibilidade em casos recentes, como o da representação das usinas não simuladas individualmente do ACL sem obras iniciadas. Desde o início das discussões na Tomada de Subsídios da Aneel, estava claro que tais dados de entrada poderiam ser implementados no PMO com antecedência de um mês em relação à sua aprovação. Porém, dado o impacto da mudança, foi recomendada coordenação com as alterações promovidas pela Cpamp que ocorrem anualmente, ou seja, foi dada uma antecedência maior para um caso que regulatoriamente requeria apenas um mês, mas tem impactos significativos.

Mesmo que a antecedência maior seja favorável, analisada em função do impacto da mudança, isso não necessariamente significa maior previsibilidade aos agentes, haja vista a mudança de entendimento que ocorreu. Previsibilidade é quando os agentes leem a regra posta e podem saber o que irá acontecer, incluindo todas as informações relevantes como data inicial e final de uso da restrição, quais valores e parâmetros envolvidos. Avisar que uma restrição irá mudar sem essas informações não caracteriza previsibilidade. É extremamente relevante que desde o princípio das discussões de uma alteração, seja no âmbito do Comitê Técnico ou da Aneel, fique estabelecido claramente qual rito será seguido, por mais redundante que essa definição possa parecer frente às normativas vigentes – isto justamente porque as regras muitas vezes possuem espaço para interpretações diversas.

Por fim, sugerimos definir em regulamento ou no Regimento Interno a antecedência de um mês para efeitos na formação de preços de atualizações nos modelos satélites. Essa indefinição eleva a percepção de risco dos agentes e cria ruídos desnecessários no ambiente de negociação de energia.

Representação da geração das usinas não simuladas

É proposta a inclusão de dispositivo estabelecendo que a metodologia de representação da geração das usinas não simuladas individualmente nos modelos deva constar nos Procedimentos de Rede, e que as alterações metodológicas serão

avaliadas pelo Comitê Técnico PMO/PLD, devendo sua implementação ocorrer após a alteração dos Procedimentos de Rede.

Deve-se dizer que existe uma certa apreensão em referenciar todo o detalhamento da metodologia de representação da geração das usinas não simuladas individualmente nos modelos em Procedimentos de Rede. Concordamos que os Procedimentos de Rede são o local adequado para o detalhamento e formulação das regras, em linha com a consolidação de normativos que vêm ocorrendo. Porém, também consideramos que é papel da Resolução Normativa assegurar segurança regulatória em relação à metodologia, dado que a alteração de Procedimentos de Rede é mais simples.

Também convém que seja estabelecida em Resolução a metodologia utilizada pela Aneel na projeção de capacidade instalada de usinas não simuladas individualmente, inclusive aquelas que não possuem contratos no ACR. Esse é um dado que pode afetar substancialmente o preço, atingindo o mercado como um todo. Assim, estabelecer a metodologia da obtenção desse dado em Resolução garante aos agentes que não haverá mudanças metodológicas bruscas e que, se necessárias, haverá amplo espaço para discussão.

Sobre isso, cabe pontuar alguns ajustes textuais que ampliaram as possibilidades de alteração de representação, como o do § 2º do art. 7º, que menciona que as UNSI “poderão” ser representadas por blocos de energia, ao invés de “deverão”. Não deve ser ignorado que tais termos aumentam a percepção de risco, com reflexos no custo da energia.

Consideramos que a redação proposta na Consulta Pública também pode diminuir a previsibilidade para os agentes quando menciona que a implementação ocorrerá após a alteração dos Procedimentos de Rede. Uma alteração que teria a carência certa de um mês após ser aprovada, pode ficar dependente de alteração dos Procedimentos de Rede, o que tem prazo incerto e alongado, dados os prazos de consulta pública.

Ainda sobre o tema das UNSI, solicitamos que a proposta de adequação na minuta de REN para representação da MMGD de forma explícita nos modelos seja disponibilizada, de forma que os agentes possam contribuir adequadamente sobre a proposta.

Processo de identificação, correção e publicidade dos erros na formação do PLD

Foi levantada a hipótese de que identificado equívoco após a rodada pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, tal erro poderia ser corrigido apenas pela CCEE a tempo de cumprir o horário limite para divulgação do PLD. Essa possibilidade não foi incluída na proposta de Resolução Normativa, mas consideramos que, mesmo ocorrendo de forma eventual, se é possível oferecer uma melhor sinalização de preços ao mercado, essa possibilidade deve ser considerada. Aqui alertamos apenas para que a divulgação da identificação do erro seja imediata aos agentes e informe da possibilidade de correção para a publicação do PLD.

Em relação a esse tema, no Capítulo VI "Da identificação de erros no processo de formação do PLD" da atual Resolução Normativa 1.032/2022, que passou por consolidação, chamamos atenção que a redação do art. 27 estabelece que, identificado erro no PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito na *semana* operativa subsequente à da identificação. Tal redação é anterior à implementação do PLD horário, sendo que o correto é que produza efeito no *dia* subsequente à identificação.

Clareza, previsibilidade e transparência no procedimento de atualização dos dados de entrada do PMO

Caso os dados de entrada possam ser alterados a qualquer tempo nos modelos de formação de preços, por meio de um ato regulatório que fuja das premissas lógicas até então praticadas, ou seja, um ato impossível de prever, os agentes que realizaram a previsão de preço com antecedência podem ser prejudicados e podem não ter tempo hábil para acomodar suas transações comerciais. Buscando trazer maior clareza para a regra estabelecida na Resolução CNPE 22/2021, de antecedência nas alterações em dados de entrada para efeitos na formação de preços, a Aneel propõe a adoção em conjunto das Alternativas 2 e 4 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

Quanto à Alternativa 2, a proposta é a consolidação das informações relativas aos dados de entrada em um único local, conformando o "calendário predefinido" citado na regulação. Consideramos essencial definir o cronograma para o rito ordinário de revisões de parâmetros e dados de entrada nos modelos, pois facilita a identificação das alterações excepcionais que seriam enquadradas na regra de antecedência de um mês, além de uma lista exaustiva dos dados que podem ser atualizados. A Abraceel apoia a consolidação dos processos referentes a atualização dos dados de entrada em um quadro, pois traz maior clareza quanto às informações

que hoje estão difusas em Procedimentos de Rede, melhorando o processo como um todo e dando transparência ao mercado.

Já a Alternativa 4 trata especificamente do enquadramento na regra de antecedência de um mês para efeitos na formação de preços de alterações dos dados de entrada que não decorrem de correções de erros ou de atualização periódica com calendário predefinido. Nesse ponto, notamos que o tratamento importante trazido na Consulta Pública para essa regra diz respeito às restrições hidráulicas.

Enquadrar-se-iam na regra os casos em que a atualização em dado de entrada é decorrente de flexibilização excepcional autorizada pelo CMSE, sendo que ONS e CCEE devem comunicar o pedido de alteração do dado até a realização do PMO anterior, ainda que esse esteja em processo de homologação por órgão ou instituição interna ou externa ao setor elétrico, se for esse o caso.

Merece mencionar que existe grande preocupação com a indicação de adoção de uma informação que ainda não foi completamente homologada pelos órgãos competentes, pois existe possibilidade de a decisão ser alterada ou não ser referendada. A decisão do CMSE não tem caráter terminativo, como colocado pela própria Aneel, pois ainda é um pedido de alteração, que depende da internalização por órgão competente, que pode demorar meses e ainda terminar por ser diferente do que se solicitou. Avisar sobre uma mudança e ela não ocorrer, acrescenta ainda mais imprevisibilidade aos agentes, o que é indesejável.

Julgamos insuficiente considerar como previsibilidade o aviso amplo, apenas indicando uma possível alteração, vagamente. É necessário que o aviso seja específico, indicando o dado que sofrerá alteração, quando essa passar a ser considerada e indicação clara de valores, sem que permaneçam incertezas. Com efeito, quando a Resolução determina que "deverá ser dada publicidade aos agentes", é preciso que a informação esteja completa. A publicação de uma Resolução que determina a alteração de uma restrição, mas sem o valor nem o período, ou indicando que pode ser alterada por necessidade eletroenergética, não é garantia alguma.

A assimetria de informação entre os agentes também se mostra como um ponto de atenção em relação à proposta. Como a reunião dos Comitês, Conselhos e Comissões não são abertas ao acompanhamento público, sempre existirá um atraso em relação à publicação das decisões e atas. Assim, existe preocupação sobre como e quando informações sensíveis sairão do CMSE, dados os impactos comerciais

relevantes e a importância da isonomia dessa comunicação. Aqui, lembramos a importância da divulgação célere das informações que impactam o preço e da própria necessidade da antecedência para efeitos na formação de preço. Ao avançar na divulgação simultânea e homogênea, os agentes podem, ao mesmo tempo, incorporar tais informações em suas análises e projeções de preço. Seria benéfica a formalização em normativo da obrigação de transmissão aberta ao público das reuniões das instituições que possuem relação direta com a formação de preços.

Nesse sentido, deve ser aprimorada a divulgação de atas ou gravações das reuniões imediatamente após a realização dos CTs e FTs, de forma a deixar claro para todos os agentes as decisões tomadas pelo grupo. Propõe-se também a inclusão na tabela do *Anexo I “Atualização dos Dados de Entrada para o PMO e Revisões Semanais e Diárias”* do Relatório de AIR, o campo “*local da atualização*”, de modo que a informação fique mais acessível, podendo ser disponibilizados juntamente links que redirecionam para páginas específicas com o detalhamento do conteúdo.

A comunicação do ONS e CCEE sobre a alteração não necessariamente significa que os agentes compreendem como será a aplicação na prática, pois o comunicado pode não ser específico e claro o suficiente a respeito da modelagem da alteração, ou estar incompleto, o que não confere previsibilidade aos agentes. Não importa a regra de antecedência a ser adotada, é crucial que seja clara e objetiva.

A formação de preços pode ser impactada por flexibilizações excepcionais decorrentes de demanda do setor elétrico que não se restringem ao CMSE, como aconteceu com a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), e resoluções da Agência Nacional de Águas (ANA) para operacionalização do seu Plano de Contingência para a Recuperação de Reservatórios do SIN durante a crise hídrica, em 2021. Assim, a redação que indica apenas o CMSE fica limitada, sendo necessário incluir outros fóruns que podem provocar flexibilizações excepcionais.

Por fim, a menção à antecedência “não inferior a um mês do PMO” também deixa espaço para interpretações, pois a antecedência pode se referir à reunião do PMO anterior ao PMO em questão (que dura 2 dias), ao último dia do mês anterior ao PMO em questão, ou a 30 dias antes do PMO em questão. Nesse sentido, é importante que tal definição seja detalhada em Resolução para evitar a percepção de que a aplicação da regra de antecedência fica exposta à toda sorte de interpretações, muitas vezes diferentes das que usualmente já foram aplicadas em casos semelhantes.

A proposta da Alternativa 4 também engloba na regra de antecedência as restrições estabelecidas por iniciativa de órgãos exógenos ao setor elétrico, com o referencial da magnitude da usina para a operação do sistema. A proposta é que atualizações de restrições hidráulicas de usinas estratégicas tipo U1 e U2, por iniciativa de órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, tenham a antecedência de um mês para efeitos na formação de preços, desde que homologadas até a data de realização do PMO anterior.

Contestamos o conceito de atribuir em Resolução uma discriminação entre usinas mais e menos importantes, pois consideramos um desacerto dar tratamento diferenciado a usinas para efeitos na formação de preços, o que poderia ter impactos inclusive no valor comercial da usina, e ampliando uma distribuição já desigual de poder de mercado. Entendemos a intenção da Aneel de buscar tornar a redação e o escopo da antecedência mais delimitada. Porém, consideramos controverso definir *a priori* quais usinas terão impacto na formação de preços em toda e qualquer situação. Tal diferenciação ainda soma complexidade desnecessária à análise dos agentes e instituições sobre quais restrições considerar. Por isso, a Abraceel é contrária à diferenciação de usinas para fins de formação de preço, o que é agravado pelas objeções colocadas a seguir.

Também questionamos a relevância do critério de usinas estratégicas para a aplicação da previsibilidade, uma vez que a definição desse critério em Procedimentos de Rede aponta para a segurança operativa do SIN, usando como base estudos elétricos que indicam usinas com maior influência no controle das oscilações eletromecânicas sistêmicas e do perfil de tensão de uma área geoeletrica. Tais critérios elétricos guardam pouca relação com o impacto que usinas podem ter na formação de preço e em estratégias comerciais. Tanto é que pela lista de usinas U1 e U2 há várias outras muito relevantes não englobadas, assim como há usinas que hoje têm pouco impacto, mas passariam a ter. Portanto, não concordamos com a proposta de considerar apenas as usinas do tipo U1 e U2 para a aplicação da regra de antecedência de um mês, pois dependendo das condições do sistema outra usina qualquer pode ter impacto relevante na formação de preço. Assim, defendemos que todas as usinas do sistema sejam enquadradas no critério de previsibilidade da CCEE.

A justificativa da Aneel para uso de critérios distintos de acordo com a “relevância” de cada empreendimento é de que muitas vezes os impactos não são sistêmicos, mas sim bastante pontuais – deixando subentendido que, nestes casos, o efeito no preço poderia não ser relevante. A Aneel destaca ainda que foram

registrados 939 FSARHs em 2021, a maioria sem relevância para a operação do sistema e formação de preço. Se o efeito de tais alterações não é relevante, por que não utilizar a mesma regra de antecedência de um mês para todas as usinas?

Além disso, o uso de uma classificação para fim diferente do originalmente pretendido, como por exemplo, uso da classificação de usina estratégica ou modalidade de despacho, deve ser evitada por dois motivos principais. O primeiro é que os critérios utilizados para essas classificações pouco têm relação com a influência das restrições hidráulicas na formação de preços, tornando extremamente questionável a justificativa do uso. Além disso, utilizar qualquer critério para fim estranho ao original pode contaminar de sobremaneira discussões futuras sobre reclassificação de usinas. Por exemplo, quando uma reclassificação pode ser relevante de acordo com seu fim original, porém não para a formação de preços, ou vice-versa. O que aconteceria se uma usina fosse reclassificada com base nos estudos elétricos ao mesmo tempo que um órgão externo ao setor elétrico determina uma restrição hidráulica relevante? Qual regra prevalece nesse caso?

O uso de regras distintas para cada usina permite que ocorram situações de incerteza tendo em vista as grandes cascatas do sistema brasileiro. No caso específico de uma usina não estar dentro da regra proposta de antecedência de um mês e receber uma restrição de defluência, enquanto à jusante existe uma usina que esteja abarcada pela regra de antecedência, qual é o procedimento a se adotar? Ainda que a restrição de defluência seja apenas para a usina a montante, ela certamente afetará a usina a jusante. Tendo em vista esses aspectos, entendemos que a regra de antecedência de um mês proposta deva ser aplicada para todas as usinas, e não apenas para um subconjunto específico.

Outro aspecto a ser comentado diz respeito ao escopo da iniciativa de órgão competente versus a iniciativa do concessionário. A Aneel propõe incluir informações adicionais ao Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH), já que atualmente não há qualquer distinção quanto à origem da restrição hidráulica, o que apoiamos. Mesmo assim, é difícil definir o contorno do que é um dado declarado pelo agente, quando ele pode estar seguindo uma orientação do ONS, que pode acontecer até por telefone. Lembramos que, no passado, o FSARH era usado exclusivamente pelo agente para as suas alterações, pois as determinações da ANA e do IBAMA emanadas por suas Resoluções específicas já eram suficientes, o que acabou sendo embaralhado atualmente. Assim, consideramos que há uma zona cinzenta muito grande para definir o que é iniciativa do concessionário, do operador ou do

órgão competente. Devido a esse entendimento passado, chamamos atenção para a necessidade de definir um critério único para declarações de FSARHs, por exemplo, nem sempre a curva da UHE Tucuruí tem FSARH associado. Buscando sequenciar o processo, sugerimos que todas as restrições hidráulicas precisariam de um FSARH, independente do comando em Resolução.

Em se tratando de aprimoramentos nos FSARHs, é importante melhorar a área atual de FSARH, pois há relatos de que nem sempre todos os formulários aparecem para todos. Além disso, há necessidade de um sistema de notificação dos FSARHs, já que atualmente os agentes procuram manualmente os dados e comparam os valores para identificar atualizações e novas declarações. Sugerimos a criação de uma área no site do ONS em que sejam listadas as restrições já planejadas para vigorar, que estejam aguardando apenas a homologação, como se fosse um pré-FSARH, constando ainda um campo com a informação do órgão responsável pela solicitação, de forma que o agente, ao observar a restrição divulgada, tenha capacidade de identificar, de acordo com as regras de antecedência, se a CCEE dará previsibilidade ou não àquela restrição.

Na mesma linha, poderia ser criada uma página específica no site da CCEE sobre a aplicação da regra de antecedência de um mês, a “aba da previsibilidade”, para reunir a divulgação das informações que serão enquadradas na regra, mantendo o histórico.

Sugestão de redação na minuta de Resolução

Art. 20. O processo de cálculo do PLD será elaborado e coordenado pela CCEE, com apoio do ONS.

*§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado, e as informações que se enquadrem nas **situações** ~~antecedência de publicação~~ descritas a seguir:*

I- Atualização de informação para o PMO que esteja em desacordo com o inciso IV do art. 5º; ~~deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021.~~

II- ~~No caso da implementação das atualizações descritas abaixo, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:~~

II - Alteração de restrições hidráulicas para valores diferentes dos estabelecidos na Nota Técnica de restrições de vazão e volumes operativos; e

~~a) III- Atualização em dado de entrada decorrente de flexibilização excepcional autorizada pelo CMSE, desde que o ONS ou CCEE comuniquem sobre o pedido de alteração do referido dado até a data de realização do PMO anterior, ainda que esteja em processo de homologação por órgão ou instituição interna ou externa ao setor elétrico, se for esse o caso.~~

~~b) Atualização de restrição hidráulica de usina estratégica tipo U1 e U2, conforme definido nos Procedimentos de Rede, por iniciativa de órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, desde que homologada até a data de realização do PMO anterior.~~

§ 2º Para a implementação das atualizações descritas nos incisos I, II e III deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021.

ç 3º A publicidade aos agentes corresponde a comunicado do ONS ou CCEE realizado após a homologação dos órgãos ou instituições competentes e aferida pelo ONS.

*§ 24º Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados **homologadas por órgão ou instituição competente e aferidas pelo ONS:***

*I – cuja eliminação necessita de solução de planejamento **superior a um mês;** ou*

II – que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

Considerando a sugestão do inciso II, seria necessário existir uma Nota Técnica, elaborada pelo ONS, que aborde todas as restrições hidráulicas existentes, sejam elas de volume ou vazão. No passado, já existiu algo similar no “Inventário de Restrições Hidráulicas”. A Nota Técnica precisaria abordar a sazonalidade de cada usina e os motivos que levam o ONS a operar a usina de tal forma. Assim, toda operação feita pelo ONS que viole os valores estabelecidos na Nota Técnica seria enquadrada na regra de antecedência de um mês do inciso II.

Outros aspectos

A atual REN 1032/2022 já determina em seu art. 6º, § 2º, que as informações consideradas no PMO devem ser rastreáveis e os processos do ONS para o PMO devem ser reproduzíveis. Atualmente, ainda se utilizam heurísticas para a previsão de carga. Dada a importância da previsão de carga na projeção de preços, é importante

que toda intervenção técnica da equipe do ONS para tratamento dos dados referente à consolidação da carga seja sistematizada e documentada com o maior grau de detalhamento possível, para que os agentes possam entender a racionalidade das decisões, trazendo mais transparência para esse processo e a possibilidade de sua efetiva rastreabilidade. O mesmo ocorre em outros processos, como na chuva observada e previsão de geração eólica, processos em que possuir os dados de entrada brutos não garantem que o agente será capaz de replicar o dado de entrada tratado ou dado de saída divulgado pelo ONS, pois em muitas vezes falta descrição do processo e em outras faltam os dados sigilosos dos agentes.

Além disso, os modelos devem ser aprimorados, de forma a não necessitar desse tipo de intervenção por parte dos analistas do ONS. O caso recente no qual o Operador reduziu em mais de 2 GW médios a carga do mês que se iniciava e 3 GW médios a carga do mês seguinte deixa absolutamente evidente a necessidade de aprimoramentos acerca desse processo. Essas alterações bruscas, quando não acompanhadas de uma fundamentação analítica, aumentam a percepção de risco dos agentes, dado que não se sabe quando essas revisões acontecerão, tampouco qual sua magnitude.

Sugere-se ainda que seja estudada a possibilidade de uma participação mais ativa dos agentes no processo de previsão de carga, o que poderia ser estendido para outros dados de entrada de relevância. Uma forma de viabilizar essa participação dos agentes é que seja adotado um processo semelhante ao Boletim Focus do Banco Central, no qual os agentes declaram suas projeções e avalia-se quais agentes possuem maior assertividade no projetado versus realizado. Outra sugestão é que as reuniões internas sobre carga sejam transmitidas aos agentes, a exemplo das transmissões da sala de crise da ANA, feitas pelo YouTube, nas quais não há interação dos agentes, mas que possibilitam o acompanhamento do processo.

Também consideramos fundamental que as explicações de desvio dos dados de entrada em relação ao observado sejam mais claras, como por exemplo, a carga e a geração de renováveis. Muitas vezes, os dados de carga e geração não simuladas previstos pelo ONS não se concretizam, portanto, seria útil a criação de um fórum onde o ONS possa explicar tecnicamente esses desvios. Além disso, em alguns casos o ONS altera as informações de carga observada de alguns meses atrás, sem, todavia, fornecer explicações sobre o motivo da alteração. Dessa forma, um fórum que cubra esse tema contribuiria para tornar claros os critérios adotados pelo ONS nessas variáveis relevantes para a operação do sistema e formação de preços.

Há percepção dos agentes de que constantemente prazos e horários definidos em Procedimentos de Rede não são cumpridos e nenhuma medida é tomada no que tange à penalização do descumprimento. Nesse sentido, para que os aprimoramentos aqui discutidos sejam efetivos, é crucial que eventuais atuações em desacordo com o que foi estabelecido nos Procedimentos tenham punições associadas. Para isso, defendemos um papel ativo da Aneel na fiscalização do cumprimento das regras.

Sugerimos ainda que a Aneel mantenha atualizada sua página de consulta processual, disponibilizando todas as correspondências recebidos acerca do processo de formação de preços imediatamente, dando publicidade de forma isonômica a todos os agentes. Muitas vezes, informações relevantes são protocoladas na Aneel com os anexos sem acesso público, com apenas a indicação do autor da correspondência, a data e número de protocolo, o que pode criar mais ruído no mercado.

Em se tratando de isonomia, clareza e transparência, também se propõe que todas as informações trocadas pela Agência, CT, ONS, CCEE e CPAMP com o fornecedor dos modelos computacionais, seja por correspondência, e-mail, reuniões, videoconferências ou qualquer outro meio, sejam imediatamente tornadas públicas para todos os agentes, em local único. Essa medida é essencial para garantir que não haja assimetria de informação entre os agentes acerca do processo de formação de preço e seus modelos.

Convém, ainda, que a Aneel determine em REN que a realização das reuniões do PMO deva ocorrer de forma híbrida (presencial e via videoconferência), garantido o direito de participação dos agentes a trazer questionamentos por voz. As reuniões online do PMO, mensais e semanais, poderiam ser realizadas em uma plataforma que possibilite ao agente pedir a palavra, possibilitando assim uma iteração maior durante as perguntas.

Por fim, é proposto no Relatório de AIR que a norma entre em vigor a partir da data da sua publicação e que no prazo de 90 dias, os Procedimentos de Rede, Regras de Comercialização e PdCs deverão se adequar à revisão - apesar de tal prazo não constar no art. 27 e 28 da minuta de Resolução. Como vários dispositivos remetem a detalhamentos em Procedimentos de Rede, sugerimos que a nova Resolução tenha vigência compatível com a adequação das normas inferiores, de forma a não criar um vácuo regulatório, o que criaria dúvida e incerteza nos agentes sobre a aplicação das regras.



Atenciosamente,

Alexandre Lopes
Vice-Presidente de Energia

Yasmin Martins
Coordenadora de Energia

Danyelle Bemfica
Assessora de Energia

Victor Pereira
Estagiário