



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### NOTA TÉCNICA Nº 3/2023/DGN/SPG

PROCESSO Nº 48380.000057/2023-11

INTERESSADO: SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - SPG/MME, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE

#### 1. ASSUNTO

1.1. Proposta de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que cria o Programa Gás para Empregar para promoção do melhor aproveitamento do gás natural e institui grupo de trabalho para subsidiar proposição de medidas e diretrizes.

#### 2. REFERÊNCIAS

2.1. [\[i\]https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Sensibilidades%20e%20An%C3%A1lise%20Econ%C3%B4mica%20para%20a%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Sensibilidades%20e%20An%C3%A1lise%20Econ%C3%B4mica%20para%20a%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo)

2.2. [\[ii\]https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha](https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha)

2.3. [\[iii\]https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/12/Abertura\\_1\\_Gerk\\_2022-editado\\_2811.pptx-1.pdf](https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/12/Abertura_1_Gerk_2022-editado_2811.pptx-1.pdf)

2.4. [\[iv\]https://www.cepea.esalq.usp.br/br/releases/pib-agro-cepea-pib-do-agro-cresce-8-36-em-2021-participacao-no-pib-brasileiro-chega-a-27-4.aspx](https://www.cepea.esalq.usp.br/br/releases/pib-agro-cepea-pib-do-agro-cresce-8-36-em-2021-participacao-no-pib-brasileiro-chega-a-27-4.aspx)

2.5. [\[v\]https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN\\_Fertilizantes.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf)

#### 3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. A presente Nota Técnica tem por objetivo propor Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que cria o Programa Gás para Empregar para promoção do melhor aproveitamento do gás natural e institui grupo de trabalho, para subsidiar o Conselho na proposição de medidas e diretrizes do Programa.

3.2. O gás natural, embora fóssil, é considerado o combustível da transição energética para uma matriz de baixo carbono, dado que pode substituir outros energéticos mais poluentes como o carvão, o óleo diesel e o óleo combustível. Adicionalmente, a geração flexível em termelétricas a gás natural permite a acomodação, nas matrizes elétrica e energética, de maiores quantidades de energia de fonte renovável, como solar e eólica. Ademais, sua infraestrutura pode ainda abrir caminho para viabilizar uma maior penetração do biometano e do hidrogênio na economia.

3.3. Aliado ao caráter ambiental, o gás natural pode ter importantes efeitos sobre a competitividade da indústria nacional. Em algumas cadeias, como nos casos em que é usado como matéria-prima para produção de fertilizantes nitrogenados e petroquímicos, o gás natural chega a responder por parcela significativa dos custos totais de produção, fazendo com que seu preço seja determinante na viabilização dessas indústrias.

3.4. O Brasil, cujo Produto Interno Bruto (PIB) tem forte contribuição do agronegócio, importa mais de 90% dos fertilizantes nitrogenados que consome. Isso porque o produto nacional não é competitivo em relação ao importado, que geralmente é produzido em países que dispõem de gás natural a preços muito baixos. A redução da dependência do país em relação ao fertilizante importado é tida como uma questão estratégica.

3.5. Apesar de a produção nacional de gás vir crescendo consistentemente ao longo dos últimos anos, esse crescimento não se reflete no aumento da oferta de gás nacional ao mercado. Isso porque o aumento da produção é acompanhado também por um aumento da reinjeção, que hoje já representa quase a metade do que é produzido. Em 2021, da oferta total de 97,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia, o gás produzido no país respondeu por cerca de 52,9%, enquanto a importação do gás boliviano correspondeu a 20,3% e a importação de gás natural liquefeito (GNL), a 26,8%. A reinjeção, por sua vez, foi, em média, de 60,8 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

3.6. Importante ressaltar que a reinjeção não significa necessariamente um desperdício de gás natural. Em sua maior parte, decorre das características do gás nacional, notadamente da Bacia de Santos, onde se concentra quase a totalidade das reinjeções *offshore* no país. Dessa forma, há, em grande medida, razões técnicas, econômicas e ambientais que as justificam.

3.7. A despeito disso, o crescente volume de reinjeção é motivo de grandes debates no setor, já que, como mencionado, o Brasil é importador de gás natural. O conflito entre a Rússia e a Ucrânia e seus graves efeitos sobre o setor energético mundial trazem ainda mais relevância ao debate, visto que o GNL, de cuja importação o Brasil é dependente, bateu recordes sucessivos de preços recentemente.

3.8. O regime de partilha, instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (Lei da Partilha), prevê que parte do óleo e do gás produzidos mediante contratos nessa modalidade seja mantido sob propriedade da União. Estima-se que até 2032 a produção de petróleo total dos contratos de partilha de produção seja de 7,7 bilhões de barris de óleo (bbl), sendo que, deste volume, a União terá à disposição 1,9 bilhão bbl de petróleo e 10 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

3.9. Conforme estabelece a Lei da Partilha, compete ao CNPE propor ao Presidente da República a política de comercialização do petróleo e do gás natural destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional (art. 9º, incisos VI e VII).

3.10. Com base nessa competência, pode-se avaliar propostas para dar aos hidrocarbonetos da União destino que esteja alinhado às estratégias do país, como a viabilização de infraestruturas de escoamento e processamento de gás e a utilização para a produção de fertilizantes nitrogenados e outros químicos.

3.11. Igualmente, pode ser oportuno avaliar medidas adicionais que favoreçam também o escoamento e a monetização do gás produzido em outras regiões, inclusive em terra.

3.12. Todas essas questões poderão ser debatidas pelo Grupo de Trabalho (GT-GE) ora proposto, para subsidiar o CNPE na proposição de medidas e diretrizes que contribuam para os objetivos do Programa Gás para Empregar.

#### 4. ANÁLISE

##### Da reinjeção de gás natural

4.1. No Brasil, mais de 80% da produção de gás natural ocorre no mar e geralmente se dá de forma associada à produção do petróleo, em que o gás, em menores concentrações, é retirado junto com o petróleo.

4.2. Apesar de a produção nacional de gás vir crescendo consistentemente ao longo dos últimos anos, esse crescimento não se reflete no aumento da oferta de gás nacional ao mercado. Isso porque o aumento da produção é acompanhado também por um aumento da reinjeção, que hoje já representa quase a metade do que é produzido.

4.3. No gráfico 1 abaixo, a curva azul representa o volume de gás que é produzido no país, enquanto a laranja traz os volumes reinjetados. Importa salientar que o volume de gás natural reinjetado representa o valor bruto, ou seja, inclui os contaminantes presentes na corrente, especialmente o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

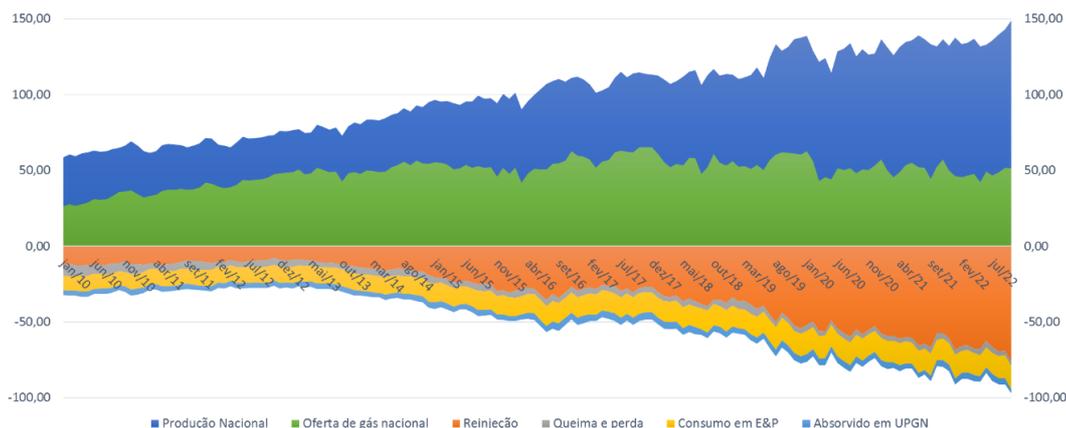


Gráfico 1 – Produção Nacional de Gás x Reinjeção  
Fonte: DGN, 2023

4.3.1. A crescente reinjeção é motivo de grandes debates no setor, já que o Brasil é importador de gás natural. O conflito entre a Rússia e a Ucrânia e seus graves efeitos sobre o setor energético mundial trazem ainda mais relevância ao debate, já que o gás natural liquefeito (GNL), do qual o Brasil é dependente, bateu recordes sucessivos de preços recentemente.

4.3.2. O gráfico 2 apresenta o histórico de oferta de gás no Brasil, por fonte. A oferta nacional respondeu, em 2021, por cerca de 52,9% da oferta total, enquanto a importação do gás boliviano correspondeu a 20,3% e de GNL, a 26,8%.

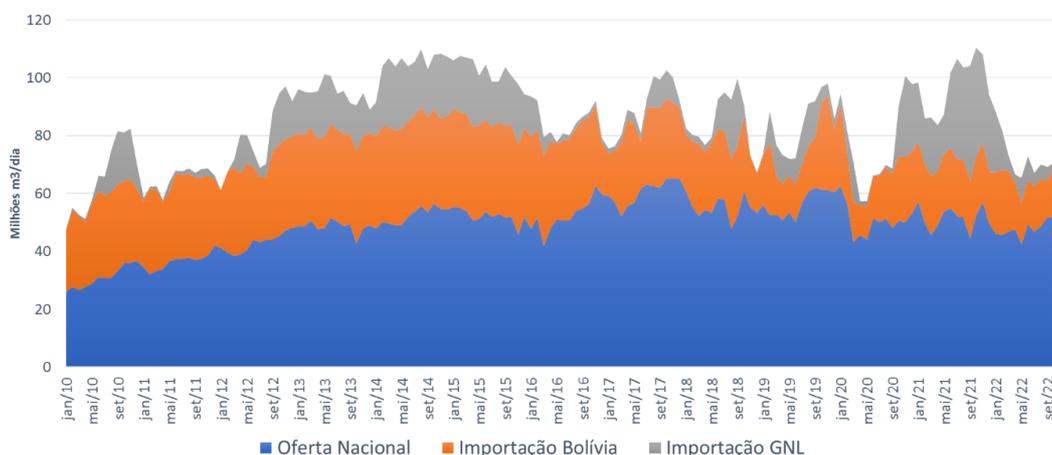


Gráfico 2 – Oferta de gás no Brasil por fonte  
Fonte: DGN, 2023

4.4. A reinjeção não significa necessariamente um desperdício de gás natural. Em sua maior parte, decorre das características do gás nacional, notadamente da Bacia de Santos, onde se concentra quase a totalidade das reinjeções *offshore* no país. Há razões técnicas e econômicas que as justificam em grande medida. Abaixo são elencadas algumas delas:

Reinjeção pode levar a aumento da recuperação de óleo

4.5. Tipicamente, a receita proveniente da venda do gás natural representa uma parcela muito pequena da receita total de um projeto de produção de petróleo com gás associado (cerca de 5%).

4.6. Em muitos casos, a reinjeção do gás natural, alternadamente com água, permite um aumento da recuperação de petróleo quando comparado a outros métodos de recuperação secundária. Por exemplo, estima-se que nos reservatórios do pré-sal, a utilização da técnica de injeção alternada de água e gás natural (do inglês, WAG) permita uma recuperação de petróleo entre 15 e 30% superior quando comparada à injeção exclusiva de água ou gás natural. Esse aumento na recuperação resulta em melhor retorno econômico para o projeto e, conseqüentemente, em mais receita para União na forma de *royalties* e participações especiais, por exemplo.

4.7. Todavia, há situações em que a reinjeção de gás, ou ao menos de parte dele, não é a melhor alternativa. Nessas situações, haveria espaço para uma política que incentivasse ou viabilizasse o seu aproveitamento.

Alta concentração de CO<sub>2</sub> e outros contaminantes pode inviabilizar o escoamento do gás em alguns casos

4.8. O gás natural produzido, geralmente, não está pronto para ser transportado ou consumido. Pode conter diversos contaminantes como nitrogênio (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), água (H<sub>2</sub>O), gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) e compostos de enxofre. Assim, antes de ser escoado até uma planta de processamento, pode necessitar de um pré-processamento, que é realizado na própria unidade de produção. Por exemplo, por razões técnicas, o gás a ser injetado nos gasodutos de escoamento não pode ter mais do que 3% de CO<sub>2</sub>. Portanto, gás com teores de CO<sub>2</sub> superiores a esse limite necessita ser pré-processado antes de ser escoado.

4.9. Ocorre que em grande parte dos campos produtores atuais, o gás natural possui elevada concentração de CO<sub>2</sub>, chegando a superar 70% em alguns casos. Adicionalmente, o processo de separação, com a tecnologia disponível atualmente, possui limitações em termos de concentração máxima de CO<sub>2</sub>, bem como limites na eficiência da separação. Assim, mesmo nos casos em que a separação do CO<sub>2</sub> é tecnicamente viável, muitas vezes as perdas do processo de separação fazem com que o volume líquido disponível para escoamento acabe sendo muito pequeno, não viabilizando grandes investimentos em infraestrutura para seu aproveitamento.

4.10. Outro aspecto que merece atenção é o impacto potencial do aproveitamento do gás rico em CO<sub>2</sub> sobre emissões de gases de efeito estufa, já que o gás carbônico que segue na corrente de gás natural até a unidade de processamento acaba, na maioria dos casos, ventado para a atmosfera ao final do processo. Por outro lado, o uso do gás natural em si está alinhado com a estratégia de longo prazo de transição para uma matriz de baixo carbono, já que pode substituir outros combustíveis mais poluentes a exemplo da gasolina, do carvão e do diesel. Ademais, sua infraestrutura pode abrir caminho para uma maior penetração do biogás e do hidrogênio no mercado.

4.11. Dessa forma, para maior aproveitamento do gás, particularidades de cada caso podem exigir análises mais detalhadas.

#### Baixa flexibilidade da produção de gás associado

4.12. Na produção de gás associado, não é possível reduzir ou interromper apenas a produção de gás sem afetar também a produção do óleo (principal fonte de receita). Com isso, possíveis oscilações na demanda de gás ou atrasos na implantação da infraestrutura de escoamento ou de processamento podem trazer risco econômico aos projetos de produção.

4.13. As recentes mudanças no mercado de gás natural, que incluem a formação de pontos de comercialização e a mudança do regime de outorga da atividade de estocagem subterrânea de gás natural podem permitir que oscilações de mercado não afetem a produção de óleo. Todavia, faz-se necessário avaliar se não cabem outros mecanismos ou políticas que mitiguem parte dos riscos associados a essa questão.

#### Dificuldade para alteração de projetos em andamento

4.14. A decisão quanto à estratégia de monetização dos recursos produzidos, que inclui escolha pela reinjeção ou escoamento do gás natural, ocorre tipicamente de 5 a 7 anos antes do início da produção. Ela impacta, por exemplo, no tipo e na quantidade de poços perfurados, no projeto da plataforma e na necessidade de infraestruturas de escoamento e processamento. Por essas razões, é complexo mudar a decisão quanto ao destino no gás em projetos cujo plano de desenvolvimento já tenha sido aprovado e, mais ainda, nos campos já em produção.

4.15. Há, todavia, oportunidade para que políticas públicas influenciem positivamente novos projetos em avaliação, o que certamente deve ser considerado pelo Poder Público.

4.16. Como se pode perceber, são grandes os desafios para aumentar o aproveitamento do gás nacional. As recentes transformações pelas quais vem passando o setor de gás no Brasil contribuem para a eliminação de barreiras de acesso ao mercado, o que vai ao encontro do maior aproveitamento do gás pretendido. Aliado a isso, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) vem avaliando com maior rigor os planos de desenvolvimento dos campos produtores, de modo a assegurar melhor aproveitamento dos recursos. Há ainda discussões no Congresso Nacional que trazem incentivos ao escoamento do gás.

4.17. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2032, sobre Sensibilidades e Análise Econômica para a Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural, indicam que, em 2032, apesar do aumento da produção bruta de gás natural, somente 41% será aproveitada como produção líquida no cenário de referência. Em um cenário de aumento da disponibilidade de gás natural considerando diminuição da parcela de reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos e viabilização do escoamento dessa produção, a produção nacional líquida poderá atingir 153 milhões de m<sup>3</sup> por dia, como mostra o Gráfico 3.

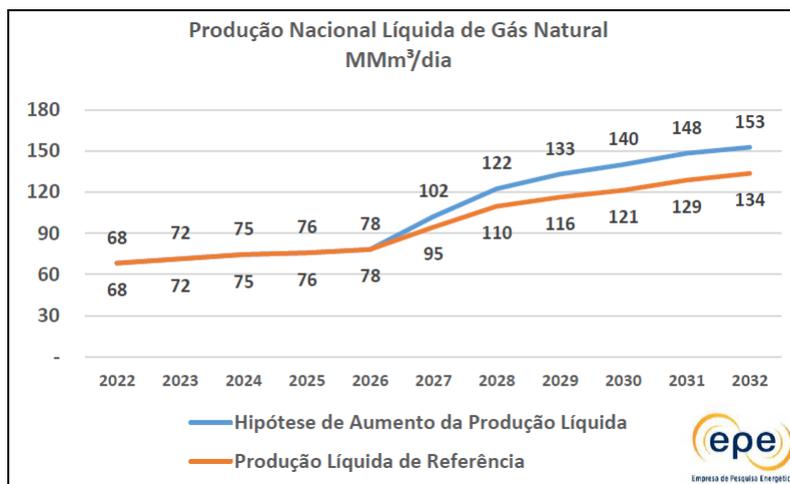


Gráfico 3 - Comparação da previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida

Fonte: EPE, 2023<sup>[1]</sup>

4.18. Dado o contexto, é oportuno que se faça uma avaliação quanto à necessidade de edição de políticas específicas complementares para assegurar o aumento do aproveitamento do gás nacional. O Grupo de Trabalho, cuja criação sugere-se na presente Nota Técnica, certamente poderá trazer contribuições nesse sentido.

#### **Do regime de partilha de produção**

4.19. Os regimes de concessão e partilha de produção diferem no modelo e na participação do Estado. Na concessão, todo o petróleo e gás produzidos são adquiridos originariamente pelo concessionário e o Estado não participa das atividades, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las. A remuneração do Estado se dá pela tributação e pelas participações governamentais.

4.20. No regime de partilha de produção, instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (Lei da Partilha), o operador e os contratados arcam com todos os custos do empreendimento e, em caso de sucesso exploratório, são reembolsados com um volume de hidrocarbonetos denominado “custo em óleo”. Para calcular a parcela de petróleo e gás natural da União e dos demais parceiros de cada projeto em regime de partilha, desconta-se, do total da produção de cada campo, o volume correspondente aos *royalties* devidos e todos os gastos de investimento e operacionais necessários para a execução das atividades de exploração e produção (custo em óleo). A diferença, denominada “óleo lucro”, é repartida entre as empresas participantes do consórcio e a União, a qual receberá a parcela de excedente em óleo que lhe foi ofertada no leilão (Figura 1).



Figura 1 - Distribuição da renda petrolífera no regime de partilha de produção

Fonte: ANP, 2022<sup>[ii]</sup>

4.21. A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), que representa a União nos contratos de partilha de produção, estima, para o horizonte de 2023 até 2032, que a produção de petróleo total desses contratos atingirá 7,7 bilhões bbl, sendo que, deste volume, a União terá à disposição 1,9 bilhão bbl e 10 bilhões m<sup>3</sup> de gás natural, rendendo uma arrecadação superior a US\$ 150 bilhões apenas com a comercialização (figura 2), desconsiderando as participações governamentais e tributos.

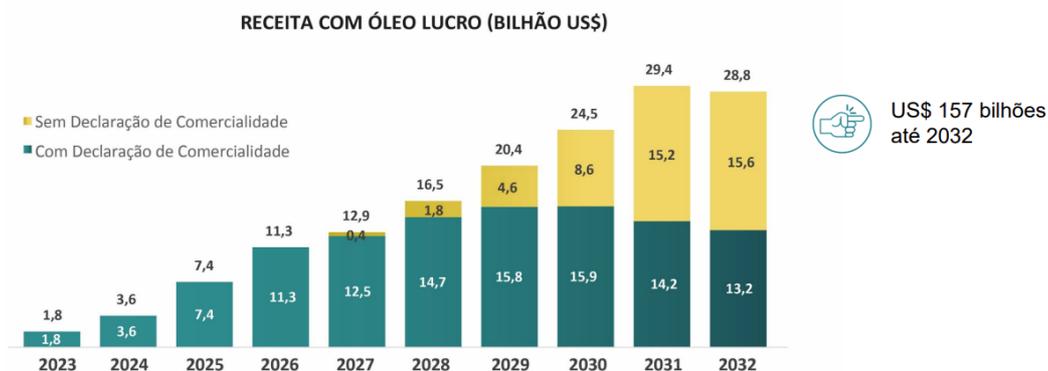


Figura 2 - Receitas estimadas com óleo lucro

Fonte: PPSA, 2022

4.22. Vale comentar que a receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União constitui uma das receitas do Fundo Social. Esse Fundo foi criado pela Lei da Partilha, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento.

4.23. Considerando o crescimento esperado dos volumes de óleo e gás da União e a competência do CNPE para propor a política de comercialização desses recursos, haveria espaço para se avaliar uma política que favoreça o escoamento do gás e a definição de destinação específica que esteja alinhada com a política nacional. A destinação do gás natural da União, produzido nos contratos de partilha de produção, pode ser uma importante âncora para a industrialização do Brasil, viabilizando a expansão da infraestrutura de escoamento e processamento do gás natural e a implementação de novos projetos nos setores de energia e indústria química, notadamente fertilizantes nitrogenados. Isso acabaria contribuindo para o desenvolvimento social e regional.

4.24. O PIB brasileiro tem em sua composição o grande peso do agronegócio. Segundo estudos do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (Cepea)<sup>[iv]</sup>, que é parte do Departamento de Economia, Administração e Sociologia da Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz" (Esalq), da Universidade de São Paulo (USP), o PIB agregado do agronegócio alcançou 27,4% do PIB nacional em 2021. Depreende-se, de imediato, o inegável caráter estratégico dos fertilizantes no Brasil.

4.25. O mesmo estudo menciona que o avanço da renda no ramo agrícola não foi ainda maior por conta do também expressivo incremento dos custos de produção – o que pode ser verificado no avanço do PIB dos insumos agrícolas.

Esse crescimento refletiu, em grande medida, a alta importante dos preços de fertilizantes e de máquinas agrícolas (**mas o aumento da produção nacional de fertilizantes, defensivos e máquinas agrícolas também impulsionou os resultados**).

4.26. Por seu turno, a dependência externa de fertilizantes, se comparada a de outros países situados no mesmo patamar agrícola, é elevada. O Brasil é responsável por cerca de 8% do consumo global de fertilizantes, sendo o quarto país do mundo em consumo, atrás apenas da China, Índia e dos Estados Unidos. Entretanto, em 2020, o Brasil supriu apenas 4,3% da demanda interna de fertilizantes nitrogenados com produção nacional.

4.27. A guerra da Ucrânia acentuou ainda mais a percepção de risco com relação à dependência da importação de fertilizantes. Isso porque, até recentemente, a Rússia figurava entre os maiores produtores e exportadores mundiais de fertilizantes e como um dos principais fornecedores do insumo no Brasil.

4.28. Fertilizantes nitrogenados são derivados da amônia, que pode ser obtida a partir da transformação química do gás natural. Há ainda os fertilizantes a base de fósforo e potássio cuja obtenção está mais associada à mineração e, portanto, não serão objeto da avaliação desta Nota Técnica ou do Grupo de Trabalho aqui proposto.

4.29. Estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019)<sup>[v]</sup> aponta, em um horizonte até 2034, uma demanda interna para fertilizantes da ordem de 9 milhões de toneladas/ano, a partir da correlação com a produção de grãos e sua projeção. O gráfico 5 ilustra esse crescimento.

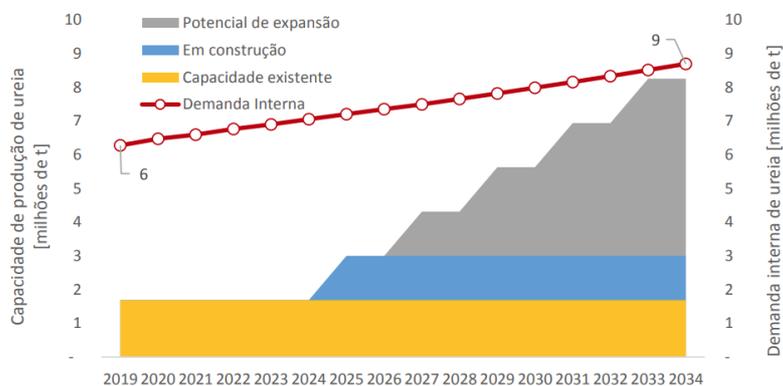


Gráfico 5 - Projeção da demanda de ureia e potencial de expansão de capacidade  
Fonte: EPE, 2019

4.30. O estudo em comento apontou um cenário de oferta projetado tal que haveria espaço para construção de quatro novas plantas até 2034, com capacidade de 1,25 milhões de toneladas/ano de ureia e 0,08 milhões de toneladas de amônia/ano, além da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN) III, da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), localizado em Três Lagoas/MS. A construção desta unidade está interrompida desde 2014, com 81% de avanço físico, e a Petrobras já chegou a conduzir processos para sua alienação, sem efetiva conclusão.

4.31. A avaliação realizada pela EPE é de que, considerando 5 novas plantas, com capacidade instalada de cerca de 1,3 milhões de toneladas/ano de ureia, a dependência externa de ureia seria reduzida para 10%, em 2034, conforme Gráfico 6.



Gráfico 6 - Consumo de gás natural versus importação de ureia  
Fonte: EPE, 2019

4.32. Destarte, tem-se a percepção de que o custo do gás natural e a garantia de suprimento são fatores cruciais para decisões de investimentos nas novas plantas necessárias para a desejável redução da dependência externa de fertilizantes.

4.33. Importante mencionar que a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, atribui competência ao CNPE para estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem à sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos.

#### Das recentes transformações do setor de gás natural no Brasil

4.34. No Brasil, como em grande parte do mundo, a indústria de gás natural desenvolveu-se pela ação de uma grande companhia estatal. Criada em 1953, a Petrobras foi a principal responsável pelo desenvolvimento do mercado de gás no país.

4.35. Desde sua fundação até o ano de 1995, com a aprovação da Emenda Constitucional nº 9/95, a empresa deteve a exclusividade no exercício do monopólio da União para as atividades da indústria de petróleo e gás natural. Com a flexibilização desse monopólio, esperava-se um aumento de investimentos privados e da concorrência na oferta de gás e derivados ao mercado. Contudo, diante de um ambiente legal e regulatório pouco atrativo, o desenvolvimento do mercado manteve-se dependente da Petrobras, que, por sua vez, permanecia como monopolista de fato.

4.36. Em 2016, tendo em vista que a Petrobras anunciava a redução de sua participação no setor de gás natural, viu-se oportuno e necessário revisar o marco legal de modo a atrair investimentos e assegurar o desenvolvimento do mercado. Nesse contexto, o CNPE aprovou a Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, por meio da qual estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural, visando à formação de um mercado líquido, competitivo e que contribuísse para o desenvolvimento do país.

4.37. As propostas para o novo desenho do mercado foram elaboradas a partir de ampla discussão com agentes de todos os segmentos da indústria, além de consumidores, especialistas nacionais e internacionais, academia e Governos Federal e Estaduais. Desde então, o setor vem passando por transformações de modo a incorporar o novo modelo. Uma nova Lei do Gás, a Lei nº 14.134, foi sancionada em abril de 2021, e regulamentada pelo Decreto 10.712, de 2 de junho de 2021.

4.38. Atualmente, já se observam importantes transformações, com novos agentes atuando no setor e anúncios de investimentos privados em infraestrutura. Destacam-se, principalmente, os produtores de gás natural que, a partir do acesso aos gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural, estão negociando suprimento de gás natural a distribuidoras de gás canalizado e consumidores livres, estabelecendo uma nova dinâmica concorrencial no mercado.

#### Da proposição do Programa Gás para Empregar

4.39. Diante do contexto, entende-se que há oportunidade para aperfeiçoamentos da legislação setorial visando promover um melhor aproveitamento do gás natural nacional. Nesse sentido, propõe-se a criação do Programa Gás para Empregar, por meio de edição de uma Resolução CNPE, cuja minuta segue anexa (SEI nº 0727980), juntamente com a respectiva minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0727977). O Programa tem os seguintes objetivos:

- I - propor diretrizes para permuta (*swap*) de óleo da União por gás natural, aumentando a disponibilidade deste último para o atendimento dos demais objetivos do programa;

II - melhorar o aproveitamento e retorno social da produção nacional de gás natural, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário, por meio de incentivos à construção da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural;

III - aumentar a produção nacional de fertilizantes nitrogenados e produtos petroquímicos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais, através do desenvolvimento de política de precificação de longo prazo do gás natural da União que leve em consideração os preços da molécula e dos produtos e energia obtidos a partir do gás natural; e

IV - integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

4.40. Não obstante, em vista da complexidade do tema, sugere-se que seja criado o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), para aprofundar a análise e subsidiar o CNPE na proposição de medidas e diretrizes que contribuam para o alcance dos objetivos do Programa.

4.41. Como o tema é transversal, sugere-se ainda que o GT-GE seja composto por entidades cujas atribuições tenham relação com os objetivos do Programa. Assim, a minuta de Resolução CNPE ora proposta considerou representantes, titular e suplente, indicados pelos seguintes órgãos e entidades:

- I - Ministério de Minas e Energia, que o coordenará;
- II - Ministério da Fazenda;
- III - Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços;
- IV - Ministério da Agricultura e Pecuária;
- V - Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima;
- VI - Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social;
- VII - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
- VIII - Empresa de Pesquisa Energética; e
- IX - Pré-sal Petróleo S.A.

4.42. A minuta prevê a possibilidade de, a critério do GT-GE, serem convidados representantes de órgãos e entidades públicas e privadas relacionadas ao setor de gás natural para participarem das reuniões e prestarem assessoramento sobre temas específicos.

4.43. O coordenador do GT-GE será responsável pela convocação das reuniões e envio da pauta dos assuntos a serem debatidos.

4.44. Propõe-se que caberá à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG) do MME prestar apoio administrativo ao GT-GE.

4.45. As atividades do GT-GE terão o prazo de 120 dias, contados da designação de seus membros, para a conclusão dos trabalhos e submissão de relatório ao CNPE, passível de prorrogação mediante portaria da SPG/MME.

4.46. A participação no GT-GE será considerada prestação de serviço público relevante, não remunerada, e eventuais despesas dos membros do GT-GE correrão à conta das organizações que representam.

4.47. Entende-se ainda que a proposta está em linha com o objetivo estratégico de desenvolvimento energético do Mapa Estratégico 2020-2023 do Planejamento Estratégico do Ministério de Minas e Energia, qual seja, formular políticas e viabilizar medidas para assegurar o atendimento pleno às necessidades inerentes ao suprimento de recursos energéticos. Do ponto de vista da Gestão de Riscos desta Pasta, trata-se de medida que mitiga o risco institucional de ausência de investimentos em infraestrutura.

#### Da Análise de impacto Regulatório

4.48. O Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, regulamentou a Análise de Impacto Regulatório (AIR), aplicável aos órgãos e às entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional, quando da proposição de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, no âmbito de suas competências, bem como às propostas de atos normativos formuladas por colegiados por meio do órgão ou da entidade encarregado de lhe prestar apoio administrativo. Entre outras disposições, o Decreto trata das hipóteses em que a AIR será obrigatória e as hipóteses em que poderá ser dispensada.

4.49. No âmbito do Ministério de Minas e Energia, O Decreto nº 10.411/2020 foi regulamentado pela Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, que instituiu o Programa de AIR. Nos termos do art. 17, III, dessa Portaria Normativa, a AIR poderá ser dispensada na hipótese de ato normativo ser considerado de baixo impacto. O art. 2º, II, define como normativo considerado de baixo impacto, entre outros, aquele que *não gera aumento significativo de custos para os agentes econômicos ou usuários de serviços prestados nem de despesas orçamentárias para o Ministério de Minas e Energia*.

4.50. A minuta de Resolução CNPE ora proposta institui o Programa Gás para Empregar e define os seus objetivos. Entretanto, não estabelece nenhum dispositivo que afete os agentes econômicos ou os usuários dos serviços prestados.

4.51. Pelo contrário, cria um Grupo de Trabalho que tem o objetivo de aprofundar a análise do tema e subsidiar o CNPE na proposição de medidas e diretrizes do Programa.

4.52. A criação do GT-GE é uma etapa inicial do processo para a correta identificação do problema regulatório e formulação de propostas de medidas para o alcance dos objetivos do Programa. Ressalte-se que o diagnóstico a ser realizado necessita do envolvimento de outros órgãos, tendo em vista a transversalidade do tema, o que justifica a criação do GT-GE.

4.53. Pelas razões apresentadas, entende-se que a criação do Programa Gás para Empregar, na forma da minuta de Resolução CNPE proposta, é passível de dispensa da AIR por ser de baixo impacto. A avaliação de dispensa da AIR deve ser solicitada ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR), nos termos da Portaria Normativa MME nº 30/2021.

4.54. Vale comentar que as medidas propostas a partir dos trabalhos do GT-GE, essas sim, poderão, eventualmente, estar sujeitas à AIR e nesse caso serão oportunamente submetidas ao CPAIR.

#### 5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

5.1. Minuta de Resolução CNPE (SEI nº 0727980).

5.2. Minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0727977).

#### 6. CONCLUSÃO

6.1. A reinjeção de gás natural no Brasil vem crescendo e hoje já representa quase a metade do volume que é produzido. Embora a reinjeção não signifique, na maioria dos casos, um desperdício de gás natural, o aumento da oferta nacional poderia contribuir para o desenvolvimento econômico e social, além de reduzir a dependência da importação do gás natural e viabilizar arranjos industriais estratégicos.

6.2. Estudos de sensibilidade da EPE no PDE 2032 indicam que há possibilidade de aumento da oferta nacional de gás natural, em relação ao cenário de referência, com a diminuição da parcela de reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento dessa produção.

6.3. Considerando o crescimento esperado dos volumes de óleo e gás da União decorrente dos contratos de partilha de produção e a competência do CNPE para propor a política de comercialização desses recursos, entende-se como oportuno avaliar uma política que favoreça o escoamento do gás e a definição de destinação específica que esteja alinhada com a política nacional.

6.4. Tal política pode favorecer, por exemplo, o uso do gás natural como matéria-prima, notadamente para a produção de fertilizantes nitrogenados, dado seu caráter estratégico para o PIB agregado do agronegócio. Como explorado nesta Nota Técnica, o agronegócio brasileiro é extremamente dependente da importação de fertilizantes, o que faz com que a economia nacional fique vulnerável a intempéries geopolíticas. Outrossim, o preço e a garantia de suprimento de gás natural são determinantes nas decisões de investimentos em novas plantas de fertilizantes nitrogenados.

6.5. Diante do exposto, propõe-se a criação do Programa Gás para Empregar, bem como sugere-se a instituição, pelo CNPE, de Grupo de Trabalho composto pelo Ministério de Minas e Energia, Ministério da Fazenda, Ministério da Agricultura e Pecuária, Ministério do Desenvolvimento Indústria, Comércio e Serviços, Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Empresa de Pesquisa Energética, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e Pré-sal Petróleo S.A. para subsidiar propostas de medidas e diretrizes que promovam um maior aproveitamento do gás nacional, com efeito sobre a competitividade da indústria nacional, especialmente para o uso como matéria-prima na produção de fertilizantes nitrogenados e petroquímicos.

6.6. Entende-se que a proposta está em linha com o objetivo estratégico de desenvolvimento energético do Mapa Estratégico 2020-2023 do Planejamento Estratégico do Ministério de Minas e Energia, qual seja, formular políticas e viabilizar medidas para assegurar o atendimento pleno às necessidades inerentes ao suprimento de recursos energéticos. Do ponto de vista da Gestão de Riscos desta Pasta, trata-se de medida que mitiga o risco institucional de ausência de investimentos em infraestrutura.

6.7. Por fim, pelas razões expostas na Nota Técnica, propõe-se solicitar ao CPAIR avaliar a dispensa de AIR, pelo entendimento de que o ato da criação do programa Gás Para Empregar, na forma proposta na minuta de Resolução CNPE, ser de baixo impacto, sem gerar custos para os agentes econômicos ou usuários de serviços prestados, nem despesas orçamentárias para o Ministério de Minas e Energia.

6.8. Havendo decisão favorável à dispensa de AIR pelo CPAIR, a minuta de Resolução CNPE (SEI nº 0727980), juntamente com a respectiva minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0727977), devem ser submetidas à Consultoria Jurídica, para emissão de parecer jurídico.

À consideração superior,



Documento assinado eletronicamente por **Edie Andreeto Junior, Analista de Infraestrutura**, em 03/03/2023, às 11:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Massaharu Matsumoto, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural Substituto(a)**, em 03/03/2023, às 11:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rafael Bastos da Silva, Diretor(a) do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**, em 03/03/2023, às 12:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



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](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0727974** e o código CRC **BB5DD394**.