



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 3/2018/AEREG/SE

PROCESSO Nº 48360.000301/2018-16

INTERESSADO: SECRETARIA EXECUTIVA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

1. ASSUNTO

1.1. Proposta de submissão à Consulta Pública de:

- i. minuta de alteração do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008; e
- ii. minuta de Portaria de diretrizes para realização de Leilão para Contratação de Potência associada à Energia de Reserva.

2. REFERÊNCIAS

- 2.1. Listas de presença e notas de reuniões da CELEE de 26 de julho de 2018 e 1º de agosto de 2018 (SEI nº 0212550, 0212572.0212558, 0212561, 0212567, 0212545 e 0212547)
- 2.2. Plano da Operação Energética 2018/2022- PEN 2018: Sumário Executivo (SEI nº 0222475)
- 2.3. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19 de setembro de 2018 (SEI nº 0222462), encaminhada por meio do Ofício nº 946/2018/DEE/EPE, de 8 de outubro de 2018 (SEI nº 0222473)
- 2.4. E-mail CCEE, de 8 de outubro de 2018, relativos aos dados para simulação - UTEs Óleo e Gás - ICB real (SEI nº 0222489)
- 2.5. Informe Técnico EPE-DEE-IT-084/2018-r1, de 11 de outubro de 2018 (SEI nº 0222416), encaminhado por meio do Ofício nº 0971/2018/DEE/EPE, de 17 de outubro de 2018 (SEI nº 0222413)
- 2.6. Ofício nº 0975/2018/PR/EPE, de 19 de outubro de 2018 (SEI nº 0222744)

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. Em reuniões realizadas no âmbito da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica - CELEE, instituída por meio da Portaria MME nº 51, de 7 de fevereiro de 2006, foi apresentado estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com as seguintes recomendações, que constam da seção 2.2 da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19 de setembro de 2018 (g.n.):

"a. Implantar e se possível antecipar os reforços de transmissão planejados de forma a garantir a ampliação dos limites de recebimento pelo subsistema Nordeste.

b. Considerar, para a expansão do SIN, os requisitos de capacidade sinalizados nos estudos de planejamento.

c. Desenvolver os estudos necessários à definição do arranjo mais adequado para a contratação aqui sugerida, considerando as características e o papel a ser desempenhado pela geração térmica indicada."

3.2. O objetivo desta Nota Técnica é subsidiar a instauração de Consulta Pública cujo objeto é um arranjo que permita a contratação sugerida pela EPE.

4. ANÁLISE**DA NECESSIDADE DE CAPACIDADE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

4.1. Em reunião da CELEE, realizada em 26 de julho de 2018, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE apresentou a versão inicial do estudo que aponta a necessidade de contratação de capacidade no Sistema Interligado Nacional - SIN, para o atendimento dos requisitos de potência

indicados no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026, considerando a contratação recente realizada no Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018, realizado em 31 de agosto de 2018, nos termos da Portaria MME nº 121, de 4 de abril de 2018.

4.2. Inicialmente, cumpre-nos destacar que, além dos excertos que destacaremos na sequência, uma série de considerações técnicas que dizem respeito ao planejamento do setor foram tecidas pela EPE, nos termos da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19 de setembro de 2018, a ser disponibilizada em conjunto com a minuta de Decreto para Consulta Pública.

4.3. A seguir são reproduzidas as principais questões apontadas pela EPE afetas à necessidade de capacidade/potência do SIN.

4.4. Dentre as conclusões entabuladas pela EPE na seção 2.1 da referida Nota Técnica, que se coaduna com a real necessidade de implantação de potência, ressalta-se aquela apontada a seguir (p. 10):

"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 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste."

4.5. Ademais, no âmbito de suas recomendações (seção 2.2), a EPE reforça a necessidade apontada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, devidamente orientada pelo princípio da modicidade tarifária, e realça que, apesar das contratações realizadas por meio de leilões de energia nova já estarem, em alguma medida, provendo potência ao SIN, o planejamento da expansão poderá não ser atendido nesse importante requisito, recomendando a implementação de mecanismo para contratação de potência (p. 11, g.n.):

"c. Desenvolver os estudos necessários à definição do arranjo mais adequado para a contratação aqui sugerida, considerando as características e o papel a ser desempenhado pela geração térmica indicada.

Destaca-se que a CCEE se manifestou favorável à substituição de térmicas com CVU elevado, na casa de R\$ 800,00/MWh, por usinas com CVU teto de R\$ 250,00/MWh, considerando que a substituição colabora para a modicidade tarifária.

Adicionalmente, considerando seus estudos de balanço energético das distribuidoras, a CCEE sinaliza ainda necessidade de contratação a partir de 2022, indicando que, neste caso, a contratação poderia feita por meio de leilões de energia nova.

Entretanto, a necessidade de contratação de energia indicada pelas distribuidoras pode não cobrir a necessidade de potência apontada nos estudos de planejamento da expansão, pelo que fica evidenciada a oportunidade e a conveniência de se avançar na formatação de mecanismo competitivo adequado para a contratação da necessidade indicada nos estudos da EPE."

4.6. Nesse ínterim, após descrever as ferramentas utilizadas para realização do planejamento, a demanda a ser atendida e a evolução de oferta de energia do SIN, a EPE aponta na seção 3.2.4 da Nota Técnica que (p. 20, g.n.):

"[...] os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias 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.

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

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.

4.8. Não obstante, caso a referida contratação seja efetivada para o atendimento de necessidades sistêmicas via Leilões de Energia Nova ou de Energia Existente, a remuneração dos contratos provenientes desta contratação seria tão somente via consumidores regulados, atendidos pelos agentes de distribuição, visto que a contratação ocorreria no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

4.9. Ainda que seja possível alterar o Decreto nº 5.163, de 2004, para conferir maior segurança jurídica a um arranjo contratual que atenda à recomendação da EPE, o resultado seria imputar ao ACR um custo de implantação e operação de usinas que beneficiam os agentes de consumo como um todo, tanto os consumidores regulados quanto aqueles de maior porte, que participam do Ambiente de Contratação Livre - ACL.

4.10. Convém salientar também que, por meio de Informe Técnico nº EPE-DEE-IT-084/2018, de 24 de setembro de 2018, a EPE apresentou "*Avaliação sobre Competitividade de Empreendimentos Termelétricos no Subsistema Nordeste considerando o ICB*". A despeito de premissas e ressalvas, a EPE conclui que (g.n.):

"Observa-se que, a partir das premissas consideradas no presente estudo, as usinas a gás natural com menores CVU, mais eficientes, apresentam mais competitividade considerando a métrica do ICB, para qualquer das três hipóteses de duração do prazo contratual.

Também pode-se concluir que a alternativa de conversão de óleo/diesel para gás natural, quando factível tecnicamente, resulta em um índice de competitividade semelhante à alternativa de um novo empreendimento a gás natural em ciclo aberto.

Na maioria dos casos analisados as usinas a óleo diesel e combustível, especialmente as que tenham necessidade de algum nível de investimento em retrofit, são menos competitivas que as usinas de gás natural, inclusive em ciclo aberto (exceções para cenários com prazo contratual de 5 anos, com nenhum retrofit).

É importante destacar que os valores resultantes de ICB neste estudo resultam das premissas e simulações realizadas. Há que se considerar a assimetria de informações, sobretudo acerca dos custos e critérios de assunção de riscos de cada empreendedor. Assim, a competitividade efetiva dos projetos deverá ser revelada na competição do leilão, para o qual os empreendedores poderão desenvolver soluções mais adequadas.

Ressalta-se que a ferramenta utilizada para cálculo da estimativa da garantia física considera uma aproximação da metodologia estabelecida na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016 e, por este mesmo motivo, os valores aqui considerados podem resultar em valores distintos daqueles que seriam obtidos com o efetivo procedimento de cálculo de garantia física que, por sua vez, demandaria diversas simulações computacionais com o modelo NEWAVE requerendo um prazo maior para avaliação."

4.11. Já a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, atendendo a solicitação do Ministério de Minas e Energia, enviou por e-mail, de 8 de outubro de 2018 (SEI nº 0222489), levantamento contendo o Índice de Custo Benefício - ICB realizado no período de 2015 a 2018, para diversas fontes contratadas na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. A partir da análise dos dados encaminhados, observa-se um custo mais elevado das UTE a óleo em relação às UTE a gás natural para o período considerado, **de cerca de 50%**. Mesmo ao se considerar a abertura por submercado, as usinas a óleo ainda apresentam custo de 30% a 50% mais elevados que aquelas à gás natural.



Gráfico 1 - ICB realizado dos CCEARs por Disponibilidade

Fonte: CCEE

4.12. Ou seja, nos documentos supracitados indica-se: (i) a necessidade de contratação de potência no SIN, exceto para o submercado Norte; e (ii) a conveniência de contratação de UTE a gás natural em ciclo aberto, para o atendimento ao requisito de potência.

4.13. Ocorre que, para que se possa efetivar a contratação de potência em regiões geo-elétricas específicas do SIN, para o atendimento à necessidade apontada, é necessária adequação do Decreto nº 6.353, de 2008.

DA CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA ASSOCIADA À ENERGIA DE RESERVA

4.14. Inicialmente, importa retomar o que foi proposto no Congresso Nacional quando da tramitação da Medida Provisória nº 351, 23 de janeiro de 2007, que criou o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI, dentre outras providências. Quando da tramitação da MP nº 351, de 2007, que foi convertida na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, o relator justificou a inclusão do art. 3º-A na Lei nº 10.848, de 2004, nos seguintes termos, conforme consta do Parecer do relator da matéria:

"O art. 23 do Projeto de Lei de Conversão, por seu turno, traz uma proposta de alteração da Lei nº 10.848, de 2004, que instituiu o novo modelo do setor elétrico. O art. 3º da sobredita lei permite a contratação de reserva de capacidade, com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil. Porém, a redação atual da reserva de capacidade pressupõe que o pagamento pela contratação será de responsabilidade dos compradores da energia no ambiente regulado, não incluindo os consumidores livres e autoprodutores, os quais também serão beneficiados pela reserva de capacidade.

Isso é muito Importante, Sr. Presidente, porque, muitas vezes, somente os consumidores cativos, especialmente os domiciliares, pagam por essa reserva técnica. Agora estamos ampliando esse ponto.

Complementando o disposto no art. 3º da referida lei, nossa proposta inclui entre os pagadores da contratação os consumidores livres, os consumidores de fontes alternativas e os autoprodutores, apenas na parcela decorrente da interligação ao sistema. Dessa maneira, todos os usuários do Sistema Interligado Nacional que serão beneficiados com a contratação de reserva também arcarão com os custos dessa contratação."

4.15. Quando da regulamentação do art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, inserido por meio da Lei nº 11.488, de 2007, a decisão foi por criar o conceito de energia de reserva, ao invés de lidar com a reserva de capacidade *strictu sensu*, visto que buscava se enfrentar um déficit de lastro físico frente ao lastro contratual em termos de certificados de energia assegurada / garantia física das usinas outorgadas, em operação ou em construção. Uma vez que o art. 21, § 5º, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, prevê limites de alteração da garantia física das usinas hidrelétricas quando de sua revisão ordinária, quer a cada ciclo de revisão, quer ao longo da concessão como um todo, decidiu-se por contratar energia de reserva para preencher tal lacuna, de forma a preservar os direitos de comercialização dos geradores hidrelétricos.

4.16. É o que se depreende da EM nº 00002/MME, de 16 de janeiro de 2018 (SEI nº 0222610), de submissão do Decreto nº 6.353, de 2008, conforme consta dos itens 6 e 7, reproduzidos a seguir:

"6. A contratação da energia de reserva deverá trazer os seguintes benefícios ao setor elétrico e à sociedade, de modo geral:

a) natureza sistêmica, ao ampliar os níveis de segurança atualmente verificados em relação ao suprimento de energia elétrica, acrescentando volumes de garantia física ao sistema elétrico, ressaltando-se que a contratação deve ser de longo prazo, limitado a trinta e cinco anos

b) permitir maior flexibilidade ao Operador Nacional do Sistema - ONS, o qual poderá considerar em seus modelos de despacho da geração a energia contratada como reserva, com impactos na formação do custo marginal de operação;

c) de natureza comercial, como reflexo do benefício operacional acima indicado, tendo em vista que o menor custo marginal de operação tende a ser refletido em menores preços de liquidação de diferenças do mercado de curto prazo (mercado spot). além de possibilitar melhor gestão dos agentes quanto aos seus riscos comerciais e financeiros.

7. A segurança comercial do mercado de energia elétrica, também almejada pela contratação da energia de reserva, é essencial em razão da sinalização para a realização de novos investimentos e para a ampliação da capacidade produtiva, para o que é necessário um ambiente equilibrado e de maior previsibilidade."

4.17. Nos termos do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2018, foram realizados com êxito nove leilões de energia de reserva, com a contratação de mais de 300 usinas de fontes renováveis, termelétricas a biomassa, eólica, solar e hidrelétricas de pequeno porte, agregando ao SIN cerca de 10 GW de capacidade instalada. Ocorre que esse modelo exitoso de contratação que viabilizou a inserção das fontes renováveis na matriz elétrica, em especial a eólica e, mais recentemente, a solar, trata de adequar a garantia de suprimento (*resource adequacy*) em termos de lastro de energia. Ou seja, na ausência de ferramentas que permitissem a revisão do lastro de garantia física (certificados), o Poder Concedente dotou o SIN de lastro físico por meio da contratação de energia de reserva.

4.18. Por outro lado, o que a EPE recomenda é contratação de potência, ou seja, de reserva de capacidade, conforme previsto no art. 3º, parágrafo 3º, da Lei nº 10.848, de 2004, ou seja, da reserva de capacidade *strictu sensu*, compreendida no contexto potência associada à energia de reserva, diante de sua inerente indissociabilidade, à luz do arcabouço vigente.

4.19. Aqui, importa ressaltar, propõe-se regulamentação da legislação vigente. Ocorre que a solução estrutural para a dissociação entre lastro e energia, espera-se, será concluída quando da tramitação do Projeto de Lei 1.917, de 2015, que incorpora no relatório em análise no Congresso Nacional a conclusão da Consulta Pública nº 33, de 2017, quanto a este e outros aspectos.

4.20. Ou seja, diante da ausência de legislação que permita operar a separação entre lastro e energia, busca-se um desenho de arranjo contratual que permita a contratação de potência associada à energia de reserva, provendo um serviço ao SIN a ser pago pelo conjunto de agentes de consumo do SIN.

4.21. Dessa forma, propõe-se a alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, para introduzir o Contrato de Potência associada à Energia de Reserva - CPER e permitir a contratação de potência associada à energia de reserva, por região geo-elétrica, quando cabível.

4.22. Mantém-se a mesma estrutura relativa à Conta de Energia de Reserva - CONER, ao Contrato de Uso de Energia de Reserva - CONUER e demais instrumentos da regulamentação em tela. Além disso, mantém-se a mesma estrutura de competências, definição de necessidade (demanda) de potência pelo Ministério de Minas e Energia a partir de estudos da EPE, realização dos leilões e regulação da matéria pela ANEEL, administração da CONER pela CCEE que também atua como compradora nos contratos, em nome dos usuários de energia de reserva.

4.23. Por fim, mantém-se inalterada a alocação do recolhimento do Encargo de Energia de Reserva - EER, e propõe-se adequação da redação do inciso V do caput do art. 5º com a correta remissão ao art. 1º, § 5º.

4.24. Importa ressaltar que consultada quanto a eventuais aprimoramentos ao regulamento em comento a CCEE se manifestou contrária ao arranjo.

DAS DIRETRIZES PARA REALIZAÇÃO DO LEILÃO

4.25. Nos termos do art. 3º §3º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, o Poder concedente deve homologar a quantidade de energia elétrica para atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, podendo definir a reserva de capacidade de geração a ser contratada e que os custos decorrentes deverão ser rateados entre todos os usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme segue:

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.

§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.

Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os

consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação.

4.26. O Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, conforme as alterações conferidas por meio da minuta de Decreto também submetida à Consulta Pública (SEI nº 0222382), estabelece que potência associada à energia de reserva a contratação para atender necessidade de potência, denominada reserva de capacidade, nos termos do art. 3º, § 3º da Lei nº 10.848, de 2004.

4.27. Ainda de acordo com o referido diploma legal, cabe ao Ministério de Minas e Energia – MME estabelecer as diretrizes para os leilões de contratação de potência associada à energia de reserva, inclusive o objeto de contratação, que abarca a possibilidade de leilões por fonte energética específica.

4.28. Conforme já exposto, a EPE apontou a necessidade específica por capacidade do SIN, conforme justificativas apresentadas por meio da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, e documentação correlata citadas.

4.29. Neste sentido, após reuniões técnicas com entidades do setor elétrico propõe-se submissão à Consulta Pública 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, a ser realizado no primeiro quadrimestre de 2019, com objetivo de aumentar a segurança energética do SIN.

4.30. Ressalta-se a possibilidade, por meio da alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, cuja minuta submetida à Consulta Pública, a realização de leilões específicos por regiões geo-elétricas

Art. 6º Para a realização dos leilões referidos no art. 1º, o Ministério de Minas e Energia definirá o montante total de Energia de Reserva a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia definirá o montante total de potência associada à Energia de Reserva a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

§ 2º **Poderão ser segmentados por região geo-elétrica os montantes de energia de reserva e de potência associada à energia de reserva, com base em estudos da EPE.**

4.31. Logo, pretende-se negociar Contratos de Potência associada à Energia de Reserva – CPER, na modalidade por disponibilidade, com duração de quinze anos, para três produtos distintos, cujo prazo de suprimento foi recomendado por meio do Ofício nº 0975/2018/PR/EPE, de 19 de outubro de 2018 (SEI nº 0222744):

- i. Produto Sudeste/Centro-Oeste, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2023;
- ii. Produto Sul, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2024; e
- iii. Produto Nordeste, com início de suprimento de energia elétrica em 1º de janeiro de 2024.

4.32. Segundo a EPE, por meio da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, faz-se necessária a contratação de tecnologias que tenham, dentre outras características, disponibilidade para despachar energia sempre que solicitado pelo ONS, ou seja, usinas totalmente flexíveis e que possuam baixo custo de instalação e de operação. É ainda sugerido pela EPE que existe predominância na opção por usinas termelétricas flexíveis em ciclo aberto.

[...] os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias 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.

Nesse contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata fornecida ao MDI com estas características considera usinas termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 20247, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras. A decisão do modelo pode ser vista na Tabela 4, onde percebe-se que a opção por usinas termelétricas flexíveis em ciclo aberto é predominante, complementada no fim do horizonte por outras tecnologias que ofereçam armazenamento de curta duração.

4.33. Ademais, por meio de Informe Técnico nº EPE-DEE-IT-084/2018-r2, de 11 de outubro de 2018, a EPE apresentou "Avaliação sobre Competitividade de Empreendimentos Termelétricos no Subsistema Nordeste considerando o ICB". A despeito de premissas e ressalvas, conforme já destacado, a EPE conclui que (g.n.):

"Observa-se que, a partir das premissas consideradas no presente estudo, as usinas a gás natural com menores CVU, mais eficientes, apresentam mais competitividade considerando a métrica do ICB, para qualquer das três hipóteses de duração do prazo contratual.

Também pode-se concluir que a alternativa de conversão de óleo/diesel para gás natural, quando factível tecnicamente, resulta em um índice de competitividade semelhante à alternativa de um novo empreendimento a gás natural em ciclo aberto.

Na maioria dos casos analisados as usinas a óleo diesel e combustível, especialmente as que tenham necessidade de algum nível de investimento em retrofit, são menos competitivas que as usinas de gás natural, inclusive em ciclo aberto (exceções para cenários com prazo contratual de 5 anos, com nenhum retrofit).

4.34. Retoma-se o levantamento do histórico de Índice de Custo Benefício - ICB realizado, no qual consta que o custo do ICB realizado para as usinas termelétricas a óleo diesel é bastante superior ao das demais fontes contratadas na modalidade por disponibilidade, bem como as indicações já apontadas, de (i) necessidade de contratação de potência no SIN, exceto no submercado Norte; e (ii) a conveniência de contratação de UTE a gás natural.

4.35. Neste sentido, propõe-se ainda que o objeto de contratação do certame seja a Potência associada à Energia de Reserva proveniente de novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural em ciclo aberto, nos termos do art. 2º, § 6º, e do art. 3º, § 3º, da Lei nº 10.848, de 2004, bem como aquelas de que trata o seu art. 2º, § 7º-A, já autorizadas mas que não tenham entrado em operação comercial.

4.36. Como praxe na contratação de reserva de capacidade, o vendedor que se sagrar vencedor e que não tenha comercializado a totalidade da garantia física de seu empreendimento no certame, deve se comprometer a não comercializar o restante da energia elétrica.

4.37. Os vendedores que se se sagrarem vencedores no certame farão jus à receita de venda após a entrada em operação comercial da usina, que será composta pela Receita Fixa - RF atualizada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo- IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE terá como base de referência o mês de realização do Leilão, bem como pela Parcela Variável - PV, calculada pela energia gerada e valorada ao Custo Variável Unitário - CVU. A definição da Receita Fixa - será de responsabilidade do vendedor, devendo abranger os custos previstos em edital.

4.38. O CPER deverá prever que o não atendimento ao despacho centralizado no montante definido pelo ONS ensejará a obrigação de pagamento de penalidade à Conta de Energia de Reserva – CONER pelo vendedor, a ser estabelecida pela ANEEL.

4.39. A minuta também possibilita a antecipação da entrada em operação comercial dos empreendimentos, desde que os Sistemas de Transmissão associados estejam disponíveis para operação comercial na data antecipada.

4.40. Ainda, quando solicitado pelo ONS o despacho centralizado da Potência associada à Energia de Reserva, a energia gerada será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo, em favor da CONER, considerando-se o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do Submercado onde se localiza o empreendimento de geração, sendo ainda o Ponto de Entrega da energia o centro de gravidade do submergido de conexão e o empreendedor, o responsável pelos tributos, tarifas e Encargos de Conexão e Usos do Sistema de Transmissão.

4.41. A diretriz proposta define que deverá constar da Sistemática do Leilão que deverão ser contratados lotes de energia suficientes para atender à necessidade de Potência associada à Energia de Reserva, estabelecida nos termos do art. 6º do Decreto nº 6.353, de 2008.

4.42. Para o Cadastramento e a Habilitação Técnica de projetos junto à EPE, oportunamente serão estabelecidos os prazos para que os empreendedores encaminhem a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia -AEGE, e demais documentos, conforme instruções a serem disponibilizadas na internet, no sítio da EPE, bem como a documentação referida na Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016.

4.43. Dentre os requisitos para Habilitação Técnica destaca-se que não se habilitarão empreendimentos que possuam CVU superior ao valor expresso em Reais por Megawatt-hora, a ser definido pela EPE, que tenham inflexibilidade operativa anual superior a zero e que não estejam localizados nos submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, conforme indicações realizadas pela EPE, por meio da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2.

4.44. Dos aprimoramentos decorrentes das recomendações do SC8 do Gás para Crescer, previsto na Resolução CNPE nº 10, de 2016, foi mantida a diretriz referente aos prazos de contratos de gás com horizontes rolante, já realizados nos Leilões de Energia Nova de 2017 e 2018. Tal diretriz tem o “intuito de reduzir o horizonte de comprovação da disponibilidade de gás natural, por meio de contratos de suprimento (*Gas Supply Agreement* - GSA), como forma de tentar ampliar o número de agentes em condições de ofertar o combustível para novos projetos termelétricos”.

4.45. Assim, a minuta de Portaria estabelece que os empreendimentos termelétricos a gás natural devem comprovar disponibilidade de combustível para a operação contínua com comprovação inicial de dez anos e renovação a ser realizada junto à ANEEL, com antecedência de cinco anos antes do término do último período de disponibilidade de combustível comprovado. As renovações não ensejam revisão das cláusulas econômicas do CPER. Caso não seja comprovada a disponibilidade para o período remanescente, o CPER será rescindido após o término do último ano do contrato de combustível em vigência.

4.46. O certame deverá considerar, ainda, para fins de classificação dos lances a Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional - SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria MME nº 444, de 2016, propondo ainda, a dispensa de apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente para o acesso à Rede Básica ou às Demais Instalações de Transmissão - DIT.

4.47. Adicionalmente, observando-se o disposto no art. 17 da Portaria MME nº 132, de 25 de abril de 2013, propõe-se permitir alterações de características técnicas de projetos que tenham sido habilitados tecnicamente pela EPE. No entanto, não se permite a redução da capacidade instalada da usina, a modificação da quantidade de lotes negociados no certame e a alteração de combustível, e alteração de submercado, de forma a preservar as características técnicas do projeto e as condições de competitividade do certame.

4.48. Deverão ainda, ser considerados artigos 11, 12, 13, 14, 15 e 17 da Portaria MME nº 132, de 2013, que representam regras gerais para a realização dos leilões de reserva de capacidade, referentes às garantias exigidas (de participação e de Fiel Cumprimento) e requisitos mínimos de qualificação. Aqui cabe ressaltar a necessidade de adequação da Portaria MME nº 132, de 2013 para prever que tais requisitos sejam contemplados pelo CPER.

DA CONSULTA PÚBLICA

4.49. Propõe-se a abertura de Consulta Pública, por prazo não inferior a dez dias, para receber contribuições com relação aos atos em comento, minuta de Decreto e de Portaria de diretrizes para realização de leilão que possibilite a contratação de Potência associada à Energia de Reserva.

4.50. Não obstante, ainda que, a priori, não haja óbice do ponto de vista técnico para o arranjo proposto, algumas questões podem ser levantadas no sentido de orientar, de forma mais conceitual, a Consulta Pública, sem necessariamente se ater aos atos propostos, conforme segue.

QUESTÕES CONCEITUAIS ACERCA DO ARRANJO CONTRATUAL

I. DA NECESSIDADE DE POTÊNCIA NO SIN

I.1. Aprimoramento da premissa relativa à necessidade de contratação de potência no SIN

I.1.a. Objetivo: Analisar a necessidade efetiva de contratação de potência no SIN, por submercado.

I.1.b. Considerando o que consta da Nota Técnica EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19 de setembro de 2018, disponível no Portal de Consultas Públicas, apresenta-se a questão a seguir.

I.1.b.1. Questão 1: Quais aspectos e critérios objetivos devem ser levados em conta na indicação de necessidade de potência para o SIN? E por submercado?

II. DO MODELO DE CONTRATAÇÃO

II.1. Aprimoramento dos modelos de contratação previstos na Lei nº 10.848, de 2004, e sua regulamentação, tomando por premissa a necessidade de contratação de potência no SIN.

II.1.a. Objetivo: Analisar o modelo de contratação de potência previsto na regulamentação da Lei nº 10.848, de 2004, e necessidade de eventual alteração.

II.1.b. Considerando a premissa de que pode haver necessidade de contratação de potência no SIN, e, quando for o caso, identificada por submercado e/ou região geo elétrica, apresenta-se as questões a seguir.

II.1.c. DO ARRANJO CONTRATUAL

II.1.c.1. Questão 2: Qual é o modelo mais adequado de contratação de potência no SIN? E por submercado?

II.1.c.2. Questão 3: Para a contratação de potência no SIN é condição necessária e suficiente a separação entre lastro e energia prevista na conclusão da Consulta Pública - CP nº 33, de 2017?

II.1.c.3. Questão 4: É possível contratar energia nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, e obter o benefício da potência associada à energia? E por submercado? Como deve se dar a alocação de necessidade de potência (demanda de energia) por submercado?

II.1.c.4. Questão 5: Para obter o benefício de potência associada à energia contratada quais atributos devem ser levados em conta na contratação (e.g. despachabilidade, inércia, flexibilidade, tempo de resposta, rampa de tomada de carga, restrições de intercâmbio, capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração, pontos de entrega de gás natural considerando informações relativas às capacidades passíveis de serem utilizadas para atendimento de demanda termelétrica, etc.)? E por submercado?

II.1.c.5. Questão 6: Qual é a melhor forma de contratar potência, associada à energia de reserva ou associada à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR pelos agentes de distribuição? E por submercado?

II.1.d. DA CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA ASSOCIADA À ENERGIA DE RESERVA

II.1.d.1. Questão 7: Considerando a contratação de potência associada à energia de reserva e o universo de pagantes do encargo de energia de reserva nos termos da nº 10.848, de 2004, qual seja, o conjunto dos agentes de consumo, quais são os custos, benefícios e eventuais riscos de regulamentação desta modalidade de contratação? E por submercado?

II.1.d.2. Questão 8: Considerando a contratação de potência associada à energia de reserva, como deve ser definida a necessidade de contratação no leilão de potência associada à energia de reserva? E por submercado?

II.1.e. DA CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA ASSOCIADA À ENERGIA NO ACR

II.1.e.1. Questão 9: É possível contratar potência associada à energia existente no ACR? E por submercado? Quais são as vantagens e desvantagens?

II.1.e.2. Questão 10: É possível contratar potência associada à energia nova no ACR? E por submercado? Quais são as vantagens e desvantagens?

II.1.e.3. Questão 11: Considerando o disposto no art. 19, parágrafo 7º, do Decreto nº 5.163, de 2004, é possível contratar potência associada à energia nova em leilões de energia existente realizados ACR? E por submercado? Quais são as vantagens e desvantagens?

II.1.e.4. Questão 12: Considerando a contratação de potência associada à energia, existente ou nova, no ACR, como deve ser estabelecida a demanda no certame? Como atender à necessidade de potência indicada nos estudos de planejamento caso a demanda declarada pelos agentes de distribuição seja insuficiente para contratação da potência total?

II.1.e.5. Questão 13: Considerando a contratação de potência associada à energia no ACR, por submercado, como deve se dar a declaração de necessidade pelos agentes de distribuição? Deve contemplar todos os agentes de distribuição do SIN ou somente aqueles do submercado para o qual se pretende contratar potência associada à energia?

II.1.e.6. Questão 14: Caso a declaração de necessidade contemple o conjunto de agentes de distribuição do SIN, como alocar a demanda entre os diferentes submercados? Quais mecanismos podem ser utilizados para mitigar os riscos associados à diferença de preços entre submercados?

II.1.e.7. Questão 15: Caso a declaração de necessidade contemple somente os agentes do submercado para o qual se pretende contratar potência associada à energia, pode haver comprometimento da qualidade do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Regulado - CCEAR enquanto recebível? Caso positivo, como mitigar?

5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

5.1. Minuta de Decreto (SEI nº 0222382).

5.2. Minuta de Portaria de diretrizes para realização do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva (SEI nº 0222288).

6. CONCLUSÃO

6.1. É possível concluir pela conveniência de submeter os atos propostos à Consulta Pública, pelo prazo de quinze dias, a depender de análise jurídica, a ser emanada pela dought Consultoria Jurídica - CONJUR.

6.2. Além disso, propõe-se a disponibilização desta Nota Técnica bem como da Nota Técnica da EPE que originou a presente proposta.



Documento assinado eletronicamente por **Domingos Romeu Andreatta, Secretário-Adjunto de Energia Elétrica**, em 19/10/2018, às 19:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Moacir Carlos Bertol, Secretário-Adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético**, em 19/10/2018, às 19:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marisete Fátima Dadald Pereira, Chefe da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos**, em 19/10/2018, às 19:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Alexandre Walter, Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios**, em 19/10/2018, às 19:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0222287** e o código CRC **92B14768**.