

Rio de Janeiro, 5 de abril de 2024.

Ao Ministério de Minas e Energia (“MME”)

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 9º andar - Brasília – DF

A/C Excelentíssimo Senhor Ministro Dr. **Alexandre Silveira**

Assunto: Contribuições à Consulta Pública MME nº 160/2024 – Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência (“LRCAP”)

Senhor Ministro,

A NFE Power Brasil Participações SA, pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ sob o nº 22.980.934/0001-70, empresa do grupo **New Fortress Energy**, que desenvolve projetos de geração de energia e gás natural em diversos países, tendo no Brasil mais de 2,2GW de potência termelétricas e dois Terminais de gás Natural Liquefeito (“TGNL”), expressa seus cumprimentos ao Ministério de Minas e Energia pela iniciativa da Consulta Pública nº160/2024 (“CP”), que visa discutir as diretrizes do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2024.

Por meio deste documento, gostaríamos de apresentar nossas contribuições a esse importante tema.

Aproveitamos esta oportunidade para destacar a importância de considerar como princípio fundamental para a definição das diretrizes do leilão o estímulo à oferta, ao mesmo tempo em que se estabelecem devidamente os requisitos de potência do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), a fim de garantir o atendimento à curva de carga da demanda em todos os momentos, inclusive nos períodos de pico e nos horários de menor demanda.

Além disso, dada a distribuição de carga através do SIN, é fundamental que o Leilão de Reserva de Capacidade seja regionalizado para o Produto Potência Termelétrica. Essa regionalização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2024 representa uma abordagem estratégica crucial. Não apenas contribuí para a otimização e redistribuição regionais em termos de infraestrutura energética localizada próxima ao centro de carga do SIN, mas também promove um desenvolvimento socioeconômico equilibrado em todo o Brasil. Além disso, assegura a viabilidade e sustentabilidade do parque térmico existente, especialmente das usinas térmicas a gás.

Feita a contextualização supra, passamos a expor nossas contribuições em relação à CP, segregada por temas:

- **Da robustez na qualificação dos empreendedores**

O processo de habilitação de projetos de geração em leilões é dinâmico e exige aprimoramento constante, especialmente para projetos que utilizam gás natural importado via terminais de regaseificação. As regras atuais, que apesar de rígidas e pertinentes até o leilão de reserva de capacidade de 2021, exigem apenas a comprovação de licenciamento para o terminal e de garantia de fornecimento de Gás Natural Liquefeito (“GNL”), que considerando principalmente as flexibilidades operacionais de um CRCAP, podem não ser suficientes para garantir a viabilidade do projeto. Fato observado com a frustração de alguns projetos que venceram leilões passados contando com a implantação de uma nova infraestrutura de importação de gás que nunca foi adiante, como Rio Grande, Suape e Pecém.

- **Impacto das Mudanças Geopolíticas e de Mercado:**

As mudanças geopolíticas e de mercado de GNL dos últimos anos, intensificadas pela guerra entre Rússia e Ucrânia, demonstram a necessidade de uma análise mais abrangente da logística do GNL, incluindo não apenas o terminal de importação apenas, mas também o suprimento de GNL e disponibilidade e suprimento de embarcações necessária para a operação dos terminais.

- **Proposta de Revisão Detalhada:**

Para habilitar projetos com maior segurança e confiabilidade, sugerimos a inclusão de novos requisitos, que em nossa visão, resultarão em maior robustez ao compromisso referente ao suprimento de gás. Tais sugestões são descritas a seguir:

1. Para novos terminais de Importação de Gás Natural, a exigência de compromisso firme para entrega e entrada em operação de uma *Floating Storage Regasification Unit* (“FSRU”) - unidade de regaseificação:

Prazo: No máximo 12 meses antes da entrada em operação da usina termoeletrica.

Garantias: Contrato irrevogável com estaleiro ou afretador da FSRU e cronograma detalhado de entrega e instalação, com marcos e penalidades por atrasos ou contrato firme com titular da FSRU existente, garantindo a entrega em prazo adequado ao início do comissionamento da usina termoeletrica a ser atendida pelo novo terminal GNL e consequentemente pela FSRU.

Experiência do proponente: Demonstrar experiência comprovada na implementação de projetos similares de regaseificação, com histórico de cumprimento de prazos e orçamentos.

2. Compromisso firme de fornecimento de GNL:

Agente com posição global de GNL: Fornecedor com histórico de fornecimento confiável e capacidade de entrega no longo prazo, comprovada por contratos de longo prazo existentes.

Contrato de longo prazo: Contrato vinculativo com volume mínimo de GNL adequado à necessidade do projeto termelétrico, a ser fornecido durante a vida útil da usina, com mecanismos de indexação para mitigar riscos de mercado e desabastecimento.

3. Robusta documentação comprovando:

Disponibilidade de licenciamento e autorização adequados: Licenças ambiental e de instalação para o terminal de regaseificação, com cronograma detalhado para obtenção das licenças e autorizações pendentes.

Construção da infraestrutura do terminal: Evidências de que a construção do terminal será concluída no prazo previsto, com acompanhamento periódico por parte do órgão regulador.

- **Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”)**

A minuta de portaria disponibilizada no âmbito da CP estabelece em seu artigo 8º, § 5º a obrigação de apresentação, pelo empreendedor, do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou Contrato de uso do Sistema de Distribuição – CUSD em até 75 (setenta e cinco) dias antes do certame para que possa ser habilitado.

Para novas usinas não se mostra razoável a celebração de contrato de uso da rede antes do certame, uma vez que tais contratos preveem uma série de obrigações, inclusive financeiras, ao gerador que só podem ser assumidas uma vez que empreendimento se sagre vencedor no leilão.

- **Despacho**

O artigo 5º, §2º da minuta da Portaria prevê que fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida

Propõe-se uma alocação equilibrada de riscos relativos à incerteza de despacho entre os geradores e o ONS, cabendo ao gerador cumprir com o despacho programado e com eventuais ajustes em tempo real, e ao ONS, minimizar divergências entre a programação de despacho para o dia seguinte e o tempo real.

Isto porque, em relação ao despacho previsto na programação para o dia seguinte, o agente gerador tem condições de gerenciar o risco de incerteza de despacho programado, visto que tem tempo suficiente para preparar a usina e o suprimento de combustível para o dia seguinte.

Entretanto, a capacidade de lidar com divergências significativas da operação intradiária comparada à programação no dia anterior é limitada para o gerador. Tendo em vista que os incentivos para maximizar a precisão da programação para o dia seguinte devem ser alocados ao ONS, entende-se que responsabilidade sobre indisponibilidade em casos de divergência entre o despacho programado para o dia seguinte e o intradiário deva ser do Operador não cabendo neste caso a penalidade prevista ao gerador no Art. 5º, §3º, I.

Outrossim, no que concerne ao eventual despacho em tempo real, crucial ressaltar a necessidade de coordenação entre diversos atores, incluindo agente operador das termelétricas, nos fornecedores de gás, transportadoras e distribuidoras.

Dada a toda uma complexidade envolvida no alinhamento entre o horário para programação do despacho da usina termelétrica a gás natural e os horários referentes a toda a cadeia do Gás Natural, torna-se fundamental estabelecer, no processo de programação diária para o dia seguinte, conduzido pelo ONS, um período mínimo de antecedência em relação às usinas que serão despachadas. Esta determinação do horário de encerramento da programação para o dia seguinte deve ser feita de maneira a integrar toda a logística envolvida para efeitos de nomeação do combustível na cadeia do setor de gás natural, incluindo nomeação do transporte de gás, alinhando-se com as características da programação do despacho termelétrico definidas pelo setor elétrico.

Portanto, a fim de garantir a harmonização e a convergência entre os setores elétrico e de gás natural, é proposto que o horário de encerramento do processo de programação da operação diária conduzido pelo ONS para o dia seguinte seja disponibilizado aos agentes até, no máximo, às 16h00.

- **Penalidades**

- Redução da Receita Fixa

A minuta de Portaria estabelece a aplicação de diversas penalidades. Entre elas, destaca-se aquela prevista no artigo 5º, §3º, I, a qual tem o potencial de reduzir em até 50% a receita fixa mensal do empreendimento após apenas 10 horas de operação aquém do compromisso estipulado. A imposição de uma penalidade tão severa pode colocar em risco a viabilidade, financiabilidade e continuidade das operações do empreendimento, inclusive prejudicando os investimentos em medidas para prevenir a recorrência de falhas. Nesse sentido, sugere-se a retirada dessa penalidade, considerando a existência de outras sanções já previstas.

Contudo, caso o Ministério de Minas e Energia decida pela manutenção dessa penalidade, sugere-se que a mesma seja limitada a 5% (cinco por cento) da Receita Fixa mensal, o que já representa um percentual relevante, penalizando os empreendimentos, no entanto, não impactando de forma ampla e definitiva a viabilidade e continuidade das operações dos mesmos.

É relevante observar que o artigo 12, §6º, prevê que outras penalidades podem ser estabelecidas pela ANEEL, inclusive pelo não cumprimento dos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP, conforme previsto no inciso III. É fundamental evitar a sobreposição de penalidades, ou seja, a aplicação de multas ou sanções que tenham a mesma causa, como por exemplo, a indisponibilidade da UG em determinado horário (que já está prevista no art. 5º, § 3º, I). A penalidade aplicada não pode ser a mesma, independentemente do volume não entregue, para o mesmo fato gerador. Estaríamos diante de um cenário de bis in idem.

Ressalta-se que todas as penalidades serão precificadas pelos agentes e, se mantidas em níveis tão elevados, poderão reduzir a competitividade do certame e aumentar o valor do ERCAP cobrado dos consumidores, indo de encontro ao princípio da modicidade tarifária, um dos fundamentos governamentais.

- Indisponibilidades

O artigo 12, §4º, I e II da minuta de Portaria estabelece as seguintes disposições: (i) o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da TEIF; (ii) as indisponibilidades programadas do empreendimento devem ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel.

No que diz respeito ao primeiro ponto, é de suma importância destacar que, em um contrato de 15 (quinze) anos, com 100% de flexibilidade e paradas e partidas, é inevitável que eventualmente ocorram indisponibilidades forçadas. É por esse motivo que a regulação prevê uma margem para tais eventos. Dessa forma, não parece razoável penalizar o empreendedor caso a usina fique indisponível dentro dos parâmetros previamente declarados. Tal rigidez poderá resultar em uma receita fixa mais elevada a ser exigida pelos geradores, e conseqüentemente, em um encargo mais elevado para o consumidor.

Além disso, se não houver exclusão do TEIF para a apuração das penalidades, o incentivo regulatório dado aos agentes é de que declarem valores de TEIF artificialmente baixos, o que não é desejado para fins de planejamento da operação.

Em relação às indisponibilidades programadas, entendemos que devem ser levadas em consideração as recomendações e periodicidades indicadas pelos fabricantes, o que é uma prática universal, para a devida manutenção da integridade dos equipamentos e conseqüentemente da segurança do SIN.

- **Precificação da Energia durante o *Unit Commitment***

O artigo 12, §5º da minuta de Portaria estabelece que os empreendimentos não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por *Unit Commitment*, sendo a geração associada ao *Unit Commitment* valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Nosso entendimento é de que, em cenário de geração a energia gerada nas curvas de *ramp-up*, *ramp-down*, *T-on* não seriam precificadas ao Custo Variável Unitário (“CVU”), para a geração nos períodos superiores ao tempo indicado na nominação pelo ONS, dessa forma, sendo precificada apenas a PLD.

Tal regra resulta em um elevado risco de descasamento de fluxo de caixa operacional para os empreendimentos, uma vez que em cenário de PLD inferior ao CVU declarado, resultaria em fluxo de caixa negativo para o empreendimento, uma vez que o custo variável de geração poderá ser superior à receita variável de geração.

Inicialmente, os empreendimentos já carregam em sua estrutura, perda de eficiência de geração durante o *ramp-up* e *ramp-down* das unidades geradoras, uma vez que é uma característica técnica de turbinas ou motores, quando operam em regime de carga parcial. Essa redução de eficiência, e conseqüente aumento do consumo de gás e conseqüentemente, aumento do custo de combustível, já resulta em um impacto negativo durante a ativação e desativação dos empreendimentos, resultando em custo variável de geração superior ao declarados.

No entanto, mesmo não sendo um cenário ideal, a diferença entre o custo variável de geração durante a partida e parada e o CVU declarado, é de certa forma gerenciável dentro do fluxo de caixa dos empreendimentos. Por outro lado, em cenário de precificação da energia à PLD gerada durante o *Unit Commitment*, pode resultar em cenários de descasamento de fluxo de caixa drásticos para os empreendimentos. Dessa forma, sugerimos a alteração da precificação da energia reflita o CVU declarado para todo o período de atendimento do Unit Commitment.

- **Regionalização para o Produto Potência**

Entre as responsabilidades do Ministério de Minas e Energia, está a importante tarefa de garantir a segurança energética para o país, passando pelo fomento de desenvolvimento de novas infraestruturas energéticas, bem como a definição da melhor localização para que tais infraestruturas atendam as necessidades do país.

Dessa forma, dada a dinâmica existente do sistema elétrico, atenta-se que o centro de carga elétrico está localizado na circunscrição da região Sudeste e região Sul do País. Essa concentração da necessidade de carga do sistema elétrico Nacional, sofre ainda um agravamento dada as dimensões continentais do país, podendo ocorrer restrições elétricas de escoamento de energia para fontes de geração afastadas do centro de carga. Dessa forma, entendemos que um melhor atendimento à necessidade de potência do sistema elétrico, resultaria da implementação de tais projetos com disponibilidade de potência, nas proximidades das regiões de maior carga.

A regionalização do Leilão de Reserva de Capacidade seria uma medida estratégica para equilibrar as disparidades regionais em infraestrutura elétrica, aproximando a disponibilidade de potência e geração, ao centro de carga do consumo de energia.

A divisão regional do leilão é essencial para evitar desequilíbrios na estrutura atual de transporte de gás. A contratação de usinas termelétricas a gás, sejam elas novas ou já existentes, especialmente nas redes da TBG e da NTS, é crucial para garantir a receita das empresas de transporte. Isso evita um aumento insustentável das tarifas de transporte para os demais usuários ligados à rede. Destaca-se a importância da expansão ou renovação de contratos de usinas nas regiões SE/CO e S, que são vitais para a preservação de um mercado de gás natural competitivo nessas áreas. A falta de uma política de regionalização no leilão e a concentração de contratações nas redes da TBG e da NTS podem prejudicar significativamente a competitividade do gás natural nessas partes do país.

Dessa forma, sugerimos que seja analisada a implementada já no referido leilão, de um mecanismo de regionalização de parte da demanda estipulada para o leilão, de forma que resulte em uma maior otimização do sistema elétrico, aproximando dessa forma, a necessidade de potência com a disponibilidade de potência. Com isso, concluímos nossa apresentação, reiterando nosso apreço e respeito.

NFE Power Brasil Participações S/A

Leandro Cunha