

Consulta Pública MME nº 158/2023
Otimização da Inflexibilidade Termelétrica
Contribuição da Norte Energia S.A.

Introdução

1. A Norte Energia S.A. ("Norte Energia" ou "NESA"), concessionária de geração de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte, de 26.08.2010, vem, respeitosamente, à presença de V.Sa., apresentar suas contribuições para a [Consulta Pública MME nº 158/2023](#) (CP 158), que trata de diretrizes para a otimização do uso de geração de energia elétrica inflexível proveniente de usinas termelétricas em cenário de excedentes energéticos.
2. A CP 158 tangencia a questão do *curtailment*¹ nas usinas renováveis das fontes hidrelétrica (vertimento turbinável), eólica e solar, problema que deve ser agravado em face da sobreoferta de energia nos próximos anos. Embora não seja a única, a inflexibilidade termelétrica é uma das principais causas do *curtailment*. Nesse sentido, apresentamos sugestões e comentários de aprimoramento regulatório conforme segue.

I. Contribuições

I.1. Externalidades Positivas da Redução da Inflexibilidade

3. A repactuação do risco hidrológico no ACR abrangeu grande parte dos contratos CCEAR, cujos efeitos de cada contrato dependem da opção "P", "SP" ou "SPR" e do nível de risco do GSF selecionado pelo gerador na repactuação. Logo, os consumidores cativos — contraparte dos contratos regulados — arcam com despesas por conta do GSF baixo.
4. Na situação de sobreoferta atual o GSF tem-se realizado abaixo de 100%, i.e., geração inferior à soma de Garantias Físicas do MRE. Em 2023, por exemplo, o GSF é projetado em 89,59% resultando no déficit de 10,41% (parcialmente custeado pelos consumidores cativos). Infelizmente, mesmo com hidrologia favorável para os próximos anos, não se vislumbra a elevação do GSF.
5. A presente Consulta Pública é meritória ao possibilitar redução do *curtailment* das fontes renováveis a partir da redução da inflexibilidade termelétrica. Dessa medida espera-se, portanto, uma mitigação dos vertimentos turbináveis, em que as UHEs poderão produzir mais energia e aumentar o GSF do MRE. Como relatado anteriormente, a redução do déficit do MRE trará impactos positivos para os consumidores cativos por conta da repactuação do risco hidrológico no ACR, externalidade que não deve ser negligenciada no desenho regulatório.
6. Embora não nos debrucemos aqui, avaliação análoga à feita aqui para as hidrelétricas pode ser estendida para fontes eólicas e solares com impactos positivos no que tange aos contratos CCEAR por disponibilidade e contratos por Reserva de Capacidade.
7. Ressaltamos que o benefício do consumidor cativo, preocupação inicial da proposta do MME, relacionado à proposta de redução da inflexibilidade termelétrica não se restringe ao CCEAR por disponibilidade da termelétrica isoladamente mas também outros CCEARs haja vista a redução do *curtailment* e aumento do GSF mencionados.
8. Numa visão ainda mais ampla em busca da solução ótima, a NESA sugere que sejam consideradas externalidades da redução de inflexibilidade com impacto em todos os consumidores e geradores do sistema, neste caso não limitando as usinas com CCEAR.

I.2. Preço Mínimo das Ofertas de Redução da Inflexibilidade

9. Na minuta de Portaria da CP 158, o preço mínimo da oferta de redução da inflexibilidade contratual foi originalmente postulado considerando o custo do combustível associado à inflexibilidade contratual e o PLD mínimo.

¹ Produção de energia disponível, porém, frustrada pela não injeção na rede por motivos alheios ao gerador.

10. Entretanto, considerando as externalidades positivas da seção anterior, sugerimos ampliar a análise do custo-benefício por meio da subtração do custo de oportunidade relativo ao benefício sistêmico esperado com a redução do *curtailment* noutras usinas. Para tanto, sugerimos a seguinte redação:

“Art. 3º

(...)

§ 2º O preço mínimo de que trata o § 1º deverá ser superior ao maior valor entre o custo do combustível associado à inflexibilidade contratual (*Rfcomb*) e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD mínimo *subtraídos do custo de oportunidade*.

...

§ 5º O custo de oportunidade tratado no § 2º será calculado considerando o benefício sistêmico da redução esperada no curtailment noutras usinas.”

I.3. Horizonte de Avaliação

11. Em relação ao horizonte do estudo da sobreoferta no sistema e para o qual as termelétricas poderão se programar para otimizar sua inflexibilidade, a minuta de portaria da CP 158 sugere prazo de “até dois meses” para avaliação da situação de CMO nulo conforme disposto no parágrafo § 4º do art. 3º.

12. Entretanto, a situação de excedentes energéticos (sinalizado com CMO nulo) pode extrapolar o horizonte de dois meses e deveria avaliar também o período úmido haja vista a sazonalidade das bacias hidrográficas. Tem-se na região Norte, em especial, aproveitamentos hidrelétricos com montantes elevados de geração assegurados no período úmido; sendo, portanto, razoável utilizar montantes mínimos de geração hidrelétrica no período úmido para a análise do excesso de oferta no sistema.

13. Nesse sentido, entendemos que o horizonte não deve ser limitado a dois meses, mas abranger o período úmido das bacias hidrográficas conforme estudos realizados pelo ONS. Nesse sentido, sugerimos nova redação conforme segue.

“Art. 3º (...)

§ 4º *Dentre os critérios a serem considerados para a caracterização de cenário de excedentes energéticos, dever-se-á considerar a observação de custo marginal da operação – CMO médio nulo, tanto no presente quanto sua expectativa futura, no horizonte mínimo de até dois meses, limitado ao período úmido das bacias hidrográficas, conforme avaliação do ONS e tratamento a ser estabelecido nos procedimentos operativos.”*

I.4. UTEs Inflexíveis da Lei 14.182

14. A Lei 14.182, de 12.07.2021, obrigou — desconsiderando o papel do planejamento do SEB — a contratação de UTEs com inflexibilidade mínima de 70% (setenta por cento) movidas a gás natural no montante de 8.000 MW, sendo destes 2.500 MW na região Norte. Na regulamentação feita pelo Decreto 11.042, de 12.04.2022, fica expressa a contratação dessas usinas por meio de leilões de reserva de capacidade (Art. 1º, Inciso I).

15. Em relação ao escopo da proposta nesta CP 158, a NT 2/2023/CGME/DPME/SNEE, de 13.11.2023, argumentou, sem apresentar detalhes, que haverá um tratamento específico para UTEs com Contratos de Energia de Reserva (CER) ou de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP), a saber:

“3.23. Vale registrar também que a proposta abarca apenas os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), não abrangendo, portanto, Contratos de Energia de Reserva (CER) ou de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP). Tal escolha se justifica pela inexistência de usinas termelétricas com inflexibilidade contratual associada e que se enquadrem nos termos pretendidos, quais sejam, despacho centralizado e em operação comercial, com exceção dos empreendimentos vencedores do 1º Procedimento de Contratação Simplificado – PCS/2021. Entretanto, para estas usinas, há o endereçamento específico por outras tratativas que visam a otimização de sua geração, estando, portanto, fora do escopo da análise ora pretendida.” (grifos nossos).

16. Entendemos que é possível e oportuna a consideração de tais usinas tão logo entrem em operação comercial e estejam despachadas centralizadamente, até que se discuta o tratamento específico na NT 2/2023/CGME/DPME/SNEE. Nesse sentido, sugerimos nova redação do Art. 2º conforme segue.

“Art. 2º Mediante a caracterização de cenário de excedentes energéticos, conforme disposto no art. 1º, será facultada a redução de entregas de geração inflexível associadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, de Energia de Reserva (CER) ou de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP) referentes a usinas termelétricas enquadradas no disposto no §1º do art. 1º.”

17. Ressaltamos a importância do tratamento às UTEs inflexíveis da Lei 14.182 haja vista a desotimização e o ônus que elas irão provocar ao SEB. Portanto, recomendamos ao Ministério de Minas e Energia prioridade no tratamento da questão.

Brasília, 04 de dezembro de 2023.