

Rio de Janeiro, 22 de novembro de 2019

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Departamento de Planejamento Energético
Processo nº. 48360.000035/2019-02

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 87/2019

Referência: [1] Consulta Pública nº 87, de 23/10/19

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 23/10/19 por este Ministério, com o objetivo de *receber contribuições para aprimoramento da proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE 2029*.

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da publicação definitiva do documento por parte do Planejador. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹ (atividades concentradas no Estado do Maranhão), e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,7 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (11% da capacidade instalada a gás e 20% da capacidade instalada a carvão mineral do País²). No âmbito de renováveis, a Eneva construiu o primeiro projeto de geração solar com fins comerciais do Brasil (UFV Tauá), com potência instalada de 1 MWp, implantado no Semiárido do Ceará, no município de Tauá, em 2011³.

A capacidade de geração da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras⁴ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País, como já ocorre na Bacia do Parnaíba.

No Leilão de Energia Nova “A-6”, de 31/08/2018, a Eneva sagrou-se vencedora com a UTE Parnaíba 5A e 5B (363 MW), fechamento de ciclo térmico das UTEs Maranhão IV e V (675 MW) a ser localizado no Complexo do Parnaíba (1,7 GW), no município de Santo Antônio dos Lopes/MA. Trata-se do único empreendimento a gás natural contratado em leilões regulados de energia no exercício de 2018, com um Índice de Custo Benefício (ICB) de R\$ 179,98/MWh (agosto/2018).

No Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas (Leilão de Geração nº 01/2019), realizado em 31/05/2019, a Eneva sagrou-se novamente vencedora em leilão regulado com a Solução de Suprimento Jaguatirica II (126 MW), consistindo na implantação da primeira usina termelétrica a gás natural do Sistema Roraima, com início de suprimento previsto em 28/06/2021. Comparando o Preço de Referência de Jaguatirica II com o custo vigente de operação do Sistema Roraima⁵, espera-se uma redução próxima a 40% nos custos totais, bem como a redução de 36% nas emissões de dióxido de carbono (substituição de diesel por

¹ Dados estatísticos, ANP. 03/10/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 20/03/2019.

³ Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, set/2016. p. 33.

⁴ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁵ MME. “Leilão de energia para Roraima contrata nove projetos e totaliza R\$ 1,6 bi de investimentos”. 31/05/2019. Custo atual de geração em Roraima: R\$ 1.287/MWh.



gás natural). A operação viabilizará o *first gas* da Bacia do Amazonas, Estado do Amazonas, a partir da lavra do Campo de Azulão, a 300 km de Manaus.

Finalmente, em 18/10/2019, a Eneva sagrou-se vencedora no Leilão de Energia Nova “A-6” de 2019, com a ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2 (92 MW), novo fechamento de ciclo no Complexo do Parnaíba. A implantação do empreendimento permitirá aproveitar os gases de exaustão para uma maior geração de energia, elevando a eficiência do parque e o aproveitamento econômico do hidrocarboneto da União. O ICB da UTE foi de R\$ 188,22/MWh.

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, a contribuição da Eneva para a presente Consulta Pública.

Capítulo 1 – Premissas Gerais

a. Perspectivas macroeconômicas (1.2)

(i) *Projeção de crescimento do PIB brasileiro no decênio*

O Gráfico 1-1 do PDE aponta para uma evolução da população brasileira de 224,3 milhões de habitantes no ano de 2029, em linha com as previsões oficiais do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (224,9 milhões de habitantes para 2030). Tal *convergência* de dados federais é importante, considerando que previsões sociodemográficas e macroeconômicas possuem *caráter indicativo* à sociedade civil e aos agentes econômicos.

Embora o PDE reconheça “*um desempenho ainda modesto da economia brasileira*” no decênio, sobretudo, no curto prazo (2020-2024), bem como “*a incerteza em relação à aprovação de reformas estruturais*”, a evolução referencial esperada no PDE para o PIB brasileiro diverge de dados emanados de outras entidades da Administração Federal, como, por exemplo, o Banco Central, ainda que haja uma dificuldade metodológica em compatibilizar os marcos temporais para tal análise.

O Relatório de Mercado Focus, de 14/11/19⁶, estabeleceu a previsão de crescimento do PIB em 2019 de 0,92%; em 2020, de 2,17%; em 2021 e 2022, de 2,5% (previsão estável e fim do horizonte). O PDE, por sua vez, estabelece a premissa de “*crescimento médio de 2,9% a.a.*” em 2020-24 para o cenário referencial (identificada no Gráfico 1-5 como 2,8%). Embora tal variação sugira uma pequena diferença relativa (%), caso os anos de 2023 e 2024, na análise do Banco Central, sinalizem pela manutenção do crescimento previsto de 2,5%, trata-se, na realidade, de uma alíquota quase 20% inferior à prevista pelo PDE 2029 (contraste federal de alíquotas).

Em que pese a independência da EPE, enquanto empresa pública, para análises macroeconômicas ante outros entes da Administração Federal, sugerimos que os dados macroeconômicos utilizados no PDE 2029 sejam verificados/contestados junto ao Banco Central ou Ministério da Economia, em forma de consulta, a fim de que o Governo Federal possa sinalizar, em uníssono ao mercado, uma convergência de dados com base em um determinado marco temporal de análise fática (ou seja, a data corrente de previsão, a ser determinada pela EPE na elaboração da visão final do PDE).

Capítulo 3 – Geração Centralizada de Energia Elétrica

a. Diretrizes e Premissas (3.3)

(i) *Parâmetros de entrada para modelos computacionais (VMinOp/CVaR)*

⁶ Estamos cientes que o PDE 2029 foi elaborado no período de mar/19 a set/19, conforme descrito na Introdução do documento. Contudo, o boletim Focus de nov/19 foi utilizado apenas para fins de argumentação.

O PDE aponta que, com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destaca-se a simulação da operação utilizando a última versão homologada do modelo New-wave, com parâmetros do CVaR definidos pela CPAMP (alfa = 50% e lambda = 40%). Ocorre que a Portaria MME nº 300/19, de 31/07/19, aprovou aprimoramento nos parâmetros de CVaR, de forma que o parâmetro lambda foi alterado de 40% para 35%. O parâmetro alfa foi mantido em 50%.

A referida portaria aplicou outros aprimoramentos setoriais, dentre eles, a redução da probabilidade de violação dos níveis mínimos de armazenamento definidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, com o uso do VMinOp (Volume Mínimo Operativo), conferindo maior segurança operativa ao Sistema Interligado Nacional – SIN e minimização de decisões heterodoxas (extra sistema).

Já no PDE 2027, a Eneva havia contribuído no sentido de representação do VMinOp, a fim de melhor diagnosticar as simulações sistêmicas. Em resposta negativa à época, a EPE esclareceu que:

"Em relação ao volume mínimo operativo, cabe destacar inicialmente que a versão do modelo que contempla essa funcionalidade não estava disponível durante a elaboração dos estudos do PDE 2027. Após o desenvolvimento da versão, a EPE iniciou um estudo através de simulações com o Modelo NEWAVE para identificar os níveis ótimos de volumes operativos nas usinas hidroelétricas que se justifiquem economicamente ao se cotejar a elevação dos custos de operação com a economia na instalação de expansão para complementação de potência decorrente da elevação da capacidade nas usinas hidroelétricas, proporcionada pela adoção dos volumes mínimos operativos. Tão logo as análises sejam concluídas, esse estudo será disponibilizado para discussão com a sociedade".

Compreendemos que, desde a Consulta Pública nº 62/2018 (PDE 2027), houve uma evolução acerca da aplicação do VMinOp no Newwave (Consulta Pública nº 74/2019), consubstanciada pela edição da Portaria MME nº 300/19, cuja eficácia já ocorrerá a partir de janeiro de 2020.

Dessa forma, considerando que a publicação da Portaria MME nº 300/19 (jul/19) ocorreu dentro do marco temporal de elaboração do PDE 2029 (mar/19 a set/19), sugerimos que, nas premissas do Capítulo 3, sejam incorporados os aprimoramentos advindos da Portaria MME nº 300/19, como, por exemplo, o novo parâmetro lambda de 35% e o VMinOp, a fim de melhor representar as simulações sistêmicas.

(ii) CVUs de referência para UTEs

Dentre as restrições fornecidas ao Modelo de Decisão de Investimentos – MDI da EPE, considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada fonte, consta a variação do Custo Variável Unitário – CVU das usinas termelétricas com base na metodologia de cálculo da Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-057/2019-r0. O CVU referencial para usinas de gás natural a ciclo combinado, 100% flexíveis, é de **R\$ 336/MWh**. Tal análise é reforçada na p. 93 do PDE, que aponta que as usinas termelétricas possuem "custo de gás natural referenciado ao preço de GNL (com CVU de referência de 336 R\$/MWh para a oferta 100% flexível)".

Em que pese a qualidade da referida Nota Técnica, as diretrizes dos últimos Leilões de Energia Nova não têm permitido a habilitação técnica de empreendimentos termelétricos com CVU superior a **R\$ 300/MWh**. De acordo com a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-056/2019-r0, de 15/08/2019, para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, em que foram cadastrados 52 projetos termelétricos com potência total de 41,7 GW, "foram declarados valores de CVU variando de 61 R\$/MWh até 300 R\$/MWh, valor máximo estabelecido na Portaria de Diretrizes".

Ademais, os empreendimentos a gás natural vencedores nos últimos certames têm representado CVUs competitivos (incluindo nos casos de 0% de inflexibilidade), de forma que o critério

histórico de seleção via leilão tem apontado que CVUs referenciais no PDE poderiam ser reduzidos, como dados de entrada.

Do excerto acima, extrai-se que UTEs com CVU de R\$ 336/MWh sequer poderiam ser habilitadas nos últimos leilões regulados, motivo por que solicitamos que o CVU limite estabelecido para contratação de projetos de energia nova, ainda que 100% flexível, seja limitado em R\$ 300/MWh dentre as restrições fornecidas ao MDI, bem como que o CVU referencial seja estipulado em um patamar inferior a R\$ 300/MWh, em valor a ser determinado pela EPE.

b. Configuração inicial para expansão (3.4)

(i) *Usinas termelétricas a carvão mineral importado*

Na Tabela 3-3, o PDE apresenta a retirada de capacidade instalada termelétrica do sistema por fato motivador, culminando em 15,5 GW. Isso ocorre por conta da oferta termelétrica existente em final de contrato e/ou da necessidade de modernização devido ao longo período de operação dos ativos do Sistema Interligado Nacional – SIN. Outros aspectos importantes são o término da vigência da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE em 2027, que permite a operação de usinas a carvão nacional com baixo CVU, e o final do Programa Prioritário Termelétrico – PPT ao longo do horizonte decenal.

Observamos, contudo, que as usinas termelétricas a carvão importado, citadas no documento ONS DPL-NT-0078/2010 (UTES Porto do Pecém I, Porto do Pecém II e Porto do Itaqui), não se encontram representadas no PDE (Tabela 3-3 e Anexo III). Os contratos de comercialização de energia (CCEARs) de Porto do Pecém I e Porto do Itaqui expiram em 2027; os de Porto do Pecém II, em 2028. Estão, portanto, dentro do horizonte decenal. Essas três usinas, localizadas nos submercados Nordeste (CE) e Norte (MA), representam mais de 1,4 GW, potência superior às UTEs a carvão nacional representadas no PDE (1,2 GW).

Nos Leilões de Energia Existente A-4 e A-5 de 2020, a que refere a Portaria MME nº 389/19, o carvão mineral importado foi a fonte energética fóssil excluída do certame por sua *origem*, impedida de participar da contestação econômica pioneira de usinas novas e existentes. Foram contemplados o carvão mineral nacional e o gás natural (importado e nacional). Destacamos que, dentre as usinas térmicas que serão descontratadas no decênio (2023/29), as UTEs a carvão importado possuem um dos menores CVUs do SIN (R\$ 181,15-190,32/MWh⁷), cuja permanência operacional contribuiria para a modicidade tarifária. Tais CVUs são, inclusive, **inferiores** ao de referência para UTEs a gás nacional do PDE (R\$ 193/MWh), com o diferencial de que as plantas a carvão importado existentes são 100% flexíveis, ante a inflexibilidade *flat* referencial de 50%/ano para usinas a gás nacional.

Dessa forma, solicitamos que as UTEs a carvão mineral importado sejam representadas no PDE por fato motivador de retirada, em equivalência ao tratamento dispensado às demais plantas geradoras a gás natural, óleo diesel e óleo combustível, PPT, carvão nacional e fim de vida útil. Cerceando a discussão, é importante que o Planejamento considere os ativos a carvão importado na formulação de políticas públicas (ex. recente: A-4 e A-5 de 2020), de forma a não propiciar tratamento discriminatório a uma fonte energética que tem sustentado, em grande parte e a custos variáveis competitivos, a segurança eletroenergética do submercado Nordeste em períodos de reduzida vazão do São Francisco e de elevada intermitência renovável não-despachável (penetração de eólicas), localizadas próximas a centros de carga (região metropolitana de Fortaleza).

(ii) *UTE MC2 Nova Venécia 2 com fato motivador de retirada*

No Complexo Termelétrico do Parnaíba/MA (1,9 GW, representado pelas UTEs Maranhão III, Maranhão IV, Maranhão V, MC2 Nova Venécia 2, Parnaíba IV e Parnaíba 5A e 5B), somente a

⁷ Mesma data-base do documento ONS DPL-NT-0078/2010.

UTE MC2 Nova Venécia 2 consta com fato motivador de retirada. Entendemos que tal interpretação decorra do fato de que os CCEARs da UTE Maranhão III expiram em 2036; de que as UTEs Maranhão IV e V (turbinas a gás) servirão operacionalmente para o fechamento de ciclo contratado recentemente (UTE Parnaíba 5A e 5B – Leilão de Energia Nova A-6/2018), cujos CCEARs vencem em 2048; e que a UTE Parnaíba IV já opera na modalidade *merchant* e sempre esteve operacional exclusivamente no mercado livre (ACL).

A UTE MC2 Nova Venécia 2 (178 MW) seria a única UTE a gás natural do SIN com fato motivador de retirada no ano de 2028, uma vez que seus CCEARs vencem em dez/27 – portanto, dentro do horizonte decenal. Cientes de que o PDE 2029 foi elaborado até set/19, destacamos que a realização do Leilão de Energia Nova A-6/2019, ocorrida em out/19, culminou na contratação da ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2 (+92 MW). O início de suprimento da ampliação deste empreendimento existente ocorrerá em jan/25, com 25 anos de suprimento.

Dessa forma, caso a EPE entenda pertinente que tal informação seja atualizada no PDE 2029, ainda que fora do período inicial de análise para a elaboração do documento, sugerimos que seja excluída a UTE MC2 Nova Venécia 2 do Anexo III e, por consequência, da Tabela 3-3, haja vista a recente contratação de sua ampliação (fechamento de ciclo térmico).

c. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica (3.5)

(i) *Fator de despacho para as UTEs indicativas do SIN*

O PDE aponta o Fator de Despacho Esperado (razão entre a energia produzida e a potência disponível) ao longo dos meses no horizonte de estudo para as usinas termelétricas indicativas. O fator obtido, utilizando as simulações do Newave, é bastante reduzido, com poucos períodos em que houve a ultrapassagem do índice de **5%**. Apenas para o término do decênio é esperada uma dependência maior de despacho termelétrico, ainda inferior a **10%**.

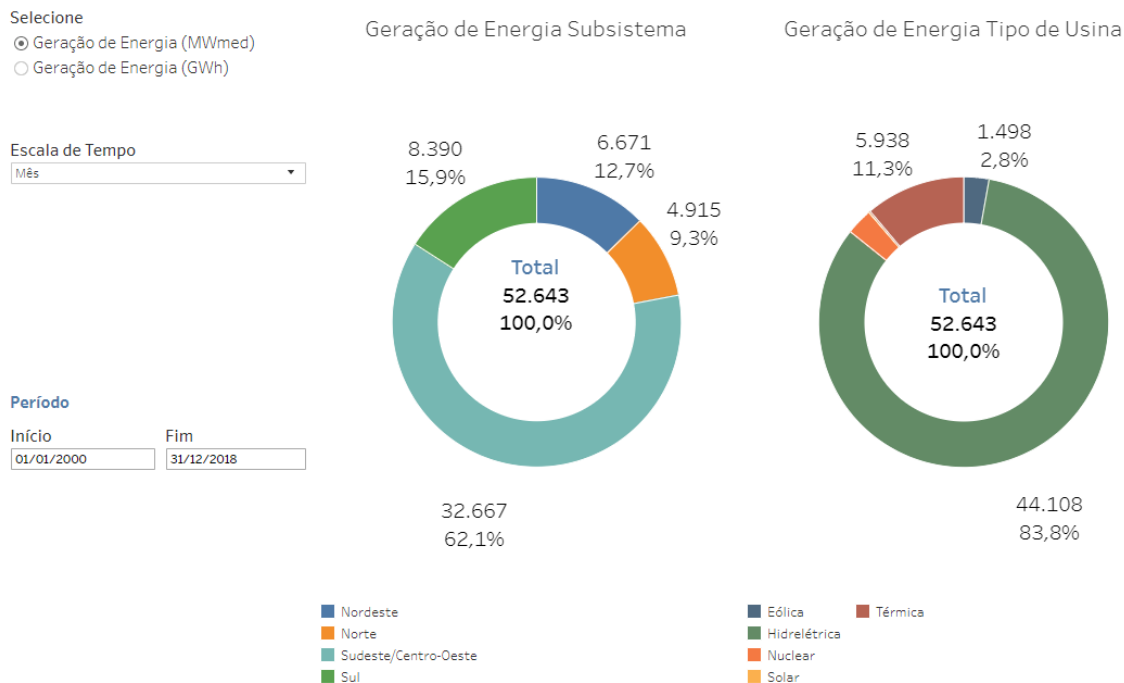
Sobre o assunto, a EPE destaca duas características: o baixo fator de despacho esperado e a variação entre os meses, reforçando o papel de “seguro” das UTEs para o sistema. Além disso, pontua que há diversas incertezas associadas, especialmente sobre as afluências das usinas hidrelétricas e os níveis de armazenamento. A simulação energética do Newave com níveis distintos de armazenamento no submercado SE/CO demonstrou, por exemplo, cenários hidrológicos de menor armazenamento em que o despacho termelétrico chegou a 100% de sua potência disponível.

Para tanto, reforçamos a importância de inclusão do VMinOp neste PDE, a fim de melhor representar as simulações do Newave, haja vista que sua aprovação ocorreu dentro do período de elaboração do PDE, previamente à Consulta Pública. Além disso, apesar da importância da utilização das simulações do Newave como ferramenta de previsão indicativa, o Fator de Despacho Esperado das UTEs no PDE está, provavelmente, muito subestimado, em qualquer análise crítica setorial aos dados de saída.

A análise da geração efetiva do SIN dos últimos 18 anos (jan/00 a dez/18 – Figura 1), por exemplo, que abrange diferentes afluências e períodos hidrológicos, extraída da base de dados do ONS (atualização: nov/19), aponta que UTEs corresponderam, em média, a 11,3% do montante gerado no SIN (5,9 GWm). Utilizando a extrapolação de razão entre tal montante médio de geração e a potência termelétrica disponível no SIN em 22/11/19 – 41 GW⁸ (i.e., tratando a potência termelétrica *vigente* como “estática” ao longo de quase 20 anos, incorrendo em elevada subestimação acerca do Fator de Capacidade – FC *efetivamente* realizado, uma vez que houve a operação comercial de novas unidades geradoras desde 2000), obtemos o valor de FC hipotético de **14,5%**. Esse FC supera qualquer cenário de Fator de Despacho previsto para os próximos 10 anos – em 2029, ano mais crítico da simulação do PDE para fins hidrológicos, o Fator de Despacho esperado sequer chega a **8%** (teto do decênio).

⁸ Banco de Informações de Geração (BIG/ANEEL), de 22/11/2019.

Figura 1 – Geração elétrica por subsistema e por tipo de usina – jan/2000 a dez/2018



Resgatamos ainda uma análise do MME⁹ para o setor elétrico, em 2017, esclarecendo que “para a geração térmica fóssil, o FC ficou em 40% em 2016, 66% em 2015 e 37% em 2012”. Ou seja, mesmo em 2016, quando o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD anual médio no submercado SE/CO foi de R\$ 93,91/MWh¹⁰, o FC de geração térmica fóssil do SIN foi de 40%, mais de 5 vezes o máximo previsto de Fator de Despacho Esperado para o PDE 2029.

Isto posto, apesar de entendermos a pertinência de aplicação do Newave para simulações de Fator de Despacho esperado de UTEs indicativas no PDE 2029, bem como os adendos da EPE de que tal índice é altamente sensível a afluições de UHEs e níveis de armazenamento (resgatando a importância do VMinOp nas simulações), sugerimos que haja a elaboração de um novo gráfico alternativo no PDE 2029 de Fator de Despacho de UTEs, com novas restrições ao Newave, a fim de aplicar análise com maior razoabilidade à real operação esperada de usinas termelétricas. Como exemplo, poderia ser aplicada a seleção de piores cenários hidrológicos (número de cenários a ser deliberado pela EPE) para uma análise de sensibilidade no SIN como um todo, ou segregada por submercados, e não exclusiva a um submercado específico. Reconhecemos o esforço na elaboração do Gráfico 3-13 (exclusivo para o SE/CO em nov/29), mas ele reforça como a analogia dos cenários hidrológicos obtidos nos últimos 20 anos (verificado) para os próximos 10 anos (previsto) seria bastante remota, tendendo a uma superestimação estatística no cenário de afluições e, consequentemente, à conclusão de um menor papel de segurança energética desempenhado por UTEs.

d. Anexo II – Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2021-2029), considerando saídas do MDI

(i) Subestimação de introdução de usinas a gás natural no submercado N

⁹ Capacidade Instalada de Geração Elétrica – Brasil e Mundo (2016). Edição: 15/05/2017.

¹⁰ Preço Médio da CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Consulta em 22/11/2019.



No Cenário de Referência (Caso 1), não há qualquer indicação de contratação de usinas termelétricas a gás no submercado Norte, haja vista os parâmetros de entrada e restrições alocadas ao MDI. O Norte é o único subsistema do SIN que não possui prevista a introdução de qualquer solução a gás natural na matriz de Geração Centralizada (GNL flexível e Gás flexível CA). No entanto, a realidade tem demonstrado um importante papel neste submercado para viabilizar novos projetos a gás natural no SIN.

No ano de 2018, por exemplo, a única usina termelétrica a gás contratada em leilão regulado (100%) foi a UTE Parnaíba 5A e 5B, da Eneva, localizada no submercado Norte (MA). Em 2019, além do Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas (Leilão de Geração nº 01/19), no Estado de Roraima, que extrapola os limites geo-elétricos do SIN (Sistema Isolado, externo à análise deste PDE), em que foi contratada a UTE a gás natural Jaguatirica II (126 MW), outras 2 usinas a gás no N sagraram-se vencedoras no Leilão de Energia Nova A-6/19: Novo Tempo Barcarena (605 MW, PA) e ampliação de MC2 Nova Venécia 2 (92 MW, MA). Essas duas UTEs representaram 95% da contratação de usinas a gás no A-6/19.

Ainda para o Leilão de Energia Nova A-6/19, foram cadastrados 5,3 GW em projetos a gás nos Estados do AM, PA e MA, dos quais 4,7 GW foram habilitados pela EPE (89%). No leilão como um todo, a taxa de habilitação técnica para projetos a gás natural foi inferior a 52%.

Observa-se que no PDE, mesmo em Cenário de Demanda Alternativa Superior (Caso 2-1), o Norte é preterido em relação aos demais subsistemas. Por exemplo, a UTE Novo Tempo Barcarena possui potência 32% maior que a indicada pelo PDE com o aquecimento de demanda, cujo início de suprimento está previsto um ano antes que o indicativo para tal cenário (2025 vs. 2026). Compreendemos que o PDE se trata de um *documento indicativo* do Planejamento, não criando caráter vinculante às contratações efetivas, mas tais resultados estipulados pelo MDI, quando contestados economicamente à realidade operativa, têm se mostrado divergentes.

Outro fato que chama a atenção é que, mesmo em Cenário de Maior Oferta de Gás Natural (Caso 3), o Norte não possui qualquer contratação de projetos a gás natural (mesmo resultado que o obtido no Caso 1, de referência). Isso ocorre porque a “*maior oferta de gás natural*” é direcionada aos ativos do Pré-Sal. Sobre o assunto, pontuamos o elevado potencial gaseífero do submercado Norte, destacadamente nas Bacias do Parnaíba (MA), Amazonas (AM) e Solimões (AM), que não merece ser negligenciado no Novo Mercado de Gás, sobretudo após o art. 7º da Resolução CNPE nº 16, 24/06/19.

No 1º ciclo de Oferta Permanente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, as aquisições na Bacia do Parnaíba representaram quase 60% de todo o investimento previsto, com uma área arrematada de 13,8 mil km² (83% do total arrematado). Como já demonstrado no PEMAT 2022 pelo MME, os custos de projetos típicos de gás terrestre são inferiores se comparados à lavra marítima ou ao GNL importado, o que propicia maior competitividade de projetos *onshore* nos certames regulados (tantos em custos fixos, considerando a composição cromatográfica típica do gás natural em terra, quanto em custos variáveis).

De acordo com dados da ANP, as reservas totais de gás terrestre dos Estados que integram a região geo-elétrica Norte representam 12% das reservas nacionais (66,7 Bm³). Em 2019, das notificações de descoberta de hidrocarbonetos relatadas à ANP, somente a Bacia do Parnaíba (MA) representou 40% do total.

Isto posto, solicitamos que a EPE reconsidere os dados de entrada e as restrições no MDI que impedem qualquer cenário indicativo de contratação termelétrica no submercado Norte, tanto no Cenário de Referência (Caso 1) quanto no Cenário de Maior Oferta de Gás Natural (Caso 3), haja vista (i) o potencial gaseífero das bacias sedimentares brasileiras localizadas no N, (ii) a promoção do gás em terra, estabelecida pela Resolução CNPE nº 16/19, e (iii) os resultados efetivamente observados nos últimos Leilões de Energia Nova (taxa de contratação de GN no N: em 2018: 100%; em 2019: 95%), bem como nas taxas relativas a notificações de descoberta para a ANP.

Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural

a. Previsão de Produção de Gás Natural (5.2)

(i) *Consideração do potencial de reservatórios de baixa permeabilidade*

Nesta seção, sugerimos que seja incluído o potencial produtivo de reservatórios de baixa permeabilidade nos cenários de reservas/recursos nacionais, cujo aproveitamento produtivo já se encontra regulamentado pela ANP através da Resolução ANP nº 21/2014.

De acordo com o PEMAT 2022 (Tabela 2.4, p. 79), o preço de oferta do gás natural de um projeto típico nacional com gás terrestre de baixa permeabilidade seria de USD 6/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do Pré-Sal (1 módulo de produção). Portanto, um primeiro argumento, além de se tratar de jazidas potencial sob monopólio da União, seria o da competitividade de preço. Em grande parte, a redução do gás natural nos últimos anos é explicada pela lavra de *shale gas* nos Estados Unidos, que caminha rumo à autossuficiência de gás, incluindo exportações. Relembramos que o Brasil foi o primeiro País do mundo a importar GNL de *shale gas* americano, há mais de 3 anos¹¹.

Além do fator preço (custo de oportunidade), importa o significativo potencial energético estimado pela autarquia federal responsável pela regulação de petróleo e gás natural, a ANP. De acordo com estudos da agência¹², a Bacia do Parnaíba possui potencial de volume recuperável de gás de 64 TCF, o equivalente às reservas provadas de gás natural do Kuwait¹³. A Bacia de Parecis, 124 TCF; a Bacia do Recôncavo, 20 TCF; e a Bacia de São Francisco, 80 TCF. Tais volumes de gás natural corresponderiam, por exemplo, às reservas provadas de gás do Iraque, Omã e Canadá, respectivamente.

Em análise independente¹⁴, a empresa de estudos energéticos americana *Energy Information Administration* – EIA estimou ainda o potencial para as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas. Para o Paraná, foi estimado um volume recuperável de gás de baixa permeabilidade de 81 TCF; para Solimões, 65 TCF; para Amazonas, 100 TCF. Trata-se, portanto, de elevado potencial gaseífero localizado especialmente no interior do Brasil, fora do eixo tradicional de lavra marítima de hidrocarbonetos (Rio de Janeiro/São Paulo) e com preços possivelmente mais competitivos. Em que pese o elevado potencial de gás do Pré-Sal, *sugerimos que os recursos terrestres de baixa permeabilidade não sejam excluídos do PDE*, como se propõe na minuta, de forma a não indicar ao mercado em geral que o Planejamento renuncia à exploração de tais recursos sob monopólio da União, com regulamentação já estabelecida pela ANP e, inclusive, com a edição de decreto presidencial tratando da competência de licenciamento ambiental da lavra¹⁵.

Mais importante, tal assunto está sendo direcionado como um dos eixos prioritários do REATE 2020 – Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, iniciativa do MME em curso em 2019. Finalmente, corroborando a argumentação, o Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI aprovou, em 19/11/19, a execução do projeto “Poço Transparente”, projeto piloto de exploração de recursos de baixa permeabilidade.

¹¹ Reuters. CERAWEEK-Cheniere to export first U.S. LNG cargo to Brazil on Wednesday. 24/02/2016.

¹² ANP. “Perspectivas para o Gás Natural e o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP”, 2012. ANP. “Reservas Brasileiras de gás convencional e potencial para gás não-convencional”, 2012. MME. “Seminário Gás Não Convencional”, 2012.

¹³ EIA/EUA. Proved Reserves of Natural Gas. 2019.

¹⁴ EIA/EUA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. 2015.

¹⁵ Decreto nº 8.437/2015, de 22/04/2015.



Dessa forma, sugerimos que o PDE 2029 incorpore previsões de produção e reservas/recursos de reservatórios de baixa permeabilidade de hidrocarbonetos, se possível, com a segregação por bacias sedimentares, a fim de sinalizar ao mercado que a exploração de tal recurso da União não está sendo dispensada para fins de Planejamento indicativo. Trata-se de uma sinalização que corrobora com outras iniciativas ministeriais, dentre elas, o REATE 2020 e o subsídio técnico à aprovação do "Poço Transparente" pelo Conselho do PPI. Caso se opte pela manutenção da minuta vigente (desconsideração de tais recursos), solicitamos que seja estimado qual o custo de oportunidade de dispensa da exploração de tais recursos da União em prol da sociedade, tanto em perda de geração de investimentos quanto de potencial produtivo e competitividade (peso morto), a fim de permitir uma análise dos benefícios líquidos.