

RELATÓRIO
**ANÁLISE DE
IMPACTO
REGULATÓRIO**



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**Especificação dos
hidrocarbonetos
do gás natural**

RELATÓRIO PRELIMINAR

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

**Especificação dos
hidrocarbonetos do
gás natural**



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Symone Christine de Santana Araújo

Daniel Maia Vieira

Cláudio Jorge Martins de Souza

Grupo de Trabalho

Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos – Coordenação

Carlos Orlando Enrique da Silva – Superintendente

Jackson da Silva Albuquerque – Coordenador

Alexandre Cardoso Costa Caldeira – Especialista em Regulação

Gilson Rodrigo de Miranda – Especialista em Regulação

Superintendência de Defesa da Concorrência

Abel Abdalla Torres – Coordenador

Luís Cláudio da Silva Carvalho – Especialista em Regulação

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação

Luciana Rocha de Moura Estevão – Superintendente Adjunta

Mário Jorge Figueira Confort – Assessor de Superintendência

Gilberto de Araújo Brandão Couto – Especialista em Regulação

Superintendência de Produção de Combustíveis

Marcela Ganem Flores – Coordenadora

Priscila Soares de Souza Domingues – Agente Público

Superintendência de Desenvolvimento e Produção

Alexandre Carlos Camacho – Coordenador

Leandro Trinta Farias – Especialista em Regulação

Superintendência de Governança e Estratégia

Patrícia Mannarino Silva – Coordenadora

Vitor Moreira Magalhaes de Oliveira – Técnico em Regulação

Consultoria de AIR

Escola Nacional de Administração Pública – ENAP

ÍNDICE

I. SUMÁRIO EXECUTIVO	5
II. PROBLEMA REGULATÓRIO	8
III. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	50
IV. AFETADOS PELO PROBLEMA REGULATÓRIO.....	52
V. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL	54
VI. OBJETIVOS.....	55
VII. PARTICIPAÇÃO SOCIAL.....	57
VIII. OPÇÕES REGULATÓRIAS.....	58
IX. IMPACTO DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS.....	63
X. ANÁLISE DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS.....	65
XI. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO.....	78
REFERÊNCIAS.....	80
ANEXO.....	86

I. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este Relatório se refere à Análise de Impacto Regulatório (AIR) de possíveis soluções para o problema regulatório, configurado no fato de os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadrarem na atual norma, a Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008.

A elaboração da AIR foi atribuída a Grupo de Trabalho interno, instituído pela Portaria ANP nº 36, de 16 de agosto de 2021, e contou com consultoria da Escola Nacional de Administração Pública – ENAP, na fase anterior à submissão do relatório a consulta pública, para a qual a Agência foi escolhida mediante o processo seletivo público divulgado por meio da edição 2021 Janela de Avaliação (ENAP, 2021). Para a conclusão da AIR, o Grupo de Trabalho foi reinstalado através Portaria ANP nº 194, de 12 de julho de 2023.

A fim de expor os fundamentos que levaram à delimitação do problema regulatório, primeiramente serão apresentadas as características principais do gás natural e da sua indústria no Brasil, bem como breve histórico de sua regulamentação.

No âmbito da delimitação do problema regulatório, serão identificadas as suas causas e consequências, os principais atores afetados e a fundamentação legal para que a ANP atue com o propósito de solucioná-lo, bem como elencados os objetivos que se pretende alcançar. Todas essas definições foram essenciais para nortear a seleção e comparação de opções regulatórias para resolvê-lo.

Importante destacar que, na construção dessas opções, promoveu-se ampla participação social com os atores afetados por meio de câmaras técnicas e workshop. Além disso, buscou-se referências na experiência internacional, com destaque para o estudo “Evidência Express (EvEx)”, conduzido pela ENAP, intitulado “Experiências com a Regulação do Gás Natural – Benchmarking de Países Selecionados”, que teve como objetivo descrever o funcionamento da indústria de gás natural, a regulação do setor e as implicações das alterações nas especificações de gás natural na Alemanha, no México, nos Estados Unidos, na Argentina e nos Países Baixos.

Para compreender a extensão e os impactos do problema regulatório, deve-se ter em mente que a cadeia de valor do gás natural é dividida em três grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*. Cada um deles envolve especificidades que tornam a estrutura atual da indústria heterogênea e repleta de desafios, em grande medida, refletindo o modelo regulatório instituído pelas Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás”).

A Nova Lei do Gás ratificou as mudanças necessárias para a abertura do mercado de gás natural, tais como: o sistema de entradas e saídas; reforço da independência do transportador em relação aos demais agentes da cadeia; vedações para a influência comercial de outros agentes na distribuição de gás natural; acesso não discriminatório e negociado de terceiros às instalações essenciais; e a comercialização como atividade na esfera federal.

Ante o contexto apresentado, a causa raiz do problema regulatório identificado está associada a três elementos principais interligados à variação da composição do gás natural a ser disponibilizado ao mercado:

- i. elevação do escoamento da produção de gás natural dos reservatórios do pré-sal;
- ii. utilização de infraestrutura construída para tratamento e especificação de gás natural com composição distinta; e
- iii. atuais dinâmicas nacional e internacional para o etano recuperado da corrente de gás natural.

Foram apontadas possíveis consequências do problema regulatório identificado, que podem ser separadas em cinco grandes grupos:

- i. alocação dos custos associados à adaptação;
- ii. benefícios da expansão da oferta de gás natural de fontes domésticas;
- iii. eventuais custos associados à rejeição do etano como produto;
- iv. investimentos necessários para recuperar o etano da corrente de gás rica não processada;
- v. elementos associados à segurança e qualidade do combustível; e
- vi. aspectos ambientais decorrentes de eventual corrente de gás natural especificado conter maiores teores de etano.

A fim de ampliar o entendimento em relação ao impacto da especificação do gás natural sobre a disponibilidade do produto proveniente do pré-sal, conduziu-se análise sobre a potencial redução da sua produção e disponibilização ao mercado, considerando a manutenção dos limites atuais. Constatou-se a previsão de maior teor de etano após processamento no polo de Caraguatatuba, SP, afigurando-se, de fato, necessária a utilização de outras tecnologias de processamento de gás natural (à exceção do Joule-Thomson), existente no Terminal Cabiúnas - TECAB e que estará presente também na Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí - UTGITB, Polo GasLub, com vistas ao atingimento dos teores de metano e etano regulamentados.

Os impactos positivos ou negativos de alterações nas especificações do produto são de complexa mensuração. Considerando que o problema regulatório identificado consiste, em síntese, no fato de que os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadram na atual norma da ANP, estabeleceu-se como **objetivo geral da AIR definir a especificação do gás natural, quanto aos teores de hidrocarbonetos, frente às novas fontes de suprimento, com equilíbrio quanto aos impactos possíveis, desde a produção até o consumo.**

Prosseguindo para a abordagem das opções regulatórias consideradas para comparação, é importante destacar o contexto considerado:

- i. o tema abrange, neste momento, o gás oriundo do pré-sal escoado pelos gasodutos Rota 1, Rota 2 e futuro Rota 3, cujos teores de hidrocarbonetos são diversos dos presentes no gás das plataformas do pós-sal, com teores maiores de etano e mais pesados e, conseqüentemente, menores de metano;
- ii. dadas as características da Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB) e a destinação ao mercado petroquímico do etano recuperado, as variações na composição do gás do pré-sal em comparação ao pós-sal, escoado pelo Rota 2, não impedem que o gás natural após processamento atenda às especificações vigentes;
- iii. a destinação do etano, função de oportunidades dos mercados interno e externo, bem como de outras aplicações possíveis (a exemplo do uso em turbinas de geração de energia elétrica); e
- iv. as incertezas sobre novas entradas ou redução de escoamento de plataformas do pré-sal para transporte pelos Rotas 1, 2 e 3, o que pode afetar maior ou menor quantidade de metano e etano e dos contaminantes do gás natural.

A par desse quadro, foram vislumbradas as três opções regulatórias apresentadas a seguir:

- a) Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados);

- b) Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados) e prever dispositivo possibilitando autorizações ou alterações dos limites dos hidrocarbonetos para casos específicos; e
- c) Deixar de fixar os limites dos hidrocarbonetos da especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008.

Preliminarmente à análise das opções indicadas, foram avaliados os possíveis impactos positivos e negativos de cada cenário.

Para todas as opções, existem possíveis impactos econômicos para demandantes e produtores, além de possíveis impactos ambientais. Do ponto de vista econômico, entende-se que, dependendo da opção escolhida, o demandante ou o ofertante poderá ter custo de adaptação, constituindo-se na grande questão a avaliação do custo de cada uma das partes. No caso do produtor, o impacto está relacionado a dois pontos, principalmente: (i) à adequação ou mesmo à inclusão de novo processo de tratamento do gás para especificá-lo quanto aos níveis de metano e etano, como, por exemplo, o caso da unidade de tratamento UTGCA que carece de processo para remoção de etano; e (ii) a destinação do etano, pois, mesmo nos casos de ter condições de removê-lo, como na UTGCAB e na futura UPGN de Itaboraí, a falta de alternativa de mercado firme para comercialização como insumo ou uso como combustível poderá impactar na sua decisão de oferta de gás e óleo oriundo do pré-sal. Já para o consumidor, podem ser necessários ajustes nos equipamentos industriais e nos queimadores e aquecedores domésticos, nos quais se depara com segmentos variados de consumidores em que a adaptação e respectivo impacto serão, como se pode deduzir, diferenciados para cada um deles.

No que se refere aos aspectos ambientais, o foco situa-se em torno da quantidade de hidrocarbonetos, em especial do maior teor de etano, que pode gerar aumento de emissões de poluentes de NO_x e de CO₂ (GreenHouse Gases - GHG), pós-combustão do produto.

Os critérios para comparação das opções foram avaliados usando a metodologia Análise de Multicritério, especificamente **Analytic Hierarchy Process** (AHP), em que se considerou sete critérios que influenciam e podem ser impactados diante do problema e opções regulatórias identificadas. Como resultado, a recomendação é pela opção 2, em que devem ser mantidos os limites de especificação dos teores de hidrocarbonetos e previstas as regras para concessão de autorização especial no caso da identificação de dificuldades técnicas e operacionais para atendimento a esses limites.

II. PROBLEMA REGULATÓRIO

Na fase inicial da AIR, a definição do problema abrangeu a contextualização da situação atual do cenário em estudo, recolheu evidências e identificou, considerando os objetivos esperados e a base lógica, eventual intervenção regulatória.

A par disso, primeiramente serão apresentadas as características principais do gás natural e da sua indústria no Brasil, bem como breve histórico de sua regulamentação, de forma a expor os fundamentos que levaram à delimitação do problema regulatório.

II.1 Visão geral da indústria de gás natural no Brasil e os aspectos do caso concreto

A cadeia de valor do gás natural é dividida em três grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*. Cada um deles envolve especificidades que tornam a estrutura atual da indústria heterogênea e com desafios. Em grande medida, reflete o modelo regulatório instituído pelas Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

II.1.1 O gás natural e seus componentes

O gás natural extraído diretamente de reservatórios petrolíferos e gasíferos consiste em mistura de hidrocarbonetos, que permanece no estado gasoso nas condições normais de temperatura e pressão, incluindo a presença de contaminantes e inertes: gás carbônico, nitrogênio, oxigênio, gás sulfídrico, entre outros. Assim, diferentes reservatórios de hidrocarbonetos poderão contar com diferentes teores desses compostos no gás natural.

O gás natural bruto pode ser separado por frações leves e pesadas (considerando seu peso molecular), sendo usualmente associadas a alguns contaminantes que devem ser retirados, eliminados ou mitigados para especificar e disponibilizar o produto ao mercado consumidor.

Os constituintes não hidrocarbonetos do gás natural podem ser classificados em dois tipos de gases: inertes e ácidos. Entre os gases inertes, têm-se o nitrogênio (N) e o vapor de água (H₂O). Os gases ácidos têm essa denominação porque, na presença de água livre, formam composição ácida. Entre esses, encontram-se o gás carbônico (CO₂) e os compostos de enxofre, tais como o gás sulfídrico (H₂S), sulfeto de carbonila (COS) e o dissulfeto de carbono (CS₂). Todos esses elementos são considerados contaminantes, devendo ser reduzidos ou eventualmente eliminados do gás natural bruto.

O gás natural é composto em sua maior parte por hidrocarbonetos leves, principalmente metano (CH₄ - um átomo de carbono e quatro átomos de hidrogênio - usualmente representado como C1), seguido de etano (C₂H₆ >> C2) e outras frações mais pesadas como propano (C₃H₈ >> C3), butano (C₄H₁₀ >> C4), pentano (C5) e mais pesados (C5+).

Outra forma de distinção adotada para o gás natural refere-se ao gás seco e gás úmido. Sob a lente dessa classificação, gás seco pode referir-se às frações de C1, C2, C3 e C4 enquanto o gás úmido às frações a partir de C5, habitualmente denominada de C5+ ou gasolina natural. Cumpre destacar que a adoção dessa denominação de gás seco e gás úmido não se confunde com a de gás especificado.

O gás especificado é aquele que atende à regulamentação da ANP, atualmente disposta na Resolução nº 16, de 17 de junho de 2008, contendo quantidades definidas de C1, C2, C3, C4, de modo que se mantenha dentro de faixa delimitada de Índice de Wobbe e Poder Calorífico Superior, que são parâmetros físicos de desempenho, fundamentais para o adequado uso do produto. Além disso, têm-se limitados os teores de outros gases (inertes e contaminantes), número de metano (uso veicular), ponto de orvalho de água e ponto de orvalho de hidrocarbonetos ora estabelecidos na mencionada norma.

II.1.2 Tratamento e processamento do gás natural bruto em UPGNs

Com o objetivo de monetizar a produção bruta de gás natural, é estritamente necessário aumentar os teores dos hidrocarbonetos do gás produzidos dos reservatórios retirando seus contaminantes e segregando seus componentes. A retirada dos contaminantes e a separação das faixas de componentes do hidrocarboneto para especificar o gás natural bruto em seus diversos produtos visam a destiná-los à comercialização. Trata-se de processos que fazem parte da configuração de Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

A Nova Lei do Gás traz a seguinte definição para tratamento ou processamento de gás natural em seu art. 3º, inciso XLIII: “conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização”. De acordo com a Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021, UPGN é definida como:

"XLVII - Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN): unidade industrial que objetiva separar as frações existentes no gás natural, gerando derivados, não contemplando unidade de processamento primário;"

Usualmente, as UPGNs são compostas de Unidade de Tratamento de Gás (UTG), Unidade de Ajuste ao Ponto de Orvalho (UAPO) e Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN).

A UTG objetiva retirar ou eliminar os diferentes contaminantes do gás natural. A depender da composição desse produto, podem ser necessárias diversas UTGs. A Unidade de Ajuste do Ponto de Orvalho (UAPO) visa à separação bifásica, gás e líquidos, dividindo as frações gasosas do líquido de gás natural (LGN), que pode, eventualmente, incluir água. Habitualmente, é nessa Unidade que ocorre a compressão e o envio do gás natural especificado.

Dependendo do volume da parcela de líquidos (LGN), a UPGN pode contar com Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN). Nesse caso, após o fracionamento do gás e de líquidos, essa última fração (Líquidos de Gás Natural - LGN) é enviada à UPCGN cujo objetivo é separar a corrente em distintas torres de fracionamento, resultando diferentes produtos, como o etano (C2), GLP (C3 e C4) e a gasolina natural (C5+).

Nesse caso, a UPGN é a instalação industrial que tem dois propósitos principais. Em primeiro lugar, retirar os contaminantes do gás natural permitindo seu aproveitamento econômico. Em segundo, separar os constituintes do gás natural, o que permitirá a especificação e comercialização de diversos produtos que podem ser desmembrados em frações leves e pesadas. Considerando as frações leves do gás natural bruto, tem-se majoritariamente metano (C1) e etano (C2) que são separados das frações mais pesadas, propano (C3), butano (C4) e pentano (C5).

O fracionamento resulta em gás natural especificado (majoritariamente C1, porém com presença substancial de etano C2), GLP (majoritariamente, C3 e C4) e gasolina natural (C5+). Como será abordado mais à frente, os teores dos compostos do gás natural comercializado são bastante variáveis, constituindo-se no objeto de regulamentação e da presente AIR. Importante ressaltar, neste ponto, que todas as frações do gás natural bruto são comercializáveis, sendo precificadas pelo mercado. Especificamente, as frações de etano, propano e butano podem ser utilizadas tanto como combustíveis quanto insumos petroquímicos.

II.1.3 Delimitação da tecnologia das UPGNs como fator determinante para a recuperação de derivados de gás natural

A delimitação da quantidade de unidades, sua complexidade e seu tamanho dependem diretamente da composição do gás natural de carga (gás bruto de entrada) da UPGN e de seu volume. O gás natural de carga pode ser tanto uma mistura de diversos campos produtores

quanto proveniente de uma única instalação de produção. Consequentemente, o volume de gás natural a ser processado, a sua riqueza e seus contaminantes são os elementos que definem as instalações necessárias em cada UPGN e, consequentemente, os valores de seu investimento.

O dimensionamento da UPGN a partir do volume e composição do gás a ser tratado e processado também é o principal elemento para a definição da tecnologia utilizada na Unidade para a criogenia, isto é, a tecnologia utiliza o processo termodinâmico que reduz a temperatura do gás natural bruto visando a fracionar seus componentes (Vaz *et al.*, 2008). O processo termodinâmico escolhido para a construção da UPGN define a tecnologia empregada na unidade, sendo utilizados quatro tipos de tecnologias que podem ser combinados: Joule-Thomson, refrigeração simples, absorção refrigerada e turbo-expansão¹.

Apesar de as diferentes tecnologias existentes permitirem o fracionamento do gás natural e subsequente recuperação de C3, C4 e C5+, o fracionamento e recuperação de C2 são mais complexos. Como o processo termodinâmico de fracionamento visa à separação da parcela mais pesada do gás natural bruto (C3+), a recuperação de maior parcela de C2 (o componente entre a fração leve, C1, e das mais pesadas C3+) somente é realizada de maneira mais econômica e eficiente com o emprego da tecnologia turbo-expansão.

Em trabalho publicado pela Confederação Nacional da Indústria e Comércio (CNI), em 2019, foi estimada a recuperação das frações dos componentes do gás natural bruto a partir da utilização de três tecnologias distintas: refrigeração simples, absorção refrigerada e turbo-expansão, sumarizada na

Tabela 1. Destaca-se que foi excluída a tecnologia de refrigeração simples devido a sua simplicidade.

Tabela 1 - Rendimento do processamento das UPGNs função da tecnologia adotada

Hidrocarbonetos	Turbo Expansão		Absorção Refrigerada		Joule-Thomson	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
C2	94%	90%	50%	45%	0%	0%
C3	96%	94%	95%	90%	75%	70%
C4	98%	97%	98%	95%	98%	95%
C5	>99%	>99%	>99%	>99%	>99%	>99%

Fonte: Baseado na Tabela 13, página 63, de CNI (2019).

A Tabela 1 demonstra que a maior recuperação de etano está diretamente associada à tecnologia de turbo-expansão, capaz de atingir valores próximos a 94% do volume total dessa

¹ Processo Joule-Thomson: é empregado para ajustar ponto de orvalho. Dada a sua simplicidade, é amplamente empregado nas UPGNs, sendo usualmente combinado a outros processos. Porém, somente esse processo é insuficiente para a especificação do gás natural dada a sua baixa capacidade de recuperação de LGN.

Processo de Refrigeração simples: utiliza compressores de gás propano como método de refrigeração. O gás propano é o agente refrigerante e reduz a temperatura do gás natural bruto a valores próximos de - 40°C (temperatura de liquefação do C3, C4 e C5+). Assim, a partir dessa temperatura, há a separação entre o LGN (C3+) como corrente líquida e a corrente gasosa (C1 e C2). Dada sua simplicidade é amplamente empregado nas UPGNs, sendo também combinado a outros processos.

Processo de Absorção refrigerada: usa a refrigeração simples associada ao uso de um solvente adequado, sendo usualmente empregada uma fração de petróleo (na faixa da aguarrás) para obter o efeito da absorção. Apesar de combinar dois processos, não pode ser considerado como processo combinado, pois não existe separação entre as unidades.

Processo de Turbo-Expansão: É o processo termodinâmico mais eficiente do ponto de vista de fracionamento e recuperação dos componentes do gás natural bruto. Combina o processo de refrigeração simples (que se utilizada do ciclo de propano) a um turbo-expansor, reduzindo a temperatura do gás natural abaixo de - 95° C. (Vaz, et al., 2008).

fração contida no gás natural de carga da UPGN. Todas as outras tecnologias utilizadas no processo termodinâmico não obtêm a eficiência na recuperação de C2. Apesar de haver relativa capacidade de recuperação de etano ao utilizar a tecnologia de absorção refrigerada, os valores máximos de recuperação atingem somente 50%. A utilização da tecnologia Joule-Thomson, uma das mais simples, revela a sua incapacidade de recuperação de grandes volumes das frações pesadas e, conseqüentemente, sua desqualificação para a recuperação de qualquer quantidade de C2 e, eventualmente, grandes quantidades de C3. Assim, somente em UPGNs com turbo-expansão ocorre a recuperação econômica de grandes parcelas de C2, majoritariamente destinadas à indústria petroquímica.

II.1.4 Breve histórico da indústria do gás natural no Brasil

A criação da Petrobras pela Lei nº 2.004, de 1953, implicou forte presença estatal no setor de gás natural, cujos efeitos ainda têm reflexo no presente. A indústria brasileira do gás natural (IGN) é caracterizada pela existência de elevados custos transacionais, custos marginais decrescentes, estrutura de funções custo com características subaditivas que, portanto, geram economias de escala (notadamente no transporte e na distribuição de gás natural), tornando alguns elos da IGN exemplos clássicos de monopólio natural.

A existência de custos de transação elevados e características de monopólio natural na IGN resultou no seu desenvolvimento gerenciado e conduzido pela Petrobras. A decisão pelo desenvolvimento induzido por aquela empresa colocou o país como um dos maiores produtores de óleo e gás natural do mundo. No entanto, também a transformou em agente monopolista verticalizado dessa indústria, cuja atuação concorreu, de forma mais expressiva em passado não muito distante, para inibir a entrada de outras empresas no setor em quase todas as suas áreas de atuação.

A partir da Emenda Constitucional nº 9, de 1995, deu-se a flexibilização do exercício do monopólio pela Petrobras, permitindo a introdução da concorrência na exploração e produção de petróleo e gás natural no mercado brasileiro, implementada posteriormente por meio de leilões promovidos pela ANP. Nesse quadro, vê-se cristalizada a participação majoritária da empresa após a edição da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), cabendo às demais empresas interessadas em ingressar no mercado competirem com a estatal estabelecida no mercado nacional por novas áreas exploratórias ou, eventualmente, por campos nos quais a Petrobras ou não se interessava por seu desenvolvimento ou preferia a exploração da jazida por meio de parceria com terceiros.

Dito de outra maneira, a estatal manteve a sua participação cristalizada no período do monopólio com suas participações garantidas, restando às demais empresas concorrerem pelas franjas do mercado, reduzindo gradualmente a participação do mercado da monopolista por meio de adições de mercado ou conquistas de participações.

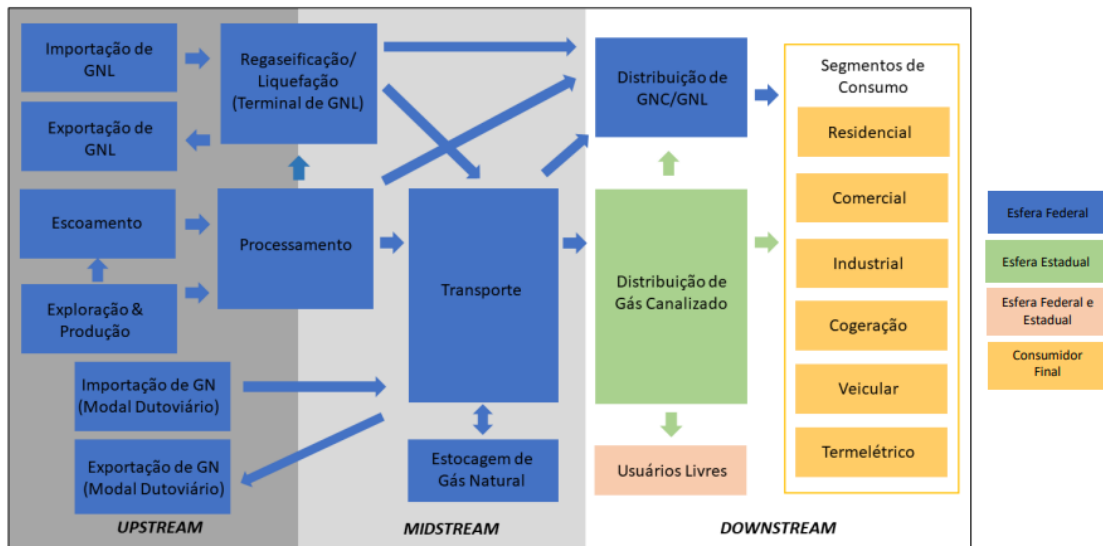
II.1.5 Os avanços da Lei do Gás Natural

Apesar dos avanços decorrentes da Lei nº 9.478, de 1997 (“Lei do Petróleo”), somente após a promulgação da Lei nº 11.909, de 2009, denominada “Lei do Gás”, houve avanços no mercado de gás natural que permitiram maior grau de concorrência e, subseqüentemente, o desejável amadurecimento do mercado nacional. Esse ato introduziu novas categorias de agentes econômicos da indústria², além dos que já haviam sido definidos na “Lei do Petróleo”. A descrição do relacionamento desses agentes, por meio dos fluxos físicos do gás natural, é objeto de análise da

² Por exemplo, a liquefação, a regaseificação e a estocagem de gás natural fazem parte do rol de novas atividades que foram introduzidas na Lei nº 11.909, de 2009.

Figura 1, que apresenta as atividades da IGN e os referidos fluxos existentes entre elas. Para cada retângulo representando uma atividade, a cor de fundo indica se a atividade se encontra sob regulação federal (azul), estadual (verde) ou por ambos os entes governamentais (rosa). As setas obedecem ao mesmo código de cores e sua direção corresponde ao sentido do fluxo físico, e indicam se é unidirecional ou bidirecional, como é o caso da “Estocagem de Gás Natural” ou “Estocagem Subterrânea de Gás Natural”.

Figura 1 - Fluxos Físicos da Indústria do Gás Natural



Fonte: Reprodução ANP (2020, p. 8).

Entre as atividades da IGN merecem destaque o transporte dutoviário e a distribuição de gás natural canalizado, que devido a suas funções custo subaditivas (caracterizadas por terem menor custo quando o serviço/produto é oferecido por uma única empresa) são classificados como monopólios naturais. Assim, devido a características intrínsecas ao mercado (determinadas pela sua função custo subaditiva), a prestação do serviço de transporte e de distribuição é economicamente mais eficiente quando cada uma é realizada somente por um agente (o monopolista)³. Nesse caso, as atividades a montante e a jusante da atividade monopólica são sujeitas à competição, mas o transporte e a distribuição são exercidos, cada um deles, por agente monopolista na atividade.

Em razão de as atividades de transporte e distribuição serem caracterizadas como monopólios naturais, é necessária a supervisão das atividades exercidas pelo monopolista nesse elo da IGN, que é realizada no país por meio da regulação dessas atividades, principalmente voltadas ao estabelecimento de tarifas relacionadas à movimentação do produto e ao acesso não discriminatório a tais instalações.

Enquanto o processo de verificação, cálculo e estabelecimento da tarifa visam a limitar o poder de mercado do monopolista, a supervisão e verificação das condições de acesso objetivam impedir que o monopolista restrinja o acesso à instalação para limitar a competição no elo a jusante de sua instalação. Nesse caso, o monopolista pode exercer seu poder para impedir ou dificultar a entrada de novos agentes nas atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor a jusante de sua instalação na IGN.

³ É importante notar os fatores locacionais para a determinação da abrangência do monopólio natural no caso da indústria do gás natural. Desse modo, é possível que vários transportadores atuem na atividade de transporte de gás natural no país, cada um atendendo a uma região geográfica distinta.

Decorre daí a frustração das expectativas da sociedade quanto ao grau de amadurecimento e de concorrência desejadas nos elos concorrenciais da IGN. A supervisão das condições de acesso às instalações é particularmente necessária para a atividade de transporte de gás natural, uma vez que interligam fisicamente os agentes do *upstream* (produtores importadores) aos agentes do *downstream* (distribuidores, consumidores e usuários livres).

A

Figura 1 indica que a IGN é estruturada para que o gás natural, após processado, regaseificado ou importado, seja destinado a gasodutos de transporte. Os gasodutos de transporte são responsáveis por movimentar o gás natural até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte, distribuidores de GNC/GNL e pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (comumente denominados de *city-gates*). A Nova Lei do Gás, em seu art. 3º, inciso XXVI, define gasoduto de transporte como “duto, integrante ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme os critérios estabelecidos nesta Lei, ressalvados os casos previstos nos incisos XXIV e XXV do caput deste artigo, podendo incluir estações de compressão, de medição, de redução de pressão, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes, nos termos da regulação da ANP”. Os incisos XXIV e XXV desse mesmo artigo, por sua vez, trazem definições para gasodutos de escoamento da produção e de transferência, respectivamente.

Dadas as características físico-químicas do gás natural⁴, que torna seu transporte por outros modais alternativos menos viáveis economicamente, o livre acesso aos gasodutos de transporte é fundamental para se garantir concorrência nos elos posteriores da IGN. Adicionalmente, a concorrência via construção de gasodutos paralelos, com duplicação das infraestruturas, é economicamente ineficiente, conforme já descrito, uma vez que desconsidera as economias de escala da atividade representadas por suas funções custos subaditivos que, se segmentadas em duas firmas, apresentarão custos maiores para executar a mesma atividade.

II.1.6 “Nova Lei do Gás” como resposta às dificuldades de mudanças estruturais no mercado

A ausência de mudanças mais amplas na estrutura do mercado de gás natural após a “Lei do Gás”, de 2009, motivou as reformas mais recentes no setor, que se iniciaram com o programa “Gás para Crescer”, em 2016. Entre as mudanças regulatórias no período, pode-se destacar o Decreto nº 9.616, de 2018, que introduziu, ainda em nível infralegal, o modelo de entrada e saída no transporte de gás natural, além de prever a elaboração de códigos comuns de acesso às instalações essenciais. Naquele mesmo ano, foi aprovado o Ajuste no Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais (Ajuste SINIEF) nº 03/2018, pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), que permitiu a cobrança tributária de acordo com o fluxo contratual do gás, passo essencial para o funcionamento do modelo de entradas e saídas.

Apesar desses avanços, ao longo de duas décadas (período entre 1995 e 2016), a maior mudança estrutural no mercado de gás natural nesse extenso intervalo de tempo foi o início do

⁴ Em razão da sua baixa concentração energética, o aproveitamento do gás natural demanda a utilização de algum método para concentrar sua energia em volumes que permitam seu transporte. Duas tecnologias têm apresentado viabilidade técnica-econômica. A primeira, refere-se à compressão para subsequente transporte por meio de dutos que mantêm o gás natural sob pressão. A segunda, refere-se a sua liquefação por meio de processo criogênico. Devido aos elevados custos de liquefação (que demandam muita energia para a conversão do gás natural ao estado líquido), o transporte de gás natural por meio dutoviário é considerado o de maior economicidade, sendo a solução mais recomendada, inclusive para percorrer grandes distâncias. Não obstante, o transporte do gás natural após a sua liquefação permite maior flexibilidade na destinação da molécula e menor especificidade do ativo, além de se mostrar mais viável para o transporte oceânico.

processo de alienação da participação da Petrobras nas transportadoras. Em tal caso, a empresa buscou ativamente a venda de suas parcelas que garantem o controle das duas maiores rede de transporte no país, realizando as transferências dos controles da Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), em 2016, e da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), em 2019.

A Resolução do CNPE nº 4, de 9 de abril de 2019, instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, consolidando os trabalhos por meio da Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019. Essa última, estabeleceu tanto medidas adicionais para a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural quanto regras que direcionam a transição do atual mercado verticalmente integrado para mercado concorrencial. Nesse contexto, a resolução prescreveu medidas estruturais e comportamentais para serem observadas e cumpridas pelo agente econômico que ocupa posição dominante no setor de gás natural.

Em 8 de abril de 2021, foi editada a Lei nº 14.134 (“Nova Lei do Gás”). Esse diploma legal ratificou as mudanças necessárias para a abertura do mercado de gás natural, tais como: o sistema de entradas e saídas; o reforço da independência do transportador em relação aos demais agentes da cadeia; vedações para a influência comercial de outros agentes na distribuição de gás natural; o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às instalações essenciais; a comercialização como atividade na esfera federal, entre outros.

A regulação na indústria brasileira de gás natural se divide entre as atividades de responsabilidade da esfera federal e da estadual, como sumarizadas na Figura 1. A incumbência da regulação das atividades de produção, importação e transporte de gás natural cabe à ANP e se encerra nos pontos de entrega (*city gates*) onde ocorre a interconexão entre as redes de transporte a redes de distribuição. A regulação dos serviços locais de gás canalizado é atribuição dos estados, representados por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais de energia. Já a regulação dos consumidores livres⁵ pode envolver as esferas federal e estadual.

Em março de 2023, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) constituiu, por meio da Resolução nº 1, de 20 de março de 2023, grupo de trabalho do “Programa Gás para Empregar” que tem por objetivos:

- aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico;
- melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário;
- aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais; e
- 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.

Para isso, foram criados cinco comitês para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. Os comitês foram estruturados

⁵ A “Nova Lei do Gás” define o consumidor livre como “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realiza a atividade de comercialização de gás natural” (art. 1, XV).

para estudar os seguintes temas: disponibilidade de gás natural (GN) (Comitê 1); acesso ao mercado de GN (Comitê 2); modelo de comercialização de gás natural da União (Comitê 3); gás natural para o setor produtivo (Comitê 4) e papel do gás natural na transição energética (Comitê 5).

II.1.7 A IGN como uma indústria de rede

Indústrias de rede são definidas pela presença de várias atividades que se conectam, formatando elos de uma cadeia que não podem ser evitados ou ignorados para enviar o produto ao consumidor final, gerando interdependências e estruturando um sistema. A IGN é usualmente classificada como indústria de rede, contando com todas as características específicas para conectar ofertantes e demandantes de produto padronizado. Nesse contexto, a operação eficiente de toda a rede depende da prestação do serviço ou envio do produto passando pelos diversos elos integrantes desse sistema estruturante da IGN.

A tecnologia escolhida para a movimentação do gás natural nos elos do transporte e distribuição, habitualmente realizada por meio de gasodutos, resulta em funções custos subaditivas⁶. Tais funções geram substanciais economias de escala e correspondem à característica singular que distinguem monopólios naturais e, conseqüentemente, representam o elemento estrutural que impede algum nível de concorrência nesse mercado. Ao optar por desenvolver as redes de transporte e distribuição por meio de gasodutos, há substancial investimento inicial em ativos específicos e irreversíveis, moldando significativos custos afundados que geram as funções custos subaditivas e associam maior nível de eficiência produtiva ao menor grau de concorrência. A associação entre esses diferentes elementos caracteriza a IGN como indústria de rede.

II.1.7.1. Caracterização da IGN como indústria de rede

Usualmente, as indústrias de rede são associadas a elevados investimentos iniciais em ativos físicos específicos e irreversíveis, sendo classificados como custos afundados (*sunk costs*)⁷, demandando longo prazo para o seu retorno financeiro. Os elevados investimentos iniciais para a construção dos ativos geram funções custos subaditivas, constituindo elevados níveis de economias de escala e de densidade. Devido a sua função custo, a menor concorrência no mercado resulta em operações com menores custos, tornando a operação por somente um agente a solução mais eficiente e eficaz considerando a perspectiva econômica (Joskow, 2007). Mercados em que a tecnologia empregada gera funções custos subaditivas e suas peculiaridades, usualmente, são classificados como monopólios naturais. A associação entre essas diversas características produz exemplos clássicos de monopólios naturais que, no caso da IGN, também correspondem à classificação de indústria de rede.

A terminologia de rede origina-se de sua característica singular de ser constituída por diversas interconexões (Economides, 1996). Além disso, a indústria de rede tem como características adicionais a padronização do produto, a sua compatibilidade entre as diversas interconexões que permitem fluxo ao longo da rede conectando demandantes e ofertantes e a complementariedade entre os produtos oferecidos pelo sistema (Shy, 2001; Economides,

⁶ As funções custo subaditivas demonstram que a divisão das atividades relacionadas ao provimento do serviço ou produto por mais de uma firma ocorrerá com uma elevação de custos e, portanto, será ineficiente. Dito de outra forma, a operação conjunta de diversas firmas resulta em um custo de provimento do produto/serviço inferior à soma dos custos de diversos agentes para o provimento do mesmo produto/serviço, resultando em funções custos que, quando associadas, resultam em valores inferiores à sua adição (função custo subaditivas).

⁷ "Sunk costs are associated with investments made in long-lived physical or human assets whose value in alternative uses (i.e. to produce different products) or at different locations (when transportation costs are high) is lower than in its intended use." Joskow (2007, p. 1240).

1996). Em especial, quanto à complementaridade, destaca-se que o consumo do gás natural é dependente de outros serviços, tal como o de transporte da molécula.

Portanto, a complementariedade significa que o consumo do gás natural só é possível em conjunto com a utilização do sistema e de seus diversos elos, incluindo-se, no caso brasileiro, os serviços de escoamento, processamento, transporte e distribuição. Outra característica das indústrias de rede é a necessidade de algum grau de equilíbrio entre oferta e demanda do produto em curto período, exigindo o serviço de balanceamento do sistema.

Adicionalmente, as indústrias de rede são caracterizadas a partir de setores em que a sua operação eficiente ocorre quando somente uma firma satisfaz toda a demanda do mercado, qualificando um monopólio natural.

Monopólios naturais não se referem, necessariamente, à quantidade de ofertantes em determinado mercado e, sim, à relação entre a demanda e a tecnologia associada à entrega do produto ou serviço. Portanto, a definição da tecnologia empregada para o atendimento ao mercado determina a relação entre os fatores produtivos gerando funções custos subaditivas que, por definição, resultam em economias de escala. Ressalta-se que, a partir dessa relação entre a tecnologia adotada e as funções custos resultantes, sob a perspectiva econômica, pode-se classificar determinado mercado como um monopólio natural (Joskow, 2007, p. 1232).

No caso da IGN, a tecnologia utilizada para o transporte e a distribuição é o elemento determinante para qualificar esses mercados como monopólio natural. Mais especificamente, nesses setores, a tecnologia que apresenta os menores custos associados à movimentação de gás natural (mais eficiente) são os dutos dedicados (gasodutos). Apesar de existirem outras tecnologias disponíveis, a movimentação do gás natural por meio de modal dutoviário apresenta os menores custos de transporte entre as opções disponíveis, tornando o seu emprego para conectar ofertantes e demandantes de gás natural a mais eficiente e eficaz sob a perspectiva econômica que considera os custos para movimentar a molécula entre as referidas partes em determinada região. Destaca-se que a construção dos gasodutos de transporte e distribuição de gás natural mobiliza substancial capital em ativo específico e irreversível, sendo categorizada como custo afundado (*sunk cost*).

Considerando a especificidade dos gasodutos, uma vez construídos, só poderão ser utilizados para o transporte de gás natural. Quanto a sua irreversibilidade, uma vez destinado o investimento à construção dessa infraestrutura, tem-se ativo irreversivelmente imobilizado que conecta dois (ou mais) pontos. Consequentemente, os elos do transporte e distribuição quando realizam os investimentos para a construção de gasodutos (fazendo a opção por esse tipo de tecnologia para movimentar as moléculas de gás natural) são caracterizados por especificidade e irreversibilidade do ativo, contando com curvas de custo subaditivas que resultam em consideráveis economias de escala, resultando em custos médios decrescentes (Joskow, 2007; Shy, 2001).

Além disso, o elevado investimento inicial para a instalação da infraestrutura também demandará longo prazo de maturação, tornando esses elos da IGN tradicionais exemplos de monopólios naturais que, por definição, operam com significativas economias de escala, impedindo concorrência no fornecimento do produto/serviço. Importante destacar que setores com características de monopólios naturais implicam *trade off* entre operação eficiente e maior concorrência, uma vez que maiores níveis de concorrência significarão menores economias de escala e operações realizadas a custos maiores do que se fornecidos somente por uma firma (Kim e Horn, 1999).

Adicionalmente, ao utilizar dutos pressurizados (uma característica da movimentação de gás natural por meio de gasodutos), é necessário o balanceamento entre a oferta e demanda em determinado período. Desbalanceamento entre a quantidade ofertada e demandada pode resultar no colapso do sistema, ilustrando a relevância do balanceamento para o funcionamento de forma segura da IGN. Consequentemente, tanto agentes ofertantes quanto demandantes da molécula estão associados por sua conexão física, sendo dependentes do

balanceamento da rede para garantir tanto a segurança do sistema quanto o efetivo fornecimento do energético.

Não obstante a classificação das atividades de transporte e distribuição como monopólio natural, os demais elos da IGN são potencialmente concorrenciais. Assim, enquanto os elos da produção e da comercialização do gás natural são classificados como potencialmente concorrenciais, os elos de transporte e distribuição são monopólios naturais que devem permanecer sob regulação a fim de mitigar o exercício do poder de mercado do proprietário desses ativos.

Destaca-se que, ao analisar a questão da regulação das indústrias com características de monopólio natural, Kim e Horn (1999, p. 6) ressaltam que o exercício do poder de mercado do proprietário de ativos é potencializado em indústrias de rede devido as significativas barreiras à entrada existentes nos elos que não comportam competição.

Assim, a associação entre as diversas características derivada do emprego de determinadas tecnologias em alguns elos da IGN, notadamente, os custos afundados, os efeitos sobre as funções custo, a especificidade do ativo e sua irreversibilidade, estrutura significativas barreiras à entrada nos elos potencialmente competitivos da IGN. Essas características justificam a supervisão nos elos que, devido à tecnologia empregada, são classificadas como monopólios naturais ou eventualmente instalações essenciais, visando à garantia de acesso a terceiros interessados, e aumentando o grau de concorrência nos demais elos da IGN que são potencialmente concorrenciais.

II.1.7.2. Aspectos positivos: economias e externalidades positivas da rede

As indústrias de rede são caracterizadas por externalidade positivas, também conhecidas como benefícios da rede, que serão partilhadas entre todos os membros interconectados, caso todos os seus elos operem sem o exercício de poder de mercado, isto é, de forma eficiente e eficaz. Enquanto a externalidade de rede está associada à expansão das conexões e à padronização do produto e serviço, as economias de rede originam-se tanto na função custo de seus elos não competitivos (resultando em economias de escala e de densidade) quanto na economia derivada de maior coordenação entre os membros conectados, reduzindo-se custos de coordenação e de transação.

A externalidade de rede é baseada na interdependência entre ofertantes e demandantes, elevando o benefício do consumo do bem de acordo com a expansão da rede. Em outros termos, quanto maior for o número de usuários, maior é o valor de estar associado e se consumir o bem/serviço fornecido pela rede (Economides, 1996).

Aspecto interessante das externalidades positivas associadas à rede é que, operando sem o exercício de poder de mercado em algum de seus elos e, conseqüentemente, garantindo que a operação reflita os custos médios decrescentes da atividade, as externalidades positivas podem ser partilhadas pelos diversos membros integrantes da rede. Sinteticamente, a geração de valor na operação das indústrias de rede é compartilhada por todos os membros e não por membros individuais, expondo que as externalidades positivas estão relacionadas ao tamanho da rede e não ao tamanho da operação de determinado agente.

Já as economias de rede são obtidas pela possibilidade de se reduzir continuamente o custo médio dos elos do transporte e de distribuição. Caso a operação dos elos não competitivos seja realizada sem o exercício de poder de mercado, as economias de rede serão partilhadas entre todos os integrantes da IGN, correspondendo às economias de escala, de densidade e de coordenação. Enquanto as duas primeiras são resultantes da tecnologia empregada na movimentação da molécula de gás natural, a última origina-se nos elevados custos de coordenação e transação existentes nessa indústria e, conseqüentemente, aos ganhos que são obtidos a partir da padronização dos contratos de fornecimento do produto/serviço.

As economias de escala são definidas pela expansão da produção com a redução do custo médio do produto (Joskow, 2007, p. 1233). Assim, são delimitadas por ganhos de

eficiência (seja redução de custos, seja aumento da produtividade) proporcionais ao tamanho da operação de cada agente. No caso da IGN, a expansão da rede de transporte e distribuição proporcionará redução dos custos fixos associados à movimentação do gás natural.

Já as economias de densidade correspondem à expansão de somente um dos fatores produtivos com elevação mais que proporcional do produto ou serviço. No caso da IGN, a expansão da rede de transporte ou de distribuição visa a atender a maior quantidade de ofertantes e demandantes para intensificar a sua operação. Considerando o alto custo associado à expansão da rede, há substancial redução do custo médio de operação com o acréscimo de demandantes e ofertantes. Por esse motivo, a expansão da rede é viabilizada em regiões de alta densidade, garantindo substancial redução dos custos devido as economias de densidade. Por fim, destaca-se que existe relação entre as economias de escala e de densidade que tendem a se auto reforçarem. Assim, quanto maior for a economia de densidade em determinada região, maior será o nível resultante das economias de escala, aumentando o incentivo para a instalação da infraestrutura naquela região (Shy, 2001).

As economias de coordenação advêm dos custos de transação associados às diversas negociações para o estabelecimento dos contratos entre ofertantes e demandantes, além da coordenação de todo o sistema para a entrega do gás natural e seus diversos serviços associados. Ao sistematizar a forma de contratação e entrega do produto na rede, é possível obter economias de coordenação entre os diferentes agentes, tanto pela padronização dos contratos quanto pelo substancial nível de coordenação entre os diferentes agentes que atuam nos diversos elos da IGN.

II.1.8 Infraestrutura da IGN no Brasil

A infraestrutura da IGN permite movimentar a produção objetivando a sua disponibilização aos diferentes consumidores e interconectando os diversos elos da IGN. Nesse sentido, compreende, entre outras infraestruturas, os gasodutos de escoamento e transporte, bem como as UPGNs, os terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e toda a estrutura de entrega e distribuição ao usuário final.

O desenvolvimento da infraestrutura da IGN é associado a volumosos investimentos em ativos específicos que, uma vez realizados, servirão somente para o propósito construtivo inicial, conectando fontes específicas de fornecimento com consumidores de gás natural. A especificidade dos ativos relacionados à IGN é outra característica marcante dessa indústria. Por isso, a atração de investimentos para projetos requer planejamento e visão de longos prazos, tendo em vista a conexão física de tais projetos e sua impossibilidade de desmembramento da rede.

Ao final de 2022 (ANP, 2023), o país detinha 113 gasodutos de transporte e transferência em operação, que se estendiam por cerca de 11,6 mil km, para realizar a movimentação do gás. Em termos de processamento, as 13 UPGNs existentes no país somam aproximadamente 102.000 MMm³/dia de capacidade. Em comparação a 2021, a capacidade de processamento diminuiu 2,8% e foram processados 3,3% a menos de gás natural. Importante relatar que os polos de Cabiúnas (Rio de Janeiro), Caraguatatuba (São Paulo), Urucu (Amazonas) e Estação Valdemir Ferreira (Bahia) foram responsáveis por 88,5% do volume total de gás natural processado. Em termos de produção dos hidrocarbonetos C2+: (i) a Reduc foi responsável por 100% da produção de etano e 99,9% da de propano; (ii) Caraguatatuba e Urucu foram os que mais produziram GLP; e (iii) Caraguatatuba e Reduc foram os que mais produziram C5+ (gasolina natural).

A Figura 2 retrata as principais instalações da IGN existentes em território nacional sob competência federal (focando nos gasodutos de transporte, UPGNs e terminais de regaseificação de GNL), além de apresentar os fluxos físicos do gás natural. Adicionalmente, demonstra a existência de sistema de gasodutos de transporte integrado e um sistema isolado.

II.1.9 Dinâmica recente do mercado de gás natural no sistema integrado

Considerando somente a dinâmica de fluxos da malha de gasodutos de transporte interligados (isto é, excluído o estado do Amazonas que opera de forma isolada), a demanda de gás natural tem demonstrado flutuações decorrentes do acionamento das termelétricas para complementar a geração elétrica em 2021, revelando o peso desse setor na composição da demanda do sistema integrado. Segundo o Boletim Mensal do Ministério de Minas e Energia (2021), enquanto a demanda industrial aumentou marginalmente o consumo (da média de 35,8 MMm³/dia, em 2020, para 39,58 MMm³/dia, em 2021), a demanda para geração elétrica cresceu substancialmente (da média de 17,7 MMm³/dia, em 2020, para 31,1 MMm³/dia, em 2021).

A média da oferta nacional de gás natural até junho de 2023 (48,01 MMm³/d) já ultrapassa a média de 2022 (47,56 MMm³/d) (MME, 2023), conseqüentemente observa-se uma maior reinjeção de gás natural e de queima e perda, acompanhado pelo aumento no consumo das E&Ps e absorção nas UPGNs. O principal responsável pelo consumo em 2023 tem sido o setor industrial que já está se aproximando da média de consumo em 2022 (dois pontos percentuais abaixo da média de 2022), seguido do setor residencial, comercial, cogeração e automotivo. Assim, a partir de 2022, com a queda na participação do setor termoeletrico, a indústria passou a representar mais de 62% de todo consumo de gás natural.

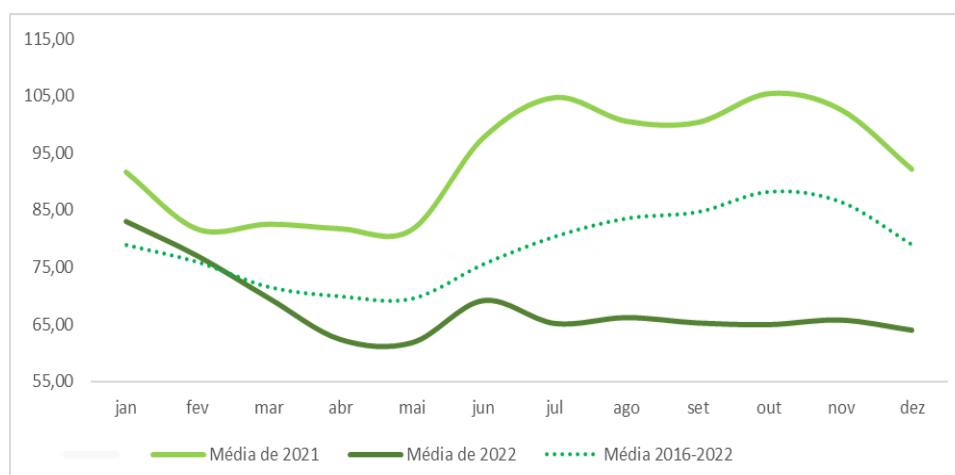
A

A demanda média em 2021 na malha integrada foi de 81,2 MMm³/dia, representando recorde na série temporal, majoritariamente estabelecido devido à demanda termelétrica. Anteriormente, o ano que apresentou a maior média de consumo foi o de 2017, com demanda média de 78 MMm³/dia.

Figura ilustra a demanda total de gás natural do sistema integrado brasileiro entre 2016 e 2022. Foram observados para esse dado entre os anos de 2016 e 2022, com a linha verde pontilhada, a média simples desse período, tendo por objetivo oferecer melhor contraste para a análise visual da figura. Em 2021, a demanda atesta o aumento acima da média histórica, conforme a linha azul, por conta de restrição energética na época, mas que foi normalizada em 2022, conforme a linha vermelha.

A demanda média em 2021 na malha integrada foi de 81,2 MMm³/dia, representando recorde na série temporal, majoritariamente estabelecido devido à demanda termelétrica. Anteriormente, o ano que apresentou a maior média de consumo foi o de 2017, com demanda média de 78 MMm³/dia.

Figura 3 – Demanda total de gás natural do sistema integrado (MMm³/dia)



Fonte: Elaborado a partir de dados de MME (2023).

Quanto à oferta de gás natural ao sistema integrado, apesar de apresentar tendência declinante desde 2019, a originária das fontes nacionais caiu mais significativamente em 2021, principalmente durante o mês de setembro de 2021 devido à parada programada da plataforma de Mexilhão (MXL) e do gasoduto Rota 1 em 31 de agosto de 2021, retornando em 04 de outubro do mesmo ano. Esse quadro, associado à demanda por gás natural da malha integrada em níveis superiores ao histórico observado, elevou substancialmente o nível das importações de GNL para o balanceamento do mercado no ano de 2021. Já ao longo de 2022, comportamento dos volumes convergiram para a média histórica, indicando que o ano anterior foi atípico.

A Figura 4 apresenta a oferta de gás natural de fontes nacionais na malha integrada entre os anos de 2016 e 2022. Considerando a oferta nacional na malha integrada (disponibilização de gás natural a partir da produção nacional), o ano de 2021 apresentou a menor média desde 2016. Observando a tendência dessa oferta, desde 2018 há progressiva redução. Se entre 2016 e 2017 houve elevação na média anual de 43 MMm³/dia para 52 MMm³/dia, desde o recorde estabelecido em 2017 há contínua redução na disponibilização do gás natural das fontes nacionais, atingindo 39,23 MMm³/dia (2021). Comparativamente, 2021 (ano com menor média para a oferta de gás natural de fontes nacionais) apresentou quase 13 MMm³/dia a menos do que a média de 2017 (recorde da série). Da mesma maneira, o ano de 2022 indica uma estabilização dos volumes, uma vez que a escassez se reduziu.

Figura 4 – Oferta de gás natural de fontes nacionais da malha interligada (MMm³/dia)



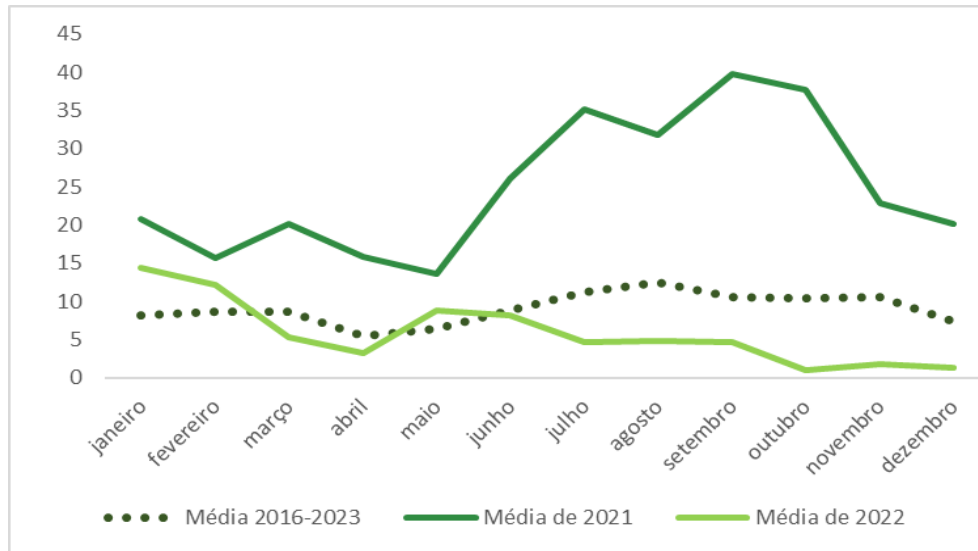
Fonte: Elaborado a partir de dados do MME (2023).

Considerando as demais fontes supridoras, notadamente as importações da Bolívia e de GNL, houve manutenção dos volumes provenientes do GasBol, relativamente constantes por volta de sua média, 19,85 MMm³/dia em 2021 (MME, 2021), e substancial elevação das importações de GNL.

A Figura 5 expõe a regaseificação de GNL entre 2016 e 2022, com a média 2016-2022 pela linha vermelha pontilhada, os valores de 2021 pela linha azul e os valores de 2022 a linha laranja. As médias mensais entre 2016-2022 indicam que a regaseificação vem apresentando comportamento cíclico acompanhando a demanda de gás natural para a geração termelétrica. A despeito desse comportamento cíclico sazonal e, portanto, já esperado, 2021 apresentou volumes muito superiores às médias dos demais anos. Enquanto a média anual de regaseificação nunca ultrapassou o valor de 10 MMm³/dia até 2020, em 2021 atingiu 25 MMm³/dia.

No ano de 2022, em que a demanda termoe elétrica foi menor, houve redução dos níveis de importação de gás por meio dos terminais de regaseificação e por meio do Gasoduto Bolívia - Brasil (Gasbol), com destaque para a decisão da Bolívia em reduzir a entrega de gás para o Brasil⁸. Os volumes trazidos pelo Gasbol, por exemplo, têm oscilado entre 11 e 17 milhões de m³ por dia ao longo do último ano, com redução até os mínimos em direção ao final do ano.

Figura 5 – Regaseificação de GNL entre 2016 e 2022



Fonte: Elaborado a partir de dados do MME (2023).

II.1.10 As rotas de escoamento dos reservatórios do pré-sal da bacia de Santos e suas UPGNs

O excepcional potencial produtivo dos reservatórios do pré-sal pode ser dimensionado por meio da necessidade contínua de expansão da malha de gasodutos de escoamento da produção e da adoção de solução integrada para tratamento e processamento. Enquanto o primeiro gasoduto de escoamento utiliza infraestrutura já construída, os dois restantes utilizam solução integrada entre os dutos de escoamento e as unidades de tratamento e processamento.

Atualmente, existem três gasodutos troncais que permitem o escoamento dos campos produtores da bacia de Santos para o continente, usualmente denominados de Rotas, obtendo a numeração de acordo com a sua entrada em operação. Assim, o Rota 1 representa o primeiro gasoduto de escoamento da produção desses campos, seguido do Rota 2 e do Rota 3 (presentemente, ainda não escoam a produção). A Figura 6 apresenta essas rotas, as UPGNs de destino do gás natural bruto e as tecnologias adotadas.

⁸ <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-05/estatal-boliviana-reduz-30-do-fornecimento-de-gas-natural-ao-brasil#:~:text=Estatal%20boliviana%20reduz%2030%25%20do%20fornecimento%20de%20g%C3%A1s%20natural%20ao%20Brasil,-Petrobras%20diz%20que>

Figura 6 – Rotas de escoamento do gás natural oriundo dos reservatórios da bacia de Santos



Fonte: Reprodução da Figura 2 de CNI (2019).

O Rota 1 é composto de dois trechos: Mexilhão-UTGCA e Lula-Plataforma de Mexilhão. O primeiro trecho foi inicialmente construído para escoar a produção dos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú. O trecho que contempla o pré-sal apresenta capacidade nominal de 10 MMm³/dia. Em 2011, para o tratamento e processamento do gás natural desses campos, foi construída a UPGN de Caraguatatuba (UTGCA).

Em virtude da composição do gás natural oriundo da mistura da produção dos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú apresentar alto teor de C1, a UPGN de Caraguatatuba não foi concebida com a tecnologia de turbo-expansão e, sim, de início, como simples Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (UAPO).

A partir das massivas descobertas do pré-sal representadas pelo campo de Tupi, o gasoduto foi expandido para o escoamento desse novo polo produtor. Assim, a Unidade passou por obras de adequação e ampliação, finalizadas em 2014, que possibilitaram processar o gás natural proveniente da área do pré-sal da Bacia de Santos. Nesse contexto, foi alterada a composição da UTGCA para a recuperação de líquidos e processamento de gás natural desses campos em 10 MMm³/dia.

Nos primeiros cinco anos de operação, de 2011 a 2016, a Unidade teve papel essencial para viabilizar a produção de petróleo e gás natural das áreas do pós-sal e pré-sal da bacia de Santos. O volume total processado nesse período foi de 16,55 bilhões de m³ de gás natural, 9,42 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de C5+ e 4,74 milhões de boe de GLP (Petrobras, 2016).

O gás processado na UTGCA dá origem a três produtos: o gás natural, que tem usos industrial, residencial e veicular; o gás liquefeito de petróleo (GLP); e o C5+ (condensado), parte líquida do gás.

A Unidade tem capacidade para processar diariamente até 20 milhões de m³ de gás natural, oriundo de diversas plataformas, interligadas à Plataforma de Mexilhão (PMXL-1), instalada a cerca de 140 quilômetros da costa. De lá, o produto chega à UTGCA por meio de gasoduto Rota 1.

Considerando a necessidade de expansão da capacidade de escoamento da produção, em 2016 foi autorizada a operação do Rota 2. Iniciando pelo escoamento do campo de Lula, com capacidade de até 16 MM m³/dia da produção de gás natural dos reservatórios do pré-sal até a UPGN de Cabiúnas (UTGCAB), no estado do Rio de Janeiro, foi ampliado em 2019, para 20 MM m³/dia. Essa UPGN foi construída em 2002 baseada na tecnologia de turbo-expansão, contando com capacidade de processamento de 25,16 MMm³/dia.

Em vista ainda do excepcional potencial produtivo do pré-sal, fizeram-se necessárias a construção e a operação de nova Rota de escoamento, bem como de nova UPGN para o tratamento e processamento da produção dessa região, o Rota 3. Esse gasoduto tem capacidade nominal de 18,2 MM m³/dia. A UPGN do Polo GasLub (UTGITA, ex-Comperj), localizada no município de Itaboraí no estado do Rio de Janeiro, atualmente em construção e sem data estimada para início das operações, terá capacidade nominal de processamento de 21 MM m³/dia, contando com 2 UPGNs de turbo-expansão de 10,5 MM m³/dia cada.

II.1.11 O Mercado de Etano

As atuais UPGNs brasileiras recuperam as frações do gás natural bruto durante o seu processamento, disponibilizando-as ao mercado consumidor, que são: etano, GLP (C3 e C4) e gasolina natural (C5+). Dado que os mercados de gasolina natural (C5+) e de GLP (C3 e C4) já estão estruturados e contam com precificação superior à do gás natural, os limites máximos atualmente constantes da norma que especifica o gás natural relativos à C3+ (GLP e gasolina natural) têm sido atendidos de maneira satisfatória até o início do escoamento do gás natural do pré-sal pelo Rota 1.

É nesse contexto que, em seu estudo, a CNI (2019, p. 64-65) afirma que eventual supressão dos limites atualmente impostos aos hidrocarbonetos, notadamente o propano e butano (C3 e C4, respectivamente), na prática não irá alterar os teores dessas duas frações no gás natural disponibilizado para comercialização no mercado brasileiro.

Contudo, a separação do etano (C2) conta com dois limitadores: a tecnologia utilizada na UPGN e a quantidade a ser recuperada. O primeiro, refere-se à tecnologia delimitada pelo proprietário da infraestrutura no momento de sua construção. Tal fator depende, majoritariamente, tanto dos componentes do gás natural bruto a ser processado (gás de carga da UPGN), quanto de seu volume. Já o segundo, envolve os volumes a serem recuperados de etano.

Dessas rotas e das UPGNs de destino, somente a UPGN de Caraguatatuba não conta com capacidade de recuperar o etano. À vista da sua tecnologia construtiva, é impossível recuperar esse componente do gás natural rico do pré-sal. Enquanto a produção de gás natural oriunda dos reservatórios de pós-sal dos campos que utilizam o Rota 1 é composta por alto teor de C1 e baixos teores de C2+, a composição do gás natural proveniente dos reservatórios do pré-sal é rica em C2+ e pobre em C1. Assim, para processar o gás natural em tal unidade, observada a especificação para a sua disponibilização ao mercado nacional, é necessário proceder à mistura do gás do pré-sal, na proporção máxima de 52,3%, com o do pós-sal para atingir o teor mínimo de 85% em mol de metano (D'Apote, Sylvie, 2021).

No entanto, com o declínio da oferta de gás natural do pós-sal, a UTGCA passou a ter dificuldade para atender à especificação do gás (no que se refere ao teor mínimo de metano) e, para isso, seria necessária a redução da produção de gás processado em tal Unidade.

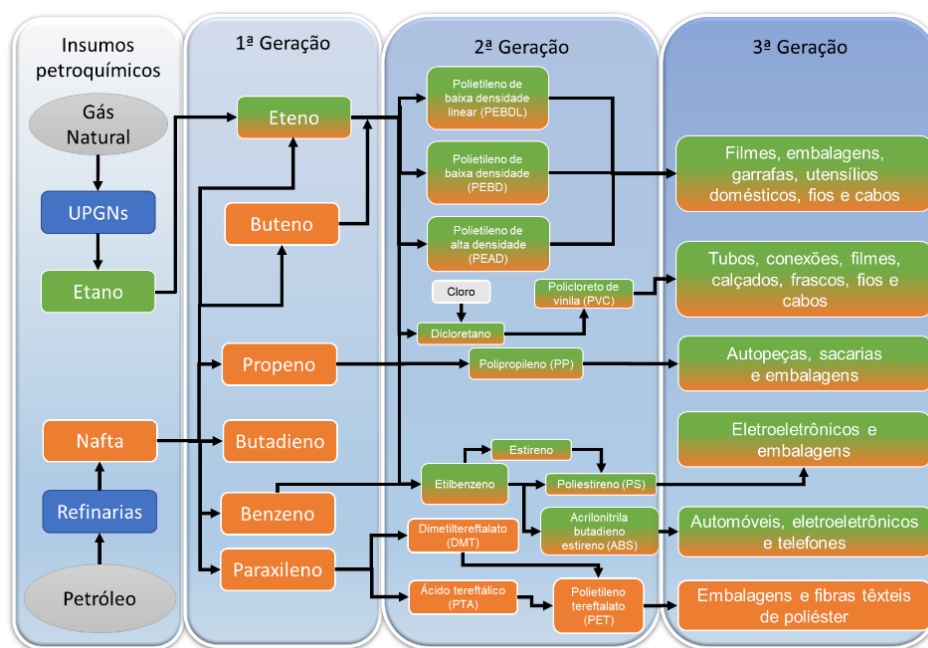
II.1.11.1. O maior consumidor de etano: o mercado petroquímico brasileiro

O maior consumidor de etano é a indústria petroquímica, sendo o segmento da indústria química que utiliza como matéria-prima os insumos derivados do petróleo (nafta) ou do gás natural (etano). Além do consumo como insumo petroquímico, também é possível utilizar o etano como combustível em centrais termoelétricas por meio de turbinas especificadas para esse produto.

As centrais petroquímicas são divididas em três tipos de geração distintas que transformam frações de petróleo (nafta) ou de gás natural (etano), por meio do craqueamento a vapor, em outros químicos, encaminhando os produtos resultantes à geração seguinte da indústria. A primeira geração das centrais petroquímicas é responsável pela transformação dos insumos petroquímicos em olefinas (eteno, propeno e butadieno) e aromáticos (tal como o benzeno).

O eteno é encaminhado às centrais petroquímicas de segunda geração que o transformam em resinas ou outros produtos intermediários (tal como o polietileno⁹ e etilbenzeno). As centrais petroquímicas de terceira geração constituem-se no elo final da indústria. Correspondem aos transformadores que recebem os produtos petroquímicos intermediários para produzirem e disponibilizarem ao mercado produtos acabados, tais como embalagens, componentes para a construção civil (a exemplo de tubos e conexões), filmes plásticos, componentes para indústria automobilística (autopeças), entre outros (EPE, 2018, p. 42-43; BNDES, 2005, p. 81). A Figura 7 espelha esquema simplificado da cadeia produtiva petroquímica, dividindo os produtos de acordo com as gerações da indústria e o insumo utilizado no *cracker* (equipamento empregado para transformar o insumo em produto químico destinado à segunda geração).

Figura 7 - Esquema Simplificado da Cadeia Produtiva Petroquímica



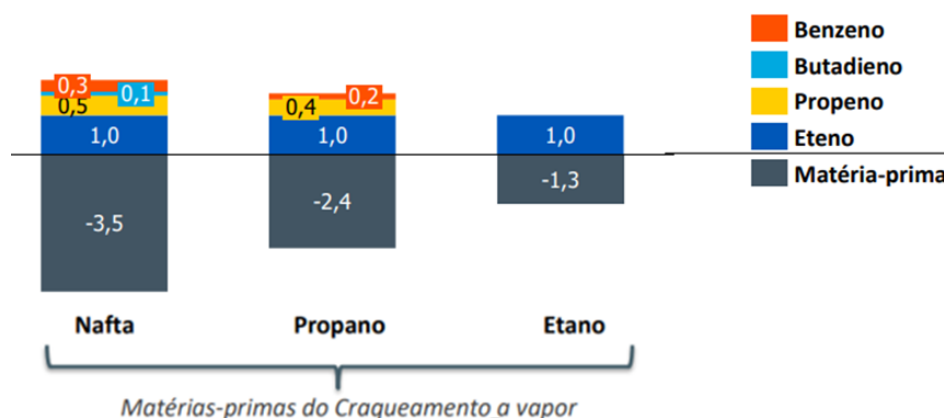
Fonte: Elaborado a partir da Figura 1 de BNDES (2005), p. 81, *apud* Abiquim.

Conforme se observa na Figura 7, ao utilizar nafta ou etano como matéria-prima, há impacto sobre os produtos que são gerados pela central petroquímica. Ao optar pelo craqueamento tendo como insumo a nafta, a central obterá maiores proporções de olefinas e aromáticos do que utilizando etano. Em contrapartida, segundo a EPE (2018, p. 45), as centrais petroquímicas com craqueamento baseado em etano possuem processos mais simples, demandando menor investimento inicial (sendo menos intensivas em capital), além de

⁹ O Polietileno é uma resina termoplástica contando com diversas aplicações sendo disseminada a sua utilização por diversos setores da economia. A maior destinação de sua utilização são as embalagens plásticas (54%), seguida da moldagem por injeção (13%) e por sopro (11%) e pela produção de tubos e perfis (8%) (Braskem, 2022).

reduzirem o seu impacto sobre o meio ambiente do que às centrais baseadas em nafta. Adicionalmente, para se produzir uma tonelada de eteno são necessárias 1,3 tonelada de etano, 2,4 toneladas de propano e 3,5 toneladas de nafta (Braskem, 2022). Embora ao utilizar propano e nafta na produção de outras matérias-primas destinadas às centrais petroquímicas de segunda geração, são necessárias menores proporções de etano do que de nafta ou de propano para se obter a mesma quantidade de eteno. Essas informações são reproduzidas na Figura 8.

Figura 8 – Rendimento na produção de uma unidade de eteno considerando as diferentes matérias-primas disponíveis



Fonte: Adaptação de Braskem (2022).

II.1.11.2. Organização da indústria petroquímica

Independentemente do insumo utilizado no processo de craqueamento a vapor da central petroquímica¹⁰, tanto a primeira quanto a segunda gerações dessa cadeia são caracterizadas por alta intensidade de capital e processos de produção interligados. Adicionalmente, ambas as gerações são intensivas em energia. Essas duas características associadas estabelecem substancial barreira à entrada, restringindo a concorrência nesse mercado às empresas de grande porte que, frequentemente, adotam como estratégia operativa a integração vertical da primeira e da segunda gerações (VIANA, 2020, p. 2).

Em consequência, ora, na primeira geração da cadeia petroquímica no Brasil, está em operação apenas a Braskem por meio de quatro centrais petroquímicas de primeira geração totalizando capacidade de produção anual de 4 milhões de toneladas de eteno, localizadas nos estados da Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul. Dessas, inicialmente somente a central petroquímica do Rio de Janeiro utilizava etano e propano como insumos principais. Posteriormente, a central da Bahia incorporou etano como combustível para produzir até 15% de eteno (EPE, 2018). Apesar de existirem produtores isolados de resinas e intermediários, a Braskem é a única empresa integrada de primeira e segunda gerações com capacidade de produzir resinas termoplásticas no Brasil (VIANA, 2020, p. 3).

Diferentemente da primeira e segunda gerações da cadeia petroquímica, os transformadores, que compreendem a terceira geração, têm, relativamente, mais baixos investimentos iniciais, garantindo tanto a sua dispersão territorial, quanto a simplicidade das operações. Tais elementos configuram reduzida barreira nesse mercado, potencializando a concorrência. Como consequência disso, a terceira geração da cadeia petroquímica no Brasil

¹⁰ O processo de craqueamento visa elevar as temperaturas do etano para quebrar as moléculas em eteno.

conta com mais de 11 mil empresas, sendo a grande maioria (94%) de micro e pequenos portes (EPE, 2018, p. 43).

Nesse contexto, é possível concluir que, enquanto a primeira e segunda gerações da cadeia petroquímica contam com características típicas de oligopólios e, no caso do insumo sendo o etano, com características de indústria de rede, os transformadores correspondem ao elo competitivo da cadeia tendo tantos insumos quanto os produtos de sua operação, suscetíveis à substancial concorrência¹¹.

II.1.11.3. Perspectivas para a indústria petroquímica nacional de primeira geração

Viana (2020) destaca, ainda, que devido aos elevados investimentos nas centrais petroquímicas de primeira e segunda gerações (e conseqüente longo período para sua maturação), a expansão desse tipo de indústria não é completamente alinhada (lineares) com as expansões da demanda, causando períodos de excessos de oferta¹². Esse desalinhamento causa *spreads* na remuneração dos produtos que demonstram a relação atual entre oferta e demanda global pelos insumos destinados à terceira geração da indústria. Em decorrência, em períodos de maior demanda global há elevação no *spread*, com sinalização ao aumento da capacidade instalada, enquanto os períodos de redução no *spread* mostram-se sem maiores investimentos na capacidade produtiva.

Apesar da manutenção do *spread* no mercado petroquímico e de eventual maior oferta futura, a Braskem (2021, p. 7) não estabeleceu como prioridade a expansão das unidades petroquímicas brasileiras que utilizam como insumo o etano. Em seu relatório, a empresa cita a construção de terminal para importação de etano nas suas operações no México e a expansão da capacidade de produção de biopolímeros verdes (tendo como matéria-prima o etanol da cana-de-açúcar) na unidade do Rio Grande do Sul que produz o polietileno verde (Braskem, 2021, p. 5).

II.1.11.4. O mercado do etano no mundo

Apesar da existência de mercados importadores, o mercado mundial contava com somente dois exportadores de etano, os Estados Unidos e a Noruega. Enquanto a Noruega se apresentava como fornecedor usual para o mercado europeu, em especial para Suécia, Reino Unido e Bélgica, os Estados Unidos aumentavam tanto os volumes exportados quanto o número de países destinatários, criando mercado global da molécula. A expansão da oferta norte-americana associada à sua precificação expandiu os volumes transacionados e a quantidade de países importadores, deslocando mais recentemente a Noruega do mercado de exportação e se tornando no único exportador líquido de etano no mundo.

A despeito da dimensão do mercado internacional, desde a substancial elevação da produção norte-americana de gás natural com a exploração dos reservatórios não convencionais de *shale*, o consumo e as exportações de etano dos Estados Unidos vêm continuamente crescendo. Desde 2010, a progressão do consumo ocorre conforme a indústria petroquímica aumenta sua demanda baseada em novos *crackers* para a produção de eteno. Recentemente, a US Energy Information and Administration (EIA) estimou que, no período entre 2021 e 2023, o consumo de etano deve apresentar o maior crescimento em volume entre

¹¹ A despeito de sua caracterização como oligopólios, a concorrência no elo subsequente da cadeia garante certo nível de competição entre os diferentes produtores pelos mercados de insumos aos transformadores. Neste contexto, é fundamental garantir certa competitividade aos produtos da segunda geração. A competitividade das indústrias de primeira e segunda geração são garantidos por escala de produção que busca apropriar eventuais economias de escala; busca por integração vertical para reduzir custos por meio de economias de escopo; e adoção de novas tecnologias para inserção de seus produtos (VIANA, 2020, p. 2).

¹² Esse argumento também é ressaltado por Braskem (2022, p. 22).

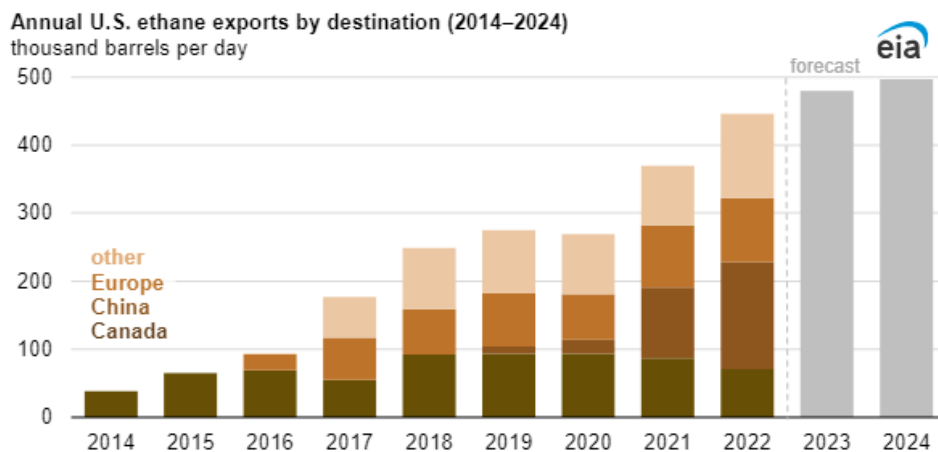
todos os produtos petrolíferos analisados, ultrapassando a expansão apresentada pelo querosene de aviação (EIA, 2022).

Devido à elevação da produção de gás natural rica em frações mais pesadas (C2+) vinda dos reservatórios não convencionais de *shale*, os Estados Unidos vêm batendo sucessivos recordes tanto de demanda¹³ por etano quanto de exportações do produto. A elevação da produção de gás natural dos reservatórios não convencionais naquele país reduziu tanto o preço da molécula do gás natural quanto de seus derivados, incluso o etano, dando impulso a novos investimentos petroquímicos para o craqueamento desse produto.

Não obstante, dado que o mercado norte-americano não absorve toda a sua produção de etano, o país iniciou exportações em 2014, tendo como principal destino o Canadá (realizada por meio de duto), seguido da Índia, Reino Unido, Noruega, México e Brasil, conforme detalhado na Figura 9.

O comércio internacional demandou a construção e sucessiva expansão da infraestrutura dedicada. Ainda que a infraestrutura seja similar àquela utilizada para a liquefação de gás natural, destaca-se que o etano liquefeito conta com menos exigências do que o GNL, uma vez que sua temperatura de liquefação em relação ao gás natural é maior (enquanto o etano se liquefaz a partir de -54°C, o metano, entre -155°C e -165°C). Em 2014, foi inaugurado duto exclusivamente para a exportação ao Canadá, iniciando o fornecimento àquele país.

Figura 9 – Exportações de Etano dos EUA discriminado por país de destino (em milhares de barris por dia)



Fonte: Reprodução de EIA (2023).

Em 2016, iniciam-se as exportações à Europa a partir da entrada em operação de navios destinados ao transporte de derivados de gás natural que, inicialmente, foram utilizados exclusivamente para a exportação de etano dos Estados Unidos. Em 2017, esse país inicia as exportações à Índia e ao Brasil, ampliando seu mercado para o México em 2018 e, em 2019, envia a primeira carga à China, cujas importações estão avançando na comparação anual. O aumento das exportações e, conseqüentemente, da comercialização de etano nos Estados Unidos e no mundo implicaram ampliações da infraestrutura dedicada, dos terminais dedicados à exportação do produto em 2022.

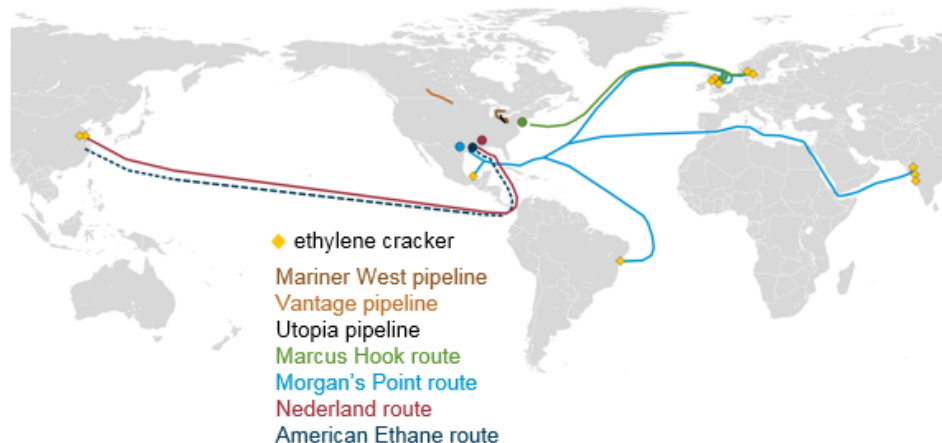
¹³ Segundo dados de EIA (2021b), em 2013 a demanda por etano era de 27 milhões de toneladas por ano, aumentando para 40 milhões (t/a) em 2020.

A ampliação do comércio internacional decorre da elevação da margem de craqueamento obtida ao se utilizar etano ao invés de nafta. Conforme detalhado por EIA (2021a), as margens da indústria petroquímica ao utilizar o etano como insumo básico foram consistentemente superiores àquelas obtidas ao se utilizar a nafta. Tal fato está diretamente associado à precificação do etano que tende a seguir o preço do gás natural (no caso americano, tomando-se por referência o Henry Hub), enquanto a nafta tende a seguir o preço da gasolina.

Destaca-se que em 2021 a Noruega suspendeu as exportações de etano e iniciou importações do produto para atendimento à demanda nacional. Essa decisão estava diretamente associada aos preços obtidos pelos dois mercados possíveis para o etano: o petroquímico e o de gás natural. Enquanto os preços do mercado petroquímico eram influenciados pelas exportações crescentes dos Estados Unidos, o gás natural especificado sofria pressões devido à dependência da Europa de importação do produto e suas implicações geopolíticas (majoritariamente, o início do conflito na Ucrânia). Nesse contexto, os produtores de gás natural na Noruega têm consistentemente rejeitado o etano como produto isolado e o destinando à corrente de gás natural para obtenção de preço pela molécula maior do que alcançaria no mercado de etano.

Dado o contexto exposto, as atuais rotas internacionais de exportação de etano a partir dos Estados Unidos são as demonstradas na Figura 10.

Figura 10 – Atuais rotas de exportação de etano dos EUA



Fonte: Reprodução de IEA (2019).

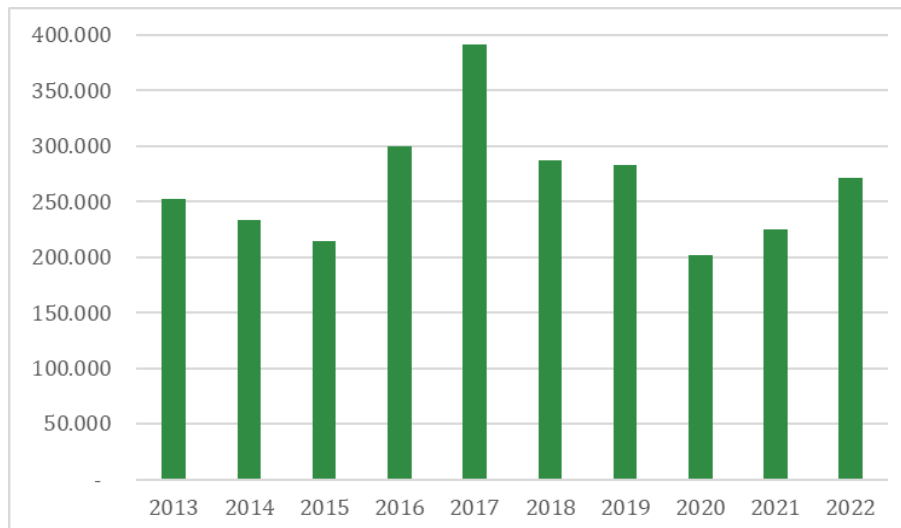
A rejeição do etano pelo produtor como derivado do gás natural está diretamente associada à sua precificação e às margens obtidas de sua recuperação. Como explica a S&P Global (2021), tal rejeição representa a decisão de o proprietário do gás natural de, intencionalmente, não recuperar a fração do etano da corrente processada em sua instalação. Nesse contexto, o produtor rejeita o etano como produto, mantendo-o na corrente de gás natural misturado aos demais hidrocarbonetos para servirem como combustível.

Em decorrência, o proprietário de etano analisa a diferença entre o valor do etano no mercado (utilizando como parâmetro o preço *spot* Mont Belvieu) e o preço do gás natural local. A diferença entre esses dois preços tende a indicar o comportamento do proprietário do gás natural e a destinação que irá prover ao etano, levando em conta os preços relativos desses dois mercados. Caso a diferença seja positiva, os produtores tendem a recuperar o etano e destiná-lo ao mercado. Caso negativa, o rejeitam, mantendo-o na corrente de gás natural destinada como combustível ao mercado (S&P Global, 2021).

II.1.11.5. O mercado de etano no Brasil

Apesar da possibilidade de recuperação de maiores frações de etano nas diversas UPGNs brasileiras, a única destinação de etano ao mercado interno é registrada da Refinaria de Duque de Caxias - Reduc para a Braskem, unidade do Rio de Janeiro (UNIB 4)¹⁴. Dito de outra forma, todo o etano ora recuperado no país é destinado à citada empresa, apresentando variações próximas da média de 300 milhões de m³ por ano, desde 2011, como pode ser observado na Figura 11.

Figura 11 – Volumes recuperados e destinados ao mercado de etano na Reduc (na forma gasosa em mil m³)



Fonte: Elaborado a partir da tabela 2.36 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023 (ANP, 2023, p. 107).

O etano utilizado na central petroquímica do Rio de Janeiro é resultado do fracionamento que ocorre na UPGN de Cabiúnas. Uma vez recuperadas as frações de C2+ (portanto, contendo a corrente composta de etano, propano, butanos e gasolina natural), o produto é destinado à Reduc. Nessa unidade, o produto é fracionado da corrente líquida por meio da Unidade de Fracionamento de Líquidos (UFLs) que, então, o destina como insumo à Braskem/UNIB 4¹⁵, localizada no município de Duque de Caxias, por meio de duto conectando ambas as instalações (EPE, 2018, p. 48; CNI, 2019, p. 69).

Conforme informação da CNI (2019, p. 68-70), o maior desafio aos produtores de gás natural que desejam destinar o etano ao mercado refere-se à monetização do produto. A CNI considera que a monetização envolve tanto volumes quanto os preços associados ao produto, exemplificando que as centrais petroquímicas baseadas em etano demandam escala mínima

¹⁴ Conforme informado por CNI (2019) "(...) o etano precisa ser comercializado e utilizado perto do local da sua separação, porque sendo um gás, seu transporte precisa ser feito por gasoduto ou, para distâncias mais longas, precisa ser liquefeito e transportado por navio (ou caminhões) semelhantes aos de GNL, opções logísticas ambas relativamente dispendiosas." (CNI, 2019, p. 65).

¹⁵ Segundo informações de CNI (2019): "A UNIB 4 foi projetada para operar apenas com cargas leves, variando entre os limites de 50/50 de etano/propano até 100% de etano. O contrato de suprimento firmado entre a Petrobras e a Braskem previa o fornecimento de volumes similares de etano e de propano para a produção de 500 kta de polietilenos." (CNI, 2019, p. 70).

operativa que poucos produtores nacionais atualmente podem garantir. Além disso, destaca que a precificação do etano é outro elemento que deve ser considerado, uma vez que, atualmente, há somente um comprador (Braskem) e um vendedor (Petrobras) no Brasil. Ao analisar o então contrato entre essas duas empresas, vê-se, segundo a CNI, que garante a aquisição entre 300 e 400 mil toneladas por ano, tomando como referência para a precificação o preço do etano nos Estados Unidos (preço *spot* em Mont Belvieu) (CNI, 2019, p. 70). Esses termos foram estabelecidos em 2005, quando a unidade iniciou sua operação.

II.1.11.6. Análise do mercado do etano a partir da perspectiva da oferta

A partir da perspectiva do produtor, existem dois mercados distintos para a destinação de etano: o mercado petroquímico e o de gás natural especificado. Como tais mercados contam com características distintas e precificação diferenciada, há a possibilidade de os produtores arbitrarem o destino do hidrocarboneto recuperado entre ambos¹⁶ identificados. Não há limites legais ou regulatórios para a destinação do etano ao mercado petroquímico, demandando tão somente comum acordo entre as partes. Já a destinação de etano ao mercado de gás natural especificado brasileiro está fixada no valor máximo de 12%. Assim, considerando o limite regulatório atual, o produtor de gás natural conta com a possibilidade de dupla destinação ao hidrocarboneto.

Em decorrência, em face da faculdade de escolha de destinação do etano entre os dois mercados, é axiomático que o produtor irá optar por aquela que resultar em maior valor econômico para a sua molécula ou maiores benefícios. Ao considerar somente os preços relativos entre os dois mercados e, conseqüentemente, sem sopesar fatores relevantes (estrutura do mercado; conduta dos agentes e possíveis externalidades decorrentes de sua decisão etc.), o destino dado pelo produtor ao etano em mercado concorrencial, sem a influência de externalidades negativas, será a de maior eficiência econômica.

Em síntese, ante esses dois mercados distintos e ao poder de decisão quanto à destinação do etano por parte do produtor de gás natural, a alocação ao mercado petroquímico somente será levada a termo se os preços, nesse mercado, forem superiores àqueles obtidos no mercado de gás natural especificado. Caso contrário, o produtor rejeitará o etano como produto nas UPGNs para enviá-lo ao mercado consumidor como combustível na corrente de gás natural especificado até o atual limite regulatório vigente de 12%.

Ao analisar a dinâmica de preços recentes em seu estudo, o Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás (2020, p. 55) ressaltou que, em 2005, houve opção mercadológica da Petrobras na recuperação e destinação do etano para a indústria petroquímica. Naquele ano, a regulamentação limitava o teor de etano a 10%¹⁷ enquanto a composição média do gás natural destinado a tratamento na UPGN de Cabiúnas era de 9,89%, portanto atendendo à especificação vigente à época. Assim, mesmo havendo a possibilidade de rejeitar o etano como produto e destiná-lo ao mercado nacional de gás natural especificado, o produtor (Petrobras) optou por direcioná-lo ao mercado petroquímico.

O mesmo Comitê (2020, p. 56), ao examinar a dinâmica de preços entre o etano (precificado pelo valor *spot* de Mont Belvieu para exportação) e o gás natural vendido ao mercado nacional (às companhias distribuidoras) sem tributos e encargos, consignou relevante diferencial entre eles, o que explicaria a opção de produtores rejeitarem o etano como produto, deixando-o na corrente de gás natural para consumo como combustível.

¹⁶ Ainda que o etano possa ser utilizado como combustível em termelétricas, a sua utilização comercial para esta finalidade ainda não está consolidada no mundo. Neste contexto, para simplificar o argumento, optou-se pelos dois mercados já estabelecidos para o etano.

¹⁷ Por meio do Regulamento Técnico ANP N° 3/2002, anexo à Portaria ANP n° 104, de 8.7.2002.

II.2 Descrição do problema regulatório

Em 2016, a Petrobras, principal produtor de gás natural do país, protocolou correspondência¹⁸ alegando dificuldade em cumprir os limites para metano mínimo e etano máximo estabelecidos pela Resolução ANP n° 16, de 2008, a partir da atual infraestrutura existente para o tratamento e processamento da corrente de gás natural produzida no pré-sal.

A empresa propôs a remoção dos limites composicionais para as características metano, etano, propano, butano e mais pesados, com destaque para os dois primeiros, de modo a permitir a incorporação na corrente de gás natural especificado destinado à comercialização. Importante registrar que a proposta da empresa se referiu à exclusão dos limites composicionais dos hidrocarbonetos, permanecendo inalteradas as demais características contidas na especificação do gás natural.

Vale destacar que, indiretamente, os conteúdos de C1, C2+ são controlados pelos parâmetros de desempenho Índice de Wobbe e Poder Calorífico Superior, além do número de metano (NM), que são características empíricas cujos cálculos são baseados nos teores de tais hidrocarbonetos presentes no gás.

Anteriormente, a reivindicação da Petrobras já havia sido encaminhada no âmbito da Consulta e Audiência Públicas n° 26/2007 (ANP, 2007), que tratou da revisão da Portaria ANP n° 104, de 2002, norma substituída pela Resolução ANP n° 16, de 2008. Naquela ocasião, a empresa já pleiteava a retirada dos limites da composição do gás natural especificado. Defendeu seu argumento a partir da justificativa da introdução desses limites na norma anterior, Portaria ANP n° 128, de 2001, fundando-se no atendimento às restrições do gás natural para o uso veicular. De fato, nos regulamentos que precederam a Portaria ANP n° 128, de 2001, notadamente as Portarias ANP n° 41, de 1998, e n° 42, de 1998, inexistia referência à característica teor de etano.

No âmbito da discussão de 2016, a proposta da Petrobras foi submetida à indústria química, endereçada à Associação Brasileira da Indústria Química - Abiquim. Em resposta (Figueiredo *et. al*, 2016), a entidade de classe, após consulta a seus associados, discordou que os limites composicionais de hidrocarbonetos fossem retirados da atual norma que especifica o gás natural para consumo. Em síntese, fundamentou sua discordância em aspectos ambientais e econômicos.

Quanto aos aspectos econômicos, afirmou, em síntese, que o aproveitamento econômico do etano como insumo na indústria química e petroquímica apresenta valor oito vezes maior quando comparado diretamente com o seu aproveitamento como combustível. Assim, concluiu que o valor agregado da destinação desse produto para a indústria como matéria-prima de processo traria maior ganho à sociedade.

Já quanto aos aspectos ambientais, afirmou que maiores teores de etano e mais pesados C2+, comparativamente aos limites vigentes, aumentaria a emissão de gases geradores de efeito estufa – GEE (GHG de *greenhouse gas*) e de poluentes com destaque para os óxidos de nitrogênio - NOx para o caso do uso em turbinas para a produção de energia. Além disso, assinalou que a proposta vai em direção contrária aos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris, a COP21, bem como impactaria negativamente o parque industrial em relação ao cumprimento das exigências ambientais, pois se trata do segmento que mais consome esse combustível para fins energéticos.

Em suma, mesmo antes da intensificação da exploração dos reservatórios do pré-sal, as discussões sobre os limites estabelecidos para os hidrocarbonetos do gás natural já se colocavam. Além disso, outras associações, ligadas às indústrias de vidro, cerâmica, cloro etc. e

¹⁸ Carta [1] GE CORP AR 0057, de 16/03/2016

distribuidoras de gás natural mostraram-se também contrárias à proposta de retirada dos limites composicionais. Nesses casos, as principais alegações associaram-se a preocupações ligadas aos aspectos ambientais que a mudança traria ao setor industrial, bem como à necessidade de ajustes em seus equipamentos e nos aquecedores e nos equipamentos de cocção residenciais e comerciais. Tais impactos, conforme concluíram, disseminados entre diversos segmentos de consumo (que, ressalte-se, não são regulados pela ANP) gerariam custo de adequação tanto para a indústria quanto para a sociedade (consumidores em geral), podendo, inclusive, serem significativos.

Com esse propósito, e ante a complexidade natural do tema, foram aprofundados estudos internos e, por meio, da realização de oito câmaras técnicas (ANP, 2017), levadas a termo no segundo semestre de 2017, com consumidores (associação da indústria química, indústrias petroquímicas, associação de distribuidores de gás, associação de grandes consumidores de energia etc.), IBP, produtores e órgãos governamentais, afora reuniões mais simples. Em praticamente todos esses eventos, ressaltou-se como ponto nevrálgico da revisão o teor de etano mais elevado característico do gás associado ao petróleo do pré-sal, quando comparado com o teor que se observava e que se observa atualmente.

Até 2020, a Petrobras disponibilizava ao mercado gás natural com teor de etano em torno de 7%, tendo como procedência majoritária os reservatórios do pós-sal e importações tanto da Bolívia quanto de GNL. No entanto, é certo o crescimento da participação da produção dos reservatórios do pré-sal no total de gás natural disponibilizado como combustível ao mercado, podendo levar o teor de etano para a faixa de 14 a 15%.

De salientar que a extensão territorial do problema se localiza no gás natural que escoia pelos Rotas 1, 2 e 3, atingindo principalmente os mercados localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. De ressaltar que, no Rota 2 que se interliga com a UTGCAB, o etano é extraído do gás natural por ter fornecimento firme ao polo petroquímico. Já a Região Norte não se enquadra nessa problemática, pois faz parte do sistema isolado, com especificação diferenciada em virtude das características do gás oriundo de Urucu.

A possibilidade de disponibilizar aos consumidores gás natural mais rico em etano, motiva todos os envolvidos (ofertantes e demandantes) a analisarem os custos de adaptação à característica. Em resumo, é incontroverso que enquanto os consumidores se detêm na análise dos custos associados às adaptações de seus equipamentos, os ofertantes focam na do custo de adaptação de unidades de processamento de gás natural para o fracionamento desse hidrocarboneto vis-à-vis o nível de preço de mercado do etano. Cabe consignar, adicionalmente, que há interesses técnico e econômico da indústria petroquímica na utilização desse produto, hoje assentada preponderantemente em nafta e complementarmente em gás natural.

Segundo ainda aduzido pelo setor, a tendência seria o aumento da variabilidade da composição e das propriedades do gás entregue aos consumidores, o que técnica e ambientalmente seria negativo para o desempenho dos equipamentos e de ganhos de eficiência energética. Em adição, acrescentou que a liberação dos limites levaria a possível aumento de inertes para conseguir atingir os parâmetros de Índice de Wobbe e Poder Calorífico Superior.

Em sequência, à ANP foram endereçadas novas correspondências pela Petrobras (Carmeis, 2020), ratificadas posteriormente por outros produtores, Shell Brasil Petróleo Ltda. (Paiva, 2020) e Petrogal Brasil S.A. (Pereira, 2020), comunicando que o teor de metano do gás natural especificado na UTGCA, que recebe gás pelo Rota 1, não estava atendendo ao limite mínimo de 85% estabelecido na norma vigente. Esse fato decorria dos volumes extraídos dos reservatórios do pós-sal que começavam a apresentar taxas de declínio de produção, as quais eram compensadas por maior disponibilização da produção dos reservatórios do pré-sal. Dada à contínua redução da produção dos reservatórios do pós-sal (notadamente mais pobres em C2+), da impossibilidade de recuperação do etano na UTGCA, para atender à atual

especificação do gás natural, o escoamento e, conseqüentemente, a disponibilização da produção por essa Rota seria reduzida.

Todo esse cenário foi apresentado pela Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos - SBQ na 1.012ª Reunião de Diretoria Colegiada da ANP, realizada em 12/03/2020, tendo o Colegiado deliberado:

“1) Autorizar a SBQ a iniciar, de pronto, estudos com vistas à revisão da Resolução ANP nº 16, de 2008, circunscrita ao teor de metano;

2) Determinar a elaboração de Nota Técnica pela SBQ da qual constem informações e dados relevantes, problema identificado, agentes afetados, conclusões e opções regulatórias do ponto de vista técnico coligidas dos documentos e apontamentos relativos às oito câmaras técnicas realizadas com os vários segmentos econômicos envolvidos com o tema;

3) Determinar que, previamente à revisão ampla da Resolução ANP nº 16, de 2008, a SDR e SBQ, com o concurso da SIM e SDP e a partir da Nota Técnica mencionada no item anterior, desenvolvam competente Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) com ênfase nos aspectos econômicos presentes nas opções regulatórias da referida revisão, podendo, após definido o escopo do trabalho, propor a contratação, pela ANP, de consultoria especializada; e

4) Uma vez finalizada a Avaliação de Impacto Regulatório, a Diretoria Colegiada voltará a deliberar sobre os desdobramentos subsequentes, podendo, entre outros, encaminhá-la a órgãos competentes a título de subsídio a decisões de política energética que se mostrarem necessárias.”

A par da exclusão da característica teor de etano da Avaliação de Impacto Regulatório e de possível solução para o caso do teor de metano da UTGCA, segmentos consumidores motivaram nova rodada de reuniões envolvendo os produtores. A partir dessas negociações, que contou com ativa articulação da SBQ, logrou-se consenso em proposta que, levada à Diretoria Colegiada, na 1026ª Reunião de Diretoria, resultou na deliberação a seguir:

“1. Determinar que, previamente à revisão da Resolução ANP nº 16, de 2008, a SDC e SBQ, com o concurso da SIM e SDP, desenvolvam, a partir de Nota Técnica elaborada pela SBQ, Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) com foco em questões econômicas presentes nas opções regulatórias da referida revisão, e ênfase, quando da definição do escopo do trabalho, nos efeitos de variações de limites dos hidrocarbonetos presentes na composição do gás;

1.1 Definido o escopo do trabalho, a SDC e SBQ poderão propor, alternativa ou complementarmente, a contratação, pela ANP, de consultoria especializada.

1.2 A Nota Técnica deverá conter informações e dados relevantes, identificação do problema, agentes afetados, conclusões e opções regulatórias do ponto de vista técnico coligidas dos documentos e apontamentos relativos às oito câmaras técnicas realizadas com os vários segmentos econômicos envolvidos com o tema.

2. Uma vez finalizada a AIR, a Diretoria Colegiada voltará a deliberar sobre os desdobramentos subsequentes, podendo, entre outros, encaminhá-la a órgãos competentes a título de subsídio a decisões de política energética que se mostrarem necessárias.

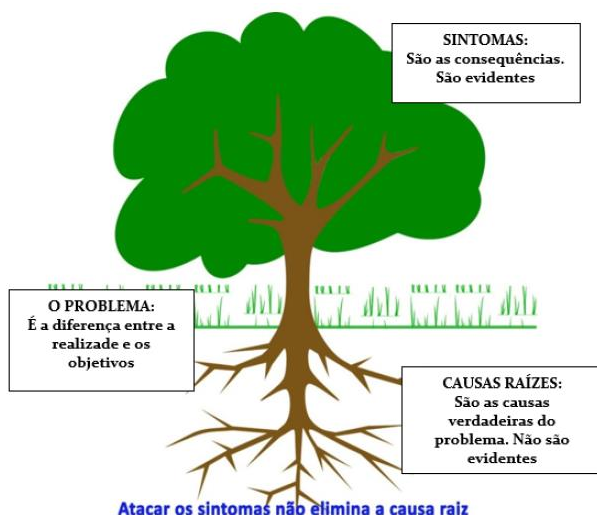
3. Com base em autorização especial da Diretoria Colegiada, o gás natural escoado pelo gasoduto Rota 1 poderá ser comercializado com teor de metano, mínimo, de 80% (oitenta por cento), observadas as demais especificações vigentes, até a edição de ato substitutivo da Resolução ANP nº 16, de 2008. A manutenção dessa autorização estará sujeita a avaliações do Colegiado baseadas em informações quadrimestrais prestadas pela SBQ sobre a qualidade do gás assim caracterizado.”

Diante do histórico, de detida análise e do cenário atual da IGN, identificou-se que o problema regulatório a ser enfrentado, se configura, em síntese, no fato de os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadrarem na atual norma da ANP.

II.3 Compreensão e magnitude do problema regulatório

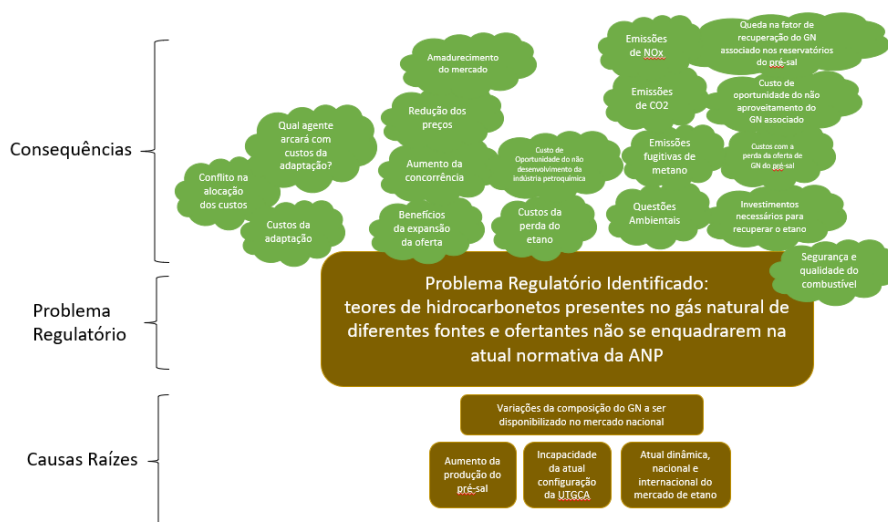
O processo de definição do problema regulatório é complexo, demandando considerável esforço para separar o problema de suas causas raízes e consequências. Aspectos esses que, por conseguinte, demandam corretas e precisas identificação e delimitação. Para tanto, foi utilizado o método conhecido como Árvore de Problemas, ilustrado pela Figura 12, cujo aplicação permitiu separar as consequências, o problema regulatório e as causas raízes, como abordado a seguir e ilustrado na Figura 13.

Figura 12 - Árvore de problema



Fonte: Reprodução de ANVISA (2019, p. 22).

Figura 13 - Árvore de problema para o caso analisado



Fonte: Elaboração própria.

II.3.1 Causas raízes do problema regulatório identificado

Ante o contexto apresentado, a causa raiz do problema regulatório identificado está associada a três elementos principais interligados à variação da composição do gás natural a ser disponibilizado ao mercado. A saber:

- i. elevação do escoamento da produção de gás natural dos reservatórios do pré-sal;
- ii. utilização de infraestrutura construída para tratamento e especificação de gás natural com composição distinta; e,
- iii. atuais dinâmicas nacional e internacional para o etano recuperado da corrente de gás natural.

Em primeiro lugar, deve-se reconhecer que os reservatórios produtores da bacia de Santos, predominantemente representados pelos que produzem a partir do pré-sal, apresentam composição do gás natural distinta das demais regiões produtoras brasileiras que escoam sua produção ao sistema integrado. Mais especificamente, maiores teores de C2+.

Previamente à atual discussão do escoamento da produção e destinação ao mercado integrado do gás natural da bacia de Santos, cabe registrar que o escoamento de gás natural com composição diferente dos demais reservatórios nacionais ocorre somente nos campos localizados na Região Norte, especificamente no estado do Amazonas.

Dados os volumes desses reservatórios, associados à distância do sistema integrado, a atual norma especifica o gás natural destinado ao mercado consumidor daquela Região de forma diferenciada do gás do sistema integrado, configurando flexibilidade regulatória.

A elevação do escoamento da produção de gás natural dos reservatórios do pré-sal, reconhecidamente mais ricos em C2+, associada à atual infraestrutura para tratamento e processamento e à dinâmica nacional e internacional de etano, motivou os produtores a requererem à ANP exame da aderência da Resolução nº 16, de 2008, às características do gás produzido e escoado no sistema integrado. Neste ponto, deve-se destacar que a parcela da produção de gás natural da bacia de Santos que é disponibilizada ao sistema integrado, tem aumentado constantemente. Em adição, considerando a atual dinâmica, especificamente o início do escoamento pelo Rota 3 e seu tratamento e processamento na UPGN de Itaboraí, a parcela de gás natural da bacia de Santos na oferta nacional tende a aumentar, intensificando o quadro.

Em segundo lugar, o reaproveitamento da infraestrutura construída para tratamento e especificação do gás natural de qualidade distinta antecipou o problema regulatório identificado. Assim, a opção em reaproveitar a atual instalação (UTGCA) de tratamento e processamento do gás natural dos reservatórios do pós-sal para o recebimento de gás natural com composição distinta produzido nos reservatórios do pré-sal, depara-se com limitação operacional para a recuperação de maiores frações de C2+. Destaca-se que a UTGCA conta com tecnologia que não recupera grandes frações de C2 e limita a recuperação de C3 e C4, quadro esse que impede que o gás natural produzido nos reservatórios do pré-sal e escoado pelo Rota 1 para processamento na UTGCA atinja a atual especificação.

Ante esse quadro, os produtores procederam à mistura do gás natural proveniente do pré-sal com o oriundo do pós-sal, permitindo que a UTGCA processasse o *mix* resultante para enquadrá-lo à atual especificação. No entanto, a contínua queda da produção dos reservatórios do pós-sal associada à manutenção dos volumes de escoamento do pré-sal (por volta de 10 MMm³/dia) colocou limite à continuidade dessa operação, motivando-os a solicitarem autorização da ANP para comercialização de gás natural escoado pelo Rota 1 com C1 mínimo de 80% molar. De lembrar que nesse caso, o mix das duas fontes ainda enquadra o gás natural na especificação do teor de etano, porém, não atinge o teor mínimo de metano especificado (85% molar).

Em terceiro lugar, a Petrobras afirma que, apesar de a UPGN de Itaboraí (UTGITA) contar com tecnologia turbo-expansão, que permite a recuperação do C2, a empresa não dá mostras de que vê perspectivas para comercializar o etano recuperado da corrente de gás natural rica. Nesse caso, a fim de evitar a destinação do etano de outra forma que não seja a sua estocagem ou seu desperdício, os produtores objetivam teor de etano de 15%, superior do limite vigente de 12%, possibilitando-lhes recusar o etano como produto e de destiná-lo ao mercado nacional. Dito de outra maneira, o pleito contempla a tese de que a pior solução possível é a não utilização desse recurso ou eventualmente. De ressaltar, que a não recuperação do etano acarretará também o não atendimento ao teor mínimo de metano, sendo necessário, nesta situação, a redução do seu limite. Esse quadro finda por embasar, o pleito dos produtores de não especificação dos limites dos teores de hidrocarbonetos.

No entanto, análise da atual dinâmica do mercado nacional de etano demonstra que o único comprador, a Braskem, vem importando continuamente o etano dos EUA para satisfazer a sua demanda nas duas centrais petroquímicas (localizadas na Bahia e Rio de Janeiro). De outra parte, no mercado internacional, o crescimento da produção de gás natural dos reservatórios não convencionais nos EUA vem implicando aumento continuado da produção de etano, gerando excedentes exportáveis para diversos polos petroquímicos na Europa, Ásia e Brasil.

Esse cenário deixa entrever dois pontos principais: *i)* a necessidade de implantação de infraestrutura para a destinação do etano ao eventual consumidor nacional e *ii)* a precificação do etano vis-à-vis o gás natural. A Petrobras aduz que se faz necessário o desenvolvimento de infraestrutura destinada à comercialização do etano, tanto para o mercado consumidor local como para exportação. De destacar que a norma vigente permite ao produtor a escolha entre a destinação do etano a consumidor nacional ou a sua rejeição como produto, destinando-o à corrente de gás natural, observado o limite especificado de 12%. Em outros termos, o produtor de gás natural conta com a possibilidade de arbitragem entre dois mercados distintos para a sua corrente de gás natural rica. Importante destacar que esse processo de arbitragem também ocorre para a corrente de C3 e C4 (GLP). Porém, devido a precificação do GLP superior à da corrente de gás natural especificado, há claro incentivo para extração da maior fração de C3 e C4 da corrente de gás natural rica.

No caso do etano, a possibilidade de arbitragem propicia escolha de destinação do recuperado pelo produtor até o limite de 12%, como já citado. Conforme mencionado em tópico anterior, caso o preço do etano seja superior ao preço da molécula de gás natural especificado, o produtor terá incentivo econômico para destinar o produto ao mercado consumidor dessa fração, reduzindo ao máximo o teor desse produto na corrente de gás natural especificado. Caso o preço da molécula de gás natural especificado seja superior ao do etano, haverá incentivo ao produtor recusá-lo como produto isolado, mantendo-o na corrente de gás natural especificado até o mencionado limite. Por fim, destaca-se que tanto o preço do gás natural especificado quanto o do etano são livres no Brasil, refletindo as negociações entre ofertantes e demandantes.

II.3.2 Consequências do problema regulatório identificado

Há consequências do problema regulatório identificado que podem ser separadas em seis grandes grupos: A saber:

- i. alocação dos custos associados à adaptação da nova fonte de gás;
- ii. benefícios da expansão da oferta de gás natural de fontes domésticas;
- iii. eventuais custos associados à rejeição do etano como produto;
- iv. investimentos necessários para se recuperar o etano da corrente de gás rica não processada;
- v. elementos associados à segurança e qualidade do combustível; e

- vi. aspectos ambientais decorrentes de eventual corrente de gás natural especificado conter maiores teores de etano.

Considerando o primeiro grupo de consequências reunidas genericamente como custos associados à adaptação, destaca-se que poderá haver conflito de não fácil transposição entre demandantes e ofertantes para a determinação de qual desses segmentos fará investimentos, porventura necessários, de adaptação à especificação determinada pela ANP. Por um lado, os produtores alegam que dada a precificação do etano recuperado em face do gás natural especificado não justifica a sua destinação como produto. Nessa linha, aduzem que recuperar etano requer custos adicionais de compressão do gás natural e que, com o gás do pré-sal cada vez mais presente, limitar o teor de etano a 12%, afetaria a produção de petróleo do pré-sal com prejuízo econômico para o país. A mais disso, pontuam que o uso petroquímico esbarra, no momento, na falta de clientes, embora esteja prevista a facilidade para separar etano na planta de Itaboraí (ANP, 2017, p. 79). De outra parte, os consumidores alegam que o custo da adaptação envolve investimentos significativos e não equacionam todos os parâmetros operacionais (Pikman, 2016, p. 53-54), a mais de implicações ambientais.

Já quanto ao segundo grupo de consequências, reunidas genericamente como benefícios da expansão da oferta de fontes nacionais, os produtores externam que haverá maior competição e potencial amadurecimento do mercado nacional. Cumpre destacar que tais benefícios consideram expansão da oferta nacional que ainda não ocorreu, o que mantém o país ainda em razoável dependência de gás natural importado. Além disso, as sucessivas postergações da entrada em operação do Rota 3 e da Unidade de Tratamento de Itaboraí - UTGITA reduzem o potencial de aumento da disponibilização das fontes nacionais, implicando fator de elevada incerteza até o presente momento. Ainda que seja consequência esperada, destaca-se que os benefícios em comento, nas atuais condições do mercado nacional, baseiam-se em expectativa que depende de outros fatores para sua consecução.

O terceiro grupo de consequências representa os custos decorrentes da não utilização do etano como produto, sobretudo para a única utilização que se mostra viável até o momento, isto é, como insumo petroquímico. A rejeição do etano com potencial para destinação a esse setor industrial gera custo de oportunidade que pode obstar seu desenvolvimento como insumo petroquímico. Mais relevante e com impacto sobre outros elementos consiste em que a continuidade do abastecimento do polo petroquímico com importações de etano pode gerar flutuações do abastecimento com o produto nacional, caso fatores críticos como câmbio, preço ou outros choques externos prejudiquem o acesso às importações.

O quarto grupo de consequências incorpora os investimentos para se destinar o etano como produto, retirando-o da corrente de gás natural rica, e seus potenciais impactos. Nesse contexto, pontua-se a necessidade de substituição do processo criogênico da UTGCA que corresponderá a criação de nova UPGN. Os produtores aduzem que eventual limitação de hidrocarbonetos poderia restringir o escoamento da produção de gás, com impactos sobre o aproveitamento de gás natural dos reservatórios do pré-sal, a não ser que houvesse investimentos a fim de recuperar e disponibilizar o etano. Todas essas decisões são conjugadas a custos de oportunidade, principalmente correlacionadas ao não aproveitamento do gás natural associado. Nesse contexto, destaca-se a necessidade de substituição do processo criogênico da UTGCA que implicaria nova UPGN, investimento com elevada incerteza de concretização.

O quinto grupo de consequências incorpora questões genéricas associadas tanto à segurança quanto à qualidade do combustível. Nesse caso, as condições operacionais dos queimadores devem ser consideradas, a fim de avaliar a necessidade de adoção de medidas mitigadoras mediante, por exemplo, a adaptação do equipamento à qualidade do gás natural.

O sexto grupo de consequências refere-se aos aspectos ambientais decorrentes de eventual composição de gás natural especificado conter maiores teores de etano. Nesse caso, destaca-se o possível aumento das emissões que poderão ocorrer devido à queima incompleta do gás natural, elemento que pode ser potencializado se os consumidores não adaptarem o

equipamento à composição do combustível. Além disso, a corrente mais rica em etano no gás natural poderá aumentar o nível de emissões de CO₂.

II.4. Estudo sobre a potencial redução da produção de gás natural e sua disponibilização ao mercado

A presente análise tem o intuito de ampliar o entendimento em relação ao impacto da especificação atual do gás natural sobre a disponibilidade do produto proveniente do pré-sal e teve como subsídios as informações solicitadas no Ofício nº 469/2022/SDP/ANP-RJ, de 23 de maio de 2022, e consolidadas na Nota Técnica nº 156/2022/SDP/ANP-RJ (ANP, 2022b).

II.4.1. Disponibilização atual no Rota 1

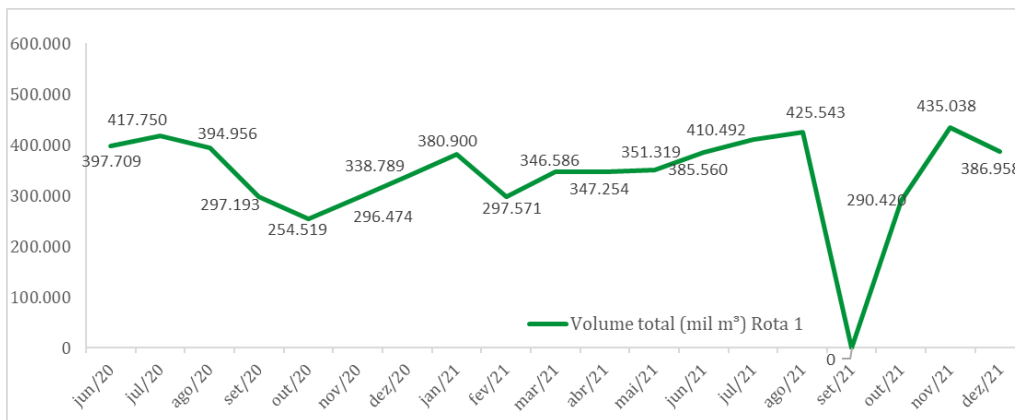
Em 24 de novembro de 2020, a Agência concedeu, em caráter especial, a Autorização nº 836, permitindo a comercialização do gás natural escoado pelo gasoduto Rota 1, que liga a Plataforma de Mexilhão, na Bacia de Santos, à Unidade de Processamento de Gás Natural de Caraguatatuba, SP, com teor de metano mínimo de 80% mol, observadas as demais especificações vigentes, e sujeita a avaliações quadrimestrais que comprovem a manutenção das condições que motivaram a edição de tal ato. Importante registrar que a própria Autorização prevê que sua vigência se encerra com a edição de norma substitutiva da Resolução ANP nº 16, de 2008.

A título de mensuração dos efeitos da aplicação da Autorização, são apresentados dados relativos aos volumes e percentual de gás do pré-sal encaminhados para processamento na UTGCA. À vista de que o declínio na produção de gás proveniente do pós-sal é um dos motivadores para o pleito dos concessionários, cabe analisar tais dados de forma mais detalhada.

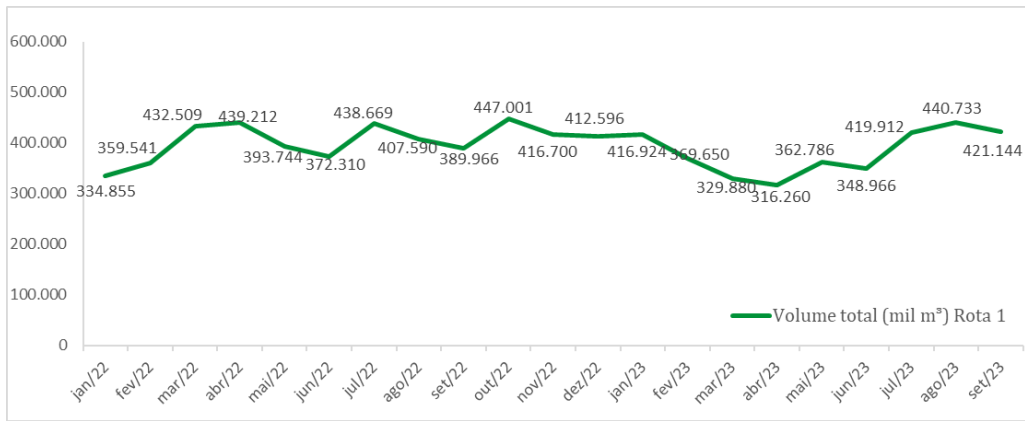
Segundo informado pelo IBP (D’Apote, Sylvie, 2022), entre dezembro de 2020 a setembro de 2023, a Autorização possibilitou a disponibilização ao mercado de 2,832 bilhões de m³ de gás natural especificado e 720 mil m³ de GLP.

A Figura 14 apresenta a disponibilização de gás natural pelo Rota 1 entre junho de 2020 e setembro de 2023 (período apresentado pela operadora). Comparando os períodos anterior (até novembro/2020) e posterior à Autorização (a partir de dezembro/2020), observa-se que a aplicação desse ato atenuou o declínio da produção do pós-sal, haja vista não ter ocorrido incremento na curva de oferta de gás de produção interna.

Figura 14 - Análise do volume de gás natural escoado até UTGCA (valores em Mm³): (a) de junho de 2020 a dezembro de 2021; (b) de janeiro de 2022 a setembro de 2023



(a)



(b)

Fonte: Elaboração a partir dos dados fornecidos pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás Natural – IBP (D’Apote, Sylvie, 2021, 2022, 2023).

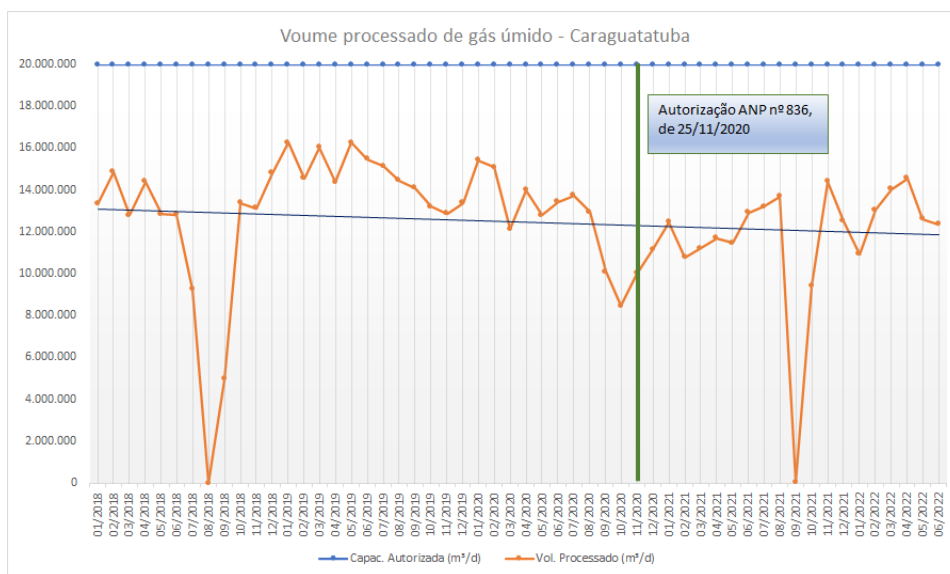
Importante acrescentar que, conforme observado na Figura 15, também não há aumento no processamento de gás natural pela UTGCA, após a Autorização. Nota-se leve tendência de redução no processamento, mas que não está relacionada com a flexibilização do teor de metano trazida pelo ato em si.

Em suma, ainda que a Autorização não tenha alterado a tendência de decréscimo da disponibilização de gás natural tanto no sistema integrado nacional quanto na UTGCA, reduziu a intensidade da queda, como já mencionado. Consequentemente, o contínuo decréscimo de oferta, desde 2019, poderia ter sido mais pronunciado não fosse a mencionada Autorização.

Ao questionamento formulado pelo mencionado Ofício nº 469/2022/SDP/ANP-RJ-e (ANP, 2022b) sobre quais unidades de produção (UEPs) exportam gás natural através do Rota 1 com destino à UTGCA, obteve-se a seguinte manifestação:

"...desde que a integração física das Rotas 1 e 2 ocorreu em junho de 2021, não é possível determinar com precisão o destino do gás natural de uma UEP integrante do sistema."

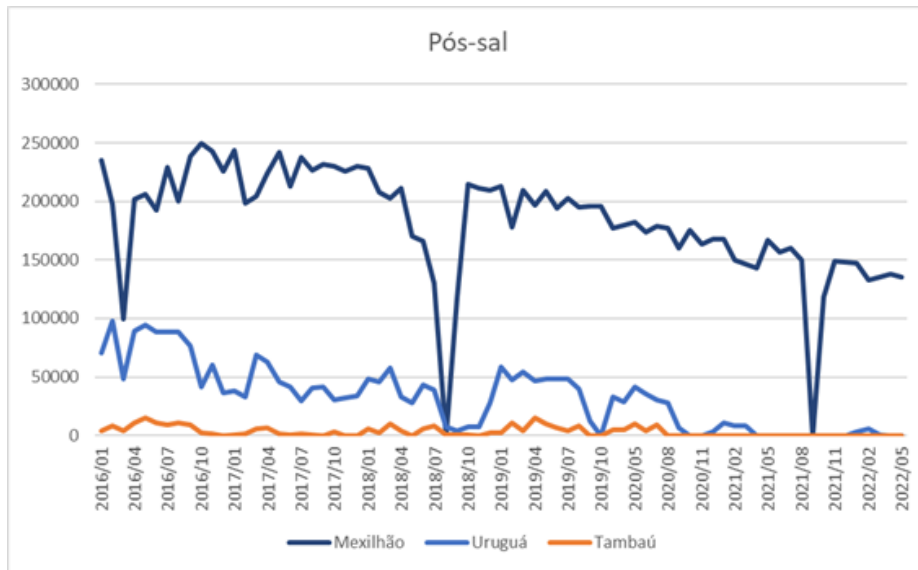
Figura 15 – Volume Processado de gás na UTGCA



Fonte: Dados de movimentação enviados mensalmente através do iSIMP.

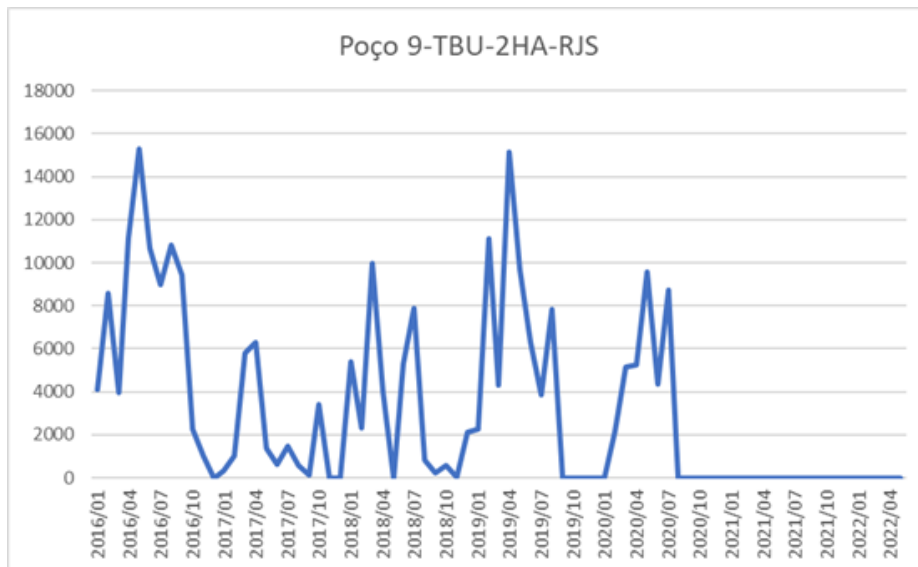
A Figura 16 apresenta o histórico de produção dos campos do pós-sal, a saber: Mexilhão, Uruguá e Tambaú. Pode-se observar que a produção de Uruguá e Tambaú é decrescente e foi suprimida em 2020. De notar que Tambaú produzia por um único poço (Figura 17) e Uruguá possuía produção de gás associado e não associado (poços 7-URG-14HP-RJS, 7-URG-16HPA-RJS e 7-URG-17DA-RJS) (Figura 18). Quanto ao campo de Mexilhão, sua produção é de gás não associado e se mostra decrescente (Figura 19).

Figura 16 - Produção de gás natural (valores em Mm³)



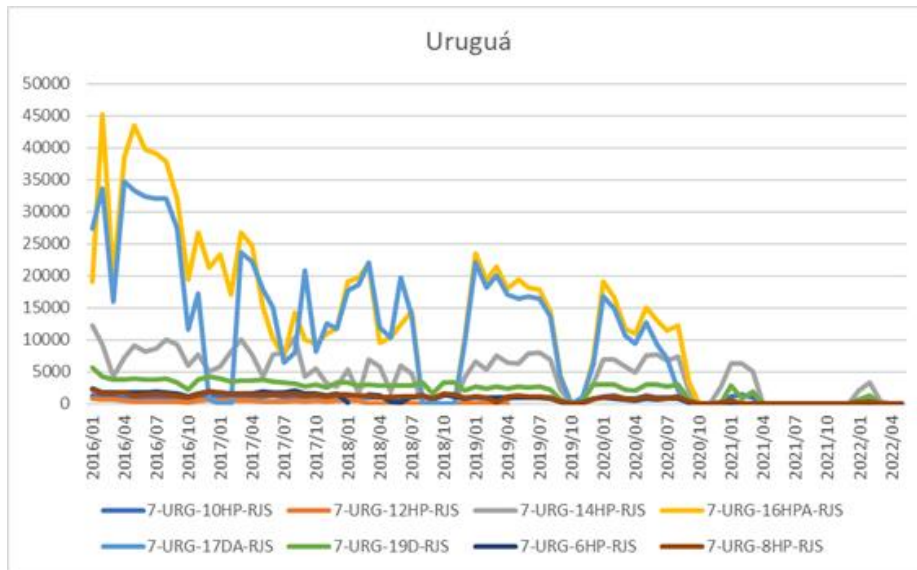
Fonte: SIGEP/ANP.

Figura 17 - Produção de gás natural em Tambaú, por poço (valores em Mm³)



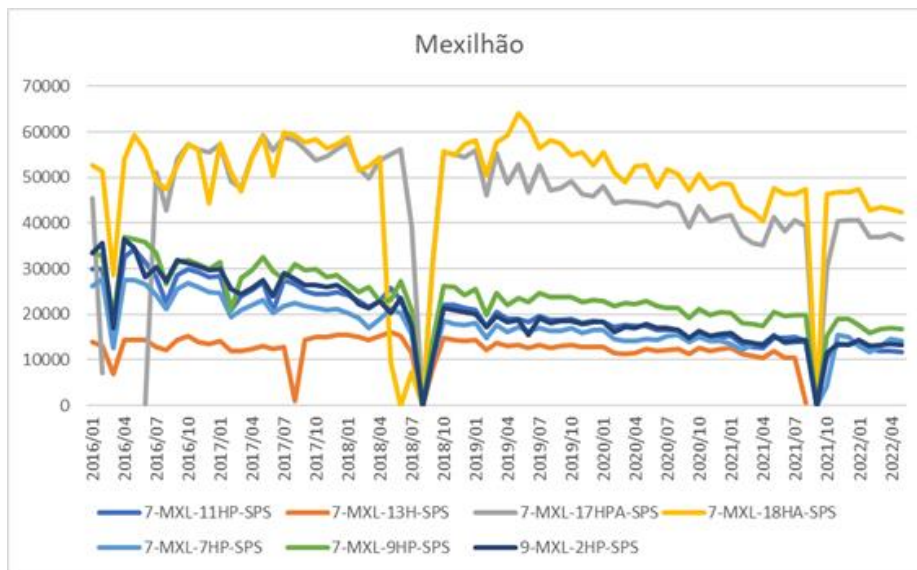
Fonte: SIGEP/ANP.

Figura 18 - Produção de gás natural em Uruguá, por poço (valores em Mm³)



Fonte: SIGEP/ANP.

Figura 19 - Produção de gás natural em Mexilhão, por poço (valores em Mm³)



Fonte: SIGEP/ANP.

Considerando parte das manifestações encaminhadas pelo operador, algumas observações podem ser formuladas:

- o Sistema Integrado de Escoamento de Gás (SIE) é composto por três rotas de escoamento interligadas, Rotas 1 e 2, que já se encontram em operação, e o Rota 3, em construção;
- a capacidade física de escoamento da malha foi planejada para permitir o escoamento de 44 milhões de m³/dia de gás natural dos projetos de desenvolvimento da produção (Projetos DP) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS), além dos 10 milhões de m³/dia de gás dos projetos do pós-sal

(Mexilhão e Uruguá-Tambaú), totalizando 54 milhões de m³/dia de capacidade de escoamento de gás natural naquela área;

- a capacidade nominal do Rota 1 é de 10 milhões de m³/dia para o trecho Tupi-Mexilhão (escoamento do pré-sal) e 20 milhões de m³/dia para o trecho Mexilhão-Caraguatatuba (escoamento do pré-sal e pós-sal);
- a produção e disponibilização de gás natural proveniente dos campos do pós-sal através do Rota 1 estão de acordo com o declínio da produção esperada;
- a Autorização ANP nº 836, de 2020, não alterou a tendência da oferta nacional de gás natural oriunda da infraestrutura associada ao Rota 1, que continua declinante, mas compensou o decréscimo do pós-sal escoado por esse gasoduto;
- o início de operação do primeiro e segundo módulos da UTGITB (Rota 3) estava previsto para novembro de 2022 e fevereiro de 2023, respectivamente, no entanto, foram postergados segundo informação da empresa; e
- qualquer avaliação se mostra mais complexa, pois as Rotas no SIE são interligadas (a integração física dos Rotas 1 e 2 ocorreu em junho de 2021) e a avaliação separadamente por Rota 1, 2 e 3 (futuramente) pode não ser possível ou adequada.

II.4.2. Disponibilização atual no sistema integrado de escoamento de gás

À vista do que foi apresentado no item anterior, as solicitações ao operador foram aglutinadas para incorporar o Sistema Integrado de Escoamento de Gás. As respostas recebidas das operadoras evidenciam que a exportação de gás natural do pré-sal, realizada entre 2020 e 2022, se deve às unidades de produção localizadas nas jazidas de Iracema e compartilhada de Tupi. Apenas recentemente a exportação incluiu unidades de produção do campo de Búzios.

Considerando os dados de previsão de exportação e de composição encaminhados pela operadora e as recentes revisões de Plano de Desenvolvimento, chega-se à Tabela 2.

Tabela 2 - Previsão de composição futura do SIE

Composição (%)	11_2022	01_2023	02_2023	04-12_2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO ₂	2,44	2,56	2,6	2,42	2,33	2,49	2,59	2,64	2,62	2,64	2,80
Nitrogênio	0,58	0,58	0,58	0,56	0,57	0,55	0,55	0,54	0,54	0,54	0,56
Metano	74,9	74,23	74,00	74,37	74,78	73,69	73,08	72,50	72,43	72,24	72,42
Etano	10,67	10,87	11,00	10,96	10,91	11,12	11,26	11,47	11,46	11,51	11,41
Propano	6,76	7,03	7,13	7,07	6,85	7,29	7,60	7,84	7,87	7,96	7,81
i-Butano	1,04	1,09	1,11	1,10	1,07	1,15	1,20	1,25	1,27	1,29	1,28
n-Butano	1,88	2,00	2,02	2,00	1,95	2,14	2,25	2,36	2,40	2,44	2,41
i-Pentano	0,34	0,36	0,36	0,36	0,36	0,38	0,39	0,30	0,41	0,42	0,41
n-Pentano	0,39	0,41	0,41	0,41	0,41	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49	0,48
n-Hexano	0,24	0,23	0,22	0,22	0,23	0,22	0,20	0,20	0,20	0,19	0,18
n-Heptano	0,18	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07
n-Octano	0,19	0,16	0,14	0,14	0,14	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06
n-Nonano	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03
n-Decano	0,27	0,23	0,20	0,20	0,19	0,18	0,15	0,12	0,11	0,10	0,07
Riqueza a remover	9,57	9,85	9,88	9,77	9,54	10,15	10,45	10,71	10,80	10,90	10,66

Fonte: Elaborada com base em dados enviados pela Petrobras (ANP, 2022b).

Releva pontuar que compostos mais pesados foram agrupados como n-decano. E a "Riqueza a remover" foi calculada de forma simplificada, considerando a remoção de toda a fração C5+, 95% de butano e 75% de propano.

Na Tabela 3, pode-se observar que a composição química do gás após a remoção da "Riqueza" em unidade de processamento de gás natural (por meio da tecnologia Joule-Thomson), como a localizada em Caraguatatuba, evidencia que o gás resultante apresenta, até o presente, teor de metano não inferior à 81%, isto é, inferior ao percentual vigente definido pela Resolução ANP nº 16, de 2008, mas compatível com a Autorização ANP nº 836, de 2020.

Tabela 3 - Previsão de composição futura do SIE (considerando processamento em unidade J-T)

Composição (%)	11_2022	01_2023	02_2023	04-12_2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO ₂	2,6963	2,8348	2,8835	2,6813	2,5733	2,7758	2,8965	2,9535	2,9422	2,9629	3,1398
Nitrogênio	0,6445	0,6403	0,6419	0,6230	0,6344	0,6173	0,6117	0,6054	0,6015	0,6018	0,6322
Metano	82,8285	82,3416	82,1148	82,4211	82,6732	82,0175	81,6001	81,2021	81,1993	81,0751	81,0613
Etano	11,8009	12,0623	12,2087	12,1448	12,0577	12,3770	12,0577	12,8426	12,8459	12,9180	12,7747
Propano	1,8684	1,9492	1,9772	1,9581	1,8945	2,0291	2,1243	2,1943	2,2054	2,2328	2,1856
Butanos	0,1613	0,1716	0,1737	0,1716	0,1668	0,1832	0,1929	0,2020	0,2056	0,2093	0,2064

Fonte: Elaborado com base em dados enviados pela Petrobras (ANP, 2022b).

Fica, portanto, ressaltado o maior teor de etano após processamento na UTCGA, sendo, de fato, necessária a utilização de outras tecnologias de processamento de gás natural (à exceção do Joule-Thomson), existente no TECAB e que será construído no UTGITB, para atingimento dos teores de metano e etano estabelecidos pela especificação em vigor.

De notar que, ao longo dos dois anos e dez meses de vigência da Autorização Especial ANP nº 836, de 2020, na UTGCA, observou-se, segundo dados do IBP, aumento da participação do gás do pré-sal no mix com o do pós-sal na UTGCA (Rota 1). Antes da edição do citado ato, tal participação situava-se abaixo de 50% e, desde fevereiro de 2022, encontra-se acima de 60,5%, acusando, nos meses de janeiro, fevereiro, julho e agosto de 2023, respectivamente, 67,5%, 66,3%, 70,8% e 67,9%. Em termos de concentrações de metano e etano, a menor média de C1 foi de 82,4% (janeiro de 2023) e 82,3% (agosto de 2023) e de C2, a maior média foi de 9,6% (janeiro e julho de 2023). Com isso, verifica-se que o gás natural escoado do pré-sal para o Rota 1, mantém-se atendendo à especificação do teor de etano e não muito distanciado do teor de metano.

II.5. Impacto do gás natural sobre o meio ambiente

A partir de visão mundial, e em vista de que os usos de combustíveis fósseis se dão em ordem crescente de demanda pelos segmentos doméstico, comercial, automotivo, industrial e para a geração de energia elétrica, o gás natural vem tomando fundamental posição como combustível de transição por emitir menos gases geradores de efeito estufa (GHG) por unidade de energia gerada (usualmente reportado por uma relação de peso por energia: kg CO₂/MJ) quando comparado a outros combustíveis, como óleo diesel, óleo combustível, gasolina, querosene de aviação e gás liquefeito de petróleo.

Em relatório publicado pelo BNDES sobre o gás natural como combustível chave para uma economia de baixo carbono (BNDES, 2021), é citado para efeito comparativo que emite em torno de 27% menos CO₂ do que o petróleo e 44% menos que o carvão. Em relação aos combustíveis fósseis, emite cerca de 33% menos CO₂ do que o óleo combustível, 17% menos do que o gás liquefeito de petróleo (GLP) e 27% menos do que o óleo diesel. Além disso, destaca (BNDES, 2021, p.141-143):

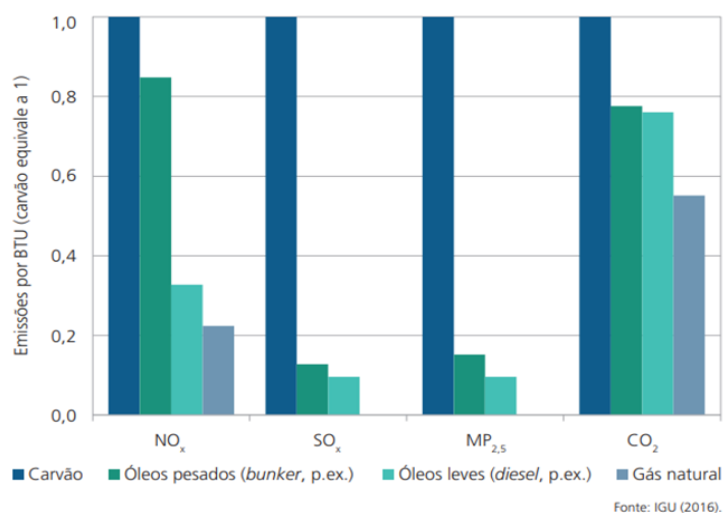
“Com uma indústria mundialmente desenvolvida nos dias atuais, o gás natural foi o combustível que apresentou o maior crescimento de participação na matriz energética na última década, representando, em 2019, 23% da demanda mundial de energia primária. Além disso, é o combustível fóssil de queima mais limpa que existe, favorecendo, quando comparado a outros combustíveis fósseis, o meio ambiente quanto a emissões de gases de efeito estufa e de qualidade do ar. Vem desempenhando um importante papel rumo a uma economia com menor intensidade de carbono.”

(...)

“É importante destacar que o gás natural não contribui apenas com a diminuição das emissões de CO₂, mas também com a redução drástica, quase integral, de outros poluentes tóxicos e particulados cancerígenos presentes nesses combustíveis.”

Além de emitir menos CO₂, o gás natural não emite material particulado fino visível ($\geq 2,5 \mu\text{m}$), dióxido de enxofre (SO₂) e significativamente menos óxido de nitrogênio (NO_x) quando comparado a outros óleos pesados e leves, como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 - Comparação de emissões de combustíveis fósseis (emissões por BTU)



Fonte: BNDES, 2021.

No Brasil, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2022, a Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) é distribuída conforme a Figura 21. Percebe-se que apenas 13,3% provêm do gás natural.

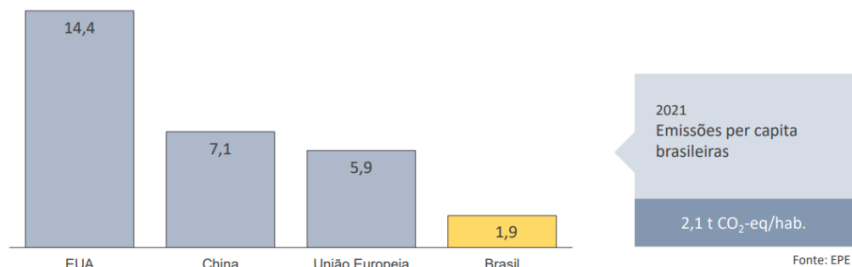
Figura 21 - Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2021



Fonte: BEN, 2022.

Ainda segundo o BEN (2022), em média, na produção e no consumo de energia, cada brasileiro emite o equivalente a 13% de um americano, 32% de um cidadão europeu da UE e 27% chinês. A Figura 22 retrata as emissões per capita de CO2 em diferentes regiões.

Figura 22 - Emissões de CO2 per capita (2019) em t CO2 /hab

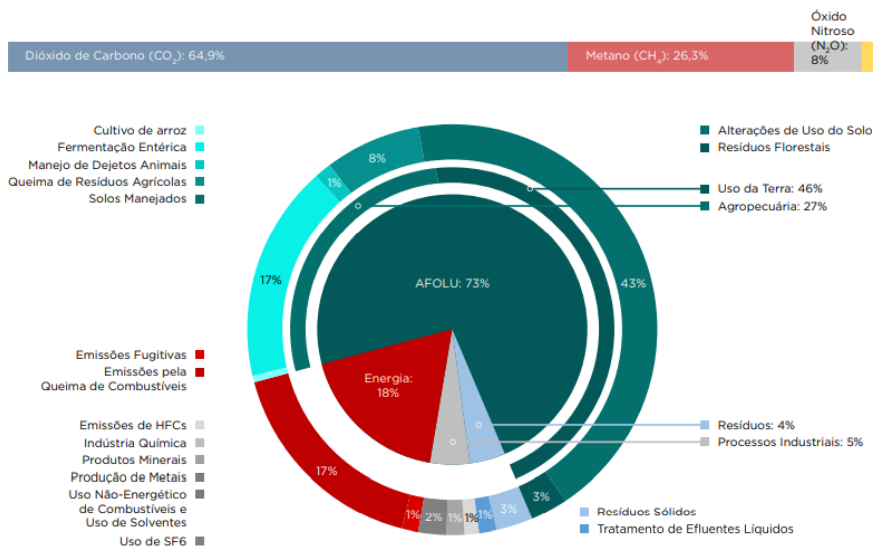


Fonte: EPE (BEN, 2022).

Segundo o PANORAMA DAS EMISSÕES DE METANO E IMPLICAÇÕES DO USO DE DIFERENTES MÉTRICAS, (EPE, 2022),

“o perfil de emissões de GEE do Brasil é único e quando comparado ao perfil global, percebe-se uma alteração da composição das emissões setoriais, bem como também alteração na proporção dos diferentes gases emitidos, como representado no Figura 23. Essa mudança ocorre principalmente pela característica agrícola e de uso da terra do país. O território brasileiro é composto por 851 milhões de hectares, dos quais 31,0% correspondem à agropecuária, cerca de 263,1 milhões de hectares, divididos em pastagem, agricultura e silvicultura”

Figura 23 - Emissões brasileiras de gases de efeito estufa por setor e por tipo de gás em 2020



Fonte: EPE, 2022.

Não obstante, o gás natural tem seus impactos ao meio ambiente, porquanto sua combustão gera, ainda que em menor escala, dióxido de carbono. De outro lado, pode propiciar a liberação de metano não queimado no ar (Jordan, 2022).

Além do CO₂, deve-se considerar outro poluente relevante de GHG, que é metano, principal componente do gás natural. Segundo Jordan (2022), o potencial de aquecimento global do metano é cerca de 86 vezes maior em período de 20 anos e pelo menos 25 vezes maior um século após sua liberação. De notar que o escape de gás metano para a atmosfera constitui-se em potencial vetor de aquecimento global. De acordo com a Agência de Proteção Ambiental Americana (EPA), uma molécula de CH₄ emite o equivalente a 25 moléculas de CO₂.

As emissões de metano são decorrentes tanto de fontes naturais quanto antropogênicas. Das fontes antropogênicas emissoras, pode-se citar: extração, produção e distribuição de combustíveis fósseis; atividades agrossilvopastoris; aterros de resíduos urbanos municipais e estações de tratamento de esgoto. Sendo que dessas, os seis fatores que mais influenciam as emissões são a(s) geração de energia e calor: 25%; atividades agrossilvopastoris: 24%; indústria: 21%; transporte: 14%; construção: 6%; outros: 10%.

Assim, verifica-se que a questão das emissões fugitivas de metano não são apenas questões da produção, transporte e uso de gás natural, porquanto as atividades agropecuárias contribuem significativamente. No entanto, vale destacar como forma de minimizar o impacto dessas emissões, a introdução do biometano oriundo do processamento do biogás, para uso doméstico, comercial e industrial, bem como o uso do biogás para geração de energia elétrica.

O Laboratório Nacional de Tecnologia de Energia - NETL (2014), dos EUA, estima que um fornecimento de 1.000 kg de gás natural gera 30,3 kg de CH₄ de emissões fugitivas, que equivalem a 757,5 kg de CO₂. Na presente AIR, entretanto, visando a não distorcer os resultados com dados de outras bases de produção que não sejam a brasileira, desconsiderou-se as emissões fugitivas nos cálculos de emissão de CO₂.

Com base estritamente em cálculos estequiométricos, em base mássica, buscou-se estimar a influência da alteração de composição de misturas hipotéticas de gás natural. Tais misturas tiveram variação de quatro componentes: metano, etano, propano e butano.

A mistura considerada referencial é a composta por, em base mássica: 90% de metano, 6% de etano, 2,5% de propano e 1,5% de butano. Para tal mistura estimou-se emissão de 2,77 (2,765) kg de CO₂ por quilo (kg) de gás natural, hipotético, queimado. A Tabela 4 relata os valores encontrados para cada mistura hipotética considerada.

Tabela 4. Misturas hipotéticas de gás natural e valores de emissão de CO₂.

Metano, %	Etano, %	Propano, %	Butano, %	CO ₂ , kg/kg gás natural	Aumento % na emissão de CO ₂
90	6	2,5	1,5	2,765	Referência
85	12	2	1	2,774	0,30
80	12	4,5	3,5	2,787	0,78
81	15	2,5	1,5	2,782	0,60
76	20	2,5	1,5	2,791	0,93

Depreende-se da avaliação da Tabela 4 que a alteração nos valores de composição do gás natural hipotético alterou, relativamente, pouco as emissões de CO₂ (<1%). Todas as misturas, além da referencial, contaram com valores elevados de etano (≥12%). No caso de 20% de etano e 76% de metano, o aumento percentual de emissão de CO₂ não foi maior que 0,93%. Valores mais elevados de propano (4,5%) e butano (3,5%) também foram avaliados e não demonstraram elevação significativa de emissão de CO₂ (0,78%).

Vale destacar que o grupo de trabalho não teve expectativa de inferência sobre o ciclo de vida da produção de mistura de gás natural. Simplesmente, diante dos dados disponíveis para o mercado nacional, buscou cálculos que pudessem orientar na análise desta AIR.

II.5.1. Impactos ambientais do gás natural na visão dos grupos afetados

Há duas visões predominantes na avaliação desse impacto trazidas pelo mercado. A do *upstream*, que reúne produtores de petróleo e gás, e a do *downstream*, representada pelos consumidores de gás.

Na visão dos produtores, a percepção é de que com teor de até 15% molar em etano, após consulta aos fabricantes de turbinas Siemens e GE, suas máquinas não precisariam sofrer qualquer ajuste (sintonização). Os produtores também encomendaram estudo ao Instituto Nacional de Tecnologia - INT (IBP, 2019; INT, 2019) com foco em aplicação doméstica sensível, no caso, aquecedores de passagem para aquecimento de água com teores de etano variando de 6%, passando por 13,5% (pré-sal) e chegando a 20%. Foram usados nos ensaios 5 tipos de aquecedores. A conclusão foi de não haver correlação entre teor de etano com teores de CO, NOx e CO₂ no gás de combustão em ambiente de 13 m³.

Posteriormente, no início de julho de 2022, a Associação Brasileira de Aquecimento a Gás - Abagás em conjunto com o IBP, realizaram testes complementares ao do estudo anterior no laboratório Sical do Brasil, envolvendo o gás de referência G20 e o gás do pré-sal e dois tipos de aquecedores, sendo um de exaustão natural e outro de exaustão forçada. Novamente, não foram percebidas, perante a norma ABNT NBR 8130, vantagens ou desvantagens de um gás em relação ao outro (IBP, 2022a, 2022b).

Quanto a emissões de GHG, os produtores argumentam que: *i)* as avaliações comparam essas emissões a outras duas fontes (considerando a inclusão da produção de gás natural do pré-sal prevista para 21 milhões de m³/dia); *ii)* haveria aumento de 0,82 % nas emissões de CO₂, comparativamente à composição média do GASBOL de abril de 2017; e *iii)* seria evitada a emissão de 16.425 t/dia de CO₂ se fosse utilizado o gás natural do pré-sal no lugar de óleo combustível como fonte energética para geração de energia (Carmeis, 2018).

Na visão dos consumidores (Pikman, 2016, p.52), as percepções são de que: *i)* a adição de hidrocarbonetos C2+ é, em alguns casos, acompanhada da adição de inertes como forma de manter o Índice de Wobbe dentro das especificações regulatórias; *ii)* a opção de reduzir o teor de metano é problemática para valores abaixo de 86% em uso energético e no setor de transportes (a maior parte do consumo de gás); *iii)* em ambiente onde a variabilidade da composição do gás se torna mais provável, os órgãos reguladores tendem a reagir estabelecendo critérios mais rigorosos, pois variações elevadas são as que provocam mais danos aos equipamentos; e *iv)* emissões de poluentes regulados (NOx e CO) aumentam significativamente com o aumento da participação de C2+ (com redução da presença de metano e adição de inertes).

Ademais, alegam aumento de até 7% em emissões de GHG (Figueiredo *et. al*, 2016). Aduzem também que os fabricantes de turbinas estabelecem limites máximos para C2+ e, em caso de violação, não oferecem garantia na ocorrência de danos; e que teores elevados de C2+ provocam chama amarelada, perda de eficiência, aumento nas emissões de poluentes (CO e NOx). Concluem que o país está comprometido com a redução da emissão de poluentes e, em caso da liberação no teor de C2+, ficaria franqueado aos carregadores maior faixa em Índice de Wobbe. Consequentemente, deixaria os usuários sujeitos à maior instabilidade na qualidade, o que poderia trazer consequências deletérias ao meio ambiente.

Em contraposição à proposta dos produtores de revisão da especificação pela retirada de limites composicionais para hidrocarbonetos, os consumidores reivindicam que tais limites deveriam ser alterados para valores mais restritivos, e indicam o mínimo 88% para metano e o máximo de 9% para etano.

Com vistas a dirimir posições antagônicas sobre possíveis impactos do aumento do teor de etano no gás natural para o meio ambiente, a ANP solicitou formal e reiteradamente, em 2018, manifestação ao Ministério de Meio Ambiente (ANP, 2018), não tendo logrado retorno. Porém, em 2022, o Ministério externou interesse de retomar o assunto para avaliação. Contudo, até a presente data, não sobreveio manifestação.

III. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A dinâmica do mercado de gás natural é muito particular a cada país ou grupo de países. Desde a origem, características dos reservatórios de óleo e gás, processamento nacional ou importação, até a infraestrutura de escoamento (tamanho da malha de gasodutos e como se distribui ao longo da extensão geográfica), se é sistema integrado ou isolado, além dos modais de distribuição, da especificação do produto e as diversas aplicações, seja como energético ou não energético.

Como visto ao longo da história da indústria de petróleo e gás, são encontrados campos novos que, com o tempo, declinam sua produção e novos são descobertos com características diferentes, o que afeta fortemente a qualidade do gás a ser ofertado. Em decorrência, torna-se complexa a discussão sobre harmonização da qualidade do gás. Além disso, muitos países são dependentes da importação do produto, principalmente, o GNL.

Diante do problema regulatório posto, buscou-se explorar históricos de experiências internacionais, embora não tenha sido possível localizar algum cenário com problema similar. No entanto, encontraram-se relatos de que em alguns países a solução passou por revisão nos regulamentos.

Nesse contexto, no âmbito do presente trabalho, foi elaborado pela Evidência Express (EvEx)¹⁹ estudo, intitulado “Experiências com a Regulação do Gás Natural – Benchmarking de Países Selecionados” (Souza *et. al*, 2022), com o objetivo de descrever o funcionamento da indústria de gás natural, a regulação do setor e as implicações das alterações nas especificações de gás natural da Alemanha, México, Estados Unidos, Argentina e dos Países Baixos.

O estudo, realizado entre os meses de junho e julho de 2022, identificou que o México e a Argentina possuem especificação nacional única para a composição do gás natural enquanto o mesmo não ocorre na Alemanha, Países Baixos e Estados Unidos, onde a especificação é variável.

A Alemanha adota as definições de padronização de gás natural definidos pela União Europeia, que não estabelece valor de referência do Índice de Wobbe, parâmetro utilizado para realizar análises da intercambialidade de gases em diferentes países. O estudo identifica, ainda, autores que indicam haver uma série de processos industriais, especialmente na fabricação de vidro, cerâmica e metais, que podem ser significativamente afetados pelas flutuações locais da qualidade do gás, enquanto outros são mais resilientes. Há também preocupações de que as variações de composições de gás possam ter impactos negativos em equipamentos, como turbinas a gás e motores no setor de usinas de energia.

Os Países Baixos, por sua vez, possuem duas redes de gás diferentes: a rede de gás de baixo e a de alto poder calorífico. O aumento das importações de gás provenientes de diferentes fontes, na forma de GNL bem como a produção local de biometano provocam flutuações na composição dessas duas redes. A transição para um sistema mais flexível, fez com que algumas empresas enfrentassem repetidamente problemas devido às flutuações máximas, sofrendo paradas repentinas com perdas de produção. Outras apresentaram problemas específicos com instalações, devido às grandes variações no poder calorífico do gás natural.

Para o México, foi apresentado informe com dados do *Instituto Mexicano del Petroleo*, que abordam os efeitos ocasionados pela variação da composição do gás natural sobre

¹⁹ A Evidência Express (EvEx) é uma iniciativa da Diretoria de Altos Estudos da Escola Nacional de Administração Pública (Enap) em parceria com a Universidade Federal de Brasília (UnB).

equipamentos em função da tecnologia de combustão utilizada. Esse informe traz o resultado de estudo com abordagem custo-benefício, que projeta o impacto esperado sobre a indústria a nível nacional decorrentes de modificações nas especificações da *Norma Oficial Mexicana de Especificaciones del Gas Natural (NOM-001)*. Foi observado que alguns processos industriais eram mais sensíveis às mudanças do Índice de Wobbe para desvios para acima da média, com destaque para: produção de vidro *float*, produção de fibra de vidro, fornos com atmosferas controladas, processos cerâmicos e vidrados ou porcelânicos e processos têxteis de chama direta.

Nos Estados Unidos, como apontado no estudo da EvEx, não foi identificada regra para a especificação da composição gás natural. O fato decorre do formato de funcionamento atual da indústria de gás naquele país e sua evolução histórica marcada pelo processo de desregulação do setor. A composição do gás natural é definida em contrato firmado entre partes.

No caso da Argentina, o estudo identifica apenas uma única modificação da composição do gás natural oficial vigente a partir de 1998. Nessa alteração, houve a redução em 0,5% dos percentuais molares de dióxido de carbono e hidrocarbonetos inertes permitidos na composição do gás natural consumido. É possível que tenha gerado consequências para os processos relacionados à utilização de gás. No entanto, para o estudo não foram encontradas informações sobre implicações dessa alteração.

Por fim, em seus anexos, o estudo apresenta resumo dos métodos de medição da qualidade do gás natural em 36 países e a comparação das especificações do gás natural em 54 países, regiões ou empresas.

IV. AFETADOS PELO PROBLEMA REGULATÓRIO

Os impactos positivos ou negativos de alterações nas especificações do produto, objeto de análise da AIR demandada pela Diretoria Colegiada da ANP, são de difícil mensuração. A Figura 24 apresenta, de forma ilustrativa, o conjunto de agentes econômicos e atividades potencialmente afetados pela especificação do energético. Ressalte-se que apenas parte desse conjunto é objeto de regulação direta pela ANP, o que amplia os desafios quanto à obtenção de dados para mensuração, especialmente quantitativa, de custos e benefícios.

Figura 24 - Agentes econômicos e atividades potencialmente afetados por proposição normativa



A associação desses elementos demonstra a complexidade estrutural existente na IGN, resumida pelos diversos agentes econômicos que atuam direta ou indiretamente nos elos da cadeia de valor ou mesmo em um deles. Em agosto de 2023, a cadeia de valor da IGN já conta com 200 (duzentos) agentes autorizados a comercializar gás e 130 (cento e trinta) agentes autorizados a realizar a atividade de carregamento, além de 27 (vinte e sete) companhias distribuidoras locais (CDLs) presentes em 24 (vinte e quatro) Unidades Federativas. Apesar de existirem diferentes possibilidades de comercialização do gás natural no país, atualmente a maior parcela é comercializada por meio de contratos estabelecidos entre a Petrobras e as distribuidoras de gás canalizado.

A IGN encerra, de um lado, os carregadores, produtores e importadores, sendo os carregadores aqueles que injetam o gás nos pontos de recepção (gasoduto de transporte), ao que se seguem os transportadores que conduzem o produto até os pontos de entrega (ou também *city gates*), exaurindo-se, nessa etapa, a jurisdição da ANP de acordo com a Constituição.

Os dois primeiros são afetados diretamente, uma vez que a nova fonte de gás natural traz impacto a sua capacidade de processamento do produto especificado, bem como à destinação a ser dada ao etano.

Os transportadores, por sua vez, são indiretamente afetados, porquanto, nos casos de gasodutos com pontos de interconexão, poderão receber gás com conteúdo de hidrocarbonetos diferentes.

De outra parte, em tais pontos, situam-se os distribuidores de gás canalizado, regidos por legislações estaduais, e seus clientes usuários do produto. Nesse caso, tal problemática

encerra potencial de causar preocupação pela possibilidade de instabilidade na rede, por variação no perfil do gás natural a ser entregue. Além disso, aduzem os distribuidores a preocupações com o impacto que isso poderá acarretar aos equipamentos dos seus consumidores, tanto os residenciais e comerciais quanto os industriais.

Entre ditos consumidores, encontram-se os geradores de energia elétrica; segmentos petroquímicos, vidro, cerâmico etc.; fabricantes de equipamentos e utilidades domésticas (turbinas a gás, aquecedores e fogões); uso veicular (revendas de gás natural veicular - GNV, fabricantes de kits de conversão, proprietários de veículos convertidos), e, por fim, não menos importantes, consumidores que utilizam o gás para cocção e em aquecedores. Cabe mencionar que esses consumidores se referem tanto às empresas de grande e médio portes quanto às de micro e pequeno porte.

Por sua vez, a indústria química e petroquímica pode usar o gás natural ou seus componentes purificados, casos do metano, etano e propano, como matéria-prima em seus processos (produção de hidrogênio e de monômeros: etileno e propileno). No entanto, há que se considerar que o parque petroquímico no Brasil, implantado nas décadas de 70 e 80, foi projetado para craquear nafta, uma vez que a indústria do gás tal como a conhecemos hoje, ainda não existia, pois foi construída a partir dos anos 2000. Todavia, projetos recentes focados em monômeros de etileno e propileno, mudaram o contexto anterior.

No segmento de GNL, hoje o importador regaseifica e o carrega para transporte, ou entrega o gás regaseificado a usinas termelétricas. Atualmente existem no país unidades de liquefação do gás natural em localidades produtoras, sendo possível liquefazer também o gás de produção nacional que, nesse caso, independentemente da especificação, terá que passar por processos de pré-tratamento para remoção de gás carbônico e umidade. Com relação ao gás importado da Bolívia, tal mudança aparentemente não é afetada. No entanto, deve-se avaliar o mercado consumidor desse gás e os pontos de interconexão em que pode ser misturado com gás com teor mais elevado de etano. Pelo histórico de qualidade, o gás oriundo da Bolívia apresenta metano e etano em torno de 90% e 5,5%, respectivamente²⁰.

Além dos grupos apresentados na Figura 20, há que considerar os órgãos ambientais, a quem caberia avaliar os possíveis efeitos do aumento de etano do gás natural vis-à-vis os níveis de emissões.

²⁰ Sumários Estatísticos Mensais: dados de carregadores enviados mensalmente à ANP nos termos da Resolução ANP nº 828, de 2020.

V. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A regulação da qualidade do gás natural vem expressamente explicitada no artigo 8º da Lei nº 9.478, de 1997, que prescreve:

“Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

*I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, **qualidade** e oferta dos produtos;”* (grifo adicionado)

Ademais, por parte da Lei nº 14.134, de 2021, também conhecida como a “Nova Lei do Gás”, a menção à qualidade se faz pela especificação do produto nos artigos 6º e 8º:

*“Art. 6º O transportador deverá permitir a interconexão de outras instalações de transporte e de transferência, nos termos da regulação estabelecida pela ANP, respeitadas as **especificações** do gás natural estabelecidas pela ANP e os direitos dos carregadores existentes.”*

*Art. 8º Os gasodutos de transporte somente poderão movimentar gás natural que atenda às **especificações estabelecidas pela ANP**, salvo acordo firmado entre transportadores e carregadores, previamente aprovado pela ANP, que não imponha prejuízo aos demais usuários.”* (grifos adicionados)

Essa lei, em seu art. 3º, §2º, admite ainda tratamento equivalente ao de gás natural ao produto que não se enquadrar na definição que prescreve, conforme o inciso XXI do *caput* do artigo, desde que tal produto seja aderente às especificações estabelecidas pela ANP.

VI. OBJETIVOS

À vista de que o problema regulatório identificado e apresentado no Capítulo II consiste, em síntese, no fato de que os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadram na atual norma, qual seja, a Resolução ANP nº 16, de 2008, foi estabelecido como **objetivo geral da Análise de Impacto Regulatório definir a especificação do gás natural, quanto aos teores de hidrocarbonetos, frente às novas fontes de suprimento, com equilíbrio quanto aos impactos possíveis, desde a produção até o consumo.**

A adequação da especificação objetivando a maximização da oferta de gás natural a partir de novas fontes que venham a surgir no cenário nacional ou internacional é de suma relevância para o suprimento nacional do combustível. A revisão da Portaria ANP nº 104, de 2002, que deu origem à Resolução ANP nº 16, de 2008, por exemplo, ocorreu quando os primeiros terminais de regaseificação de GNL estavam sendo implantados no país, em contexto que demandava a diversificação do suprimento de gás importado. A atual conjuntura, por sua vez, aponta para a necessidade de aproveitamento do gás natural nacional, especialmente aquele proveniente do pré-sal, cujas reservas, nos últimos anos, têm revelado vultoso porte. Assim, novamente, se torna premente a discussão sobre os parâmetros estabelecidos pela ANP para a especificação do gás no país.

Tal qual fora observado quando da revisão ocorrida da Portaria ANP nº 104, de 2002, a avaliação da maximização do aproveitamento de novas fontes não pode ser dissociada da avaliação do impacto da nova especificação nas diversas classes de consumidores.

Além do objetivo geral acima apresentando, há que se destacar alguns objetivos específicos pretendidos para atuação sobre o problema identificado, a saber:

- a) aumentar a produção interna de gás natural oriundo de novas fontes, propiciando a reversão do quadro de declínio de oferta abordado anteriormente (item II.1.9);
- b) melhorar o aproveitamento do gás natural, com atenção aos impactos da reinjeção;
- c) minimizar ou mesmo afastar possíveis impactos ao consumidor;
- d) mitigar eventuais impactos ambientais;
- e) avaliar o impacto de adequação da UTGCA (Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato, Caraguatatuba, SP) para remoção de etano;
- f) avaliar a demanda efetiva de etano pelas indústrias petroquímicas e a sua cadeia de valor, bem como de hidrocarbonetos mais pesados; e
- g) estimular investimentos no setor.

Isso posto, cumpre ressaltar que os objetivos gerais e específicos se encontram alinhados ao Mapa Estratégico²¹ da ANP para o ciclo de 2021 a 2024²². A propósito, o Mapa Estratégico direciona o enfoque dos esforços empreendidos pela ANP no sentido do cumprimento da sua missão institucional, a saber:

²¹ O Mapa Estratégico é a representação gráfica dos objetivos estratégicos da Agência para período de quatro anos e deve comunicar para as suas Unidades Organizacionais (Uorgs), mercado e sociedade quais serão os desafios enfrentados pela Agência no ciclo 2021-2024.

²² Mapa Estratégico ANP 2021-2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/arq/MapaEstrategico_2021_detalhado_A4_final.pdf. Acesso em: 22/09/2022.

“Criar ambiente que amplie a atração de investimentos e promova a concorrência, regulando e fiscalizando em prol de operações seguras e sustentáveis e da garantia do abastecimento nacional”.

Entre os resultados esperados no Mapa Estratégico, cumpre destacar os a seguir elencados, por estarem alinhados ao tema em foco:

- promover ações em benefício da ampliação da oferta e do transporte de gás natural >>> Empreender ações regulatórias que estimulem o novo mercado de gás natural, com vistas à formação de um mercado aberto, dinâmico e competitivo;
- estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis, e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa >>> Implementar ações regulatórias que visem à segurança e ao desenvolvimento sustentável dos mercados regulados; e
- contribuir para a melhoria do ambiente de negócios por meio de regulação menos onerosa, eliminando barreiras de entrada em todos os setores regulados >>> Promover ações de simplificação com foco na redução dos custos regulatórios e na produção de regulação baseada na avaliação de impactos.

Em face do exposto, tem-se por intento, mediante a realização da AIR em foco, a obtenção de subsídios que permitam definir a especificação do gás natural de forma a equilibrar os impactos na cadeia, desde a produção até o consumo. Os objetivos e resultados esperados estão resumidos no diagrama apresentado na Figura 25.

Figura 25 – Diagrama esquemático dos objetivos geral e específico e resultados esperados



VII. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

Anteriormente à definição da constituição do Grupo de Trabalho para elaboração deste relatório, a Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos realizou, em 2017/2018, rodada de oito câmaras técnicas com todos os grupos afetados, cuja atas de reuniões encontram-se apensadas ao processo SEI nº 48610.217931/2021-26.

Com o início, em 23 de fevereiro de 2022, das oficinas, com o concurso da consultoria da ENAP, para elaboração deste relatório, a ANP realizou, em 27 de maio, workshop com todos principais grupos afetados. No evento, tanto os ofertantes quanto os demandantes de gás natural realizaram apresentações e contextualizações do problema regulatório, indicando seus posicionamentos no que se refere à flexibilização ou não dos teores de hidrocarbonetos e seus respectivos impactos consoante suas visões. A programação, as apresentações, bem como a gravação do workshop constam anexados ao referido processo SEI.

Como próxima etapa da participação social, o presente Relatório Preliminar foi colocado em consulta prévia por período de noventa dias (14 de fevereiro a 15 de maio de 2023) para conhecimento dos grupos afetados, propiciando-lhes nova oportunidade para a apresentação de sugestões e comentários.

Após o término da referida consulta, foi realizado o exame de tais contribuições técnicas, cuja análise e posicionamento estão na planilha Excel - nomeada de “Tabela contendo o posicionamento final da ANP em relação às contribuições recebidas Consulta Prévia nº 2/2023”, apensada no mencionado processo SEI. Em seguida, foi realizada a análise das três opções regulatórias propostas utilizando-se da metodologia Análise Multicritério (uma das previstas no Decreto nº 10.411, de 2020) para indicação da opção a ser recomendada à Diretoria Colegiada da ANP, consubstanciada neste Relatório Final da AIR. Uma vez aprovada pela Diretoria Colegiada, dita opção fundamentará a revisão da Resolução ANP nº 16, de 2008, relativamente aos hidrocarbonetos do gás natural, que, complementada pela revisão dos seus demais dispositivos, percorrerá o rito processual de praxe que inclui a fase de consulta e audiência públicas.

VIII. OPÇÕES REGULATÓRIAS

Diante do que foi abordado e analisado no âmbito do problema regulatório, considerando que:

- i. o tema abrange, neste momento, o gás oriundo do pré-sal escoado pelo Rota 1, Rota 2 e, futuramente, pelo Rota 3, cujos teores de hidrocarbonetos são diversos do gás das plataformas do pós-sal, com teores maiores de etano e mais pesados e, conseqüentemente, menores de metano;
- ii. dadas as características da UTGCAB e a destinação ao mercado petroquímico do etano recuperado, as variações na composição do gás do pré-sal em comparação ao pós-sal, escoado pelo Rota 2, não impedem que o gás natural após processamento atenda às especificações vigentes;
- iii. a destinação do etano resulta de oportunidades dos mercados interno e externo, bem como de outras aplicações possíveis (a exemplo do uso em turbinas de geração de energia elétrica); e
- iv. as incertezas sobre novas entradas ou redução de escoamento de plataformas do pré-sal para exportação para os Rotas 1, 2 e 3, podem afetar maior ou menor quantidade de metano e etano e dos contaminantes do gás natural,

foram concebidas três opções regulatórias para a execução da AIR, a saber:

1. Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados);
2. Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados) e prever dispositivo possibilitando autorizações ou alterações dos limites dos hidrocarbonetos para casos específicos; e
3. Deixar de fixar os limites dos hidrocarbonetos da especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008.

A propósito das três opções regulatórias aqui selecionadas para AIR, apresenta-se os comentários a seguir:

- a **Opção 1**, *status quo*, consiste em manter os atuais limites de hidrocarbonetos estabelecidos para o gás natural comercializado em território nacional, nas Regiões Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul, com 85%, mínimo, de teor de metano; 12%, máximo, de teor de etano; 6%, máximo, de propano; e 3%, máximo, de butano e mais pesados;
- a **Opção 2** mantém o *status quo*. No entanto, a norma dela resultante contera dispositivo regulamentando mecanismo para autorizar ou alterar os limites dos hidrocarbonetos do gás natural para casos específicos, através de atos administrativos específicos. Nesta Opção, tem-se por objetivo, em ditos casos, o acompanhamento da qualidade do gás natural ofertado e do comportamento das reservas do pós-sal e pré-sal escoadas pelo Rota 1 e, do pré-sal, pelo futuro Rota 3, ambos em termos de metano e etano. Com isso, a expectativa é de que a dinâmica de mercado, a implementação da “Nova Lei do Gás” e investimentos setoriais concorram para melhor delineamento, no médio prazo, do perfil da indústria de gás natural do país e da sua especificação;
- a **Opção 3** consiste em deixar de se fixar limites de hidrocarbonetos estabelecidos para o gás natural comercializado nas Regiões Nordeste, Sudeste,

Centro-Oeste e Sul, passando-se a anotar os resultados das análises dessas características. A especificação será revisada de modo a exigir apenas a anotação dos teores de hidrocarbonetos, mantendo os demais parâmetros inalterados.

Durante as várias reuniões com mercado, a indústria química e petroquímica, representada pela Abiquim, sugeriu que o teor de metano fosse alterado de 85% para 88% e o teor de etano de 12% para 9%, em função da necessidade de o mercado dispor de gás com maior teor de metano e menor presença de pesados (etano, propano e butanos e mais pesados). No entanto, dentro do contexto do problema regulatório aqui posto, que, em suma, consiste em que teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadram na atual norma da ANP, tal sugestão afigura-se tecnicamente inviável, pois, como se evidencia, maior restrição nos teores de hidrocarbonetos limitaria a curto prazo a disponibilização de gás natural, em virtude do novo perfil do produto oriundo de novas fontes (pré-sal). Ademais, sobreviriam a inviabilização de adaptação da unidade de processamento de Caraguatatuba (UTGCA), impondo-se a necessidade de novo projeto prevendo unidades de remoção de etano e de contaminantes, bem como dificuldades frente às incertezas de destinação de etano recuperado. Em adição, não se constata motivação, do ponto de vista técnico (uso como combustível), que justifique restringir mais os limites de metano e etano do gás a ser comercializado no país.

Nas discussões realizadas internamente com a participação da consultoria da ENAP, foi levantada extensão da opção 3, configurada em deixar de se fixar os limites dos hidrocarbonetos e propor dispositivo prevendo mecanismo no sentido de que o fornecimento de gás poderia ser acordado entre as partes (comprador e vendedor) e, em caso de conflito, a ANP atuaria como mediador. No entanto, essa extensão foi descartada, por colocar em risco a fungibilidade do gás natural, tendo em vista o potencial de se introduzir no mercado várias qualidades consideravelmente distintas, prejudicando a liquidez de sua comercialização. A mais disso, tal extensão não estaria alinhada com os novos sistemas de negociação e de contratação de serviços de transporte por entradas e saídas de gás natural, trazidos pela Lei nº 14.134, de 2021, a “Nova Lei do Gás”, para os quais é fundamental a garantia da homogeneidade do gás e, conseqüentemente, sua fungibilidade.

Como mencionado anteriormente, a Agência concedeu a Autorização ANP nº 836, de 24 de novembro de 2020, para comercialização do gás natural escoado pelo Gasoduto Rota 1, que liga a Plataforma de Mexilhão, na Bacia de Santos, à Unidade de Tratamento de Gás Natural de Caraguatatuba, SP - UTGCA, com teor de metano mínimo de 80% mol (oitenta por cento), observadas as demais especificações vigentes, até a edição de ato substitutivo da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, que regulamenta a especificação de gás natural comercializado no país.

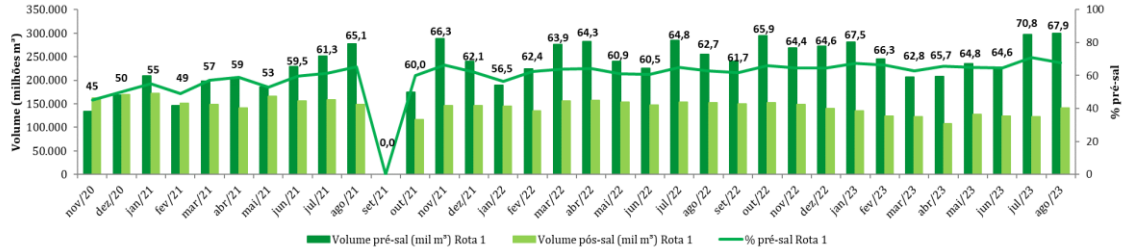
A cada quatro meses, realiza-se análise dos dados de produção de gás natural da UTGCA e dos teores de metano e etano contidos no gás processado, bem como dos parâmetros de desempenho, índice de Wobbe (IW) e poder calorífico superior (PCS). Segundo a Petrobras (Carneis, 2019, 2020), para que o gás processado nessa Unidade atenda ao teor de metano é necessária uma mistura de pelo menos 50% de pós-sal ao volume de pré-sal:

“Esses limites de composição por hidrocarbonetos demandam o processamento de uma mistura que contenha pelo menos 50 % de gás oriundo de pós-sal nessa unidade.”

A Figura 26 apresenta os dados mensais de volume de gás do pré-sal e pós-sal, assim como o percentual de pré-sal no Rota 1, período de novembro de 2020 (mês que entrou em vigor a Autorização – 24/11/2020) a agosto de 2023. Nota-se que a participação do volume de pré-sal aumentou após a referida Autorização, permanecendo acima dos 60% desde julho de 2021, excetuando-se os meses de setembro de 2021 (sem produção) e janeiro de 2022, quando

o percentual foi de 56,5%. Ao analisar o resultado para julho do ano corrente, o volume de pré-sal estimado para o mês situou-se com percentual de 70,8% em relação ao pós-sal, o maior registrado desde o início da Autorização.

Figura 26. Análise de dados do pré-sal e pós-sal no Rota 1



As Figuras 27 e 28 mostram os resultados mínimo, máximo e médios das características IW e PCS observados desde o início da referida Autorização. Vale mencionar que a Autorização entrou em vigor no dia 25 de novembro de 2020. No exame dos parâmetros de IW e PCS, observa-se no caso do IW leve aumento, em torno de 0,65%, comparando-se o primeiro semestre de 2023 (IW médio de 50.341KJ/m3) com o primeiro semestre de 2020 (sem Autorização – IW médio de 50.021 KJ/m3). Para o PCS, o aumento foi de 2,0%, usando a mesma base de comparação: PCS médio de 40.450 KJ/m3 e 41.269 KJ/m³, respectivamente.

Figura 27: Análise do índice de Wobbe do gás natural processado na UTGCA

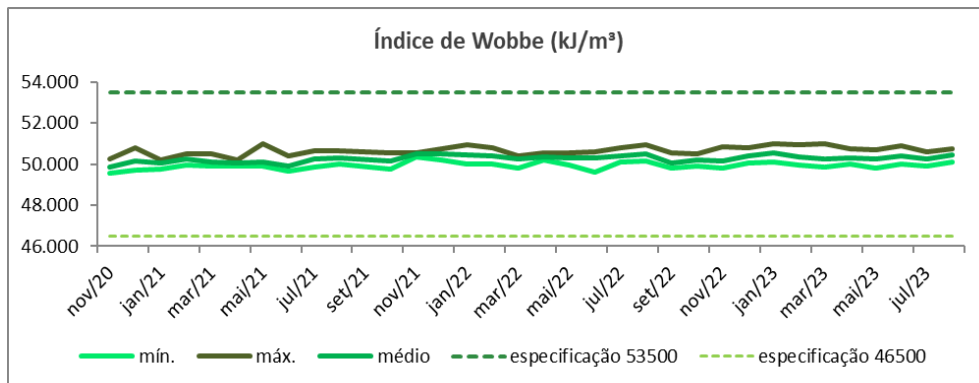
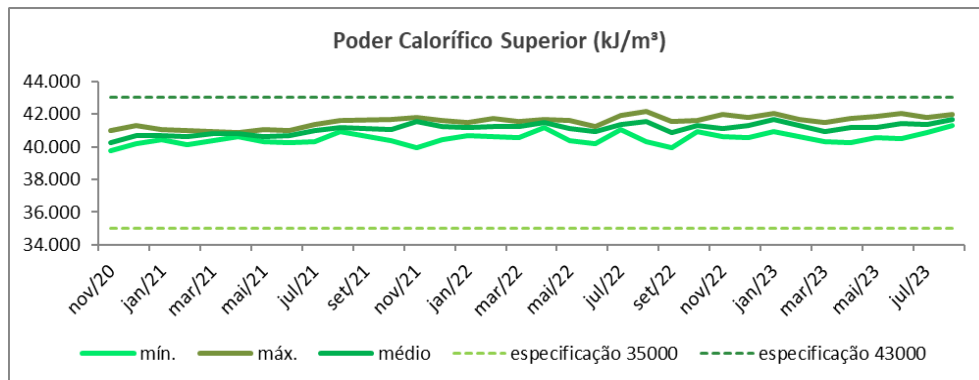


Figura 28: Análise do poder calorífico superior do gás natural processado na UTGCA



No que se referem aos teores de metano e etano, observa-se queda gradual do teor de metano e aumento gradual do teor de etano, esse último dentro do valor especificado. As figuras 29 e 30 mostram os resultados dos teores desses hidrocarbonetos desde novembro de 2020.

Figura 29: Análise do teor de metano do gás natural processado na UTGCA

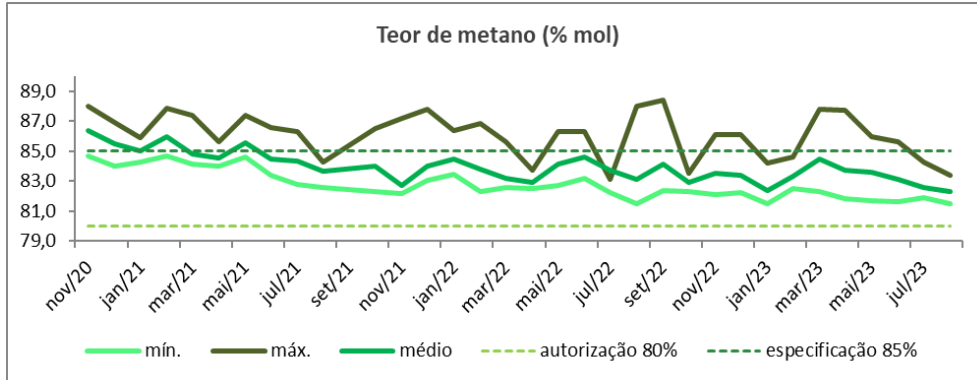
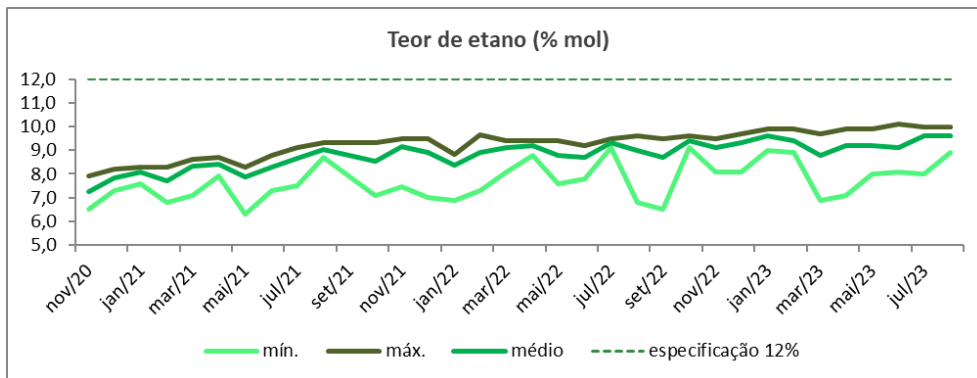


Figura 30: Análise do teor de etano do gás natural processado na UTGCA



Como pode ser observado, o teor de metano não atingiu o limite mínimo de 80% apresentando média anual, em 2021 e 2022, de 84,1% e 83,7%, respectivamente. Em 2023, considerando até o mês de agosto, o teor médio de metano foi de 83,1%. Ademais, nos meses de outubro de 2022 e julho de 2023, as médias situaram-se abaixo dos 83% (82,9% e 82,6%) e, desde julho de 2022, vêm registrando ocorrências de teores mínimo entre 81,5% e 82,5%.

No caso do etano, mesmo não sendo escopo da Autorização, mas em virtude de ser também o foco da discussão que levou à presente AIR, foi incluído na análise. Observa-se que o teor médio anual de etano, em 2021 e 2022, foi de 8,6% e 9,0%, respectivamente. Em 2023, considerando até o mês de agosto, o teor de etano médio foi de 9,3%.

Diante dos resultados dessa análise, pode-se observar que:

- (i) o cenário de redução do teor de metano observado na UTGCA não vem indicando impacto ao consumidor;
- (ii) o Rota 1 direcionado para UTGCA poderá ainda ter maior declínio do gás do pós-sal de modo que possa ocorrer algum impacto em termos do teor de etano; e
- (iii) o Rota 3 que escoará gás do pré-sal para UPGN de Itaboraí com capacidade de processar até 21 MM m³/dia ainda não entrou em operação, bem como a

UPGN. A previsão é que venha a operar em 2024, o que pode configurar novo cenário em virtude de inexistir aportes de gás do pós-sal.

A mais disso, destaca-se que o gás processado nessa Unidade pode ser injetado no gasoduto GASCAR (Campinas até o Rio) e/ou no GASPAL (Rio -ESVO, em Volta Redonda até SP - RECAP, em Mauá) que podem movimentar gás importado boliviano (proveniente do GASBOL-TBG), gás proveniente do terminal de GNL da Baía de Guanabara, da UPGN REDUC e UTGCAB (Cabiúnas). Assim, observa-se que o gás oriundo da UTGCA e da UPGN de Itaboraí será intercambiado com gás natural de outras origens.

Dessa forma, devido às incertezas nas alterações de produção futuras, nas condições de processamento da UTGCA (mix pós-sal e pré-sal) e entrada em operação da UPGN de Itaboraí, será vivenciado novo desafio com relação ao limite máximo do teor de etano (12%) vigente na especificação.

IX. IMPACTO DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS

Preliminarmente à análise dos impactos das opções indicadas no item VI, procedeu-se à avaliação, não excludente, dos possíveis aspectos positivos e negativos de cada uma delas, apresentados na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Impactos positivos e negativos das opções regulatórias

Opções	Impactos positivos	Impactos negativos
1	<p>1.1. Dispensabilidade de possível adequação dos equipamentos de consumidores industriais, residenciais e comerciais.</p> <p>1.2. Possibilidade de ampliação da disponibilidade de etano nacional no mercado brasileiro.</p> <p>1.3. O consumidor não energético (uso como matéria-prima) não será impactado.</p>	<p>1.4. Risco de restrição parcial à disponibilização de gás natural oriundo do pré-sal com potencial impacto nas importações.</p> <p>1.5. Incremento de custos para adequação das plantas de processamento de gás natural, quando aplicável.</p>
2	<p>2.1. Dispensabilidade de possível adequação dos equipamentos de consumidores industriais, residenciais e comerciais.</p> <p>2.2. Deslocamento temporal do investimento necessário para adequação da UTGCA.</p> <p>2.3. Flexibilidade para ajuste da composição do gás com base na realidade do mercado em dado momento (por exemplo, existência de infraestrutura do escoamento, composição verificada para o gás do pré-sal).</p> <p>2.4. Possibilidade de a ANP avaliar previamente caso a caso as dificuldades técnicas/operacionais para atendimento aos teores de hidrocarbonetos.</p>	<p>2.5. Risco de restrição parcial à disponibilização de gás natural oriundo do pré-sal com potencial impacto nas importações, caso a Agência não conceda determinado pedido de autorização.</p> <p>2.6. Incerteza para o produtor/processador se a Agência irá conceder o pedido de autorização.</p> <p>2.7. Incerteza para o consumidor não energético em receber gás natural com teores de metano e etano que afetem o desempenho de sua produção.</p>
3	<p>3.1. O investimento em unidades de processamento ocorrerá de acordo com as condições de mercado e dos derivados de gás natural (etano, propano e butano). A destinação dos derivados de gás natural seguirá a precificação do mercado.</p> <p>3.2. Não haverá a curto prazo restrição da disponibilização de gás natural de origem nacional oriundo do pré-sal.</p> <p>3.3. A decisão de comercialização de etano ocorrerá entre produtores e consumidores.</p>	<p>3.4. Poderá demandar ajustes nos equipamentos dos consumidores para manter tanto os níveis de eficiência quanto as condições adequadas da queima.</p> <p>3.5. Dependendo do nível de etano e mais pesados na corrente de gás natural poderá ocorrer aumento nos níveis de emissões de GHG.</p> <p>3.6. Possibilidade da diminuição a fungibilidade do gás natural e, conseqüentemente, de afetar a liquidez no mercado.</p> <p>3.7. Possibilidade de variações abruptas na composição de hidrocarbonetos, em termos de metano e etano.</p>

Como observado na Tabela 6, existem, para todas as opções, possibilidades de impactos econômicos e ambientais. Do ponto de vista econômico, depreende-se que, dependendo da opção escolhida, o demandante ou o ofertante poderá ter custo de adaptação. A

questão central é qual será o custo para cada uma das partes. No que se refere a aspectos ambientais, a principal preocupação é que um maior teor de etano possa implicar aumento nas emissões de NO_x e de CO_2 .

No caso do produtor, o impacto está relacionado a dois aspectos: (i) adequação ou mesmo à inclusão de novo processo de tratamento do gás para adequá-lo à especificação quanto aos níveis de metano e etano, a exemplo do caso da unidade de tratamento UTGCA que carece de processo para remoção de etano; e (ii) destinação de etano, pois, mesmo nos casos em que sobrevierem condições de removê-lo, como na UTGCAB e na futura UPGN de Itaboraí, a falta de alternativa de mercado para comercialização como insumo ou uso como combustível poderá impactar na sua decisão de oferta de gás e óleo oriundo do pré-sal. De ressaltar que investimento na UTGCA se mostra necessário para segregação adequada do etano, cujos resultados se mostram positivos para a indústria de gás natural. De notar que o referido investimento pode ser ajustado temporalmente em face do mecanismo de autorizações contemplado na Opção 2. Ou seja, o produtor/processador disporá de período para planejamento e reserva do capital necessário.

Já para o consumidor, podem ser necessários ajustes nos equipamentos industriais e nos queimadores e aquecedores domésticos. A questão que se coloca é identificar quais segmentos necessitarão de adaptação em seus equipamentos. Aqui, depara-se com variedade de consumidores em que a adaptação e respectivo impacto serão diferenciados para cada grupo. Por oportuno, a título de registro, segundo manifestação da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - Abraget não se vislumbra impacto ao parque de turbinas das usinas geradoras de energia elétrica. No entanto, na consulta prévia ANP nº 2/2023, a associação alertou que um gás natural com teor de metano menor que 80% e de etano acima de 20% não é desejável, pois pode ocasionar necessidade de ajustes.

De outra parte, o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, que representa os produtores e carregadores de gás natural, contratou estudo em dois momentos para avaliar os impactos nos aquecedores domésticos. Os resultados, trazidos à ANP e disponibilizados a agentes econômicos envolvidos, indicaram não haver alteração de desempenho ou emissões com as amostras de gás testadas que continham composições específicas com menor teor de metano e maior teor de etano.

X. ANÁLISE DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS

Para o problema regulatório em análise, verifica-se que há custos associados em qualquer opção regulatória, tanto do lado do demandante quanto do lado do ofertante, como abordado ao longo deste Relatório.

No caso do demandante, há os que consomem como energético e aqueles como não energético, ou seja, como insumo para indústria petroquímica e produção de hidrogênio. Os que se valem do gás natural como combustível vão desde as indústrias que o consomem em suas caldeiras, turbinas geradoras de energia elétrica e fornos, até as residências e setores comerciais que o fazem na cocção e aquecimento. Para os fornos, em especial, para seu desempenho, cabe destacar os segmentos de vidros e cerâmicas, em que a estabilidade do gás natural fornecido é fundamental.

Já para o ofertante, o custo estaria concentrado na unidade de tratamento UTGCA que não tem etapa de remoção de etano. Além disso, mesmo no caso do futuro Rota 3, a UPGN do Polo GasLub que detém processo de turbo-expansão, a destinação do etano (para fins como insumo ou energético) depende do preço no mercado internacional versus o preço do gás natural, relação essa que definirá a rejeição ou não a esse componente no gás. Depende também de parque petroquímico que consuma etano como matéria-prima, atenuando a atual predominância de nafta petroquímica. No contexto aqui estudado, seria ideal se todos os custos envolvidos pudessem ser quantificados e validados de forma a confrontar com os benefícios ou a efetividade. No entanto, não se afigurou possível quantificá-los, seja do lado do ofertante seja, principalmente, do lado do demandante.

A mais disso, mesmo com todos os custos conhecidos, tem-se a questão do que fazer com o etano excedente: queimar, usar em térmicas para geração de energia elétrica, exportar ou comercializar como insumo da indústria petroquímica. É entendimento que o destino a ser dado ao etano tem caráter mercadológico, cabendo ao regulador definir se a rejeição do etano no gás natural pode ou não afetar a sua qualidade para o uso a que se destina.

Em 30 de junho de 2020, o governo federal publicou o Decreto nº 10.411, que regulamenta a Análise de Impacto Regulatório. O seu art. 7º dispõe sobre as metodologias específicas para aferição da razoabilidade do impacto econômico, podendo ser aplicadas outras metodologias, além das indicadas no decreto, desde que justificada sua aplicação para o caso concreto. Em 2021, foi publicado o Guia para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR) (Paranaíba, *et. al*, 2021) que cita as diversas metodologias estabelecidas no referido decreto, conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Metodologias do Decreto de AIR

Metodologia	Característica	Quando utilizar	Quando não utilizar
Análise multicritério	Modelo Matemático que permite criar perfis de impacto para cada alternativa viabilizando comparar o desempenho de diferentes ações para o mesmo problema.	Quando a decisão regulatória englobar critérios com diferentes tipos de escalas ou que necessitem da construção de descritores matematicamente mensuráveis.	Quando a decisão regulatória incluir critérios com escalas de mensuração claramente definidas e com taxas de compensação (pesos) previamente estipuladas.
Análise de custo-benefício	Modelo Econômico que permite calcular a taxa de utilidade social (função bem estar) de cada alternativa.	Quando o objeto de análise de uma alternativa for a relação entre custo e benefício.	Quando o objetivo principal da decisão regulatória não for analisar o bem estar social que cada alternativa proporciona.
Análise de custo-efetividade	Modelo Econômico que permite calcular o custo de oportunidade e o índice de custo-efetividade de cada alternativa de decisão.	Quando o objeto de análise de uma alternativa for a efetividade de atingimento dos resultados em função dos custos apurados para aquela ação.	Quando o objetivo principal da decisão regulatória não for analisar o custo-efetividade de cada alternativa de decisão.
Análise de custo	Modelo Contábil que permite calcular os custos diretos, indiretos, fixos e variáveis de cada alternativa.	Quando o objeto de análise de uma alternativa limitar-se aos custos diretos, custos indiretos, custos fixos e variáveis bem como as perdas envolvidas (ineficiência, ociosidade, qualidade).	Quando o objetivo principal da decisão regulatória não se limitar à análise contábil de custos das alternativas.
Análise de risco	Modelo Econômico que permite calcular o grau de risco de todos os resultados negativos diretos.	Quando o objeto de análise de uma alternativa for o cálculo do grau de risco (probabilidade de ocorrência vezes a gravidade do resultado).	Quando o objetivo principal da decisão regulatória não estiver associado diretamente ao grau de risco de uma alternativa.
Análise risco-risco	Modelo Econômico que permite calcular o grau de risco de todos os resultados negativos diretos ou indiretos.	Quando o objeto de análise de uma alternativa for o cálculo do grau de risco - direto ou indireto - de cada alternativa.	Quando o objetivo principal da decisão regulatória não estiver associado direta ou indiretamente ao grau de risco de uma alternativa.

Fonte: Paranaíba, Adriano de Carvalho; *et al.* (2021, p. 36).⁵⁵

Para a presente AIR, todas as metodologias (II a VI) contendo avaliação de custos e riscos, foram descartadas. Os custos envolvidos são de difícil mensuração, pois, além dos agentes econômicos afetados, existe vasta cadeia de consumidores. Outra limitação seria no caso de os agentes e consumidores informarem os custos. Por não dispor de dados de benchmarking para correlação, a validação restaria inviabilizada e não estaria afastada a possibilidade de se considerar custos com imperfeições, impactando a metodologia. Além disso, a própria natureza do gás natural limita definir com exatidão os consumidores que poderão ser diretamente impactados pelo problema regulatório, uma vez que o produto pode apresentar diferentes composições em teores de metano, etano e mais pesados nos diversos pontos de recepção e de entrega ao longo do país.

O Guia para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR), da Secretaria de Advocacia da Concorrência e Competitividade (SEAE), cita sobre análises de Risco:

“As Análises de Risco e de Risco-Risco são utilizadas para minimizar riscos das alternativas que estão sendo avaliadas, por exemplo, redução de mortes em acidentes de trânsito. A diferença entre as duas metodologias é que na primeira (análise de riscos) são considerados os riscos diretos, enquanto a segunda (risco-risco) considera, também, os riscos indiretamente impactados por cada alternativa de ação.”

Também é comentado que esse tipo de análise é utilizado de forma complementar e não como metodologia das análises das opções regulatórias em estudo.

Em relação à análise multicritério, o Guia da SEAE refere-se a análise multicritério como:

“A análise multicritério é um ramo da ciência da pesquisa operacional dedicado ao apoio à decisão. Esse apoio se dá por meio de técnicas científicas que permitem a correta definição do problema e identificação dos atores envolvidos e afetados pela decisão, pela construção de perfis de impacto que permitam medir o desempenho das alternativas em cada um dos critérios levados em conta na decisão e pela não obrigatoriedade de monetização dos impactos das alternativas de ação analisadas na AIR.”

Devido ao que foi apresentado, optou-se pela utilização da Análise Multicritério como metodologia, que utiliza conjunto de ferramentas que visa a auxiliar a tomada de decisão e permitir ao agente decisor identificar as opções prioritárias para solução de problemas complexos, considerando diversos critérios e opções.

IX.1. Análise Multicritério

Os métodos *multiple-criteria decision analysis* (MCDA) visam a indicar ao decisor qual a melhor opção possível de acordo com critérios estabelecidos (Saaty; 2008). Proposta dos passos que compõem a tomada de decisão multicritérios pode ser (Alves, 2018):

- (a) Identificar o problema de decisão;
- (b) Estabelecer os critérios C_j de avaliação;
- (c) Elencar possíveis soluções, isto é, alternativas a_i , para o problema, que podem ser obtidas, inclusive, por meio da resolução de problema de otimização com um ou mais objetivos;
- (d) Avaliar as alternativas em termos dos critérios;
- (e) Determinar os pesos dos critérios;
- (f) Aplicar um método multicritério;
- (g) Aceitar a solução preferida ou retornar ao passo (b) ou (e).

Esses passos representam subjetivamente todo o processo de tomada de decisão utilizando métodos MCDA. Para os métodos da teoria da utilidade multi-atributo, o decisor atribui preferências por determinada alternativa e, ao final é gerada classificação das alternativas, baseada no desempenho de cada solução em cada critério. O método AHP, do inglês *Analytic Hierarchy Process* foi desenvolvido por Thomas L. Saaty (1980) nos anos de 1980. Dita metodologia pode ser considerada como a mais popular entre os métodos multicritério utilizados, vide a quantidade de trabalhos relacionados (Mardani, Jusoh e Zavadskas; 2015).

De forma a demonstrar quantitativamente o grau de importância dos critérios e alternativas, as comparações são convertidas em valores numéricos usando a Escala Fundamental de Saaty - escala de valores que varia de 1 a 9, conforme apresentado na Tabela 6. Ao final da análise, as prioridades são calculadas de acordo com os julgamentos estabelecidos, demonstrando a intensidade de domínio de um critério em relação ao outro e de uma opção regulatória sobre a outra.

Tabela 6. Escala Fundamental de Saaty

Intensidade de importância	Definição	Explicação
1	Igual (Indiferente)	As duas opções contribuem igualmente ao objetivo
3	Moderada	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma opção em relação à outra
5	Mais importante	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma opção em relação à outra
7	Muito mais importante	Uma opção é muito fortemente favorecida em relação à outra
9	Extremamente mais importante	Uma evidência favorece uma opção em relação à outra com o mais alto grau de certeza
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre os valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições

Foram avaliados sete critérios e três alternativas em um estudo em três níveis, conforme Figura 31. Os critérios selecionados pelo Grupo de Trabalho da ANP foram os seguintes:

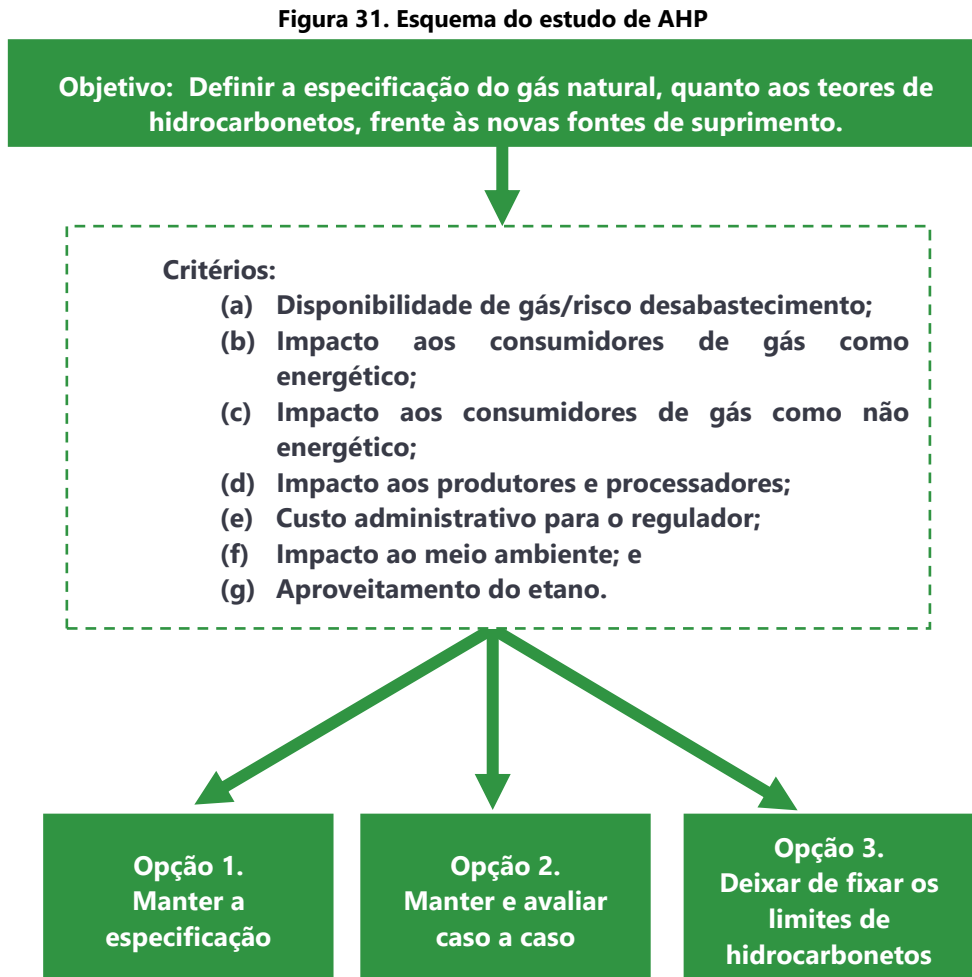
- A. Disponibilidade de gás/risco desabastecimento;
- B. Impacto aos consumidores de gás como energético;
- C. Impacto aos consumidores de gás como não energético;
- D. Impacto aos produtores e processadores;
- E. Custo administrativo para o regulador;
- F. Impacto ao meio ambiente; e
- G. Aproveitamento do etano.

As opções foram apresentadas e discutidas anteriormente e constaram da versão do Relatório Preliminar submetido à consulta prévia. São elas:

1. Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados);
2. Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano,

- propano, butano e mais pesados) e prever dispositivo possibilitando autorizações ou alterações dos limites dos hidrocarbonetos para casos específicos; e
3. Deixar de fixar os limites dos hidrocarbonetos da especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008.

A Figura 31 apresenta a distribuição esquemática empregada na AIR.



Antes de entrar na Análise Multicritério, cabe esclarecer cada critério definido em relação às consequências da escolha de cada opção regulatória.

(a) Disponibilidade de gás/risco desabastecimento:

O critério está relacionado ao aumento ou manutenção da oferta nacional de gás natural, bem como ao risco de desabastecimento de gás.

Diante de potenciais riscos, como crise geopolítica entre os maiores mercados fornecedores de gás natural, é de vital importância ao país, além de estratégico garantir a oferta nacional desse produto e, conseqüentemente, menor dependência externa (GNL e gás boliviano). No critério, considerou-se as futuras produções de gás natural escoado pelo Rota 3 e processado na Unidade de Itaboraí, de águas profundas Sergipe-Alagoas e da entrada em operação da BMC-033.

Ademais, levou-se em conta a Autorização ANP nº 836, de 2020, que permitiu analisar o comportamento da produção da UTGCA no período de 2021-2023. A propósito, os demais dados demonstraram que não houve aumento na oferta de gás natural nesse período. Entretanto, declínio mais acentuado da curva de oferta de produção foi evitado, uma vez que o escoamento de gás natural do pós-sal no Rota 1 vem apresentando redução.

(b) Impacto aos consumidores de gás como energético:

Neste critério, considerou-se os impactos sobre os consumidores que utilizam o gás natural para a queima (consumidores residenciais, comerciais e industriais, inclusive empresas de micro e pequenos portes) e geração de energia elétrica. Há preocupações com a possibilidade de ajustes nos equipamentos e/ou até a troca para consumir o “novo gás”, apesar de se esperar que o risco de adaptação seja baixo, uma vez que não serão alterados os parâmetros de desempenho, índice de Wobbe, poder calorífico superior e o número de metano, desde que seja mantida a estabilidade composicional do gás natural fornecida.

Para os consumidores industriais, principalmente, os setores de vidro e de cerâmica, é fundamental o fornecimento estável de gás natural sem variações abruptas ao longo do tempo. Variações na composição, seja de hidrocarbonetos e/ou inertes, podem alterar os resultados dos parâmetros de desempenho mesmo que se mantenham dentro da faixa de especificação e ainda causarem perdas de eficiência.

Foram ponderados os resultados dos testes realizados pelo IBP com os aquecedores domésticos que não indicaram efeito negativo de emissões com uso de gás com etano de 15% quando comparados com os gases de referência. Entretanto, não foi possível estimar a perda de eficiência devido a alterações nas porcentagens de hidrocarbonetos, visto que os equipamentos que se encontram em uso são de diferentes anos de fabricação e diferentes estados de manutenção.

A Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – Abraget, que representa as empresas termelétricas associadas, apontou na consulta prévia desta AIR que é a favorável a não especificar os teores de hidrocarbonetos. No entanto, ponderou que o etano não pode ultrapassar o teor de 20% e o metano não pode ser menor do que 80%.

(c) Impacto aos consumidores de gás como não energético:

O critério visou a avaliar os impactos nos consumidores que utilizam o gás natural como matéria-prima para a indústria química e/ou petroquímica.

Com a possibilidade de redução do teor de metano e aumento do teor de etano no gás natural, a preocupação é que com menor teor de metano e maiores teores de hidrocarbonetos pesados (C2+) pode levar os impactos no processo produtivo com perda de rentabilidade nas diversas reações para obtenção do produto comercial. A empresa Unigel S.A., por exemplo, manifestou-se na consulta prévia desta AIR que possível mudança na composição de hidrocarbonetos afeta diretamente as reações de produção de monômeros metacrílicos e cianeto de sódio.

Vale ressaltar que consumidores que utilizam gás natural como matéria-prima são dependentes do gás processado (especificado) e movimentado em redes de transporte ou de distribuição, uma vez que, geralmente, não há infraestrutura dedicada que permita negociação de entrega de gás com composição de hidrocarbonetos diferenciada que os atenda.

(d) Impacto aos produtores e aos processadores:

Os produtores e processadores alegam que a especificação vigente para os teores de hidrocarbonetos, principalmente o metano e o etano, cria restrições para produção e oferta de gás natural oriundo do pré-sal, uma vez que apresenta teores mais elevados de C2+ e o excedente a ser removido de etano não tem perspectiva de demanda ou de outra destinação.

Além disso, uma das unidades de processamento de gás natural, a UTGCA, não possui unidade de remoção de etano, pois a adequação à especificação é realizada por meio da mistura do gás do pós-sal com o gás do pré-sal.

Com isso, o critério buscou avaliar os impactos relacionados à possibilidade de adequação da UTGCA para remoção e escoamento do etano. No entanto, isso depende de decisão do produtor que opera a unidade e de demanda firme de etano ou oportunidade de exportação que viabilize economicamente a sua decisão.

(e) Custo administrativo para o regulador:

As alterações regulatórias podem trazer eventuais custos administrativos à ANP, no entanto, são de pequeno impacto, pois estão relacionadas, por exemplo, ao aumento de carga de trabalho em que se considera o pedido de autorização para os casos de impossibilidade técnica e operacional em atender os limites dos hidrocarbonetos.

(f) Impacto ao meio ambiente:

Considerou-se que:

- i. o gás natural é um combustível de transição energética com menor pegada de carbono quando comparado aos combustíveis líquidos de fonte petrolífera;
- ii. no uso como energético em indústrias e na geração de energia elétrica, o consumo de gás em substituição ao óleo combustível e óleo diesel, é ambientalmente vantajoso, pois o gás emite, respectivamente, 33% e 27% menos CO₂ em relação a esses combustíveis;
- iii. a especificação vigente prevê o limite máximo de 12% de etano, 6% de propano e 3% de butano e mais pesados;
- iv. na especificação vigente do gás natural, não serão alterados os parâmetros de desempenho (IW, PCS e número de metano) e demais parâmetros (POA, POH) e contaminantes (N₂, CO₂, O₂), o que delimita indiretamente os teores de hidrocarbonetos, principalmente, etano e metano; e
- v. os mercados de propano, butano e pentanos e mais pesados são estáveis e consolidados (produção de GLP e gasolina natural), o que mantém praticamente o patamar de teores já praticados no gás ofertado nacionalmente.

Além disso, no cálculo apresentado no item II.5, mesmo considerando gás hipotético constituído somente de metano e etano, na proporção de 76% e 20%, respectivamente, chegou-se a um aumento de emissões de CO₂ em torno de 0,93% quando comparado ao gás de referência utilizado.

Outro ponto a destacar é o caso das bacias saturadas em que se localizam parques industriais que atingiram os limites de emissões locais de poluentes. No entanto, vale notar que esse impacto se trata de conjunto de variáveis que engloba, além do combustível, os tipos de insumos, processos utilizados e do tipo de produto fabricado. O uso de gás natural em substituição a outros combustíveis utilizados pelas indústrias, como carvão e óleo combustível, reduz significativamente a parcela das emissões. De aduzir que o uso de biometano zeraria a contribuição do combustível nas emissões.

(g) Aproveitamento do etano

O aproveitamento do etano como insumo petroquímico é fundamental para o desenvolvimento de parque petroquímico baseado no consumo desse hidrocarboneto.

Contudo, a disponibilização de excedente de etano, oriundo do gás natural do pré-sal, no mercado nacional envolve diversos custos de oportunidades: demanda firme, parque

petroquímico que consuma etano, precificação vis-à-vis o gás natural e infraestrutura de escoamento. Atualmente, existe apenas um consumidor que já utiliza o etano ofertado na UTGCAB (Cabiúnas), que também recorre à importação que envolve diversas variáveis. Ademais, qualquer decisão de mudança cabe entre demandante e ofertante e, provavelmente, necessitará desenvolver infraestrutura de escoamento.

De ressaltar que o aproveitamento do etano como insumo é positivo não só para fins do setor petroquímico, mas para outros setores: industriais que consome gás natural como matéria-prima e consumidores do gás como energético. Ademais, minimiza qualquer impacto que poderia ocorrer dependendo do teor de C2+ rejeitado no gás natural.

IX.2. Da análise das opções

Nesta etapa, realizou-se o julgamento de comparação par a par dos critérios com foco na solução do problema regulatório, que é:

“Definir a especificação do gás natural, quanto aos teores de hidrocarbonetos, frente às novas fontes de suprimento e menor impacto.”

A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos pelo julgamento dos decisores na matriz de prioridades dos critérios da AIR (esclarecimentos mais detalhados estão no Anexo I).

Tabela 7. Julgamento de importância dos critérios

Critérios	Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano
Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	1	2	2	2	5	1	4
Critério B: Impacto aos consumidores energético	1/2	1	1	4	5	1/2	4
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	1/2	1	1	2	5	1/2	2
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	1/2	1/4	1/2	1	3	1/2	4
Critério E: Custo administrativo para o regulador	1/5	1/5	1/5	1/3	1	1/3	1/3
Critério F: Impacto ao meio ambiente	1	2	2	2	3	1	3
Critério G: Aproveitamento do etano	1/4	1/4	1/2	1/4	3	1/3	1

Na diagonal, todos os pesos são iguais a 1 por se tratar da comparação entre os mesmos critérios e estão destacados em cinza. A seguir, os principais destaques serão comentados para os pesos conferidos entre os critérios A, B, C e D. Tanto para esses critérios quanto para os definidos para os E, F e G são observados os comentários do item IX.1 deste Relatório.

Na análise do critério A em relação aos impactos aos consumidores (B e C) e produtores e processadores (D), disponibilidade de gás e/ou risco de desabastecimento considerou-se leve diferença, em função do que já foi citado, pois a maior oferta nacional com menor dependência de importação é estratégica para o país.

No caso do critério B – consumidores de gás como uso energético, é igualmente importante quando comparado ao critério C -uso não energético, pois esse último é dependente do gás processado para uso como matéria-prima, conforme já aduzido. No entanto, em comparação com o critério D – produtores e processadores, os consumidores de uso energéticos são mais relevantes, pois os impactos, numa mudança de especificação de combustível, devem ser minimizados.

O critério C – uso do gás como não energético, foi considerado levemente indiferente ante o critério D – produtores e processadores, pois para o alcance do objetivo, dependendo do teor de hidrocarbonetos, os consumidores de gás como não energético poderão ter perda de rendimento nos seus processos. Contudo, entende-se que dependerá do tipo de processo químico, da composição do gás fornecido, pois os gasodutos transportam o produto oriundo de

mais de uma origem e nem todos os consumidores receberão o mesmo tipo de gás (em termos de composição de hidrocarbonetos).

A Tabela 8 mostra a normalização da matriz de julgamentos para definição das prioridades por critérios. O resultado obtido em cada linha corresponde ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao objetivo.

Tabela 8. Normalização da matriz de julgamentos e média (Prioridades)

	Critério A: Disponibilidade de Gás	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano	Prioridades
Critério A: Disponibilidade de Gás	0,253	0,299	0,278	0,173	0,200	0,240	0,218	0,237
Critério B: Impacto aos consumidores energético	0,127	0,149	0,139	0,345	0,200	0,120	0,218	0,185
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	0,127	0,149	0,139	0,173	0,200	0,120	0,109	0,145
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	0,127	0,037	0,069	0,086	0,120	0,120	0,218	0,111
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,051	0,030	0,028	0,029	0,040	0,080	0,018	0,039
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,253	0,299	0,278	0,173	0,120	0,240	0,164	0,218
Critério G: Aproveitamento do etano	0,063	0,037	0,069	0,022	0,120	0,080	0,055	0,064

Como pode ser observado, os pesos dos critérios na análise AHP foram, respectivamente: disponibilidade de gás (23,7%), impacto ao meio ambiente (21,8%) impacto aos consumidores de gás como energético (18,5%) e como não energético (14,5%) e impactos aos agentes econômicos (11,1%). Como se constata, os dois primeiros foram os de maior peso, demonstrando que o aproveitamento do recurso energético nacional e os impactos ambientais influenciam o resultado alcançado.

Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de consistência (*Consistency Ratio* - CR) de 6,3%. O referido autor admite tolerância de 10% para as consistências. Portanto, os julgamentos são considerados adequados ao problema regulatório e matematicamente significativos conforme a metodologia empregada (maiores detalhes do cálculo estão apresentados no Anexo I).

Em seguida, para cada um dos critérios acima, também foram determinadas as prioridades referentes às Opções Regulatórias.

Para o julgamento de cada critério em relação as três Opções Regulatórias, tem-se:

1. Critério A: Disponibilidade de gás natural/risco de desabastecimento

Como pode ser observado na Tabela 9, para a disponibilidade de gás natural/risco de desabastecimento, conforme já comentado, foram definidas que as Opções 2 e 3 são moderadamente mais relevantes para este critério, pois havendo possibilidade de mais oferta nacional de gás natural, em destaque o pré-sal, o processador/produtor teria menos dificuldade em termos de atendimento à especificação, dado que não haveria restrição na composição de hidrocarbonetos.

Contudo, não foi considerado peso maior, pois diante do observado ao longo do período em que a Autorização ANP nº 836, de 2020, está vigente, não houve aumento da oferta de gás na UPGN de Caraguatatuba. Observou-se, sim, que a ausência desse ato teria acarretado queda na oferta de gás oriundo de tal Unidade. Já em relação as Opções 2 e 3, não se observa, no cenário atual e com a entrada futura do Rota 3, diferenças entre ambas.

Tabela 9. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério A.

Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	1/3	1/4
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	3	1	1
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	4	1	1

2. Critério B: Impacto aos consumidores de gás como energético

Como pode ser observado na Tabela 10 para o critério B, a manutenção dos limites dos teores de hidrocarbonetos (Opção 1) é mais importante do que excluir tais limites (opção 3), pois a manutenção não gera impacto aos consumidores de gás como energético. Porém, foi considerado indiferente em relação a Opção 2, dado que em ambas as Opções os limites dos teores desses compostos são mantidos e, no caso de solicitação de autorização, serão previamente observados, os possíveis impactos aos consumidores.

Tabela 10. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério B.

Critério B: Impacto aos consumidores energético	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	1	5
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1	1	4
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	1/5	1/4	1

3. Critério C: Impacto aos consumidores de gás como não energético

No critério C (Tabela 11), a Opção 1 foi considerada levemente indiferente em relação à Opção 2, pois a manutenção dos limites dos hidrocarbonetos em ambas leva os consumidores de gás como não energético a menor impacto. No entanto, pode ocorrer que solicitação de autorização, não evidenciadora de baixo risco, seja deferida pela Agência.

Em relação a Opção 3, manter a especificação dos limites dos teores de hidrocarbonetos (Opção 1) é muito mais importante para fins de menor impacto aos consumidores de gás como não energético. Ademais, vale lembrar que ditos consumidores defendem que os teores de metano e etano no gás natural deveriam ser mais restritivos. Assim, na comparação entre as Opções 2 e 3, a primeira foi considerada levemente mais moderada.

Tabela 11. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério C

Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	2	7
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1	1	4
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	1/7	1/4	1

4. Critério D: Impacto aos produtores, aos processadores e aos transportadores

Como mostrado na Figura 12 para o critério D, excluir os limites de especificação em termos de hidrocarbonetos (Opção 3) é muito mais importante para o alcance de menor impacto aos agentes econômicos, uma vez que a ausência desses limites permitirá maior flexibilidade de decisão com relação ao aproveitamento ou não do etano e de outros hidrocarbonetos mais pesados. Nesse caso, vale notar que, atualmente, não há mercado firme para o excedente de etano seja do Rota 1 seja do futuro Rota 3.

Como consequência, mesmo no caso de manter a especificação com a possibilidade de autorização para comercialização de gás natural com teores diversos de hidrocarbonetos, a opção 2 é mais importante em comparação à Opção 1. Entre as Opções 2 e 3, essa última foi considerada levemente relevante porque não implicará a análise de solicitação de autorização. Dito de outra forma, não haverá possibilidade de negativa por parte do regulador, o que reduz incertezas e, conseqüentemente, reforça a segurança jurídica defendida pelos agentes econômicos para melhor decisão de futuros projetos e ampliação dos existentes.

Tabela 12. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério D

Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	1/5	1/7
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	5	1	1/2
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	7	2	1

5. Critério E: Custo administrativo para o regulador

Como mostrado na Figura 13 para o critério E, as Opções 1 e 3 não necessitam de custos administrativos adicionais além daqueles já realizados em função da regulação vigente. Todavia, na Opção 2, que depende de análise para concessão de autorização especial para comercialização de gás com teores diversos de hidrocarbonetos, haverá custo de homem-hora adicional para os trâmites internos do processo, o qual se afigura baixo.

Tabela 13. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério E

Critério E: Custo administrativo para o regulador	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	3	2
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1/3	1	1/2
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	1/2	2	1

6. Critério F: Impacto ao meio ambiente

Para o critério F (Tabela 14) concluiu-se que a Opção 1 é moderadamente mais importante do que a Opção 3. A manutenção da especificação dos limites dos teores de hidrocarbonetos (Opção 1) não acarretará qualquer impacto adicional.

Analisadas conjuntamente, as Opções 1 e 2 foram consideradas indiferentes, pois nas duas situações os limites de especificação dos teores de hidrocarbonetos são mantidos e, na análise de solicitação de autorização, a questão de impacto ambiental será observada. Conseqüentemente, a Opção 2 também foi considerada moderadamente mais importante do que a Opção 3.

Tabela 14. Julgamento de importância das Opções Regulatórias para o Critério F

Critério F: Impacto ao meio ambiente	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	1	3
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1	1	3
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	1/3	1/3	1

7. Critério G: Aproveitamento do etano

No caso do critério G (Tabela 15), a Opção 1 foi apontada como sendo moderadamente mais relevante do que a Opção 2 e mais importante do que a Opção 3. Como já aduzido neste relatório, o aproveitamento de etano é questão de oportunidade de mercado, em que, no cenário atual, não se vislumbra perspectiva de demanda firme, distintamente do que se observa para o mercado de propano, butano e pentano e mais pesados.

Além disso, do ponto de vista de menores impactos aos consumidores e ao meio ambiente, a remoção de etano e mais pesados do gás natural é altamente positiva.

No caso das Opções 2 e 3, principalmente, dessa última, mesmo em havendo cenário favorável ao aproveitamento de etano, a livre especificação dos teores de hidrocarbonetos favorece a decisão do produtor de ofertar esse produto ou não no mercado interno ou externo, o que levou à consideração de que a Opção 2 é moderadamente mais importante do que a Opção 3.

Tabela 15. Julgamento de importância das alternativas para o Critério G

Critério G: Aproveitamento do etano	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	3	5
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1/3	1	3
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	1/5	1/3	1

O cálculo da normalização dos valores obtidos para cada critério em relação às Opções Regulatórias encontra-se no Anexo I. Nos moldes de cálculos de consistência para a matriz de critérios, seguindo a metodologia desenvolvida por Saaty, também se chegou a valores adequados para a consistência (*Consistency Ratio* - CR <10%). Os valores de CR para demais critérios encontram-se listados na Tabela 16.

Tabela 16. Valores de CR para todos os critérios do AIR

Critérios	Valor de CR
Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabastecimento	0,8%
Critério B: Impacto aos consumidores de gás como energético	0,5%
Critério C: Impacto aos consumidores de gás como não energético	0,2%
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	1,2%
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,8%
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,0%
Critério G: Aproveitamento do etano	3,3%

Com o produto de julgamento dos critérios par a par e da análise de cada critério ante as Opções Regulatórias, chegou-se (soma das parcelas individuais) ao resultado de ranqueamento apresentado na Tabela 17.

Tabela 17. Ranqueamento das Opções Regulatórias

ALTERNATIVAS	Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,237	0,185	0,145	0,111	0,039	0,218	0,064	-
Opção 1: Manter a especificação	0,030	0,086	0,087	0,008	0,021	0,093	0,040	0,367
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,099	0,080	0,046	0,037	0,006	0,093	0,017	0,378
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,109	0,019	0,012	0,066	0,012	0,031	0,007	0,254

Como se pode concluir, a Opção 2, manter a especificação atual de hidrocarbonetos e incluir regra regulatória para autorização especial nos casos de não adequação aos teores de hidrocarbonetos, demonstrou ser a mais adequada de acordo com o resultado da Análise Multicritério.

De ressaltar que o estudo indicou que a Opção 3 não é vantajosa (com pontuação 12% a menos em relação a Opção 2) e a Opção 1 foi levemente menor do que a Opção 2.

Importante observar que esses resultados mostram que ainda existem incertezas quanto aos possíveis impactos decorrentes da liberação dos limites de especificação dos teores dos hidrocarbonetos do gás natural. Adicionalmente, como já comentado, é fundamental, para melhor avaliação, acompanhar o desenvolvimento e comportamento do novo mercado de gás natural e o início da operação da unidade de tratamento de Itaboraí, bem como do surgimento das novas possíveis fontes nacionais de gás natural.

Todos esses fatores levam à recomendação neste momento de que a melhor opção regulatória é a Opção 2, isto é, que a especificação dos teores de hidrocarbonetos não deve ser alterada e prevê a possibilidade de a Agência avaliar caso a caso, as situações em que não houver viabilidade técnica/econômica para processar o gás natural oriundo, majoritariamente, das bacias do pré-sal com teores de metano e etano fora dos limites especificados para qualidade do gás natural comercializado em território nacional.

XI. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

Com o pré-sal, o potencial das reservas de gás natural no Brasil registrou considerável incremento. No final de 2022, os volumes situaram-se por volta de 406 bilhões de m³ de reservas provadas; 517 de reservas provadas + prováveis; e 588 de reservas provadas + prováveis + possíveis. Um dado importante é que as reservas totais de gás natural atuais demonstram a possibilidade de desenvolvimento de projetos comerciais para exploração adicional de 73% dos volumes já produzidos no Brasil até 31/12/2022. Na contramão dessas reservas, em 2022, foram produzidos 50,3 bilhões de m³ de gás.

O aproveitamento racional desses recursos na matriz de combustíveis em prol da sociedade brasileira é imperativo. Não só pelo uso eficiente que possibilita como energético, mas, também, por sua utilização como não energético (matéria-prima ou insumo na indústria química e petroquímica). Além disso, há que se considerar as externalidades positivas, a exemplo da redução das emissões na queima quando comparado com as dos combustíveis concorrentes (óleo diesel e óleo combustível). A mais disso, poderá, numa visão prospectiva, originar, em conjunto com o biometano, os denominados corredores verdes de abastecimento para veículos pesados.

Com o objetivo de materializar o aproveitamento racional do gás natural, várias providências vêm sendo adotadas no âmbito governamental, a exemplo da edição da Lei nº 14.134, de 08 04 2021, (“Nova Lei do Gás”), do Decreto nº 10.712, de 02 06 2021, que a regulamenta, e, mais recentemente, o Programa Gás para Empregar. Em síntese, tais iniciativas percorrem praticamente todos os segmentos da indústria de rede do gás, eis que, entre outros, tratam de escoamento, transporte, processamento, comercialização, incremento da oferta, redução da dependência externa, integração do gás à estratégia de transição energética do país.

Sem dúvida, a qualidade do gás natural é transversal à grande maioria desses segmentos, constituindo-se fator de suma importância para suas adequadas viabilizações.

O gás associado do pré-sal, cada vez mais preponderante na oferta de gás de produção nacional, traz características intrínsecas que o diferem do gás do pós-sal tradicionalmente explorado e consumido internamente, dotando o país de nova fonte de gás. Tais características retiram-no das especificações de qualidade regulamentada pela ANP através da Resolução nº 16, de 2008. Para resolver o problema regulatório daí resultante, a Agência desenvolveu a presente Avaliação de Impacto Regulatório que contou com a participação de consultor externo na sua fase inicial, além de extensa e relevante participação social.

Sopesadas as numerosas e distintas variáveis interferentes no cenário avaliado, a metodologia de Análise Multicritério utilizada elegeu a Opção 2 como a mais indicada à solução do mencionado problema e, conseqüentemente, a ser levada pelo Grupo de Trabalho interno à deliberação da Diretoria Colegiada da ANP.

“Opção 2 - Manter a especificação atual do gás natural prescrita na Resolução ANP nº 16, de 2008, no que diz respeito aos limites dos hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e mais pesados) e prever dispositivo possibilitando autorizações ou alterações dos limites dos hidrocarbonetos para casos específicos.”

Como se depreende do presente Relatório, dita Opção configura ponto mediano entre as demais Opções escrutinadas. Isso porque mantém a especificação vigente e possibilita que em situações especiais a ANP possa autorizar, após análises pertinentes, como óbvio, a comercialização de gás natural com parâmetros, em especial, metano e etano, diferenciados dos estabelecidos em norma, afastando óbices de qualidade ao buscado incremento da produção interna de gás.

Na expectativa da aprovação dessa Opção, que prescreve o tratamento regulatório a ser conferido aos hidrocarbonetos do gás natural, sobrevirá a elaboração de minuta revisora de toda Resolução ANP nº 16, de 2008, que percorrerá o conhecido rito processual de praxe que, entre outras etapas, contempla consulta e audiência públicas.

No que diz respeito à estratégia de implementação, monitoramento e avaliação, importante consignar, neste ponto, que eventuais solicitações de autorizações assentadas na futura norma somente serão objeto de análise pela ANP se fundamentadas em robusto arrazoado que aponte, entre outros, dificuldades fáticas, de natureza técnico-econômicas, para atendimento aos limites previstos para os hidrocarbonetos, identificando eventuais consumidores impactados com a autorização pleiteada e, se couber, correspondentes medidas mitigadoras.

Autorizações eventualmente concedidas serão necessariamente objeto de acompanhamento/fiscalização, a fim de verificar, em especial, se os fatores que possibilitaram suas aprovações permanecem ao longo do tempo, bem como se os resultados objetivados estão sendo concretizados, sem prejuízo do monitoramento da qualidade que há muito é realizado pela ANP. Adicionalmente, poderão ser propostos indicadores para o acompanhamento das referidas autorizações e da variação dos hidrocarbonetos que delas resultar. O resultado do acompanhamento/fiscalização será dado conhecimento as partes envolvidas, sejam ofertantes sejam demandantes.

As várias providências governamentais adotadas para incrementar a produção nacional de gás natural, que ora se baseia nas reservas do pré-sal, para atrair investimentos e novos agentes econômicos, ofertantes e demandantes, e dotar o mercado de maior competitividade, certamente trará novo desenho para a indústria do gás natural (IGN), aí inclusa, obviamente, a comercialização.

A Opção 2, recomendada pelo Grupo de Trabalho interno, a mais de significar ponto mediano entre as demais Opções Regulatórias avaliadas ao longo desta Avaliação de Impacto Regulatório, finda por contemplar período para o delineamento desse novo desenho da IGN, ao término do qual poderá ser revisitada a ferramenta de autorizações para casos específicos.

REFERÊNCIAS

1. Alves, M. A. (2018). Proposta de Agregação Robusta de Múltiplos Métodos com Incertezas em Problemas de Tomada de Decisão Multicritério. Universidade Federal de Minas Gerais: 8.
2. ANP, 2007. [Apresentação da Audiência Pública ANP nº 26/2007 no processo SEI nº 48610.007761/2001-21 – Processo Volume II, SEI 0507428. p. 52]. Disponíveis em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrC-boq_sanrCEFUSrNayxAy2MAhcx1uv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 17/11/2022.
3. ANP, 2017. [Atas de reuniões das oito câmaras técnicas no processo SEI nº 48610.007761/2001-21 – Processo Volume III, SEI 0507436. p. 75 a 101]. Disponíveis em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrC-boq_sanrCEFUSrNayxAy2MAhcx1uv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 22/09/2022.
4. ANP, 2018. [Ofício nº 63/2018/SBQ/RJ-ANP e Ofício nº 64/2018/SBQ/RJ-ANP]. Processo SEI: 48610.007761/2021-21, Processo Volume III. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5SHuWb1YL2DVR0Lo2Z1_RzoyW3icW3K_3q-LxisNR4cPPSHvd0UbQIV0VPZDNbluyu5GgLns6HlpV7W4bXbJSY. Acesso em: 05/10/2022.
5. ANP, 2020. Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da União – comercialização, carregamento e balanceamento. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>. Acesso em: 29/04/2022.
6. ANP, 2021. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>. Acesso em: 25/05/2022.
7. ANP, 2022a. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022>. Acesso em: 09/09/2022.
8. ANP, 2022b. [Ofício nº 469/2022/SDP/ANP-RJ e Nota Técnica nº 156/2022/SDP/ANP-RJ]. Processo SEI: 48610.217931/2021-26. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?ii30tHvPArITy997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ-7t_sPQ-JkstnT4QE7WPT27UDRXkpn5Z-BYiSrNBq8j. Acesso em: 25/11/2022.
9. ANP, 2023. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de>

conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2023/anuario-2023.pdf. Acesso em: 24/10/2023.

10. ANVISA, 2019. Guia de Análise de Impacto Regulatório. Disponível em: <https://www.gov.br/anvisa/pt-br/assuntos/medicamentos/cmed/air/arquivos/guia-de-analise-de-impacto-regulatorio>. Acesso em: 02/09/2022.
1. BEN, 2022. Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf. Acesso em: 20/10/2023.
2. BNDES, 2005. Indústria petroquímica brasileira: situação atual e perspectivas. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2485>. Acesso em: 20/05/2022.
3. BNDES, 2021. Gás Natural – Um Combustível chave para uma Economia de Baixo Carbono. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20802/1/PR_Gas%20natural_215277_P_BD.pdf
4. Braskem, 2021. Relatório da Administração 2021. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/540b55c5-af99-45f7-a772-92665eb948e9/02059186-7765-54de-6e17-b049f4541576?origin=1>. Acesso em: 30/05/2022.
5. Braskem, 2022. O Setor Petroquímico. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/540b55c5-af99-45f7-a772-92665eb948e9/b94f9d0b-0fe4-0ba3-8f83-5f7d9ab1822c?origin=2>. Acesso em: 25/05/2022.
6. CNI, 2019. Especificação do gás natural: oportunidades e experiência internacional. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2019/11/especificacao-do-gas-natural-oportunidades-e-experiencia-internacional/>. Acesso em: 28/04/2022.
7. Carneis, Dean Williams Moraes. [Cartas GIA-RGN/ARX 0027/2018]. Processo Volume II, p. 6. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 04/10/2022.
8. Carneis, Dean Williams Moraes. [Cartas INP/ARX 0604/2019, 075/2020 e 0120/2020]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq20D4Pjx8LO7-QBcD3-5LEwljptvtyBnME04ag08Q_E. Acesso em: 22/09/2022.
9. D'Apote, Sylvie. [GN 005/21]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 18 mar. 2021. 1 carta. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-

UrE5SKzTGbZHuKZamiBqTWI_P_EhVF04funU_cwTCJFNaVIPyV8kFnuS6ZAUVeTygYR3_Ha7orc0Xal8SuDtXnWITT. Acesso em: 16 de novembro de 2022.

10. D'Apote, Sylvie. [GN 030/22]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2 ago. 2022. 1 carta. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5RB3cBJXZ2rWfi5GIhCZ7oMoGEIoQN9pz-8fmnxahJYAWeyUxGpK2n1yVGWpwbiurayhpeF_1lb_mCWkn-EC4f4. Acesso em: 16 de novembro de 2022.
11. EIA, 2021a. Natural gas explained - Natural gas and the environment. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php>. Acesso em: 04/10/2022.
12. EIA, 2021b. U.S. ethane production to grow, along with expanding domestic consumption and exports. Disponível em: https://www.google.com/search?q=pounds+para+kg&rlz=1C1FCXM_pt-PTBR993BR993&oq=pounds+para+kg&aqs=chrome..69i57j0i512j0i22i30l2j69i60l4.2326j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8. Acesso em: 30/05/2022.
13. EIA, 2022. Ethane to outpace growth in all other U.S. petroleum product consumption through 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51938&src=email>. Acesso em: 30/05/2022.
14. EIA, 2023. Ethane to outpace growth in all other U.S. petroleum product consumption through 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56780>. Acesso em: 06/11/2023.
15. ENAP, 2021. Disponível em: <https://www.ena.gov.br/pt/acontece/noticias/enap-oferece-assessoria-gratuita-para-avaliacao-de-politicas-publicas>; e <https://www.ena.gov.br/pt/acontece/noticias/publicado-resultado-das-instituicoes-contempladas-com-assessoria-gratuita-de-avaliacao-de-politicas-publicas>. Acesso em 29/09/2022.
16. EPE, 2018. Panorama do Refino e Da Petroquímica no Brasil. NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 04/2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf. Acesso em: 24/05/2022.
17. EPE, 2022. Panorama Das Emissões De Metano E Implicações Do Uso De Diferentes Métricas. Disponível em: https://eesp.fgv.br/sites/eesp.fgv.br/files/relatorio_assad_estudo_metano_diferentes_mtricas.pdf. Acesso em: 20/10/2023.
18. Figueiredo, Fernandes; Ferreira, Fatima Giovanna Coviello. [Carta ECON 15/2016, de 15 de dezembro de 2016]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLI0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrC-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcx1uv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 22/09/2022.

19. IBP, 2019. Avaliação dos Resultados dos Ensaios com Aquecedores. https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?yPDszXhdoNcWQHJaQIHJmJIqCNXRK_Sh2SMdn1U-tzPU1sjA_GwVOB-4YooCfl7HYGQHDrMJ6yX2g- XRZwvkBA0ukszczKV8VxYyzQMrfNKeKa59QWLB1VXUhmb1dYu97. Acesso em: 04/10/2022.
20. IBP, 2022a. [Carta GN 023/22]. Processo SEI nº 48610.217931/2021-26. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5Qctd97YEEjxDCEIjPZuuTTKOig51MuYrozrNzsw_HjaCUPUyIQNbq51ED8NOWh9rmswRr6cAj-r6ry9nmf2I_. Acesso em: 04/10/2022.
21. IBP, 2022b. Resultados dos Testes com Aquecedores. Processo SEI nº 48610.217931/2021-26. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5TURdFLbr4sdN8KBa1YqqBu-hhVCYj8jze8DTEGYG2bsu-7wcdGwjf9Ta4BL2nVipj7QvromPZrC-e5QX1kp9oz. Acesso em: 04/10/2022.
22. IEA, 2019. The United States expands its role as world's leading ethane exporter. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38232>. Acesso em: 30/05/2022.
23. INT, 2019. Relatório de ensaio nº 000.002/20. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?yPDszXhdoNcWQHJaQIHJmJIqCNXRK_Sh2SMdn1U-tzO35LIssoru3k0zeIvHUaSpH5Xn_NOAKQSmCMQd4SvnQC8ruVP2DCauuqBQt-qL5A04ew93PBSsebWlY81lqHhw. Acesso em: 04/10/2022.
24. Jordan, Rob. Climate and health impacts of natural gas stoves. Stanford Woods Institute for the Environment. 2022. Disponível em: <https://earth.stanford.edu/news/climate-and-health-impacts-natural-gas-stoves#gs.e0apxk>. Acesso em 04/10/2022.
25. Mardani, A., Jusoh, A. e Zavadskas, E. K. (2015). Fuzzy multiple criteria decision-making techniques and applications - Two decades review from 1994 to 2014, Expert Systems with Applications 42(8): 4126–4148.
26. MME (2021). Boletim Mensal: Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Secretaria de petróleo, gás natural e biocombustíveis, Departamento de gás natural. Dezembro de 2021, nº 178. 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: 28/03/2022.
27. MME (2023). Boletim Mensal: Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Secretaria de petróleo, gás natural e biocombustíveis, Departamento de gás natural. Junho de 2023, nº 196. 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/2023/06-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-junho-de-2023.pdf/view>. Acesso em: 24/10/2023.

28. NETL – US Department of Energy: Office of fuel energy. Publicado em 2014 com dados de 2010. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/Life%20Cycle%20Analysis%20of%20Natural%20Gas%20Extraction%20and%20Power%20Generation%2005_29_14%20NETL.pdf. Acesso em: 04/10/2022.
29. Nicholas Economides, “The Economics of Networks”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.
30. O. Shy, The Economics of Network Industries (The Economics of Network Industries, 2001).
31. Paiva, Glauco. [Carta SHELL-GR-6328-2020]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq0JlX_1fiuSYYKXCHF0ddwvmqoVY7L9EnN-YYftYHJ5q. Acesso em: 22/09/2022.
32. Paranaíba, Adriano de Carvalho; Isobe, Paulo Henrique S.; Pinheiro, Daniel Ciarlini; Pinto, Vitor Paulo Villarino; Alves, Raquel de Oliveira; Carvalho, Elieze Bulhões de. Guia para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR). Ministério da Economia, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/acesso-a-informacao/analise-de-impacto-regulatorio-2013-air-1/guia-para-elaboracao-de-air-2021_vdefeso.pdf. Acesso em: 23/09/2022.
33. Pereira, Luiz Miguel F. A. de Araújo; Almeida, Alberto Sampaio de. [Carta Petrogal nº 0045/2020]. Destinatário: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boqywJ5qiG15YIKoArbmwGcYI0sMNKraAYQ_aknQN2cVCY. Acesso em: 22/09/2022.
34. Petrobras, 2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/unidade-de-caraguatatuba-completa-5-anos-com-marca-historica-de-producao-de-gas.htm>. Acesso em: 25/11/2022.
35. Pikman, Braulio. 2016. Efeitos da Variação da Composição do Gás Natural e Impactos sobre os Usuários. Abiquim. Processo SEI: 48610.007761/2021-21, Processo Volume IV. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?wt7h6hFBI_9S3DjJGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq_sanrCEFUSrNayxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 05/10/2022.
36. P. L. Joskow, “REGULATION OF NATURAL MONOPOLY”, em Handbook of Law and Economics, vol. 2 (Mitchell Polinsky and Steven Shavell, 2007), 1229–1340.
37. Saaty, T. L. (1991), “Método de Análise Hierárquica”, Tradução de Wainer da Silveira e Silva, McGraw-Hill, Makron, São Paulo, SP.
38. Saaty, T. L. (2005). Theory and Applications of the Analytic Network Process: Decision Making with Benefits, Opportunities, Costs, and Risks. Pittsburgh: RWS Publications.

39. Saaty, T. L. (2008). Decision Making with the Analytic Hierarchy Process, *International Journal of Services Sciences* 1(1): 83–98.
40. Souza, Géssica C.; Bianchi, Lorenzo; Reis, Breno Salomon. *Experiências com a Regulação do Gás Natural – Benchmarking de Países Selecionados*. Edição 1ª. EvEx. ENAP. 2022.
41. S&P Global, 2021. US ethane – swing time in the Rockies. Disponível em: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/us-rockies-ethane.html>. Acesso em: 30/05/2022.
42. S. Ran Kim e A. Horn, “Regulation Policies Concerning Natural Monopolies in Developing and Transition Economies” (New York, NY: United Nations, março de 1999), 5, <https://www.un.org/esa/desa/papers/1999/esa99dp8.pdf>.
43. Thomas L. Saaty (1980). *The Analytic Hierarchy Process*, New York.
44. Vargas, R.V. (2010), “Utilizando a programação multicritério (Analytic Hierarchy Process – AHP) para selecionar e priorizar projetos na gestão de portfólio”, em *PMI Global Congress – América do Norte, 2010, Washington – EUA*, disponível em <http://www.ricardo-vargas.com/articles/analytic-hierarchy-process/#portuguese> (Acesso em 03 de outubro de 2023).
45. Vaz, Célio Eduardo Martins; Maia, João Luiz Ponce; Santos, Waldir Gomes dos. *Tecnologia da Indústria do Gás Natural*. 1ª edição, São Paulo: Blucher, 2008.
46. VIANA, Fernando Luiz E. (2020). *Indústria Petroquímica*. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, ano 5, n.139, nov. 2020. (Caderno Setorial ETENE, n.139). Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/396>. Acesso em: 24/05/2022.

ANEXO

De acordo com Saaty (1991), as prioridades médias locais dos elementos comparados na matriz de julgamento podem ser obtidas por meio de operações matriciais, calculando-se o principal autovetor da matriz e normalizando-o em seguida. Nesta AIR, utilizou-se as seguintes regras de julgamento para obtenção das prioridades entre os critérios:

- Regra 1: Se $x_{ij} = \alpha$, então $x_{ji} = 1/\alpha$, $\alpha \neq 0$, onde α é o valor numérico do julgamento baseado na escala de Saaty (Tabela 6) e x_{ij} é a importância do critério i (C_i) em relação ao j (C_j). Logo, temos $x_{ji} = 1/x_{ij}$.
- Regra 2: Se C_i é julgado de igual importância relativa a C_j , então $x_{ij} = 1$ e $x_{ji} = 1$; e, em particular, $x_{ij} = 1, \forall i=j$.

A Tabela A01 apresenta os resultados obtidos pelos julgamentos dos decisores na matriz de prioridades dos critérios do AIR.

Tabela A01. Julgamento de importância dos critérios

Critérios	Critério A:	Critério B:	Critério C:	Critério D:	Critério E:	Critério F:	Critério G:
	Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Impacto aos consumidores energético	Impacto aos consumidores não energ.	Impacto aos produtores e processadores	Custo administrativo para o regulador	Impacto ao meio ambiente	Aproveitamento do etano
Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	1	2	2	2	5	1	4
Critério B: Impacto aos consumidores energético	1/2	1	1	4	5	1/2	4
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	1/2	1	1	2	5	1/2	2
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	1/2	1/4	1/2	1	3	1/2	4
Critério E: Custo administrativo para o regulador	1/5	1/5	1/5	1/3	1	1/3	1/3
Critério F: Impacto ao meio ambiente	1	2	2	2	3	1	3
Critério G: Aproveitamento do etano	1/4	1/4	1/2	1/4	3	1/3	1

Com vistas a gerar as prioridades dos critérios e, conseqüentemente, as prioridades das alternativas, na AIR foi utilizado o procedimento empregado por Vargas (2010), entre outros trabalhos: i) calcula-se o somatório dos julgamentos registrados em cada coluna da matriz de julgamentos (Tabela A02); ii) cria-se uma nova matriz normalizada, na qual cada elemento é inicializado pelo elemento da matriz original dividido pelo total de sua respectiva coluna (Tabela A03); iii) calcula-se a prioridade por meio da média aritmética dos elementos de cada linha da matriz normalizada (Tabela A03). Na diagonal, todos os pesos são 1 por se tratar da comparação entre os mesmos critérios e que estão destacados em cinza.

Tabela A02. Somatório da matriz de julgamentos

	Critério A:	Critério B:	Critério C:	Critério D:	Critério E:	Critério F:	Critério G:
	Disponibilidade de Gás	Impacto aos consumidores energético	Impacto aos consumidores não energ.	Impacto aos produtores e processadores	Custo administrativo para o regulador	Impacto ao meio ambiente	Aproveitamento do etano
Critério A: Disponibilidade de Gás	1,000	2,000	2,000	2,000	5,000	1,000	4,000
Critério B: Impacto aos consumidores energético	0,500	1,000	1,000	4,000	5,000	0,500	4,000
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	0,500	1,000	1,000	2,000	5,000	0,500	2,000
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	0,500	0,250	0,500	1,000	3,000	0,500	4,000
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,200	0,200	0,200	0,333	1,000	0,333	0,333
Critério F: Impacto ao meio ambiente	1,000	2,000	2,000	2,000	3,000	1,000	3,000
Critério G: Aproveitamento do etano	0,250	0,250	0,500	0,250	3,000	0,333	1,000
Soma:	3,950	6,700	7,200	11,583	25,000	4,167	18,333

Tabela A03 registra a razão entre os valores da Tabela A01 e a somatória na última linha da Tabela A02.

Tabela A03. Normatização da matriz de julgamentos e média (Prioridades)

	Critério A: Disponibilidade de Gás	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano	Prioridades
Critério A: Disponibilidade de Gás	0,253	0,299	0,278	0,173	0,200	0,240	0,218	0,237
Critério B: Impacto aos consumidores energético	0,127	0,149	0,139	0,345	0,200	0,120	0,218	0,185
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	0,127	0,149	0,139	0,173	0,200	0,120	0,109	0,145
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	0,127	0,037	0,069	0,086	0,120	0,120	0,218	0,111
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,051	0,030	0,028	0,029	0,040	0,080	0,018	0,039
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,253	0,299	0,278	0,173	0,120	0,240	0,164	0,218
Critério G: Aproveitamento do etano	0,063	0,037	0,069	0,022	0,120	0,080	0,055	0,064

O resultado obtido em cada linha corresponde ao total percentual relativo de prioridades ou preferências em relação ao foco objetivo imediato, conforme última coluna da Tabela A04. O vetor de prioridades resultante é chamado autovetor da matriz, e a somatória de seus elementos é igual a 1.

Tabela A04. Pesos dos sete critérios

Critérios	Peso dos Critérios
Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabastecimento	0,237
Critério B: Impacto aos consumidores de gás como energético	0,185
Critério C: Impacto aos consumidores de gás como não energético	0,145
Critério D: Impacto aos produtores e transportadores	0,111
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,039
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,218
Critério G: Aproveitamento do etano	0,064

Após o cálculo das prioridades locais em relação a cada nó imediatamente superior, é realizado o cálculo da consistência de tais julgamentos. O referido autor admite tolerância de 10% para as inconsistências. Após realização dos cálculos associados à metodologia, obteve-se o valor de inconsistência (*Consistency Ratio* - CR) de 6,3%. Portanto, considerou-se os julgamentos adequados ao problema regulatório e matematicamente significativos conforme a metodologia empregada.

As Tabelas A05 foram empregadas para o cálculo de lambda máximo (λ_{\max}) na matriz de prioridades dos critérios do AIR.

Tabela A05. Matrizes de julgamento para o cálculo de λ_{\max} : (a) Prioridade dos critérios (última linha); (b) Soma dos pesos dos critérios (última coluna); e (c) Cálculo do lambda máximo (λ_{\max}).

	Critério A: Disponibilidade de Gás	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano
Critério A: Disponibilidade de Gás	1,000	2,000	2,000	2,000	5,000	1,000	4,000
Critério B: Impacto aos consumidores energético	0,500	1,000	1,000	4,000	5,000	0,500	4,000
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	0,500	1,000	1,000	2,000	5,000	0,500	2,000
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	0,500	0,250	0,500	1,000	3,000	0,500	4,000
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,200	0,200	0,200	0,333	1,000	0,333	0,333
Critério F: Impacto ao meio ambiente	1,000	2,000	2,000	2,000	3,000	1,000	3,000
Critério G: Aproveitamento do etano	0,250	0,250	0,500	0,250	3,000	0,333	1,000
Prioridade:	0,237	0,185	0,145	0,111	0,039	0,218	0,064

(a)

	Critério A: Disponibilidade de Gás	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano	Soma dos Pesos
Critério A: Disponibilidade de Gás	0,237	0,371	0,290	0,222	0,197	0,218	0,255	1,790
Critério B: Impacto aos consumidores energético	0,119	0,185	0,145	0,444	0,197	0,109	0,255	1,454
Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	0,119	0,185	0,145	0,222	0,197	0,109	0,127	1,105
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	0,119	0,046	0,073	0,111	0,118	0,109	0,255	0,831
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,047	0,037	0,029	0,037	0,039	0,073	0,021	0,284
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,237	0,371	0,290	0,222	0,118	0,218	0,191	1,648
Critério G: Aproveitamento do etano	0,059	0,046	0,073	0,028	0,118	0,073	0,064	0,460
Prioridades:	0,237	0,185	0,145	0,111	0,039	0,218	0,064	

(b)

Soma dos Pesos	Prioridades	Soma dos Pesos/Prioridades
1,790	0,237	7,548
1,454	0,185	7,841
1,105	0,145	7,607
0,831	0,111	7,474
0,284	0,039	7,219
1,648	0,218	7,560
0,460	0,064	7,223
	Média = Lambda(max)	7,496

(c)

O cálculo do índice de consistência (Saaty, 2005) é dado pela seguinte equação:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$$

em que CI é o índice de consistência e n é o número de critérios avaliados.

Para o presente AIR, o índice de consistência (CI) é

$$CI = \frac{7,496 - 7}{7 - 1} = 0,0827$$

Com vista a verificar se o valor encontrado do índice de consistência (CI) é adequado, Saaty (Saaty, 2005) propôs o que foi chamado de taxa de consistência (CR), determinada pela equação abaixo e que é considerada consistente se a razão for menor que 10%.

$$CR = \frac{CI}{RI} \leq 0,1 \sim 10\%$$

Cabe remenorar que foram considerados sete critérios e, portanto, o valor de índice de consistência aleatória (RI) de 1,32 foi empregado para o cálculo de consistência na matriz de prioridades dos critérios do AIR, conforme descrito abaixo.

Tabela A06. Índices Randômicos (IC) de Saaty em função do tamanho da Matriz

Índices Randômicos (IC)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Assim, conforme dados acima:

$$CR = \frac{CI}{RI} = \frac{0,0827}{1,32} = 0,0627 = 6,3\%$$

Seguindo as mesmas regras metodológicas de julgamento descritas acima, avaliou-se a importância das alternativas para cada um dos sete critérios selecionados na AIR. Inicialmente, a título de exemplo, seguem as tabelas obtidas para o critério (a) Disponibilidade de Gás/risco desabastecimento para melhor compreensão da análise feita nesta etapa. A Tabela A07 demonstra o julgamento realizado pela equipe responsável pela AIR para a importância das Opções, no que se refere ao Critério A.

Tabela A07. Julgamento de importância das Opções para o Critérios A

Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1	1/3	1/4
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	3	1	1
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	4	1	1

A Tabela A08 é a repetição da Tabela GG acrescida do somatório da matriz de julgamentos.

Tabela A08. Somatório da matriz de julgamentos da Tabela A07

Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos
Opção 1: Manter a especificação	1,00	0,33	0,25
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	3,00	1,00	1,00
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	4,00	1,00	1,00
Soma:	8,00	2,33	2,25

Na Tabela A09, é demonstrada a normalização dos valores registrados na Tabela A08 e calculada a média para cada opção, gerando a priorização das alternativas para o critério A. Com relação a esse critério a Opção 3 tem, aproximadamente, 46% de importância no que se

refere ao critério A (Disponibilidade de Gás/risco desabastecimento) frente aos 41,6% para a opção 2.

Tabela A09. Normatização da matriz de julgamentos (Tabela A08) e média (Prioridades)

Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade (ou média)
Opção 1: Manter a especificação	0,13	0,14	0,11	0,126
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,38	0,43	0,44	0,416
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,50	0,43	0,44	0,458
Soma:	8,00	2,33	2,25	1,000

Nos moldes de cálculos de consistência para a matriz de critérios descritos acima, seguindo a metodologia desenvolvida por Saaty, também se chegou a valor de adequado (0,8%) para a inconsistência (*Consistency Ratio* - CR <10%). Os valores de CR para demais critérios encontram-se listados na Tabela A10.

Tabela A10. Valores de CR para todos os critérios do AIR

Critérios	Valor de CR
Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabastecimento	0,8%
Critério B: Impacto aos consumidores de gás como energético	0,5%
Critério C: Impacto aos consumidores de gás como não energético	0,2%
Critério D: Impacto aos produtores e processadores	1,2%
Critério E: Custo administrativo para o regulador	0,8%
Critério F: Impacto ao meio ambiente	0,0%
Critério G: Aproveitamento do etano	3,3%

Para o julgamento de cada critério em relação às três Opções regulatórias, obteve-se como resultados as tabelas abaixo:

8. Critério A: Disponibilidade de gás natural/risco de desabastecimento:

Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	0,33	0,25	0,126
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	3,00	1,00	1,00	0,416
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	4,00	1,00	1,00	0,458

9. Critério B: Impacto aos consumidores de gás como energético:

Critério B: Impacto aos consumidores energético	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	1,00	5,00	0,466
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1,00	1,00	4,00	0,433
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,20	0,25	1,00	0,101

10. Critério C: Impacto aos consumidores gás como não energético:

Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	2,00	7,00	0,602
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,50	1,00	4,00	0,315
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,14	0,25	1,00	0,082

11. Critério D: Impacto aos produtores e processadores:

Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	0,20	0,14	0,075
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	5,00	1,00	0,50	0,334
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	7,00	2,00	1,00	0,591

12. Critério E: Custo administrativo para o regulador:

Critério E: Custo administrativo para o regulador	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	3,00	2,00	0,539
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,33	1,00	0,50	0,164
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,50	2,00	1,00	0,297

13. Critério F: Impacto ao meio ambiente:

Critério F: Impacto ao meio ambiente	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	1,00	3,00	0,429
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	1,00	1,00	3,00	0,429
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,33	0,33	1,00	0,143

14. Critério G: Aproveitamento do etano:

Critério G: Aproveitamento do etano	Opção 1: Manter a especificação	Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	Prioridade
Opção 1: Manter a especificação	1,00	3,00	5,00	0,633
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,33	1,00	3,00	0,260
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,20	0,33	1,00	0,106

A Tabela A11 registra a priorização das três Opções regulatórias para cada um dos sete critérios empregados na análise multicritério.

Tabela A11. Matriz com Opções regulatórias e critérios

ALTERNATIVAS	Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano
Opção 1: Manter a especificação	0,126	0,466	0,602	0,075	0,539	0,429	0,633
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,416	0,433	0,315	0,334	0,164	0,429	0,260
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,458	0,101	0,082	0,591	0,297	0,143	0,106

A Tabela A04 lembra o peso de cada critério um dos sete critérios, considerando o problema regulatório.

Com o produto de julgamento dos critérios par a par (Tabela A04) e a análise de cada critério com as Opções regulatórias (Tabela A11), chegou-se - soma das parcelas individuais - ao resultado de ranqueamento das Opções regulatórias apresentado na Tabela A12.

Tabela A12. Ranqueamento das Opções regulatórias analisadas

ALTERNATIVAS	Critério A: Disponibilidade de Gás/risco desabast.	Critério B: Impacto aos consumidores energético	Critério C: Impacto aos consumidores não energ.	Critério D: Impacto aos produtores e processadores	Critério E: Custo administrativo para o regulador	Critério F: Impacto ao meio ambiente	Critério G: Aproveitamento do etano	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,237	0,185	0,145	0,111	0,039	0,218	0,064	-
Opção 1: Manter a especificação	0,030	0,086	0,087	0,008	0,021	0,093	0,040	0,367
Opção 2: Manter e avaliar caso a caso	0,099	0,080	0,046	0,037	0,006	0,093	0,017	0,378
Opção 3: Deixar de fixar os limites de hidrocarbonetos	0,109	0,019	0,012	0,066	0,012	0,031	0,007	0,254

