

Rio de Janeiro, 21 de novembro de 2018.

Ao Ministério de Minas e Energia

Ref: Consulta Pública nº 061/2018 - Alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, e de Portaria de diretrizes do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva.

Prezados Senhores,

Em atenção à Portaria MME nº 453/2018, que divulgou, para Consulta Pública (i) minuta de Decreto que altera o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, para dispor sobre a contratação de reserva de capacidade e (ii) minuta de Portaria que estabelece as diretrizes para realização do "Leilão para Contratação de Potência associada à Energia de Reserva, denominado Leilão de Potência associada à Energia de Reserva - LPER, de 2019, vimos apresentar a contribuição a seguir.

I – Período de suprimento dos Contratos de Potência associada à Energia de Reserva – CPERs

De início, propõe-se a alteração do período de suprimento de 15 anos, indicado no Art. 2º, §1º da minuta de Portaria, para 25 anos, prazo este previsto nos Leilões de Energia Nova realizados desde o 20º LEN (A-5/2014), até porque que o Art. 2º-A da minuta do Decreto menciona o período de suprimento de 5 a 25 anos.

A alteração amplia o horizonte de amortização do investimento, viabilizando a participação de um número maior de empreendimentos e possibilitando redução do custo final para o consumidor.

II – Fontes dos CPERs

A seção 3.2.4 da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2 indica o que se segue:

(...)

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologia que atendam, dentre outros, requisitos como disponibilidade para operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho.

Neste contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata ao MDI com estas características considera usina termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 2024, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras."

Por sua vez, cabe trazer o item 4.7. da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE que sucede à transcrição da seção 3.2.4 da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2:

“4.7. Importante ressaltar que o estudo elaborado pela EPE prevê uma necessidade de contratação de potência, à qual o arcabouço infra legal vigente não está devidamente desenhado para atender. O modelo previsto por meio da Lei nº 10.848, de 2004, previu a contratação de energia com potência associada. Dessa forma, faz-se necessário o estabelecimento de diretrizes adequadas para que seja possível o atendimento ao requisito de potência, por meio da contratação de energia proveniente de fontes despacháveis e flexíveis, conforme indicado pela EPE.”

No entanto, entendemos que configuração em ciclo combinado possui capacidade de atender às necessidades objeto do LPER, sendo mais eficiente e benéfica ao meio ambiente, sem comprometer o acréscimo de confiabilidade necessário ao sistema, uma vez que é possível a adoção de configuração tal que a operação das unidades a gás (ciclo simples) possa ocorrer de forma independente.

Desta forma, propomos a alteração do Art. 2º, §1º da minuta de Portaria para que seja permitida: (i) a participação de empreendimentos termelétricos a gás natural com operação a ciclo combinado; e/ou (ii) o fechamento de ciclo *a posteriori*, ficando a comercialização da energia correspondente por conta e risco do empreendedor.

III – Início de suprimento dos CPERs dos empreendimentos termelétricos localizados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste

A seção 2.1 da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2 indica o que se segue:

“h) Em adição, tendo como referência os custos de investimento e operação considerados no planejamento, os estudos indicam necessidade de instalação no SIN de cerca de 13.000 MW para atendimento à capacidade de potência, sendo 12.000 MW em usinas flexíveis. Desse total, aproximadamente, 2.400 MW estão sendo indicados para instalação no subsistema Nordeste, 2.700 MW no subsistema Sul e 7.000 MW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.”

Por sua vez, o Relatório 1 da EPE¹ (Análise Técnico-Econômica das Alternativas a respeito da expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo), parte integrante dos documentos do Leilão de Transmissão Leilão nº 4/2018-ANEEL, indicam que as instalações de transmissão do Lote 2² permitirão que *“ocorrendo oferta competitiva, toda a nova geração térmica que está sendo sinalizada possa ser gradativamente conectada ao sistema elétrico e transportada aos centros de consumo.”*

Considerando que o montante do subsistema Sudeste/Centro-Oeste representa cerca de 60% da capacidade total das usinas flexíveis que se pretende contratar no(s) LPER(s) e a expectativa de que o Leilão de Transmissão previsto para ser realizado no dia 20/12/2018 contratará sistema de transmissão que possibilitará o escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, entendemos

¹ EPE-DEE-RE-029_2018-rev1-Expansão do Sistema de Transmissão para Escoamento do Potencial Termelétrico dos Estados do RJ e ES

² E Lote 3

necessária a alteração do início de suprimento do produto Sudeste/Centro-Oeste (Art. 2º, §2º da minuta de Portaria) para compatibilizá-lo com o início de operação instalações de transmissão do Lote 2.

Desta forma, a presente proposta possibilitará a participação de um número maior de empreendimentos termelétricos no certame, beneficiando os agentes de consumo, em nada prejudicando os projetos que já tenham disponibilidade de conexão, eis que o Art. 3º da minuta de Portaria permite a antecipação da entrada em operação comercial destes, desde que os Sistemas de Transmissão associados estejam disponíveis para possibilitar operação comercial do empreendimento na data antecipada, satisfazendo as indicações das Notas Técnicas³ da EPE e ONS integrantes desta CP.

IV – Tratamento contratual para indisponibilidades no início do suprimento dos CPERs

Com relação às indisponibilidades verificadas no início de operação comercial das usinas contratadas, propõe-se a adoção do mesmo tratamento dado aos empreendimentos termelétricos vencedores dos mais recentes Leilões de Energia Nova, o que inclui, além das horas correspondentes ao valor declarado de TEIF, um banco de 1.440 horas adicionais de indisponibilidade forçada durante os três primeiros anos de operação comercial.

Da mesma maneira, para paradas programadas deve haver a possibilidade de declaração do período em que o ONS não poderá despachar a usina.

Agradecemos novamente pela oportunidade de contribuir em favor do aperfeiçoamento dos mecanismos de contratação e colocamo-nos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

Gás Natural Açú - GNA

3 NT nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19 de setembro de 2018 e Plano da Operação Energética 2018/2022 PEN 2018 - Sumário Executivo - RE DPL-REL-0236/2018. Indicam a necessidade de acréscimo de reserva de potência no Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2023.