

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2018

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Departamento de Planejamento Energético
Processo nº. 48360.000029/2018-66

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 62/2018

Referência: [1] Consulta Pública nº 062/2018, de 26/10/2018

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 26/10/2018 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios e comentários sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

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

A Eneva S.A. é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹ ou 7% da produção nacional, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,2 GW (11% da capacidade instalada a gás do País²).

A capacidade de geração da Eneva S.A. permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras³ 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 altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País. A Eneva S.A. possui também uma planta fotovoltaica no Ceará.

Além de a lavra de gás terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima⁴, o *reservoir-to-wire* diferencia-se pela quebra do paradigma em relação ao uso do gasoduto de transporte para a geração de energia, dispensando-o, conforme já reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁵.

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, as propostas da Companhia para esta Consulta Pública:

1. *Incluir simulação com Volume Mínimo Operativo (VMinOp)*
2. *Incluir simulação com os novos patamares de carga aprovados pela CPAMP para 2019*
3. *Incluir simulação para Preços Horários a partir de 2020*

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

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 03/10/2018.

³ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁴ PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na tabela 2.4, há estimativa do MME para os preços de oferta do gás natural em projetos típicos no País, em USD/MMBTU. No caso do gás natural em terra, o preço de oferta é de USD 1,13/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do gás natural do Pré-Sal – 1 módulo de produção. Evidencia-se que o gás em terra apresenta os custos mais competitivos dentre todas as demais opções de extração.

⁵ “*Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)*”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 21.

4. Incluir seção dedicada a Sistemas Isolados no Capítulo 3
5. Considerar a viabilidade de novos projetos termelétricos a gás natural doméstico, sobretudo de bacias terrestres e de nova fronteira exploratória
6. Atualizar a Figura 3-2 para incluir a integração energética com o Peru
7. Incluir parte da contratação de UTEs a ciclo combinado nos submercados Norte e Nordeste
8. Incluir o submercado Norte na complementação de potência
9. Reavaliar as interligações dos Sistemas Isolados de Parintins e Humaitá: sub-rogações aprovadas
10. Divulgar planilha editável com a composição anual dos investimentos em transmissão
11. Discretizar reservas, recursos contingentes e recursos não-descobertos (contratados e União) por bacia sedimentar brasileira ou, alternativamente, por Unidade Federativa
12. Projetar os efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços
13. Divulgar o despacho termelétrico médio projetado em termos percentuais da potência máxima disponível no SIN
14. Apresentar as premissas da demanda de gás natural por usinas a ciclo aberto no atendimento à demanda de ponta do sistema
15. Considerar a permanência de instalação de UPGN indicativa na Bacia do Amazonas

Propostas

CAPÍTULO 3. GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

1. Incluir simulação com Volume Mínimo Operativo (VMinOp)

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Na construção dos cenários e referidas sensibilidades, é elogioso o aprimoramento nas simulações de operação do Newave a partir da sinalização de expansão ótima obtida com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) neste PDE 2027. Entretanto, entendemos que caberia uma análise *indicativa* do Volume Mínimo Operativo – VMinOp, caso não esteja sendo considerada até o momento pela EPE.

Na reunião de 07/11/2018 do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a Secretaria Executiva – SE/MME informou que, "em atendimento à deliberação da 203ª Reunião do CMSE, a CPAMP vem envidando esforços para **dar celeridade à implementação do Volume Mínimo Operativo – VMinOp nos modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico**. Desta forma, foi acatada a proposta da CPAMP de utilização deste mecanismo adicional de aversão ao risco como operação sombra em 2019. O aprimoramento metodológico será submetido a Consulta Pública, em atendimento à Resolução CNPE nº 7/2016".

Mesmo que haja a previsão de uma operação sombra do VMinOp para 2019, sugerimos a avaliação deste Ministério e da EPE acerca da simulação dos cenários de geração centralizada com esse mecanismo adicional de aversão de risco, a fim de melhor representar a realidade operativa do Sistema Interligado Nacional – SIN, incluídas as restrições das bacias hidrográficas brasileiras.

2. Incluir simulação com os novos patamares de carga aprovados pela CPAMP para 2019

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Em sua reunião de 30/07/2018, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP “aprovou a recomendação do GT Metodologia para utilização dos novos patamares de carga a partir da *primeira semana operativa de janeiro de 2019*, nos termos do art. 2º, § 1º, da Resolução CNPE Nº 7/2016. Os patamares são aqueles constantes do Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 001-2018_rv1 de 26 de julho de 2018, ‘Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico’”.

Dessa forma, considerando a significativa alteração de duração dos patamares de carga já para o próximo exercício, sugerimos a atualização dos patamares de carga analisados, caso o PDE 2027 já não os tenha incorporado. Tal atualização é importante, uma vez que “o principal destaque da versão utilizada no PDE 2027 é a representação da curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência”.

3. Incluir simulação para Preços Horários a partir de 2020

Item: Pág. 48. Item 3.1.2. Ajustes na Simulação da Operação com o Newave.

Em diversos trechos do PDE 2027, é sinalizada a possibilidade de adoção de preços horários e seus impactos operativos (págs. 52, 65 e 79).

Na reunião de 06/06/2018, a CPAMP “deliberou pela postergação da implantação do Preço Horário, que estava inicialmente prevista para janeiro de 2019, mantendo as equipes mobilizadas para a continuidade dos trabalhos, inclusive com a manutenção da divulgação da operação sombra, com o *objetivo de implantá-lo em janeiro de 2020*”. Tendo em vista a operação sombra em curso desde abril de 2018, sugerimos a adoção no PDE 2027 de uma simulação simplificada com preços horários já a partir de janeiro de 2020, a fim de refletir aos agentes geradores e consumidores a alteração resultante nas expansões de referência e alternativas da matriz de geração centralizada.

4. Incluir seção dedicada a Sistemas Isolados no Capítulo 3

Ainda que a carga dos Sistemas Isolados represente menos de 1% da carga nacional⁶, destaca-se sua importância para o planejamento energético da região Norte e, em última instância, para os consumidores brasileiros que arcam com a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Ao menos as indicações de evolução da carga e do preço médio de geração durante o decênio (2018-2027) – ao menos, o vigente – são relevantes para o planejamento antecipado de soluções de suprimento de potenciais empreendedores, conforme inovação da Portaria MME nº 67/2018.

De acordo com o ONS⁷, há 237 sistemas isolados no País, sendo 95 deles no Amazonas e 82 em Roraima.

5. Considerar a viabilidade de novos projetos termelétricos a gás natural doméstico, sobretudo de bacias terrestres e de nova fronteira exploratória

Item: Pág. 54. Item 3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta.

De acordo com o PDE, “a opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o *GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas*. Porém, o desenvolvimento das reservas do Pré-Sal, ainda com horizonte incerto, poderá ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional e, conseqüentemente, a contribuição na matriz energética brasileira”.

⁶ ONS. 2018. Sobre o SIN > Sistemas Isolados.

⁷ Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2019.



Sobre este item, já reconhecida a relevância do GNL importado e das reservas nacionais do Pré-Sal, vale destacar o elevado potencial de reservas terrestres de bacias sedimentares brasileiras – sobretudo nas bacias do Parnaíba (MA), Solimões (AM) e Amazonas (AM).

O Complexo Termelétrico do Parnaíba possui 1,7 GW de capacidade já contratada pelo SIN, sendo 1,4 GW já operacionais. Esse parque termelétrico, localizado no Estado do Maranhão, corresponde a 37% de toda a potência termelétrica despachável do subsistema Norte, de acordo com dados do ONS⁸. Há mais de 40.000 km² de áreas sob concessão na Bacia do Parnaíba, conforme dados da ANP⁹, com possibilidade de replicação do modelo *reservoir-to-wire* (“usina em boca de poço”) para novas áreas. Tais térmicas caracterizam-se pela elevada flexibilidade e baixo custo de operação (Custo Variável Unitário), atributos desejáveis para a contratação de potência no decênio.

No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, 97% do Produto Termelétrico (326 MW) foi contratado por uma usina do Complexo Termelétrico do Parnaíba.

Na Bacia de Solimões, destacam-se os trabalhos exploratórios desenvolvidos em 13 blocos sob concessão e com compromissos firmes dos concessionários.

Nos termos do art. 4º da Resolução CNPE nº 17/2017, a ANP aprovou o processo de oferta permanente de áreas. O processo consiste na oferta de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Nessa esteira, menciona-se o processo de devolução do campo de Juruá (VGIP de 25,91 bilhões de m³¹⁰), localizado na Bacia do Solimões, representando uma oferta potencial significativa de gás natural, uma vez equacionado seu escoamento.

Na Bacia do Amazonas, está em curso a devolução o campo de Japiim. Nesta bacia, é destacado o Campo de Azulão, de gás não-associado, cujas características físico-químicas do hidrocarboneto são adequadas para o uso termelétrico. Desde maio de 2018, o campo está 100% sob concessão da Eneva S.A., representada por sua subsidiária integral Parnaíba Gás Natural S.A. No último Leilão de Energia Nova A-6/2018, a UTE Azulão (94,085 MW) foi habilitada para participação no certame.

Naquela ocasião, foi também cadastrada outra “usina em boca de poço”, mas na Bacia do Recôncavo (BA) – UTE Prosperidade II, replicando o modelo bem-sucedido da UTE Prosperidade I. Trata-se da própria integração dos setores de energia elétrica e gás natural.

6. Atualizar a Figura 3-2 para incluir a integração energética com o Peru

Item: Pág. 58. Figura 3-2.

Brevemente, na seção 3.2.1 sobre a integração energética com países vizinhos, é relatada a existência de projetos para construção de seis UHEs no Peru, totalizando 6,3 GW de potência. Contudo, a Figura 3-2 não representa tal integração, de forma que sugerimos sua atualização.

7. Incluir parte da contratação de UTEs a ciclo combinado nos submercados Norte e Nordeste

Item: Pág. 65. Item 3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.

Entendemos que o PDE 2027 se trata de um estudo indicativo, de forma que a expansão da capacidade de geração por ele resultante não determina diretamente os investimentos. Contudo, essa sugestão visa a somente aprimorar a alocação de tecnologia entre os submercados no estudo.

⁸ Informativo Preliminar Diário de Operação. 25/11/2018.

⁹ ANP. Dados Estatísticos. Consulta de Área de Blocos.

¹⁰ Sumário Executivo do Plano de Desenvolvimento de Juruá. ANP, 2016.



Conforme o PDE 2027, “as usinas termelétricas a ciclo combinado, ou seja, aquelas com maior eficiência e, portanto, com maior vocação para geração por longos períodos, apresentam uma expansão de **pouco mais de 5.000 MW no horizonte decenal**. Essa tecnologia foi alocada pelo MDI nas regiões **Sudeste/Centro-Oeste**, em aproximadamente 4.000 MW, e **Sul**, com cerca de 1.000 MW. Nas duas regiões, a indicação da expansão ocorre a partir de 2024”.

Observa-se que, na configuração *indicativa* de expansão, não há qualquer potência nos submercados Norte e Nordeste para *atendimento energético*. Entretanto, no último Leilão de Energia Nova A-6/2018, foram *cadastrados* os seguintes empreendimentos a gás natural:

1. NORTE: 2 UTEs no Amazonas (613 MW);
2. NORDESTE: 5 UTEs na Bahia (3.702 MW);
3. NORDESTE: 1 UTE no Ceará (1.047 MW);
4. NORTE: 1 UTE no Maranhão (363 MW);
5. NORDESTE: 2 UTEs no Pará (3.317 MW);
6. NORDESTE: 8 UTEs em Pernambuco (6.889 MW);
7. NORDESTE: 1 UTE no Rio Grande do Norte (1.700 MW); e
8. NORDESTE: 2 UTEs em Sergipe (1.809 MW).

Esses projetos cadastrados representaram 19.440 MW, o equivalente a **68%** de toda a potência termelétrica a gás natural cadastrada no certame. Com base nesse resultado pretérito, há indicação preliminar de interesse do mercado em desenvolver projetos a gás natural nos submercados Norte e Nordeste.

8. Incluir o submercado Norte na complementação de potência

Item: Pág. 70. Item 3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.

No PDE 2027, destacamos o seguinte trecho, no que tange a contratação de potência: “a *necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2022, totalizando cerca de **13.200 MW** em 2027, considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade. Desse total, aproximadamente 2.500 MW foram indicados na região **Nordeste**, a partir de 2025, 3.700 MW na região **Sul** a partir de 2022, e 7.000 MW na região **Sudeste/Centro-Oeste**, a partir de 2023”.*

Este Ministério já abordou a questão na Consulta Pública nº 61/2018, ocasião em que foi divulgada a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, de 19/09/2018. Contudo, naquela ocasião, a proposição foi de produtos específicos por submercado, de forma que o Norte não seria considerado para contratação.

A Eneva teve a oportunidade de manifestação em contribuição específica, dedicando argumentação técnica para a inclusão do submercado Norte na contratação de potência. Em síntese, os pontos puderam ser assim sintetizados:

1. *Existência de bacias sedimentares brasileiras no Norte, com vocação gasífera e cujas reservas possuem características adequadas ao uso termelétrico de elevada flexibilidade e custo de geração competitivo – necessidades apontadas pela EPE;*
2. *Externalidades positivas do setor elétrico ao setor de E&P – de acordo com os objetivos da Resolução CNPE nº 17/2017;*
3. *Descontratação prevista de UTEs óleo no submercado Norte até 2026;*
4. *Introdução recente de renováveis no Norte, sobretudo eólicas no Maranhão e usinas a fio d’água, o que valeria uma simulação da contratação de potência também para este submercado;*
5. *A proximidade elétrica do Norte a um dos principais centros de carga do Nordeste (Fortaleza); e*
6. *Evolução da rede básica do SIN até 2023, que ampliará de forma significativa a capacidade de recebimento e exportação dos subsistemas – tendência de equalização dos CMOs.*

Observa-se, do trecho supramencionado do PDE 2027, que a maior necessidade de potência adicional é indicativa para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (7 GW). Contudo, quando da apresentação dos balanços regionais de potência para 2027 (Gráfico 3-13), explicita-se que “*é na região Sudeste/Centro-Oeste que se situa a maior parte das usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, além de uma significativa parcela termelétrica. Com isso, o Sudeste/Centro-Oeste conta com grande capacidade de modulação da oferta*”.

CAPÍTULO 4. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

9. Reavaliar as interligações dos Sistemas Isolados de Parintins e Humaitá: sub-rogações aprovadas

Item: Pág. 105. Item 4.3.3. Interligação Oriximiná-Juruti-Parintins. Item 4.3.4. Suprimento à área de Humaitá.

Neste item, o PDE 2027 apresenta a necessidade de interligação de Parintins ao SIN, que permanece isolada e possui seu potencial econômico restrito em função de limitações em infraestrutura básica. Além de Parintins, são citadas as comunidades de Juruti, Maués, Barreirinha e Boa Vista de Ramos, todas no Estado do Amazonas.

Considerando as dificuldades com a licitação das linhas de transmissão da Abengoa, ocorrida em 2014, a caducidade dessa concessão foi declarada em 2017 pelo Poder Público. Ainda de acordo com o PDE esse “*fato implica na necessidade de relicitação desses empreendimentos com a maior brevidade possível*”.

Ocorre que, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.408/2018, de 23/10/2018, a ANEEL autorizou o enquadramento da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. na sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, referente ao **projeto de interligação do município Parintins ao SIN**.

Ainda de acordo com o Aviso de Licitação do Leilão nº 004/2018, de 13/11/2018, será realizada a licitação para concessão, por 30 anos, de diversos lotes de transmissão, dentre eles o Lote 16, composto pelas seguintes instalações nos estados do Amazonas e Pará: LT 230 kV Oriximiná - Juruti, CD, C1 e C2, com 138 km (3,8 km Travessia do Rio Amazonas); LT 230 kV Juruti - Parintins, CD, C1 e C2, com 102 km (4,5 km travessias de canais em Parintins); SE 500/230 kV Oriximiná – pátio novo 230 kV e transformação 500/230 kV - (6+1R) x 100 MVA; SE 230/138 kV Juruti - 2 x 50 MVA; SE 230/138 kV Parintins - 2 x 100 MVA.

Trata-se da própria obra mencionada no PDE 2027 para a interligação de Parintins.

Por sua vez, a Resolução Autorizativa nº 7.409/2018, de 23/10/2018, autorizou o enquadramento da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC relativo ao **projeto de interligação do município de Humaitá ao SIN**. O suprimento à área de Humaitá é tratado no PDE 2027 pela seção 4.3.4.

10. Divulgar planilha editável com a composição anual dos investimentos em transmissão

Item: Pág. 125. Item 4.6. Evolução Física e Investimentos.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 (art. 3º, I), a *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST do segmento geração contará com o cálculo de uma tarifa para cada ciclo tarifário até o fim do horizonte do Plano Decenal de Expansão em vigência, a partir da base de dados com a configuração do SIN e os investimentos previstos na expansão da Rede Básica*.



Dessa forma, considerando a importância dos valores de investimentos reportados no PDE para o segmento geração, sugerimos a divulgação de uma planilha em formato editável que apresente a composição dos investimentos totais em linhas de transmissão (R\$ 72,5 bilhões) e de subestações (R\$ 35,2 bilhões) do decênio, por empreendimento pretendido e ano de referência. Neste caso, haveria a oportunidade de separação (i) dos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento e (ii) das obras indicativas.

A partir dessa publicação, será possível melhor análise dos geradores acerca da evolução da Receita Anual Permitida – RAP e suas implicações tarifárias.

A informação poderia ser disponibilizada, por exemplo, em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>, em formato xls, a exemplo dos dados já constantes no PDE 2027.

CAPÍTULO 5. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

11. Discretizar reservas, recursos contingentes e recursos não-descobertos (contratados e União) por bacia sedimentar brasileira ou, alternativamente, por Unidade Federativa

Item: Págs. 131, 132, 134 e 139. Item 5.1. Previsão de Produção de Petróleo. Item 5.2. Previsão de Produção de Gás Natural. Item 5.3. Contribuição do Pré-Sal. Item 5.4. Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P.

O PDE 2027, quando se refere à evolução da produção de óleo, esclarece que “as maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 2% do total”.

Com relação ao gás natural, sobre a produção oriunda de reservas, as “maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba”. No tocante aos recursos contingentes, “é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal na Bacia de Santos e Campos, pelas descobertas em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas essas acumulações contribuem com 81% do total dos recursos contingentes no ano de 2027”.

A exemplo dos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural e do Anuário Estatístico da ANP, sugerimos que os volumes de hidrocarbonetos sejam também discretizados *por bacia sedimentar*, a fim de que se possa apurar a contribuição *indicativa* de cada região geológica na produção futura.

Alternativamente, os volumes de hidrocarbonetos poderiam ser discretizados por Unidade Federativa, a exemplo dos reportes supramencionados da ANP. Esses dados seriam divulgados tanto para a produção bruta como líquida.

CAPÍTULO 7. GÁS NATURAL

12. Projetar os efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços

Item: Pág. 163. Item 7.2. Projeções de Preços de Gás Natural.

No item 7.2 do PDE 2027, são projetados os patamares mais prováveis de preços nacionais do gás natural, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria). De acordo com essa seção, “*observa-se que os preços do GNL, tanto spot quando a termo, ainda são mais altos que os preços do gás natural nacional, devido principalmente às parcelas de frete e regaseificação somadas aos preços FOB*”.

As publicações mensais do MME sobre o GNL (Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural) apresentam, na seção “Oferta de Gás Natural”, estatísticas de comércio exterior do Brasil – Comex Stat do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Nessa publicação, são apresentados os preços *Free on Board* (FOB) praticados do GNL importado. Contudo, para o PDE 2027, os preços de GNL *spot* e a termo já incluem parcelas de frete e regaseificação prospectivas.

Sugerimos a adoção dos efeitos médios de ICMS, PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição nos preços do gás natural durante o decênio (2018-2027). Isto é, uma simulação da evolução do valor da *commodity* ao consumidor final, já incorporando tributos e margens de movimentação. Com relação ao ICMS e à margem de distribuição, a heterogeneidade tributária e regulatória dos Estados poderá implicar desafios maiores em determinar um efeito médio. Contudo, tal exercício já vem sendo desenvolvido pela ANEEL, por exemplo, para a divulgação da composição das tarifas aos consumidores de eletricidade de forma mais abrangente¹¹.

13. Divulgar o despacho termelétrico médio projetado em termos percentuais da potência máxima disponível no SIN

Item: Pág. 168. Item 7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada.

No Gráfico 7-4, é apresentado o balanço de gás natural da malha integrada, com as demandas termelétrica e não termelétrica ante a oferta potencial (nacional e importada). Os valores são apresentados em milhões de m³/dia (MMm³/d).

Conforme o PDE 2027, “*em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. (...) A Demanda Total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema*”.

Considerando a estimativa do despacho médio termelétrico no decênio e sua evolução a cada ano indicativo, solicitamos que seja divulgado qual o nível de despacho percentual em termos de potência máxima disponível (%/MW) do SIN, e não somente a demanda agregada representada pelas termelétricas em MMm³/d.

14. Apresentar as premissas da demanda de gás natural por usinas a ciclo aberto no atendimento à demanda de ponta do sistema

Item: Pág. 170. Box 7.1. Análise da Malha Integrada com Conexão das Térmicas para Atendimento de Ponta.

O PDE 2027 esclarece que, no caso de a demanda por complementação de potência ser integralmente atendida pela tecnologia de usinas termelétricas de ciclo aberto, haveria “*um acréscimo de demanda de gás natural de 77,9 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027*”.

Mais além, “*para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, conforme observado no Gráfico 7-5*”.

¹¹ ANEEL. 2016. Conteúdo Educativo. Como é composta a tarifa.



A pág. 56 do PDE 2027 apontava que *“no caso das termelétricas para complementação de capacidade, o principal atributo requerido é de alta disponibilidade e ausência de inflexibilidade. Para essas tecnologias é aceitável um custo variável de operação mais elevado do que das tecnologias que fecharão o balanço de energia. O principal atributo nesse caso é que elas tenham baixo custo fixo, já que seu papel no sistema seria similar ao de um seguro, ou seja, espera-se a operação por curtos períodos de tempo”*. A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10h/mês.

Assim sendo, sugerimos a divulgação no PDE das premissas de consumo do gás natural para essas usinas termelétricas indicativas em ciclo aberto (principalmente, o consumo específico).

15. Considerar a permanência de instalação de UPGN indicativa na Bacia do Amazonas

Item: Pág. 178. Item 7.7. Investimentos.

De acordo com o PDE 2027, “embora tenha sido considerada, no ciclo anterior do PDE (EPE, 2017b), a necessidade de instalação de UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM, as revisões nos volumes de produção líquida do atual ciclo, ocasionadas pela devolução de alguns blocos nestas bacias, eliminaram a necessidade destes investimentos. Isto pode ser justificado pela inexistência ou baixa produção de gás natural estimado para estas bacias no período de 2018 a 2027”.

Destacamos que, em maio de 2018, a Eneva S.A. assumiu 100% da concessão do Campo de Azulão na Bacia do Amazonas, cujo desenvolvimento prevê, a princípio, a construção de uma UPGN para o processamento do gás natural não-associado. O empreendimento UTE Azulão foi devidamente habilitado para o Leilão de Energia Nova A-6/2018, como forma de monetizar essa reserva de hidrocarbonetos.

Por mais que o PDE seja um documento indicativo da expansão, solicitamos a permanência da UPGN considerada para a Bacia do Amazonas durante o decênio, haja vista o caso representativo de Azulão.