



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, depg@mme.gov.br, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: e Fax: @fax_unidade@ - http://www.mme.gov.br

RELATÓRIO

Processo nº 48380.000186/2023-09

Interessado: Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Comitê Permanente de Análise de Impacto Regulatório

1. ASSUNTO

1.1. Análise de Impacto Regulatório (AIR) referente à proposta de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que altera a Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018, a qual "*estabelece a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União*", e dá outras providências.

2. REFERÊNCIAS

2.1. Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018.

2.2. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo).

2.3. Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010.

2.4. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

2.5. Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018.

2.6. Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.

2.7. Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019.

2.8. Decreto nº 10.411, de 30 junho de 2020.

2.9. ANP (2023). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados Estatísticos**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 20 dez. 2023.

2.10. EPE (2022). Empresa de Pesquisa Energética. **Cadernos de Estudo do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Caderno de Abastecimento de Derivados - PDE 2032. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 20 dez. 2023.

2.11. PPSA (2023). Pré-Sal Petróleo S.A.. **Estimativa de resultados nos contratos de partilha de produção e nos acordos de individualização da produção com participação da União**. Disponível em: <www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2023/11/Ebook-Forum_10anos_Mod24-11.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2023.

2.12. SCHMITKE, Yuri. **Análise de Impacto Regulatório – AIR como Garantia de Segurança e Estabilidade Regulatória**. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro. 3 de novembro de 2016.

2.13. MACKIE, Peter & WORSLEY, Tom & ELIASSON, Jonas, (2014). **Transport Appraisal Revisited**. Research in Transportation Economics, ELSEVIER, Vol. 47(C), 1999.

2.14. PARANAIBA, Adriano C. (2017). **Metodologia para priorização de projetos de infraestrutura em mobilidade urbana com base na configuração urbana e no escalonamento multidimensional**. Tese de doutorado em Transportes, Publicação T.D. – 004/2017, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, DF

2.15. VARIAN, Hal R. & SHAPIRO, Carl (1999). **Information Rules: A Strategic Guide to the Network Economy**. Vol. 1. Harvard Business School Press. Boston: Massachusetts.

2.16. ARROW, Kenneth (1951). **Social Choice and Individual Values**. Vol. 1. Yale University Press, New Haven.

2.17. HAYEK, Friedrich A (1973). **Law, Legislation and Liberty: A New Statement of the Liberal Principles of Justice and Political Economy. Vol. 1: "Rules and Order"**. London: Routledge.

2.18. ELSTER, Jon (1999). **Strong Feelings: Emotion, Addiction, and Human Behavior**. Vol. 1. The MIT Press.

2.19. CASA CIVIL (2018). **Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/centrais-de-conteudo/downloads/diretrizes-gerais-e-guia-orientativo_final_27-09-2018.pdf>. Acesso em: 08 abr. 2024.

2.20. SNPGB (2023). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 09 abr. 2024.

3. SUMÁRIO

Problema regulatório

3.1. O cenário energético nacional, especialmente no que tange à comercialização do petróleo e gás natural da União, apresenta desafios que demandam aprimoramento da Política de Comercialização, tendo em vista que o modelo atual de comercialização do gás natural da União prevê a sua venda na "boca do poço" e que este modelo não representa a melhor opção de maximização do resultado econômico, conforme preconizado pela Resolução CNPE nº 15/2018. A possibilidade de adoção de modelos de negócios que permitam à PPSA ofertar o gás processado ao mercado, através de leilões ou processos competitivos, emerge como uma alternativa viável para potencializar a receita auferida pela União.

3.2. Desse modo, o problema regulatório da presente Análise de Impacto Regulatório (AIR) foi definido como a possibilidade da atual política de comercialização do gás natural da União não promover a atuação da PPSA no sentido de maximização da receita oriunda da venda dos recursos da União.

3.3. Em outras palavras, o problema regulatório reside na possibilidade de subutilização dos recursos da União, motivo pelo qual há a necessidade de revisão da Resolução CNPE nº 15/2018 que trata da Política de Comercialização do Petróleo e do Gás Natural da União, a fim de adequá-la à atual dinâmica de mercado, no sentido de maximização do resultado econômico, da competitividade do gás natural nacional e da sustentabilidade do setor energético, contribuindo para a maior robustez institucional para atuação da PPSA.

Objetivo da AIR

3.4. Com vistas ao endereçamento do problema regulatório, o objetivo desta AIR é definir proposta de diretrizes a serem emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para favorecer a atuação da PPSA no sentido de comercializar os recursos da União maximizando seu valor.

3.5. A presente AIR foi elaborada empregando-se como base o documento intitulado "Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório - AIR" (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2018). Considerando que a AIR deve sempre observar o princípio da proporcionalidade, o que significa dizer que os recursos, esforços e tempo empregados em toda a análise devem ser proporcionais à relevância do problema investigado e dos possíveis impactos da intervenção governamental, optou-se por seguir as etapas da AIR Nível I.

3.6. Registra-se que se estuda no contexto desta AIR a possibilidade de diretrizes à comercialização do gás natural da União por um agente específico, a PPSA, a fim de que a empresa avalie alternativas para comercialização dos recursos da União. Não se destina, portanto, a tratar de diretrizes de comercialização para destinatário diverso da estatal.

3.7. A atribuição de comercialização do óleo e gás da União, bem como as análises técnicas e econômicas que a atividade requer já estão atribuídas à PPSA na Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. Portanto, essas diretrizes, que trazem tão somente luz à importância de otimizar a valorização dos recursos da União, bem como segurança jurídica para a PPSA, somente seriam desdobradas em possíveis novas formas de comercialização após o rito específico da própria empresa acerca da avaliação dos seus projetos e contratos, justificando a elaboração de AIR Nível I.

3.8. Adotando o princípio da proporcionalidade como guia, a AIR seguirá as etapas recomendadas para uma análise de nível adequado ao problema identificado. Segundo a *BRDO - Better Regulation Delivery Office - BRDO*, órgão vinculado ao *Department for Business, Innovation and Skills - BIS* no Reino Unido, diversas etapas são sugeridas para serem seguidas, na seguinte ordem:

- I - Definição do problema e dos objetivos a serem alcançados;
- II - Consulta com participação dos agentes para validar as conclusões alcançadas nas fases anteriores;
- III - Seleção das diferentes opções a serem consideradas;
- IV - Escolha do método de análise;
- V - Mapeamento de dados para mensurar custos e benefícios de todas as opções identificadas;
- VI - Análise e comparação das opções, segundo o método definido;
- VII - Consulta pública das minutas do relatório de AIR e da norma regulatória para validação do resultado com os interessados;
- VIII - Ajuste do relatório de AIR e sugestão da medida regulatória a ser adotada pelo agente regulador responsável pela tomada de decisão; e
- IX - Monitoramento da regulação, mediante levantamento de informações para os stakeholders e o regulador.

Alternativas regulatórias

3.9. As seguintes alternativas regulatórias foram avaliadas na presente AIR:

a) **Alternativa 1 (não ação: PPSA permanece comercializando o gás natural da União na "boca do poço")**

CNPE manter as diretrizes atuais da política de comercialização do petróleo e gás natural da União.

b) **Alternativa 2 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, mas sem considerar os custos dessas operações como "custo em óleo")**

CNPE estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União, quais sejam:

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), no exercício de suas atribuições legais, poderá contratar o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União nos contratos de partilha e realizar sua venda ao mercado nacional, em bases competitivas, desde que constatada a viabilidade técnica e econômica das operações.

A avaliação da viabilidade técnica e econômica das operações, de que trata o **caput**, deverá contemplar, no mínimo:

- I - contratação de capacidade para escoamento do gás natural;
- II - contratação de capacidade em instalações de processamento de gás natural, para que o gás da União possa ser processado e oferecido na rede de transporte;
- III - operações de venda à ordem de gás natural, que permitam acesso ao mercado nacional;
- IV - venda direta a agentes comercializadores de gás natural, consumidores livres e distribuidoras estaduais; e
- V - venda direta de GLP e demais líquidos produzidos a partir do processamento de gás natural a agentes refinadores, comercializadores e distribuidores com base nas melhores práticas características do mercado desses produtos.

c) **Alternativa 3 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, sendo os custos dessas operações considerados como "custo em óleo")**

CNPE estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União, quais sejam:

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), no exercício de suas atribuições legais, poderá contratar o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União nos contratos de partilha e realizar sua venda ao mercado nacional, em bases competitivas, desde que constatada a viabilidade técnica e econômica das operações.

A avaliação da viabilidade técnica e econômica das operações, de que trata o **caput**, deverá contemplar, no mínimo:

- I - contratação de capacidade para escoamento do gás natural;
- II - contratação de capacidade em instalações de processamento de gás natural, para que o gás da União possa ser processado e oferecido na rede de transporte;
- III - operações de venda à ordem de gás natural, que permitam acesso ao mercado nacional;
- IV - venda direta a agentes comercializadores de gás natural, consumidores livres e distribuidoras estaduais; e
- V - venda direta de GLP e demais líquidos produzidos a partir do processamento de gás natural a agentes refinadores, comercializadores e distribuidores com base nas melhores práticas características do mercado desses produtos.

(...)

Os custos das operações de escoamento, de processamento e de venda ao mercado do volume do gás natural serão tratados como gastos diretamente relacionados com a comercialização do gás natural da União.

Alternativa selecionada - Metodologia: Análise Custo-Benefício

3.10. Para comparação das alternativas adotou-se a análise de custo-benefício, metodologia que se fundamenta no esforço de dar valor pecuniário aos benefícios e aos custos envolvidos em cada uma das alternativas apresentadas.

3.11. As alternativas foram analisadas com base em três dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional, a saber, incisos II, III e VI do art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo):

- (I) promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- (ii) proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; e
- (iii) incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural.

3.12. A alternativa que apresentou melhor relação custo-benefício foi a Alternativa 3 - PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, sendo os custos dessas operações considerados como "custo em óleo".

Estratégia de implementação, fiscalização e monitoramento

3.13. A estratégia de implementação é composta, em linhas gerais, por três etapas:

- (i) submissão desta AIR ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR);
- (ii) submissão da proposta de ato normativo ao CNPE; e
- (iii) publicação da resolução CNPE no Diário Oficial da União.

3.14. Com relação à estratégia de fiscalização e monitoramento, como a norma tem desdobramentos em comando para a PPSA, identificam-se as seguintes etapas:

- (i) verificação se o comando do CNPE será incluído na agenda de gestão da PPSA;
- (ii) acompanhamento do cronograma de ação interna da PPSA para atendimento à resolução CNPE; e
- (iii) monitoramento dos resultados das ações da PPSA.

4. INTRODUÇÃO E FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

Histórico

4.1. Por meio do Despacho SNPGB (SEI nº 0851507), de 24 de janeiro de 2024, foi submetida à CONJUR/MME a proposta de Resolução do CNPE (SEI nº 0843217), que altera a Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018, para estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do petróleo e gás natural da União, com objetivo de otimizar a utilização destes insumos provenientes dos contratos de partilha de produção, impulsionar a industrialização e fortalecer a segurança no abastecimento nacional de energia, insumos petrolíferos, fertilizantes nitrogenados e outros produtos químicos. Acompanhando a minuta de Resolução foram também enviadas a Minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0825199) e a Nota Técnica nº 4/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0850289).

4.2. Na ocasião, entendeu-se que para a proposta do ato normativo em tela não se aplicaria a Análise de Impacto Regulatório (AIR) com base no enquadramento no inciso II, § 2º do art. 3º do Decreto nº 10.411/2020, que dispõe não ser exigido a AIR nas hipóteses de atos de efeitos concretos, destinados a disciplinar situação específica, cujos destinatários sejam individualizados, conforme apresentado na Nota Técnica nº 4/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0850289).

4.3. Posteriormente, à luz das considerações tecidas pela CONJUR/MME por meio do Parecer nº 00005/2024/CONJUR-MME/CGU/AGU (SEI nº 0858979), a SNPGB submeteu ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR) solicitação de dispensa de AIR com base no (i) inciso II do art. 4º do Decreto nº 10.411/2020, por entender que se tratava de ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias; e (ii) nos fundamentos adicionais constantes na Nota Técnica nº 4/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0850289) e complementados pela Nota Técnica nº 31/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0871737).

4.4. Contudo, o CPAIR entendeu pela necessidade de elaboração de AIR, conforme exarado no Despacho CPAIR (SEI nº 0874617). Por esta razão, a SNPGB orientou os Departamentos envolvidos a confeccionarem o presente Relatório de AIR.

4.5. Após os debates técnicos e dúvidas decorrentes da reunião do CPAIR, ocorrida em 18 de março de 2023, os departamentos signatários reanalisaram a minuta submetida ao CPAIR e identificaram oportunidades de aprimoramento da redação a fim de deixar o texto mais claro, acarretando em nova Minuta de Resolução CNPE (SEI nº 0879322) e em nova Minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0879336), cujas justificativas técnicas são abordadas na Nota Técnica nº 43/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0884498).

4.6. Em síntese, a partir do estudo do tema foram identificadas oportunidades para o aperfeiçoamento do referido instrumento com vistas a contribuir para a formulação de políticas públicas para a atividade de refino de petróleo e petroquímica, com impactos diretos e positivos para a segurança e a diminuição da pobreza energética, para a redução da dependência de derivados de petróleo, bem como a garantia do abastecimento nacional, assim como a geração de emprego e renda. Com isto, a proposta de Resolução do CNPE passou a abordar três três distintas proposições, a saber:

- a) Estabelecer diretrizes de comercialização para a PPSA, relacionadas ao aproveitamento do gás natural da União, visando ao exercício de suas atribuições legais → proposta expressa nos termos da inclusão do art. 2º-A e do § 3º do art. 3º na Resolução CNPE nº 15/2018 (**Proposição 1**);
- b) Estabelecer, como de interesse da Política Energética Nacional, diretriz para que a PPSA avalie a execução de suas competências legais definidas (i) no art. 4º, inciso II, alínea 'd', da Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, e (ii) no art. 3º da Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018 → proposta expressa nos termos da inclusão do art. 9º na Resolução CNPE nº 15/2018 (**Proposição 2**); e
- c) Estabelecer, como de interesse da Política Energética Nacional, que a PPSA realize estudos de viabilidade técnica e econômica para a execução de leilão de contrato de longo prazo para refino com o objetivo de ampliar a cadeia de refino e petroquímica, especificamente em unidades do território nacional → proposta expressa nos termos do art. 2º da Minuta de Resolução (**Proposição 3**).

4.7. Após apresentar as justificativas, a Nota Técnica nº 43/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0884498) sugere o encaminhamento da presente Nota Técnica ao CPAIR, para deliberação em relação à:

- a) **Proposição 1:** elaboração de Análise de Impacto Regulatório - AIR (SEI nº 0884499) referente à inclusão do art. 2º-A e do § 3º no art. 3º na Resolução CNPE nº 15/2018;
- b) **Proposição 2:** solicitação de dispensa referente à inclusão do art. 9º na Resolução CNPE nº 15/2018, com fulcro no inciso III do art. 4º do Decreto nº 10.411/2020; e
- c) **Proposição 3:** para ciência do CPAIR acerca da manutenção da inaplicabilidade de AIR sobre o art. 2º da minuta, com fulcro no inciso II do art. 3º do Decreto nº 10.411/2020, cuja deliberação foi consubstanciada no Despacho CPAIR (SEI nº 0773913).

4.8. Com isto, o presente Relatório de AIR aborda os impactos regulatórios da implementação daquilo que diz respeito à **Proposição 1** da proposta de Resolução do CNPE.

4.9. Ressalta-se que não será objeto desta AIR análise do comando constante na minuta de resolução que se refere ao estudo a ser conduzido pela PPSA e EPE, sob coordenação do MME, uma vez que este Item da minuta de Resolução CNPE foi objeto de deliberação CPAIR, em 26 de junho de 2023, para avaliação da dispensa de AIR, com fulcro nos incisos III e IV do art. 4º do Decreto nº 10.411/2020. A deliberação consubstanciou-se no Despacho CPAIR (SEI nº 0773913), por meio do qual houve a aprovação da dispensa de realização de AIR, cujos efeitos seguem válidos.

Do procedimento para elaboração da Análise de Impacto Regulatório

4.10. De acordo com o disposto no art. 5º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, as propostas de edição e alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos ou usuários dos serviços prestados, promulgadas por órgão ou entidade da administração pública federal, incluindo autarquias e fundações públicas, devem ser precedidas pela realização de uma análise de impacto regulatório. Essa análise deve conter informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo, a fim de verificar a razoabilidade de seu impacto econômico. Já a Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, em seu artigo 6º, estabelece que a adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados devem ser precedidas, nos termos de regulamento, pela realização de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR). Esta análise também deve conter informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo em questão.

4.11. Devem-se mencionar, a respeito do processo em análise, dois pontos:

- a) Em primeiro lugar, a presente AIR avalia diretrizes à comercialização do gás natural da União por um agente específico, a PPSA, a fim de que a empresa avalie alternativas para comercialização dos recursos da União. Não se destina, portanto, a tratar de diretrizes de comercialização para

destinatário diverso da estatal; e

b) Em segundo lugar, toda a base de análise já se ancora em prerrogativas legalmente constituídas como competência da PPSA, nos termos do inciso II do art. 4º da Lei nº 12.304/2010, de modo que a especificação de diretrizes não inova no ordenamento jurídico, mas apenas sinaliza diretrizes emanadas da política energética nacional para o alcance das competências institucionais da PPSA na comercialização do gás natural da União.

4.12. Utilizou-se como referência para a elaboração da presente AIR o documento intitulado "Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório - AIR" (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2018). Dado que a AIR deve sempre respeitar o princípio da proporcionalidade, que implica que os recursos, esforços e tempo investidos na análise devem ser proporcionais à relevância do problema investigado e dos possíveis impactos da intervenção governamental, optou-se por seguir as etapas da AIR Nível I, as quais incluem as seguintes seções:

- (a) sumário executivo objetivo;
- (b) identificação do problema regulatório que se pretende solucionar;
- (c) identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema regulatório;
- (d) identificação da base legal que ampara a ação da agência, órgão ou entidade da administração pública no tema tratado;
- (e) definição dos objetivos que se pretende alcançar;
- (f) descrição das possíveis alternativas para o enfrentamento do problema regulatório identificado, considerando a opção de não ação, além de soluções normativas, e, sempre que possível, opções não normativas;
- (g) exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas;
- (h) comparação das alternativas consideradas, apontando, justificadamente, a alternativa ou a combinação de alternativas que se mostra mais adequada para alcançar os objetivos pretendidos;
- (i) descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, incluindo formas de monitoramento e de fiscalização, bem como a necessidade de alteração ou de revogação de normas em vigor;
- (j) considerações referentes às informações, contribuições e manifestações recebidas para a elaboração da AIR em eventuais processos de participação social ou outros processos de recebimento de subsídios de interessados no tema sob análise; e
- (k) nome completo, cargo ou função e assinatura dos responsáveis pela AIR.

4.13. Registra-se que se estuda aqui a possibilidade do CNPE emanar medidas acerca da política de comercialização do petróleo e gás natural da União, a serem seguidas pela PPSA.

4.14. Portanto, considera-se que as medidas propostas serão posteriormente desdobradas em ações de gestão e ações contratuais específicas por parte da PPSA, especialmente no que se relaciona à análise de viabilidade técnica e econômica, justificando a elaboração de AIR Nível I no âmbito da definição da política pública.

Da Política de Comercialização do Petróleo e do Gás Natural da União

4.15. A Resolução CNPE nº 15, datada de 29 de outubro de 2018, é um marco regulatório significativo para o setor energético brasileiro. Seu principal objetivo é otimizar a comercialização do petróleo e do gás natural da União, buscando garantir maior competitividade no mercado nacional e internacional. A resolução estabelece diretrizes para a atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) na comercialização, sem adentrar expressamente na avaliação da possibilidade de contratação de capacidade de escoamento e processamento do gás natural, bem como na venda à ordem, visando maximizar a monetização desses recursos.

4.16. A política de comercialização reflete a preocupação em harmonizar interesses econômicos com aspectos estratégicos e logísticos. Entre as diretrizes estabelecidas, destaca-se a priorização do abastecimento ao mercado nacional e o aproveitamento do gás natural para o desenvolvimento integrado do mercado nacional, baseado em critérios de sustentabilidade econômica. Além disso, a transparência, rastreabilidade e adoção das melhores práticas da indústria são enfatizadas como princípios orientadores.

4.17. Um aspecto relevante é a competência atribuída à PPSA para celebrar contratos com agentes comercializadores em nome da União, representando um importante passo para a maximização do resultado econômico da comercialização dos recursos energéticos.

4.18. Em suma, a Resolução CNPE nº 15/2018 representa um passo importante na busca por uma política energética mais eficiente e competitiva no Brasil. Ao estabelecer diretrizes para a comercialização de petróleo e gás natural da União, a resolução visa impulsionar o desenvolvimento do setor energético nacional e contribuir para o crescimento sustentável do país.

Regime de Partilha de Produção

4.19. A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, dispõe sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural, sob o Regime de Partilha de Produção (RPP), em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas, além de criar o Fundo Social e alterar dispositivos da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997).

4.20. No Brasil, o RPP é aplicado em áreas do Pré-sal e outras definidas como estratégicas. As empresas vencedoras do leilão das áreas são aquelas que oferecem à União o maior percentual de petróleo e gás natural produzido, ou seja, o maior excedente em óleo, a partir de um percentual mínimo fixado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O bônus de assinatura é fixo e também estabelecido previamente pelo CNPE.

4.21. De acordo com a Lei, o CNPE oferece primeiramente à Petrobras a preferência de operar as áreas a serem licitadas. Quando a Petrobras manifesta interesse em atuar na condição de operadora, ela deve informar em quais áreas deseja exercer esse direito, indicando sua participação no consórcio, que deverá ser igual ou superior a 30%.

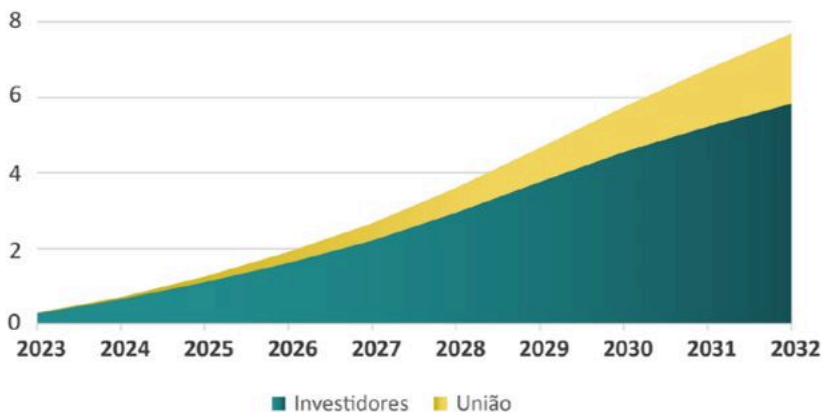
4.22. Os consórcios são compostos pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), representando a União, e pelas empresas vencedoras da licitação. Os custos necessários às operações de exploração e produção (custo em óleo) são descontados do valor total da produção e o excedente em óleo é partilhado entre as empresas e a União, conforme os percentuais definidos no contrato.

4.23. Atualmente, a União dispõe de 23 contratos de partilha de produção, para os quais há expectativa de investimentos da ordem de US\$ 72 bilhões para os próximos dez anos. Desses contratos, 3 foram devolvidos por falta de economicidade, 8 estão na fase de produção e 12 estão na fase de exploração.

4.24. Estima-se que de 2023 até 2032 a produção de petróleo total dos contratos de partilha de produção será de 7,7 bilhões bbl, sendo que, deste volume, a União terá à disposição 1,9 bilhão bbl (Figura 1), e 10 bilhões m³ de gás natural, rendendo uma arrecadação superior a US\$ 150 bilhões apenas com a comercialização (Figura 2), desconsiderando as participações governamentais e tributos.

Figura 1 - Previsão da produção de petróleo total dos contratos de partilha.

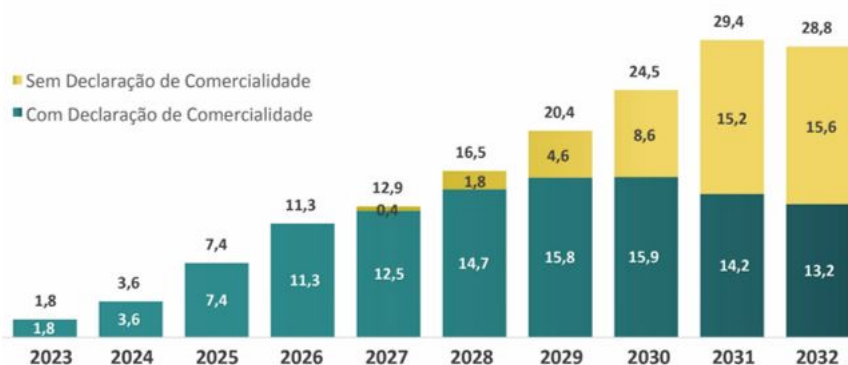
BARRIS ACUMULADOS (BILHÕES)



Fonte: PPSA (2023).

Figura 2 - Previsão da arrecadação da União com a comercialização de seu óleo lucro, sem considerar participações governamentais e tributos.

RECEITA COM ÓLEO LUCRO (BILHÃO US\$)



Fonte: PPSA (2023).

Desafios na comercialização/monetização do gás natural da União

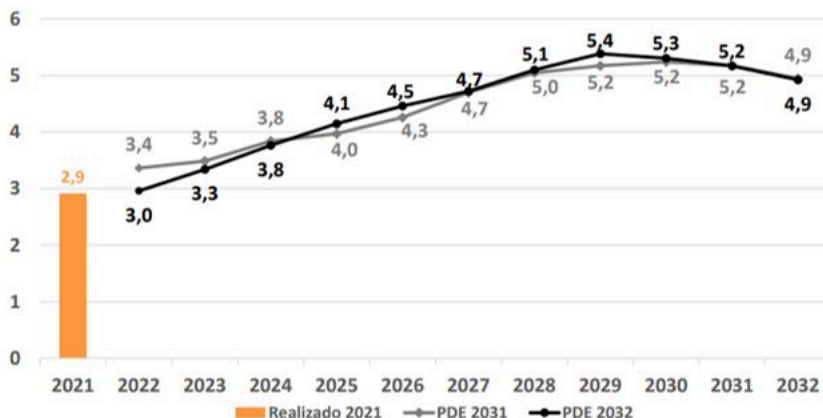
4.25. O Brasil é um grande produtor de petróleo e gás natural, contando hoje com cerca de 3 milhões bbl/dia e 140 milhões m³/dia, respectivamente. A maior parte deste petróleo e gás natural, cerca de 74%, são oriundos do Pré-sal.

4.26. A expectativa é que, em menos de dez anos, o Brasil atinja a posição de 5º maior produtor de petróleo do mundo, com cerca de 5,4 milhões bbl/dia (Figura 3), quando produzirá (produção bruta) 320 milhões de m³/dia de gás natural (Figura 4). Cerca de 80% destes recursos serão produzidos a partir do *play* Pré-sal.

Figura 3 - Previsão da Produção de Petróleo (milhões bbl/dia).

Previsão da Produção de Petróleo (Milhões bbl/dia)

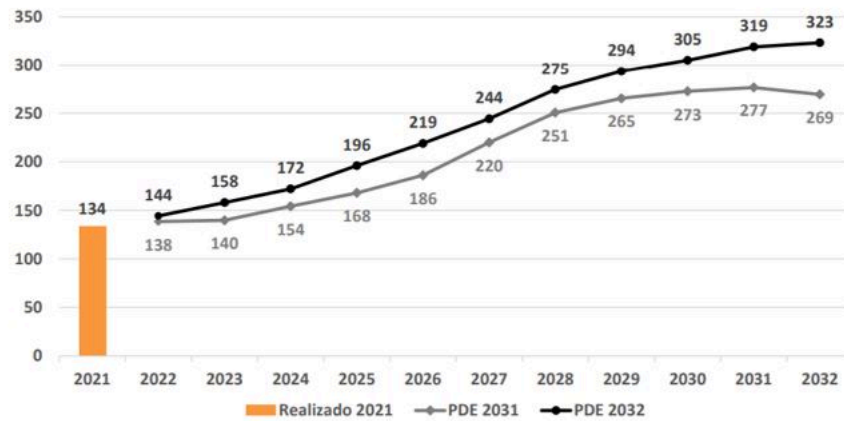
Fonte: EPE



Fonte: EPE (2022).

Figura 4 - Previsão da Produção de Gás Natural (milhões m³/dia).
Previsão da Produção Bruta de Gás Natural (Milhões m³/dia)

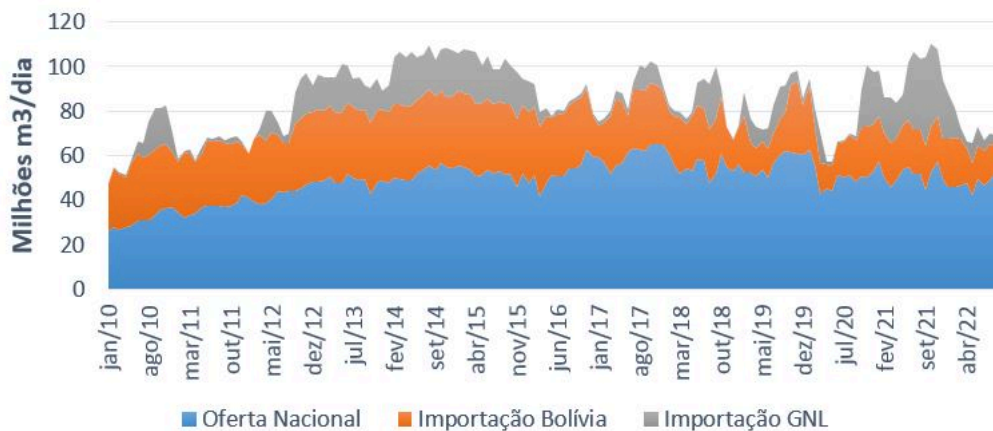
Fonte: EPE



Fonte: EPE.

4.27. Apesar disso, com relação ao gás natural, apenas 50 milhões m³/dia são disponibilizados ao mercado nacional, ao passo em que continuamos a importar este insumo da Bolívia (até 20 milhões m³/dia), via gasoduto, ou de outros países, na forma de gás natural liquefeito (GNL), em proporções muito variáveis, a depender da demanda de despacho termelétrico. A Figura 5 demonstra o histórico de oferta de gás no Brasil nos últimos anos.

Figura 5 - Histórico de oferta de gás no Brasil nos últimos anos.



Fonte: MME, com dados da ANP (2023).

4.28. Especificamente com relação ao gás natural da União, produzido nos contratos de partilha de produção, o MME solicitou estudo à EPE para determinação das oportunidades de comercialização do gás natural da União, no âmbito dos trabalhos do Programa Gás para Empregar, os quais também servem de base para a presente análise. Em resposta, a EPE enviou, por Mensagem Eletrônica de E-mail (SEI 0879974), dados relacionados às estimativas dos valores para formação dos preços de cada etapa para disponibilização do gás natural e sintetizou em Planilha Eletrônica (SEI 0879330). Com base nesses dados, estimou-se o valores que atualmente compõem a formação de preço do gás até a sua disponibilização na saída do transporte (após gasoduto de transporte) com os valores que seriam praticados no caso de venda com acesso ao SIE (escoamento) e SIP (processamento), considerando a venda de líquidos.

4.29. Em síntese, concluiu-se que, por falta de alternativas mais vantajosas, este é comercializado pela PPSA diretamente com a Petrobras ao valor médio, em 2022, de cerca de US\$ 2,15/MMBtu. Estima-se, em termos de custos, que o gás da União possa ser entregue na saída do sistema de transporte por cerca de US\$ 8 / MMBtu, se acrescidos dos valores associados ao seu escoamento, processamento e transporte. Este valor pode ser considerado baixo se comparado à média do preço do gás natural vendido pela Petrobras às distribuidoras em dezembro de 2022, algo em torno de US\$ 16 / MMBtu. Com isto, observa-se que existe uma oportunidade de melhoria regulatória, seja com a União se apropriando da diferença de preços ou do mercado interno obtendo um desconto em relação ao valor pago à Petrobras nessas operações.

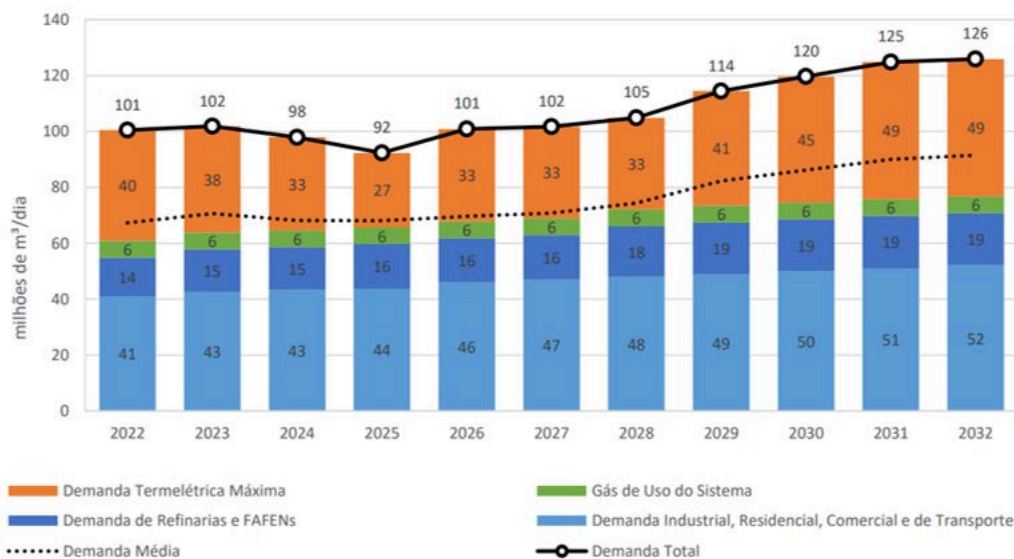
4.30. O Brasil é um país de dimensões continentais e abriga uma população de mais de 210 milhões de habitantes, constituindo um gigantesco mercado consumidor. Neste cenário, o potencial para ampliar a participação do gás natural nacional no suprimento da indústria local é enorme, tanto para a geração de energia quanto como matéria-prima para a produção de metanol, fertilizantes nitrogenados (ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio), fabricação de ferro gusa e outros produtos químicos. Vale ressaltar ainda que o gás natural, considerado o combustível da transição energética, representa apenas 13,3% da oferta interna de energia do Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN), ano base 2021, enquanto o petróleo e seus derivados representam 34,4% e o carvão mineral 5,6%.

4.31. A EPE estima que, na próxima década, a demanda por gás natural na malha integrada terá um aumento de cerca de 25%, em um cenário base (Figura 6).

Figura 6 - Previsão da demanda por gás natural na malha integrada.

Demanda total (malha integrada)

Cenário de referência



Fonte: EPE (2022).

4.32. Naturalmente esta projeção não considera possíveis *inputs* de políticas públicas voltadas para o incentivo ao melhor aproveitamento do gás natural e industrialização do País, como hora se propõe. Havendo melhorias nas condições de competitividade da oferta do gás natural nacional, poderemos observar um aumento muito mais expressivo nessa demanda.

4.33. Exemplo disso é a recente atenção voltada para a necessidade de redução da dependência externa que o Brasil possui com relação aos fertilizantes. O Brasil é o quarto maior consumidor de fertilizantes do mundo, atrás dos EUA, da Índia e da China. Consumimos algo em torno de 8% de todo o produto no mundo, importando mais de 80% do nosso consumo em um mercado dominado por poucos fornecedores. Os fertilizantes nitrogenados podem ser produzidos a partir do gás natural.

4.34. Portanto, a destinação do gás natural da União, produzido nos contratos de partilha de produção, apresenta oportunidade de maior agregação de valor ao produto a depender da estratégia de comercialização adotada, podendo ser uma importante âncora para a industrialização do Brasil, para a viabilizar a expansão da infraestrutura de escoamento e processamento do gás natural e para a implementação de novos projetos nos setores de energia e indústria química.

5. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

5.1. O Brasil se destaca globalmente como um dos principais produtores de alimentos e recursos naturais, impulsionando nossa economia e atraindo investimentos significativos. No entanto, apesar dessa posição privilegiada, enfrentamos desafios estratégicos, especialmente na área de fertilizantes, onde a alta dependência de importações ameaça a segurança e a autonomia da cadeia produtiva agrícola. Ao mesmo tempo, o País é uma potência na produção de petróleo e gás natural, com reservas substanciais, especialmente no Pré-Sal. Contudo, a efetivação dessa vantagem competitiva depende da otimização da comercialização desses recursos.

5.2. O cenário energético nacional, especialmente no que tange à comercialização do petróleo e gás natural da União, cuja política é estabelecida pela Resolução CNPE nº 15/2018, apresenta desafios que demandam aprimoramento da Política de Comercialização. O modelo atual de comercialização do gás natural da União baseia-se na venda na "boca do poço", o que atualmente pode não ser a opção de maximização do resultado econômico, conforme preconizado pela Resolução CNPE nº 15/2018. A possibilidade de adoção de modelos de negócios que permitam à PPSA ofertar o gás processado ao mercado, através de leilões ou processos competitivos, emerge como uma alternativa viável para potencializar a receita auferida pela União. Atualmente, a comercialização do gás natural da União enfrenta desafios significativos, como a necessidade de aproximar esse recurso dos consumidores finais e garantir sua competitividade no mercado nacional e internacional.

5.3. Atualmente, a totalidade do gás natural da União comercializado pela PPSA é vendido na unidade de produção (na "boca do poço") para a Petrobras, em geral sob condições de preço que não necessariamente maximizam o retorno à União, quando cotejado com outras alternativas possíveis. Nesse contexto, a atuação da PPSA assume um papel crucial, buscando viabilizar o acesso direto ao mercado, por meio da contratação de capacidade de escoamento e processamento do gás natural, seja para venda direta ou venda à ordem, como estratégias para otimizar a monetização desses recursos, agregar valor ao gás natural da União e aumentar o retorno sobre sua comercialização. Conforme explicitado anteriormente, a projeção de um aumento significativo na produção de petróleo e gás natural nas próximas décadas, especialmente com a expansão do Pré-Sal, demanda uma preparação adequada para garantir a maximização do potencial econômico desses recursos, pois poderá amplificar exponencialmente o problema regulatório identificado, trazendo urgência ao tema.

5.4. Deve-se frisar, em primeiro lugar, que a **Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, explicita, em seu art. 4º**, que compete à PPSA praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

5.5. Adicionalmente, há que se destacar que a Lei nº 12.304/2010 fora atualizada pela Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018. Essa atualização trouxe a possibilidade, já à época, de a PPSA atuar diretamente na comercialização dos hidrocarbonetos da União e teve sua motivação justificada pela **Exposição de Motivos Interministerial EMI nº 00085/2017/MME-MP, de 15 de dezembro de 2017**. A esse respeito, a EMI explicitou os seguintes pontos relacionados ao tema em análise, corroborados pelo legislador federal:

A alteração proposta retira a vedação expressa da PPSA atuar diretamente na comercialização. (...)

Destaca-se que a PPSA, a partir de contato com as empresas potencialmente capacitadas para atuarem como comercializadoras dos hidrocarbonetos da União (Petrobras, Shell, Total, CNPC, CNOOC, Repsol-Sinopec, Petrogal, Statoil, BP e Exxon), alegaram impossibilidade de cotarem seus serviços, haja vista seu desinteresse em atuar na condição de intermediários da venda do petróleo e, principalmente, do gás natural da União, em função da severidade das condições impostas pela Lei e pela política de comercialização desses hidrocarbonetos. Apesar disso, tais empresas deixaram patente seu firme propósito de comprarem os hidrocarbonetos da União caso estes fossem comercializados diretamente (sem a intermediação do agente comercializador).

Com a retirada da vedação para atuação direta da PPSA na comercialização, a União, representada pela Empresa, passa a ter a possibilidade de comercializar o petróleo e o gás natural advindos dos contratos de partilha de produção e das individualizações da produção envolvendo áreas não contratadas, conforme disposto no caput do art. 45 da Lei nº 12.351, de 2010, passando a contratação do agente comercializador (atuação indireta) a ser uma opção de comercialização.

5.6. Além de estar inserido no espírito do legislador o papel relevante da PPSA na comercialização do gás natural da União, deve-se frisar a competência legalmente definida ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), conforme **art. 9º, VII da Lei nº 12.351/2010**, para definir, por meio de

Resolução do colegiado aprovada pelo Presidente da República, a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

5.7. Nesse diapasão, a **Resolução CNPE nº 15/2018 define, em seu art. 2º**, como diretrizes para a comercialização do gás natural da União, os seguintes comandos:

- (i) o atendimento da política energética nacional;
- (ii) a maximização do resultado econômico da comercialização do petróleo e do gás natural da União;
- (iii) a consideração dos aspectos logísticos e de mercado à época das transações na formação do preço de venda do gás natural da União;
- (iv) a prioridade do abastecimento ao mercado nacional;
- (v) o aproveitamento do gás natural da União para o desenvolvimento integrado do mercado nacional do produto, em bases sustentáveis;
- (vi) a adoção de referências paramétricas de mercado como forma de minimização, monitoramento e auditoria das despesas inerentes à atividade de comercialização do petróleo e do gás natural da União, em especial quando exercida a opção de contratação do agente comercializador;
- (vii) a comercialização do petróleo e do gás natural da União deve primar pela simplicidade, transparência, rastreabilidade e adoção das melhores práticas da indústria, respeitado o sigilo de informações quando for exercida a opção de contratação do agente comercializador;
- (viii) a motivação para a decisão de comercializar o petróleo e o gás natural da União consoante uma das opções legais disponíveis; e
- (ix) a adoção de regras sobre solução de controvérsias que incluam conciliação, mediação e arbitragem.

5.8. Em continuidade ao estabelecido na Resolução CNPE nº 15/2018, especificamente quando define como diretriz a maximização do resultado econômico na comercialização do petróleo e do gás natural da União, é fundamental estabelecer a relação dessa diretriz com os **princípios e objetivos da Política Energética Nacional**, especialmente destacando a valorização dos recursos energéticos e a utilização do gás natural em bases econômicas, conforme estabelecido no **art. 1º da Lei nº 9.478/1997**.

5.9. A valorização dos recursos energéticos, como princípio fundamental da Política Energética Nacional, requer uma abordagem estratégica na gestão dos recursos do país, garantindo que sejam explorados e comercializados de forma eficiente e sustentável. Nesse contexto, a maximização do resultado econômico na comercialização do petróleo e do gás natural da União, conforme preconizado pela Resolução CNPE nº 15/2018, está alinhada com a necessidade de valorizar esses recursos como ativos estratégicos para o desenvolvimento socioeconômico do Brasil. Além disso, a utilização do gás natural em bases econômicas é um objetivo crucial da Política Energética Nacional, visando promover seu uso de forma eficiente e rentável para a economia do país. A revisão da política de comercialização do gás natural da União deve buscar não apenas a maximização do resultado econômico, mas também a promoção de uma utilização mais eficiente e sustentável desse recurso, em consonância com os objetivos estabelecidos na Lei do Petróleo.

5.10. Nesse sentido, a relação entre a Resolução CNPE nº 15/2018 e a Lei do Petróleo se estabelece na busca por uma gestão eficaz e estratégica dos recursos energéticos do país, que valorize esses ativos e promova sua utilização de forma econômica e sustentável. A revisão da política de comercialização do petróleo e do gás natural da União, embasada nesses princípios e objetivos, é essencial para garantir o desenvolvimento do setor energético brasileiro em bases sólidas e promissoras.

5.11. Destaca-se ainda a **Resolução CNPE nº 1/2023, que instituiu o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar** para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. Os objetivos desse programa, como o aumento da oferta de gás natural da União no mercado doméstico e a integração do gás natural à estratégia nacional de transição energética, estão em linha com os princípios da Política Energética Nacional e com as diretrizes da Resolução CNPE nº 15/2018. Tal iniciativa demonstra a preocupação do Executivo Federal em garantir uma gestão eficiente e sustentável do Gás Natural da União.

5.12. Ora, resta claro que a interseção entre as diretrizes da Resolução CNPE nº 15/2018, os princípios da Lei do Petróleo, os objetivos do Programa Gás para Empregar e o estabelecimento de diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União, ora em análise, representam uma oportunidade única para o Brasil promover uma utilização mais eficiente e sustentável do gás natural, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico do país e para a transição energética rumo a uma matriz mais limpa e diversificada.

5.13. Diante de todo o exposto, o **problema regulatório da presente Análise de Impacto Regulatório (AIR) é definido como a subutilização dos recursos de gás natural da União em relação à estratégia comercial mais eficiente para a venda desse recurso pela PPSA.**

5.14. Em outras palavras, o problema regulatório reflete a possibilidade de a atual política de comercialização de óleo e gás natural da União não estar promovendo a atuação da PPSA no sentido de maximização da receita oriunda da venda dos recursos da União, por meio da estratégia de comercialização atualmente adotada. Essa subutilização dos recursos da União em relação à estratégia comercial mais eficiente para a venda desse recurso pela PPSA tem como uma das causas a lacuna de diretrizes específicas, exaradas pelo CNPE, para que a PPSA avalie novas formas de comercialização de gás natural da União que possam maximizar as receitas originadas com a venda desse recurso. Sendo assim, justifica-se a necessidade de revisão da Política de Comercialização do Petróleo e do Gás Natural da União, a fim de adequá-la à atual dinâmica de mercado e às expectativas de ampliação da oferta no horizonte decenal, no sentido de maximização do resultado econômico com a comercialização do gás natural da União, da ampliação da competitividade do gás natural nacional e da sustentabilidade do setor energético brasileiro, contribuindo para a maior robustez institucional para atuação da PPSA na direção de suas competências legalmente definidas no âmbito da Lei nº 12.304/2010.

5.15. Portanto, com base no exposto, estruturou-se a árvore do problema regulatório, escopo desta AIR, conforme Figura 7.

Figura 7 - Árvore do problema regulatório.



6. OBJETIVOS REGULATÓRIOS

6.1. Com vistas ao endereçamento do problema regulatório, **define-se como o objetivo regulatório a melhor utilização dos recursos de gás natural da União por meio de estratégia de comercialização pela PPSA que maximize o retorno com a venda desse recurso.**

6.2. Nesse sentido, o objetivo desta AIR é definir proposta de diretrizes a serem emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para favorecer a atuação da PPSA no sentido de comercializar os recursos da União, maximizando seu valor, com vistas a efetivar as competências da PPSA legalmente definidas no art. 4º da Lei nº 12.304/2010 e dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional insculpidos no art. 1º da Lei nº 9.478/1997.

6.3. Devem-se mencionar, a respeito do processo em análise, dois pontos:

a) Em primeiro lugar, a presente AIR avalia diretrizes à comercialização do gás natural da União por um agente específico, a PPSA, a fim de que a empresa avalie alternativas para comercialização dos recursos da União. Não se destina, portanto, a tratar de diretrizes de comercialização para destinatário diverso da estatal; e

b) Em segundo lugar, toda a base de análise já se ancora em prerrogativas legalmente constituídas como competência da PPSA, nos termos do inciso II do art. 4º da Lei nº 12.304/2010, de modo que a especificação de diretrizes não inova no ordenamento jurídico, mas apenas sinaliza diretrizes emanadas da política energética nacional para o alcance das competências institucionais da PPSA na comercialização do gás natural da União.

6.4. A presente AIR foi elaborada empregando-se como base o documento intitulado "Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório - AIR" (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2018). Considerando que a AIR deve sempre observar o princípio da proporcionalidade, o que significa dizer que os recursos, esforços e tempo empregados em toda a análise devem ser proporcionais à relevância do problema investigado e dos possíveis impactos da intervenção governamental, optou-se por seguir as etapas da AIR Nível I.

6.5. A esse respeito, registra-se, complementarmente, que o que se estuda no contexto desta AIR é a possibilidade de o CNPE emanar diretrizes para que a PPSA avalie, caso a caso, alternativas de comercialização viáveis técnica e economicamente e que sejam mais rentáveis para a União. Trata-se ainda de diretrizes para um destinatário individualizado. A atribuição de comercialização do óleo e gás da União, bem como as análises técnicas e econômicas que a atividade requer já estão atribuídas à PPSA na Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. Portanto, essas diretrizes, que trazem tão somente luz à importância de otimizar a valorização dos recursos da União, bem como segurança jurídica para a PPSA, somente seriam desdobradas em possíveis novas formas de comercialização após o rito específico da própria empresa acerca da avaliação dos seus projetos e contratos. Além disso, a proposta visa ainda impulsionar a industrialização e fortalecer a segurança no abastecimento nacional de energia, insumos petrolíferos, fertilizantes nitrogenados e outros produtos químicos. Servindo para, em última instância, impulsionar a atividade econômica, tornando o ambiente mais atrativo para investimentos, maximizar a valorização dos recursos da União e também contribuir para o bem-estar da população brasileira

7. ATORES OU GRUPOS AFETADOS PELO PROBLEMA REGULATÓRIO

7.1. Os atores ou grupos afetados, direta ou indiretamente, pelo problema regulatório são:

- a) consumidores de combustíveis, especialmente de gás natural;
- b) fornecedores da indústria de petróleo e gás natural;
- c) indústria petroquímica;
- d) agroindústria;
- e) Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;
- f) Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA;
- g) sociedade civil; e
- h) instituições governamentais que compõem o Conselho Nacional de Política Energética.

8. DESCRIÇÃO DAS POSSÍVEIS ALTERNATIVAS PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

8.1. O gás natural da União pode ser comercializado pela PPSA, em linhas gerais, de duas formas:

- a) Diretamente na unidade de produção ("boca do poço"), modalidade adotada atualmente pela PPSA; ou
- b) Acessando o mercado diretamente, o que implicaria em contratar o escoamento e o processamento do gás natural, para disponibilizá-lo posteriormente para venda. Esse processo traz maiores receitas (benefícios) e maiores custos, sendo que estes podem ou não ser considerados como parte do "custo em óleo".

8.2. Tendo em vista esse entendimento acerca das possibilidades de comercialização, pela PPSA, do recurso da União, as seguintes alternativas regulatórias foram avaliadas na presente AIR:

a) **Alternativa 1 (não ação: PPSA permanece comercializando o gás natural da União na "boca do poço"):**

CNPE manter as diretrizes atuais da política de comercialização do petróleo e gás natural da União.

b) **Alternativa 2 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, mas sem considerar os custos dessas operações como "custo em óleo")**

CNPE estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União, quais sejam:

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), no exercício de suas atribuições legais, poderá contratar o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União nos contratos de partilha e realizar sua venda ao mercado nacional, em bases competitivas, desde que constatada a viabilidade técnica e econômica das operações.

A avaliação da viabilidade técnica e econômica das operações, de que trata o **caput**, deverá contemplar, no mínimo:

I - contratação de capacidade para escoamento do gás natural;

II - contratação de capacidade em instalações de processamento de gás natural, para que o gás da União possa ser processado e oferecido na rede de transporte;

III - operações de venda à ordem de gás natural, que permitam acesso ao mercado nacional;

IV - venda direta a agentes comercializadores de gás natural, consumidores livres e distribuidoras estaduais; e

V - venda direta de GLP e demais líquidos produzidos a partir do processamento de gás natural a agentes refinadores, comercializadores e distribuidores com base nas melhores práticas características do mercado desses produtos.

c) **Alternativa 3 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, sendo os custos dessas operações considerados como "custo em óleo")**

CNPE estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União, quais sejam:

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), no exercício de suas atribuições legais, poderá contratar o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União nos contratos de partilha e realizar sua venda ao mercado nacional, em bases competitivas, desde que constatada a viabilidade técnica e econômica das operações.

A avaliação da viabilidade técnica e econômica das operações, de que trata o **caput**, deverá contemplar, no mínimo:

I - contratação de capacidade para escoamento do gás natural;

II - contratação de capacidade em instalações de processamento de gás natural, para que o gás da União possa ser processado e oferecido na rede de transporte;

III - operações de venda à ordem de gás natural, que permitam acesso ao mercado nacional;

IV - venda direta a agentes comercializadores de gás natural, consumidores livres e distribuidoras estaduais; e

V - venda direta de GLP e demais líquidos produzidos a partir do processamento de gás natural a agentes refinadores, comercializadores e distribuidores com base nas melhores práticas características do mercado desses produtos.

Os custos das operações de escoamento, de processamento e de venda ao mercado do volume do gás natural serão tratados como gastos diretamente relacionados com a comercialização do gás natural da União.

9. METODOLOGIA DA ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO

Análise de Custo-Benefício

9.1. O Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, que regulamenta a Análise de Impacto Regulatório, estabelece, em seu art. 7º:

Art. 7º Na elaboração da AIR, será adotada uma das seguintes metodologias específicas para aferição da razoabilidade do impacto econômico, de que trata o art. 5º da Lei nº 13.874, de 2019:

I - análise multicritério;

II - análise de custo-benefício;

III - análise de custo-efetividade;

IV - análise de custo;

V - análise de risco; ou

VI - análise risco-risco.

§ 1º A **escolha da metodologia específica de que trata o caput deverá ser justificada** e apresentar o comparativo entre as alternativas sugeridas.

9.2. A metodologia escolhida para a aferição da razoabilidade do impacto econômico na presente AIR é o da análise de custo-benefício. O motivo da escolha reside no fato de serem monetizáveis os custos e os benefícios de cada uma das alternativas regulatórias apresentadas, de modo que o balanço líquido permite selecionar objetivamente a alternativa regulatória mais apropriada.

9.3. Conforme as práticas adotadas pelos países mais avançados na aplicação da Avaliação de Impacto Regulatório (AIR), destaca-se a análise de custo-benefício como o método que fornece mais informações e dados para embasar a tomada de decisão. Essa abordagem exige a quantificação e monetização de todos os custos e benefícios associados a cada uma das alternativas de ação consideradas. Diversos são os destaques trazidos pela literatura acerca do tema:

a) Mackie, Worsley e Eliasson (2014) defendem que a análise de custo-benefício (CBA) se tornou uma ferramenta amplamente adotada e bem desenvolvida para a avaliação de projetos. Os países incorporam os resultados da CBA em uma estrutura de avaliação abrangente, que inclui diversos tipos de benefícios não monetizados. Uma vantagem significativa do uso da CBA é sua capacidade de mitigar limitações e vieses cognitivos, estruturais e processuais na tomada de decisões.

b) Paranaíba (2017) prefere denominar esse método como critério de análise da Razão Benefício-Custo (B/C). Segundo essa abordagem, quanto maior a relação B/C, mais atrativa é a proposta analisada. A razão Benefício/Custo baseia-se na tentativa de atribuir valor monetário aos benefícios, descontando a taxa de retorno. O cálculo dos custos que uma proposta possa impactar pode seguir uma estrutura de fluxo de caixa com taxa de desconto, para auxiliar os servidores nesse processo.

c) Varian (1999) argumenta, a respeito dos benefícios, que a maximização da satisfação social deriva das preferências sociais representadas pela soma das utilidades individuais. Entretanto, a agregação de preferências individuais pode ser desafiadora, especialmente diante das implicações do mecanismo de decisão social. A esse respeito, o Teorema da Impossibilidade de Arrow (1951) é uma importante contribuição teórica que ressalta as dificuldades em reunir e mensurar as preferências individuais de forma agregada. Esse teorema demonstra que não existe um método de votação que possa garantir a escolha de uma opção que seja preferida por todos os indivíduos, respeitando determinados critérios de racionalidade e coerência. Além disso, os argumentos de Hayek (1973) e Elster (1999) destacam que as informações sobre as preferências individuais estão dispersas na sociedade e não podem ser facilmente reunidas. Isso implica custos significativos de transação para coletar e agregar essas informações, tornando o processo ainda mais complexo.

9.4. A partir dessa lista exemplificativa, é crucial considerar, no caso concreto, que melhorias na sistemática de comercialização que elevem os custos podem gerar, em sua consequência, benefícios em proporção superior aos custos incorridos. Nesse contexto, calcular os custos e os ganhos da União torna-se determinante para identificar benefícios líquidos e estimar o impacto positivo à sociedade. Essa avaliação, independentemente de alcançar o melhor cenário possível, pode ser uma ferramenta valiosa para mensurar os benefícios sociais de uma proposta e orientar a formulação de políticas públicas mais justas e equitativas.

9.5. **Para a consecução do objetivo da presente Análise de Impacto Regulatório, levantaram-se, com base em informações oficiais e estimadas por órgãos oficiais, especialmente no contexto do Programa Gás para Empregar, os custos e as receitas com cada etapa de comercialização segregada desde a unidade de produção ("boca do poço") até o mercado, passando pelo escoamento, pelo processamento e pelo transporte.** A partir dessas informações foram realizadas as devidas análises comparativas entre custos e benefícios aplicáveis a cada alternativa de ação, com vistas a obter os ganhos/perdas para a União.

10. ANÁLISE DOS POSSÍVEIS IMPACTOS E COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE AÇÃO

Impactos Possíveis das Alternativas de Ação

10.1. Com relação à análise dos possíveis impactos para cada uma das alternativas, tem-se:

a) **Alternativa 1 (não ação: PPSA permanece comercializando o gás natural da União na "boca do poço"):**

A Alternativa 1 sugere que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) não definiria diretrizes adicionais para a política de comercialização do petróleo e gás natural da União. Sob essa perspectiva, manter-se-ia o *status quo* da comercialização, sem indicação de complementos para conferir maior flexibilidade e segurança à atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), ou seja, a comercialização continuaria na "boca do poço". Tal inércia pode resultar na continuidade das práticas atuais, o que implicaria na subotimização da valorização dos recursos energéticos, em prejuízo da proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Além disso, poder-se-ia haver uma baixa utilização do gás natural, energético de baixas emissões de gases causadores de efeito estufa e com potencial para reduzir os custos produtivos da indústria nacional.

b) **Alternativa 2 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, mas sem considerar os custos dessas operações como "custo em óleo")**

A Alternativa 2 sugere que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definiria diretrizes adicionais para a política de comercialização do gás natural da União. Sob essa perspectiva, a PPSA poderia buscar melhores oportunidades para comercializar o gás natural da União por meio do acesso direto ao mercado, especialmente contratando escoamento e processamento do produto e disponibilizando-o na saída do transporte.

Nesse cenário a destinação do gás natural da União, produzido nos contratos de partilha de produção, tem o potencial para 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.

Com tais diretrizes, a acessibilidade dos grandes volumes de gás natural da União ao mercado nacional seria ampliada, favorecendo a competitividade e a diversificação dos agentes comerciais. Além disso, a flexibilidade na comercialização do gás natural e seus derivados poderia melhorar a eficiência do setor, contribuindo ainda com a garantia do abastecimento e com a segurança energética nacional. Em

resumo, a implementação dessas diretrizes resultaria em um desenvolvimento sustentável do setor de gás natural, podendo afetar positivamente a economia, o meio ambiente e a estabilidade energética do país.

c) Alternativa 3 (PPSA acessa diretamente o mercado, podendo contratar escoamento e processamento e realizar venda ao mercado do gás natural, sendo os custos dessas operações considerados como "custo em óleo")

Além dos pontos apresentados na Alternativa 2, tal proposta evitaria a ineficiência fiscal-tributária, pois a possibilidade de considerar os custos decorrentes do escoamento, processamento e venda como "custo em óleo" implicaria em ganho da União na operação, pois não haveria incidência de tributação no repasse de recursos da União à PPSA para fins do pagamento aos fornecedores de serviços.

O "custo em óleo" está previsto na Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha), no incisos I e II do art. 2º e incisos IV e V do art. 29. No regime de partilha de produção, as empresas que operam e as contratadas assumem todos os custos associados ao empreendimento. Se houver sucesso na exploração, essas despesas são reembolsadas através de uma quantidade específica de hidrocarbonetos conhecida como "custo em óleo". Este "custo em óleo" é utilizado para determinar a parcela de petróleo e gás natural que pertence à União e aos outros parceiros em cada projeto sob o regime de partilha.

Para calcular essa parcela, é subtraído do total da produção de cada campo o volume correspondente aos royalties devidos e todos os gastos de investimento e operacionais necessários para conduzir as atividades de exploração e produção - esse é o "custo em óleo".

10.2. Com relação à comparação das alternativas de ação, optou-se pela utilização da análise de custo-benefício das alternativas. Para tal, utilizou-se dados consolidados provenientes de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhados pelo e-mail (SEI nº 0879974), os quais subsidiaram os trabalhos do Programa Gás para Empregar, assim como a presente AIR.

Mensuração dos Custos e dos Benefícios das Alternativas Regulatórias (em base monetária)

10.3. De posse dos dados relacionados às estimativas dos valores para formação dos preços de cada etapa para disponibilização do gás natural, elaborado pela EPE (SEI 0879330), estimou-se os valores que atualmente compõe a formação de preço do gás natural até a sua disponibilização na saída do transporte (após gasoduto de transporte) com os valores que seriam praticados no caso de venda com acesso ao SIE (Sistema Integrado de Escoamento) e SIP (Sistema Integrado de Processamento), considerando a venda de líquidos.

10.4. Com base nos valores estimados pela EPE em seus estudos sobre o tema, foi construída a tabela 1 abaixo contendo comparação quantitativa entre as alternativas analisadas. O valor de US\$ 14,12 representa a estimativa de valor de venda do gás natural, por MMBtu, ao consumidor final e os custos de escoamento, processamento e de venda, apresentados nos estudos. Este valor de venda está próximo daquele publicado pela SNPGB no seu [Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural](#), relativo ao mês de março de 2023, página 12 – preço da Petrobras para Distribuidoras e Página 13 – preço das Distribuidoras para consumidores.

10.5. Assim, considerando o preço de venda indicado pela EPE e se houver viabilidade técnica para contratação de escoamento e de processamento e o gás natural for vendido diretamente ao consumidor, teríamos:

Alternativas	Receita Base	Custo SIE	Custo SIP	Transporte	Custo Tributário PPSA	Ganho Líquido União	Ganho Percentual Acumulado
Alternativa 1	3,50	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	0,00%
Alternativa 2	14,12	3,90	2,50	2,04	0,42	5,26	50,23%
Alternativa 3	14,12	3,35	2,15	1,75	0,00	5,68	62,29%

Tabela 1. Matriz de Resultados das Alternativas sob análise.

10.6. Em relação à Alternativa 1, esta representa a situação atual, com a PPSA vendendo o gás natural da União na "boca do poço", pelo preço médio equivalente a US\$ 3,50 MMBtu, sem quaisquer custos adicionais, representando o ganho líquido da União na venda.

10.7. Em relação à Alternativa 2, cabe esclarecer que Custo Tributário da PPSA decorre da necessidade de a empresa receber os recursos da União para proceder o pagamento dos serviços de escoamento e processamento e outros custos na realização da venda à ordem e venda direta ao consumidor. Nesse caso, observa-se que existe uma ineficiência tributária, uma vez que incidirá, pelo menos, o Imposto Sobre Serviços (ISS) municipal, com alíquota de 5% (cinco por cento) para a cidade do Rio de Janeiro/RJ. Contudo, esta ineficiência tributária pode alcançar até 14% (quatorze por cento), uma vez que também incidirá recolhimento de PIS/COFINS com alíquota de 9% (nove por cento) que poderá ou não ser recuperado pela PPSA em etapas posteriores da comercialização. Na Tabela 2, abaixo, apresentamos memória de cálculo dessa ineficiência tributária com base nos custos indicados acima.

Custo SIE (a)	Custo SIP (b)	Transporte (c)	Repasse à PPSA (d) = a + b + c	ISS PPSA (e) = (d) x 5%	PIS/COFINS PPSA (f) = (d) x 9%	Custo Tributário Potencial (g) = (e) + (f)
3,90	2,50	2,04	8,44	0,42	0,76	1,18

Tabela 2. Custo Tributário Potencial da PPSA.

10.8. Já em relação à Alternativa 3, considerando a hipótese da existência de viabilidade técnica de que o gás natural possa ser escoado/processado/vendido pela União e que os custos associados a essas operações possam ser considerados como gastos associados à comercialização, observa-se que a Alternativa 3 é a mais vantajosa em termos econômicos para a União, uma vez que o resultado de preço ao consumidor seria menor que os valores praticados atualmente, e ainda a União receberia maior valor por MMBtu, maximizando assim a valorização do recurso natural.

10.9. Segundo os estudos da EPE, **esses ganhos da União podem ser ainda maiores considerando que existem ganhos de competitividade** em relação ao preço do gás natural. EPE pondera que as estruturas de escoamento e processamento existentes já foram devidamente amortizadas e que os custos atualmente suportados pelas empresas se referem apenas à operação das mesmas. Com isto, existe a possibilidade de que os custos de escoamento e de processamento possam ser substancialmente reduzidos em relação aos preços atualmente praticados, com o preço na saída do transporte podendo chegar a US\$ 5,69. Conforme Figura 8 abaixo, esses descontos podem chegar a quase 60% em relação aos valores praticados atualmente, ou seja, frente à um preço atual em torno de US\$ 14,12 MMBtu.

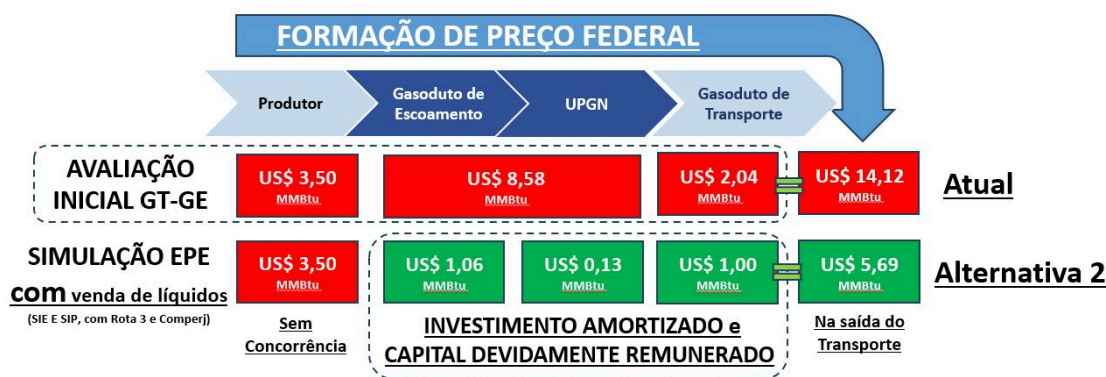


Figura 8: Formação de preço Federal, análise Custo-Benefício.

Nota: UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural.

10.10. Para o valor de US\$ 14,12 por MMBtu considerou-se o valor com ociosidade de Instalações (escoamento/UPGN/Terminal de GNL), cargas de GNL e GN Bolívia, já os valores de acesso ao gasoduto de escoamento e às UPGNs foram estimados por consultorias e transportadoras. Tais diferenças evidenciam que o problema do atual custo do gás natural não é o valor do energético, mas sim o custo de acesso às infraestruturas.

Conclusões em Relação às Alternativas em Análise

10.11. Considerando os custos potenciais do escoamento e do processamento levantados pela EPE, conclui-se que a PPSA tem condições de obter um menor valor de venda na ponta do que o que hoje é praticado pelo agente dominante, favorecendo o mercado de gás natural brasileiro e elevando as receitas da União com a venda do gás natural pela PPSA diretamente ao mercado. No entanto, caso a PPSA mantenha a atual forma de venda, o resultado é claramente subótimo, pois os custos de SIE e SIP são repassados ao mercado, encarecendo o valor do produto em torno de 148%. Ademais, esta opção de "não ação", manifestada pela Alternativa 1, contraria os princípios e objetivos da Política Energética Nacional (i) de proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos e (ii) de incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural.

10.12. Já a Alternativa 2 e a Alternativa 3 tratam basicamente da mesma ação, ou seja, a PPSA acessar diretamente o mercado de gás natural, tendo como diferença entre essas opções a consideração dos custos incorridos pela PPSA como "custo em óleo" (Alternativa 3) ou não (Alternativa 2). Conforme já salientado em relação à Alternativa 3, caso a PPSA possa incluir os custos das operações de escoamento, de processamento e de venda ao mercado nacional como gastos diretamente relacionados com a comercialização do gás natural da União, ou seja, no "custo em óleo" (parcela da produção de petróleo e gás natural que corresponde aos custos e investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de E&P), não haverá necessidade de direcionar recursos através da PPSA, não havendo assim incidência de custos tributários como ISS e PIS/COFINS.

10.13. Do contrário, quando a PPSA contratasse escoamento, processamento e o agente comercializador, a Empresa teria que usar recursos próprios para o pagamento de tais contratações. Assim, a PPSA teria que solicitar ressarcimento da União em relação a tais custos, o que incorreria, além do ressarcimento, em incidência tributária (ISS e PIS/COFINS). Desta forma, ao considerar os citados gastos como custo diretamente relacionados com a comercialização, a PPSA poderá pagar utilizando o próprio gás da União. Em tese, a não consideração dos gastos como custo em óleo implicaria em agregar custo para União na ordem de 5% em relação ao ISS e em torno de 9% em relação ao PIS/COFINS. Dizendo de outro modo, se a União mantiver o atual procedimento de venda do gás natural na boca do poço, ela ganha "X". No entanto, levando o gás para vender diretamente ao mercado, a União passará a ganhar "X + Y", mesmo considerando os custos "Z", onde teremos "X - Z + Y", onde Y > Z.

10.14. A flexibilização proposta para que a PPSA possa avaliar a contratação de capacidade de escoamento e processamento, bem como explorar a possibilidade de venda à ordem e/ou direta ao mercado, representa um avanço significativo. Essa medida não apenas permite o acesso do gás natural à rede de transporte, mas também abre caminho para sua comercialização direta a agentes comerciais, consumidores livres e distribuidoras estaduais. Tal abordagem tem o potencial de garantir uma remuneração adequada das infraestruturas e atrair investidores privados, enquanto promove um ambiente concorrencial saudável para a venda do energético. Dessa forma, as infraestruturas não serão mais uma barreira à entrada de competidores. No contexto da economia nacional, essa flexibilização pode impulsionar o crescimento econômico e fortalecer a recuperação do setor produtivo. Ao mesmo tempo, ela viabiliza o desenvolvimento do setor de fertilizantes, proporcionando acesso a preços mais competitivos. Adicionalmente, essa medida contribui para a recuperação dos níveis de arrecadação tributária, que foram afetados pela desaceleração de diversos setores.

10.15. Desse modo, a presente AIR conduz à conclusão de que a Alternativa 3 constitui aquela com melhor relação custo-benefício.

10.16. Desse modo, a proposta normativa expressa na Minuta de Resolução do CNPE (SEI nº 0879322), que traduz a Alternativa 3, é assim definida:

Art. 2º-A A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), no exercício de suas atribuições legais, poderá contratar o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União nos contratos de partilha e realizar sua venda ao mercado nacional, em bases competitivas, desde que constatada a viabilidade técnica e econômica das operações.

Parágrafo único. A avaliação da viabilidade técnica e econômica das operações, de que trata o **caput**, deverá contemplar, no mínimo:

I - contratação de capacidade para escoamento do gás natural;

II - contratação de capacidade em instalações de processamento de gás natural, para que o gás da União possa ser processado e oferecido na rede de transporte;

III - operações de venda à ordem de gás natural, que permitam acesso ao mercado nacional;

IV - venda direta a agentes comercializadores de gás natural, consumidores livres e distribuidoras estaduais; e

V - venda direta de GLP e demais líquidos produzidos a partir do processamento de gás natural a agentes refinadores, comercializadores e distribuidores com base nas melhores práticas características do mercado desses produtos" (NR)

(...)

"Art. 3º

§ 3º Os custos das operações de escoamento, de processamento e de venda ao mercado do volume do gás natural serão tratados como gastos diretamente relacionados com a comercialização do gás natural da União." (NR)

10.17. Devem-se ressaltar, a esse respeito, **4 fatos que clarificam e fortalecem a proposta:**

a) Em primeiro lugar, mesmo com os resultados da presente AIR, ainda cabe à PPSA realizar análise de viabilidade técnica e econômica das operações para que possa acessar diretamente o mercado. Portanto, o papel da revisão regulatória é prever explicitamente a possibilidade para que a PPSA possa efetivar essa atuação.

b) Em segundo lugar, essa atuação já encontra amplo amparo legal, haja vista ser competência da PPSA, descrita no inciso II do art. 4º da Lei nº 12.304/2010, que explicita diretamente que "compete à PPSA praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União".

c) Em terceiro lugar, o prognóstico de aumento exponencial da oferta de gás natural da União lança luz à necessidade de agregar valor e melhorar o aproveitamento desse recurso da União, em benefício da sociedade brasileira e do melhor resultado da comercialização pela PPSA.

d) Em quarto lugar, todo o processo de construção dessas opções regulatórias está ancorado nos trabalhos realizados pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar, instituído pela Resolução CNPE nº 1/2023, os quais tiveram vários meses de debate técnico e diversas oportunidades de participação social, legitimando a proposta desenvolvida na presente AIR.

11. ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO

11.1. A estratégia de implementação é composta, em linhas gerais, por três etapas:

(i) submissão desta AIR ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR);

(ii) submissão da proposta de ato normativo ao CNPE; e

(iii) publicação da resolução CNPE no Diário Oficial da União.

11.2. Com relação à estratégia de fiscalização e monitoramento, como a norma tem desdobramentos em comando para a ANP, EPE e PPSA, identificamos as seguintes etapas:

(i) verificação se o comando do CNPE será incluído na agenda de gestão da PPSA;

(ii) acompanhamento do cronograma de ação interna da PPSA para atendimento à resolução CNPE; e

(iii) resultado das ações da PPSA.

12. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- 12.1. Nota Técnica nº 43/2024/DEPG/SNPGB (SEI nº 0884498).
- 12.2. Minuta de Resolução CNPE (SEI nº 0879322).
- 12.3. Minuta de Exposição de Motivos (SEI nº 0879336).
- 12.4. Anexo - Memória de Cálculo ACB (SEI nº 0879330).

13. CONCLUSÃO

13.1. O resultado da Análise de Impacto Regulatório apontou a **Alternativa 3 como a mais adequada, por apresentar a melhor relação custo-benefício**, corroborando assim a inclusão da minuta de Resolução CNPE (SEI nº 0879322) e a minuta de Exposição de Motivos (SEI 0879336) no Processo SEI 48380.000186/2023-09, visando estabelecer diretrizes adicionais à política de comercialização do gás natural da União. Nesse sentido, conclui-se que essa proposta representa um marco para o setor de gás natural brasileiro, evidenciando o firme compromisso do Brasil em promover a segurança energética, reduzindo a dependência externa e fomentando o desenvolvimento do setor industrial no Brasil.

13.2. É importante destacar que as medidas propostas, destinadas à revisão da Política de Comercialização do Petróleo e Gás Natural da União, não impõem obrigações ou exigências adicionais à indústria. Reforça-se que essas medidas são relevantes para as finanças públicas do governo federal, pois visam agregar valor ao excedente em óleo (gás natural) da União que hoje é vendido na sua forma bruta na plataforma ("boca do poço"), explicitando-se ser do interesse da Política Energética Nacional que a PPSA cumpra o que o prevê o art. 4º na Lei nº 12.304, de 2010. Assim, considera-se que a medida proposta está em conformidade com os princípios e objetivos da Política Energética Nacional, conforme estabelecido no art. 1º da Lei nº 9.478/1997, e busca adequar a atual Política de Comercialização do Petróleo e Gás Natural da União, estabelecida pela Resolução CNPE nº 15/2018, às demandas do mercado, garantindo a maximização do resultado econômico, a competitividade do gás nacional e a sustentabilidade do setor energético como um todo e assim oferecer maior robustez institucional para atuação da PPSA.

13.3. Sugere-se o encaminhamento do presente Relatório de AIR ao Comitê Permanente de Avaliação de Impacto Regulatório (CPAIR), para apreciação.



Documento assinado eletronicamente por **Maurício de Oliveira Abi-Chahin, Coordenador(a)-Geral de Monitoramento de Política Setorial**, em 16/04/2024, às 14:02, 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 **Marcello Gomes Weydt, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 16/04/2024, às 14:09, 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 **Diogo Santos Baleeiro, Coordenador(a)-Geral de Dados e Informações de Exploração e Produção**, em 16/04/2024, às 14:20, 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 **Jair Rodrigues dos Anjos, Diretor(a) do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**, em 16/04/2024, às 14:22, 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, informando o código verificador **0884499** e o código CRC **3EAF4B00**.