

Brasília, 15 de julho de 2024

Contribuição da Abraceel à Consulta Pública 14/2024 da Aneel Alterações em PR, PdCs e Regras de Comercialização

Resumo

- Sugerimos que a Tabela 1, do Anexo A, do Submódulo 2.4 operacional, não fique disposta em submódulo operacional pois ela tem impacto considerável em como determinados dados serão considerados na formação de preços, logo, sua alteração deve passar por análise e discussão pública promovida pela Aneel;
- Recomendamos avaliação pelo ONS do *constrained-off* verificado na projeção da geração das usinas não simuladas individualmente (UNSI) como subsídio para promover discussão sobre futuro aprimoramento dessa metodologia que vise representação da oferta mais aderente à realidade;
- A metodologia da projeção de carga descrita no Submódulo 2.4 operacional, deve ser mais bem detalhada para reprodutibilidade dos agentes. Adicionalmente, sugerimos que a referida metodologia conste em um submódulo do tipo metodologia;
- Sugerimos manter a obrigação do ONS de apresentar o escopo do estudo aos agentes envolvidos prevista na atividade 2, do Quadro 1, do Submódulo 3.3 de Responsabilidades;
- Sugerimos a permanência da disponibilização do CVU no item 1.1.4.1, do Submódulo 3.3 procedimental;
- Sugerimos manter a apresentação das premissas e do escopo do estudo no item 1.3, do Submódulo 3.3 procedimental;
- Sugerimos permanecer a realização de todas as análises listadas nos itens 1.5 e 1.6, do Submódulo 3.3 procedimental;
- Apoio à descrição do processo de contingência dos modelos de otimização de médio e curto prazo no Submódulo 4.3 procedimental e no Submódulo 1.4 dos PdCs;

- Quando da implementação dos modelos solar semi-horário e eólica semanal, sugerimos a definição de plano de contingência para casos em que ocorra indisponibilidade de dados meteorológicos;
- Sugerimos manter o item b, do Anexo A, do Submódulo 4.3 procedimental, onde os agentes de geração devem permanecer encaminhando o cronograma atualizado de enchimento de volume morto dos novos reservatórios para elaboração do PMO e suas revisões semanais;
- É importante que a nota de rodapé acrescentada na atividade 13, do Quadro 2, do Submódulo 4.5 de responsabilidade, não seja utilizada de forma a normalizar o atraso na disponibilização do PDO. Assim, sugerimos a emissão de relatório periódico pelo ONS indicando todas as situações em que o PDO foi disponibilizado após às 21h e após às 23h, e motivos para o atraso; e
- Sugerimos que os documentos e informações enquadradas na regra de previsibilidade do inciso II, do artigo 24, da REN 1.078/23, sejam primeiramente centralizados no ONS para depois ser dada previsibilidade não inferior a um mês operativo do PMO, para garantir isonomia e transparência.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública da Aneel 14/24, que tem como objetivo discutir as propostas de alterações dos Procedimentos de Rede, Regras e Procedimentos de Comercialização referentes às modificações em razão da revisão da Resolução Normativa 1.032/22.

Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos – Operacional

A criação do Submódulo 2.4 operacional é proposta pelo ONS e dele consta a metodologia da representação das usinas não simuladas individualmente (UNSI) nos modelos computacionais. Isso porque a REN 1.078/23, que altera a REN 1.032/22, exclui toda a metodologia das UNSI descrita em resolução e passa essa competência para os Procedimentos de Rede.

Cabe ressaltar que qualquer alteração nos documentos operacionais dos Procedimentos de Rede não precisa passar por análise e aprovação por parte da Aneel, sendo necessária apenas a realização de consulta externa aos agentes e posterior aprovação pela Diretoria do ONS.

Nesse sentido, na nossa visão a Tabela 1, do Anexo A, do Submódulo em questão não deveria estar contida em submódulo operacional, pois ela tem impacto significativo na interpretação da Resolução CNPE 22/21 e, portanto, em como determinados aspectos serão considerados na formação de preços, sendo importante que eventual alteração da tabela passe por análise e discussão pública promovidas pela Aneel.

Atualmente, a metodologia presente nos Procedimentos de Rede para a representação das UNSI nos modelos considera a média histórica dos últimos cinco anos da geração líquida. Contudo, denota-se que em cenários que ocorrem restrições operativas, ou seja, aquelas que não são restrições técnicas das usinas, o modelo identifica que há menos geração, ao invés de considerar para o futuro a energia que de fato estará disponibilizada. Por outro lado, o *constrained-off* tornou-se uma questão estrutural e não é refletido de forma adequada nos modelos de médio prazo que contemplam o horizonte do PMO, podendo resultar em um aumento da sobreoferta fictícia e reduzindo de forma artificial a carga otimizável.

Nos últimos anos, situações de *constrained-off* têm ocorrido com mais frequência, por isso, é interessante que com os dados de *constrained-off* o ONS avalie o impacto na representação das UNSI. É incerto se no futuro verificar-se-á o mesmo montante de *constrained-off* do passado, podendo ser menor ou maior. Porém, o que se vê mundo afora é um aumento do *constrained-off* nas matrizes elétricas com crescimento de fontes não despacháveis e MMGD como no Brasil, que pode indicar uma sobreoferta de UNSI a ser avaliada.

Nesse sentido, recomendamos que o Operador avalie o impacto na metodologia atual e apresente subsídios ao Setor para promover discussão sobre futuros aprimoramentos da metodologia de UNSI que vise maior aderência da representação da oferta futura à realidade.

Não obstante, destacamos que são urgentes e indispensáveis as ações, no âmbito da operação e do planejamento, para mitigação do *constrained-off*. Isso não contrasta com o mencionado aprimoramento na projeção de geração das UNSI que visa a operação e a formação de preço e o despacho com o mínimo de distorções.

A geração modelada de forma aderente à operação que contemple os efeitos do *constrained-off* é crucial para que a informação adequada do valor da água seja refletida ao longo de toda a cadeia de modelos, mas não pode passar a falsa impressão de que a rede de transmissão esteja adequadamente dimensionada. Pelo contrário, deve ser um indicativo para que a EPE possa planejar o aumento da transmissão para garantir o escoamento da energia produzida.

Em suma, deve ser desenvolvida uma metodologia que represente a geração real dos modelos no horizonte do PMO que contemplem as restrições sistêmicas e que após validada e implementada, a regra atual seria substituída pela nova metodologia.

Em relação a projeção de carga, o artigo 7º-A da REN 1.032/22 estabelece que a carga de energia elétrica considerada nos estudos eletroenergéticos deve ser projetada conforme previsto nos Procedimentos de Rede e conter, no mínimo, a descrição da metodologia de previsão de carga e os procedimentos e ferramentas para obtenção, análise, verificação de consistência e disponibilização da previsão de carga consolidada.

Assim, o Submódulo 2.4 operacional apresenta a metodologia da projeção de carga conforme estabelece a REN 1.032/22. Contudo, salientamos que essa metodologia não é reproduzível pelos agentes, devendo ser mais bem detalhada. Adicionalmente, entendemos que um Submódulo de metodologia é o local mais adequado para constar tal metodologia.

Submódulo 3.3 – Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo – Responsabilidades

É proposto alterar a atividade 2 que consta no Quadro 1, conforme ilustra a imagem abaixo, substituindo a obrigação do ONS de “apresentar” o escopo do estudo aos agentes envolvidos, para “disponibilizar” o escopo do estudo a esses. Na nossa visão, deve ser mantida a obrigação do ONS de apresentar o escopo do estudo aos agentes envolvidos.

Quadro 1 – Prazos para a realização dos estudos de planejamento da operação energética para a elaboração do PEN

Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade	Horizonte
1 Envio de dados necessários aos estudos de planejamento da operação energética para a elaboração do PEN	Agentes de geração, importação, exportação e comercializador de Itaipu Binacional	31 de março	Anual	56 meses a partir de maio do 1º ano do estudo
2 Apresentação e Disponibilização do escopo do estudo aos agentes envolvidos	ONS	Segunda quinzena do mês de abril	Anual	-

Submódulo 3.3 – Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo - Procedimental

No item 1.1 que trata da obtenção de dados e informações, é proposta no subitem 1.1.4.1 alteração no texto relacionado ao encaminhamento de informação à Aneel no caso de alteração das informações vigentes de geração máxima mensal e

inflexibilidades de usinas termelétricas, substituindo o referido encaminhamento por disponibilização pública. Também é suprimida a obrigatoriedade de disponibilização do CVU em caso de alteração das informações vigentes, sobre esse item sugerimos manter a disponibilização desse dado.

No item 1.3 do Submódulo em questão, é proposto alterar o termo “apresentação” para “disponibilização” das premissas e do escopo do estudo. Sobre isso, sugerimos manter a apresentação das premissas e do escopo do estudo.

Nos itens 1.5 e 1.6 do Submódulo em questão, é proposta pelo ONS exclusão de algumas análises que são realizadas pelo Operador. Sugerimos, todavia, que a realização de todas as análises listadas originalmente nos itens 1.5 e 1.6 continue.

Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Procedimental

Foram incluídas descrições do processo de contingência dos modelos de otimização de médio e curto prazo no Submódulo 4.3 procedimental e no Submódulo 1.4 dos Procedimentos de Comercialização, que consideramos adequadas.

Contudo, é importante estabelecer mecanismos bem definidos para proporcionar previsibilidade aos agentes em caso de acionamento da contingência, tanto nos modelos de curto e médio prazo, quanto no modelo DESSEM. Complementarmente, é salutar esforços contínuos para melhorar e aperfeiçoar a cadeia de modelos, estes devem estar alinhados com a convergência e obtenção dos resultados dentro dos prazos estabelecidos. Acionamentos frequentes de contingência, principalmente no modelo de programação diária, podem resultar em distorções na operação e acarretar encargos adicionais aos consumidores.

Complementarmente aos referidos processos de contingência, sugerimos que quando os modelos solar semi-horário e eólica semanal entrarem em operação, é importante a definição de um plano de contingência para casos em que ocorra indisponibilidade de dados meteorológicos, por exemplo, de forma a garantir a previsibilidade aos agentes de quais dados serão utilizados (por exemplo: utilização de dados do dia anterior, média histórica etc.).

Ainda sobre os processos de contingência, sugere-se a alteração do horário limite para obtenção dos resultados dos modelos de médio prazo, para o PMO, das 06h00 para às 12h00. Assim sendo, diante da ultrapassagem desse limite, seriam considerados tais dados a partir da primeira revisão subsequente em que forem obtidos até às 12:00 da sexta-feira da semana de elaboração da respectiva revisão – itens 1.5.1 e 1.5.1.1. da

minuta proposta para o submódulo 4.3. Essa adequação se justifica, pois permitiria evitar integralmente os custos de contingência relacionados ao uso do NEWAVE referente ao mês anterior.

Em relação ao Anexo A, do Submódulo 4.3 procedimental, é proposta exclusão dos itens “b” e “f”. Contudo, sugerimos manter o item b, que dispõe que os agentes de geração devem permanecer encaminhando o cronograma atualizado de enchimento de volume morto dos novos reservatórios para elaboração do PMO e suas revisões semanais.

Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação – Responsabilidade

É proposta alteração no horário de publicação do PDO, para acrescentar “ou até às 23h” na atividade 13, do Quadro 2, quando o Dessem for publicado após as 14h. Além disso, é acrescentada nota de rodapé na atividade, para esclarecer que o prazo estabelecido para o PDO deve ser seguido, desde que não comprometa a segurança do SIN, de forma a se obter o melhor produto para a sala de controle.

Na nossa visão é importante que o adendo “desde que não comprometa a segurança do SIN” não seja utilizado de forma a normalizar o atraso na disponibilização do PDO. Nesse sentido, sugerimos a inserção de determinação nos Procedimentos de Rede de que o ONS deverá emitir relatório periódico – semanal ou mensal – indicando: (i) todas as situações em que o PDO foi disponibilizado após as 21h; (ii) todas as situações que foi disponibilizado após as 23h; e (iii) motivo para o atraso.

É imprescindível que a publicação do PDO seja disponibilizada para todos os agentes do setor elétrico, ao mesmo tempo, não se restringindo apenas aos geradores, pois atualmente os comercializadores só têm acesso ao REPDOE. Esta medida é crucial para garantir transparência e equalizar o acesso às informações operacionais essenciais para o planejamento e a tomada de decisão de todos os participantes do mercado. A inclusão das comercializadoras na publicação do PDO não apenas promoverá maior eficiência e previsibilidade no mercado, mas também contribuirá para um ambiente regulatório mais equitativo e colaborativo.

Regra da previsibilidade

Em relação à regra de previsibilidade disposta no inciso II, do artigo 24, da REN 1.078/24, é importante ressaltar a dificuldade que os agentes possuem de ter acesso aos documentos elencados nas três possibilidades no inciso II de forma isonômica e no momento exato em que foi dada a previsibilidade.

Isso porque alguns órgãos não possuem um processo transparente de divulgação desses documentos e informações, fazendo com que alguns agentes possam ter acesso preferencial às informações, o que contribui para a falta de isonomia.

Nesse aspecto, sugerimos que os documentos e informações enquadradas na regra de previsibilidade do referido artigo 24 sejam primeiramente centralizados no ONS para depois ser dada a previsibilidade não inferior a um mês operativo do PMO, de maneira a garantir isonomia e transparência.

Por fim, como sempre, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos acerca das sugestões apresentadas.

Atenciosamente,

Alexandre Lopes
Vice-Presidente de Energia

Yasmin Martins
Coordenadora de Energia

Danyelle Bemfica
Assessora de Energia

Giovanna Altoé
Trainee

Victor Pereira
Trainee