

RELATÓRIO PRELIMINAR

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**Especificação dos
hidrocarbonetos
do gás natural**

Rio de Janeiro, 2022

RELATÓRIO PRELIMINAR

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Especificação dos
hidrocarbonetos do
gás natural



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Claudio 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

Superintendência de Defesa da Concorrência

Bruno Conde Caselli – Superintendente

Rodrigo Milão de Paiva – Especialista em Regulação

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação

Hélio da Cunha Bisaggio – Superintendente

Luciana Rocha de Moura Estevão – Superintendente Adjunta

Mário Jorge Figueira Confort – Assessor de Superintendência

Superintendência de Produção de Combustíveis

Marcela Ganem Flores – Coordenadora

Luís Eduardo Esteves – Especialista em Regulação

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

Consultoria de AIR

Escola Nacional de Administração Pública – ENAP

ÍNDICE

I.	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	5
II.	PROBLEMA REGULATÓRIO.....	8
III.	AFETADOS PELO PROBLEMA REGULATÓRIO.....	46
IV.	FUNDAMENTAÇÃO LEGAL.....	48
V.	OBJETIVOS.....	49
VI.	OPÇÕES REGULATÓRIAS.....	51
VII.	IMPACTO DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS.....	53
VIII.	PARTICIPAÇÃO SOCIAL.....	55
IX.	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	56
X.	EFEITOS E RISCOS.....	58
XI.	COMPARAÇÃO DE OPÇÕES.....	59
XII.	ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO.....	61
	REFERÊNCIAS.....	62

I. SUMÁRIO EXECUTIVO

Este Relatório Preliminar se refere à Análise de Impacto Regulatório (AIR) de possíveis soluções para enfrentar problema regulatório configurado no fato de os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadrem 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, para a qual a Agência foi escolhida mediante o processo seletivo público divulgado por meio da edição 2021 Janela de Avaliação (ENAP, 2021).

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 identificados os principais atores afetados, a fundamentação legal para que a ANP atue com o propósito de solucioná-lo, bem como elencados os objetivos que se pretende alcançar, cuja definição foi essencial 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, México, Estados Unidos, 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”).

Esse novo diploma legal 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.

Existem diversas 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; e
- 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 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, consequentemente, menores de metano;
- ii. dadas as características da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e da destinação ao mercado petroquímico do etano recuperado, o gás do pré-sal escoado pelo Rota 2 e processado pela Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas atende 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 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 e ambientais. Do ponto de vista econômico, entende-se que, dependendo da opção escolhida, o demandante ou ofertante terá custo de adaptação, constituindo-se na grande questão a avaliação do custo de cada uma das partes. No caso do produtor, está relacionada à adequação ou mesmo novo processo de tratamento do gás para adequá-lo à especificação quanto aos níveis de metano e etano, no caso da UTGCA, que carece de processo para remoção de etano. No entanto, mesmo assim, trata-se de decisão do produtor se há interesse de remoção do excedente de etano. Para o consumidor, são prováveis ajustes nos equipamentos industriais e nos queimadores e aquecedores domésticos, onde se depara com variedade de consumidores tal que o impacto guarda diferenças para cada segmento.

Para o problema regulatório em análise na AIR, verifica-se que há custos associados qual seja a opção regulatória, tanto do lado do demandante quanto do lado do ofertante, como brevemente apresentado neste sumário.

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 (NO_x , SO_2 , CO e MP) e de CO_2 (GreenHouse Gases - GHG), pós-combustão do produto.

Os critérios para comparação das opções devem ser selecionados e avaliados de forma a determinar qual delas levará ao efetivo alcance dos objetivos pretendidos. Essa etapa será realizada após consulta pública prévia de que será objeto este Relatório Preliminar.

II. PROBLEMA REGULATÓRIO

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

Dessa forma, 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 (H_2O). Os gases ácidos têm essa denominação porque, na presença de água livre, formam composição ácida. Entre esses, encontram-se o gás carbônico (CO_2) e os compostos de enxofre, tais como o gás sulfídrico (H_2S), sulfeto de carbonila (COS) e o dissulfeto de carbono (CS_2). 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 (CH_4 - um átomo de carbono e quatro átomos de hidrogênio – usualmente representado como C1), seguido de etano ($C_2H_6 >> C_2$) e outras frações mais pesadas como propano ($C_3H_8 >> C_3$), butano ($C_4H_{10} >> C_4$), pentano (C_5) e mais pesados (C_5+).

Outra forma de distinção adotada para o gás natural refere-se ao gás seco e gás úmido. Adotando-se essa 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 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, tem-se limitado os teores de outros gases (inertes e contaminantes) ora estabelecidos pela 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 uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

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. Além da separação bifásica, nessa Unidade tem-se a presença de desmetanizadora, cuja finalidade consiste na separação do metano para a especificação do gás natural. 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 especificadas 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, sumarizadas 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 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, consequentemente, 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.

¹ Processo Joule-Thompson: 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 utiliza do ciclo de propano) a um turbo-expansor, reduzindo a temperatura do gás natural abaixo de - 95° C. (Vaz, et al., 2008).

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 transformou a Petrobras 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.

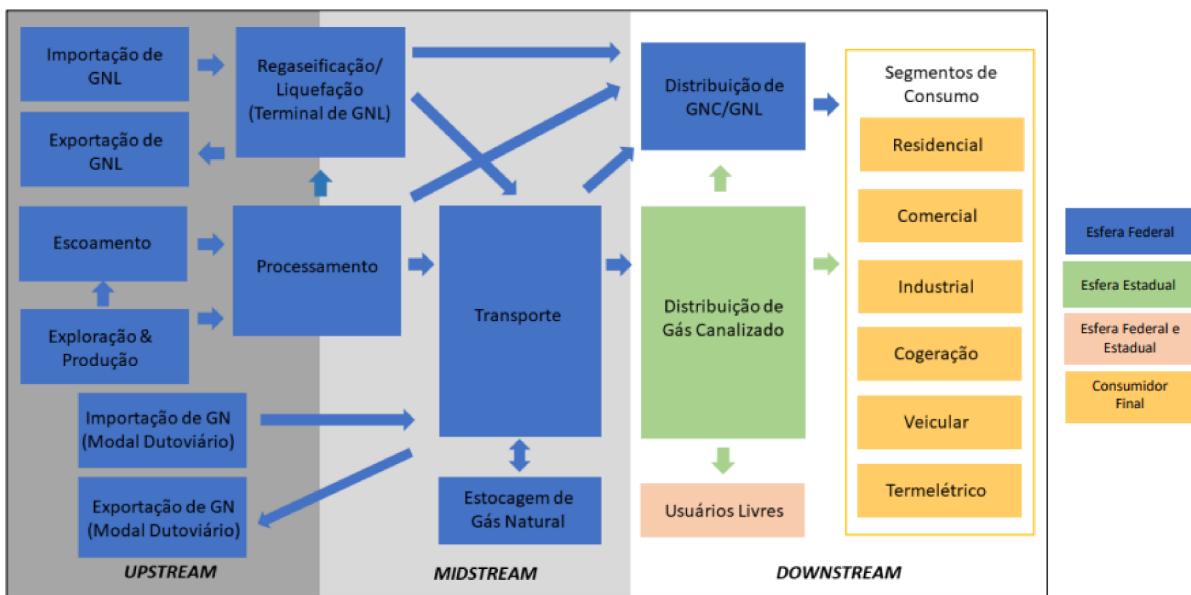
A partir da Emenda Constitucional nº 9, de 1995, deu-se a flexibilização do exercício do monopólio pela Petrobras, permitindo a introdução da concorrência na exploração e produção de petróleo de gás natural no mercado brasileiro, implementada posteriormente por meio de leilões promovidos pela ANP. Nesse 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 mantém 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, subsequentemente, 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 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”.

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 - 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 concorrentiais da cadeia de valor a jusante de sua instalação na IGN.

Decorre daí a frustração das expectativas da sociedade quanto ao grau de amadurecimento e de concorrência desejadas nos elos concorrentiais 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

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.

gasodutos de transporte, distribuidores de GNC/GNL e pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (chamados de *city-gates*).

Dadas as características físico-químicas do gás natural⁴, que torna seu transporte por outros modais alternativas 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 (CONFAN), 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 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 summarizadas na Figura 1. A incumbência

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.

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.

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, consequentemente, 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

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).

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).

interconexões que permitem fluxo ao longo da rede conectando demandantes e ofertantes e a complementariedade entre os produtos oferecidos pelo sistema (Shy, 2001; Economides, 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 ofertantes e demandantes em determinação 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 concorrenenciais. Assim, enquanto os elos da produção e da comercialização do gás natural são classificados como potencialmente concorrenenciais, 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 concorrenenciais.

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, consequentemente, garantindo que a operação reflete 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, consequentemente, 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 às 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

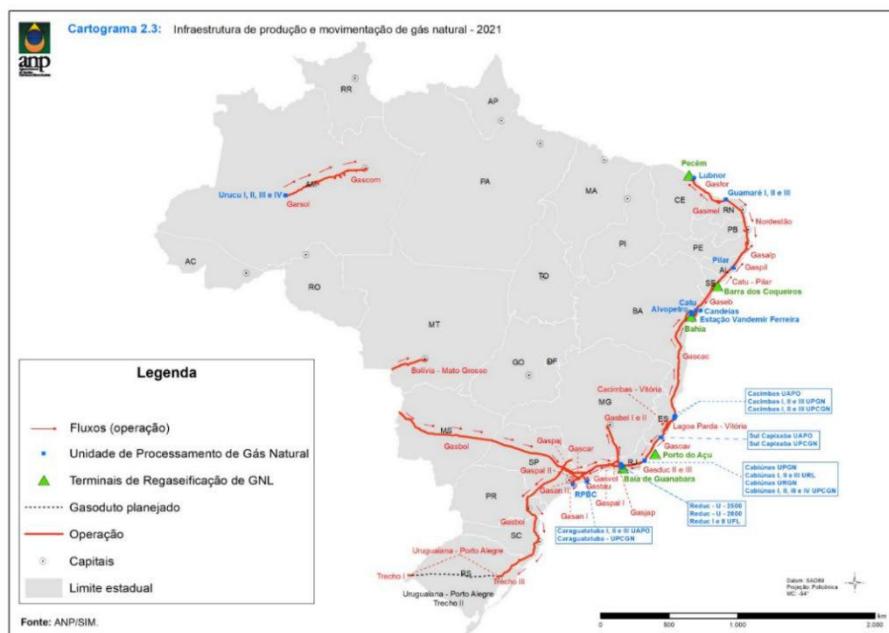
A infraestrutura da IGN permite movimentar a produção objetivando a sua disponibilização aos diferentes consumidores e interconectando os diversos elos da IGN. Nesse sentido, compreende, entre outras infraestruturas, os gasodutos de escoamento e transporte, bem como as UPGNs, os terminais de regaseificação 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 2021, o país detinha 113 dutos 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 15 UPGNs existentes no país somam aproximadamente 100 MMm³/dia de capacidade.

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.

Figura 2 – Principais instalações da IGN (2021)



Fonte: ANP, 2022a.

Enquanto o sistema isolado conecta o polo de produção de Urucu a Manaus, no estado do Amazonas, o sistema integrado conecta diversos estados brasileiros, perpassando as Regiões Centro-Oeste, Sul, Sudeste e Nordeste. A malha integrada que atende às Regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste é operada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) e pela Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS).

Já a Transportadora Associada de Gás (TAG) é responsável pela operação dos gasodutos do Nordeste. Além dessas três principais transportadoras de gás natural no Brasil, há a Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB e a GasOcidente - GOM, que operam dutos individuais nas Regiões Sul e Centro-Oeste, respectivamente, como será apresentado adiante.

Atualmente, constata-se duas formas de se importar gás natural no Brasil: por meio de gasodutos e de terminais de GNL. O país possui três pontos de importação do gás natural por meio de gasodutos. O mais relevante, consiste na conexão com a Bolívia, por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) e contando com capacidade de transporte de cerca de 30 milhões de m³/dia.

A partir da Bolívia, há ainda outra conexão que transporta gás natural diretamente a Cuiabá, no estado do Mato Grosso, por meio do Gasoduto Lateral Cuiabá, operado pela GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM), com capacidade de 2,8 milhões de m³/dia. Por fim, há uma conexão via duto pela cidade de Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul, operada pela Transportadora SulBrasileira de Gás S.A. (TSB). Esse trecho, denominado "trecho 1", possui capacidade aproximada de até 2,8 milhões de m³/dia. Além desse, a TSB também opera o trecho 3 que conecta Canoas a Triunfo, com capacidade aproximada de até 11 milhões de m³/dia. O trecho 2, que conectaria os trechos 1 e 3, ainda é projeto.

A importação de GNL depende da construção de terminais que o internalizem, possibilitando tanto a sua regaseificação quanto a sua venda diretamente na forma liquefeita. Atualmente, o país dispõe de cinco terminais de GNL operacionais, dois dos quais não se encontram conectados ao sistema integrado de transporte. Está previsto o início das operações de mais três terminais, com construção já autorizada pela ANP, em Barcarena - PA, Santos - SP, e São Francisco do Sul - SC, com, respectivamente, 15, 14, e 15 MMm³/dia de capacidade de regaseificação. Os três terminais citados foram anunciados pela empresa New Fortress Energy – NFE (atual proprietária do terminal de Barra de Coqueiros - SE).

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

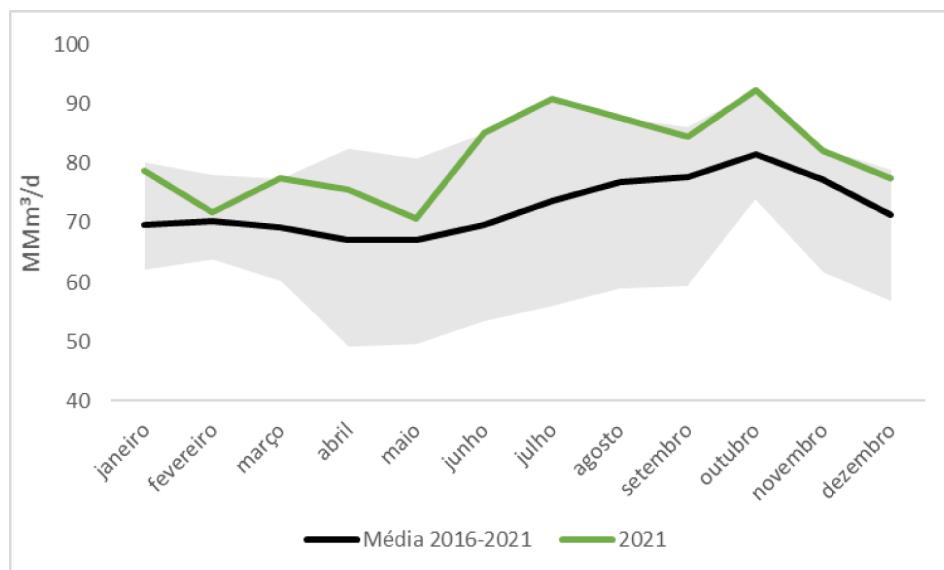
Considerando somente a dinâmica de fluxos da malha de gasodutos de transporte interligados (isto é, excluído o estado do Amazonas que opera de forma isolada), a demanda de gás natural tem demonstrado flutuações decorrentes do acionamento das termelétricas para complementar a geração elétrica, revelando o peso desse setor na composição da demanda do sistema integrado.

O maior setor consumidor de gás natural no Brasil tem sido o industrial, representando, usualmente, mais de 50% de toda a demanda nacional, seguido do setor termelétrico com participação ao redor de 30%. Em 2021, a demanda por gás natural no sistema integrado foi a maior da série histórica. A desagregação dos dados demonstra que o principal responsável por tal demanda recorde foi a geração de energia elétrica, decorrência direta da escassez hídrica durante 2020-2021 e das medidas governamentais que buscaram maximizar o despacho termelétrico. 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 Figura 3 ilustra a demanda total de gás natural do sistema integrado brasileiro entre 2016 e 2021. A área cinza representa os intervalos mínimos e máximos observados para esse dado entre os anos de 2016 e 2021 e a linha preta, a média simples desse período, tendo por objetivo oferecer melhor contraste para a análise visual da figura.

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

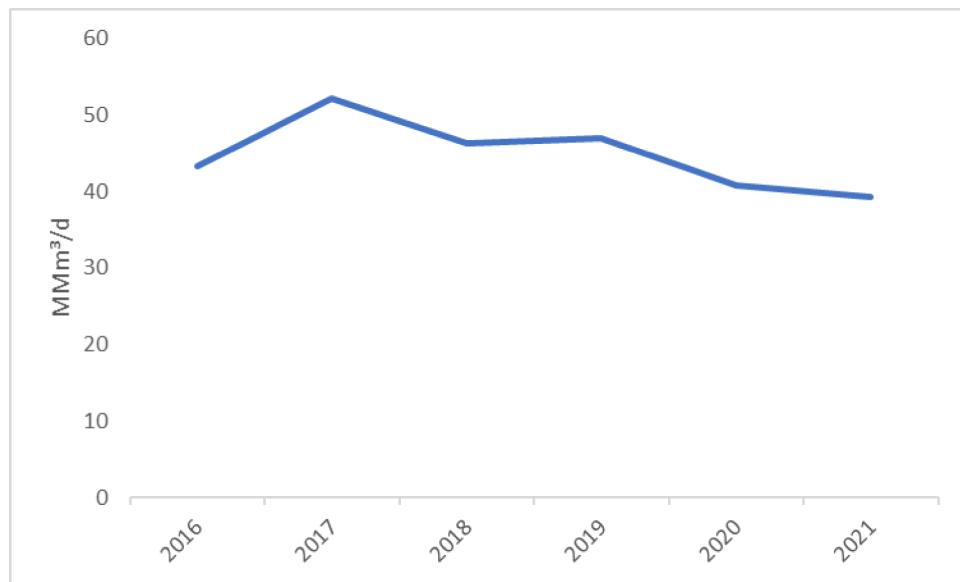


Fonte: Elaborado a partir de dados de MME (2021).

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 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.

A Figura 4 apresenta a oferta de gás natural de fontes nacionais na malha integrada entre os anos de 2016 e 2021. 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).

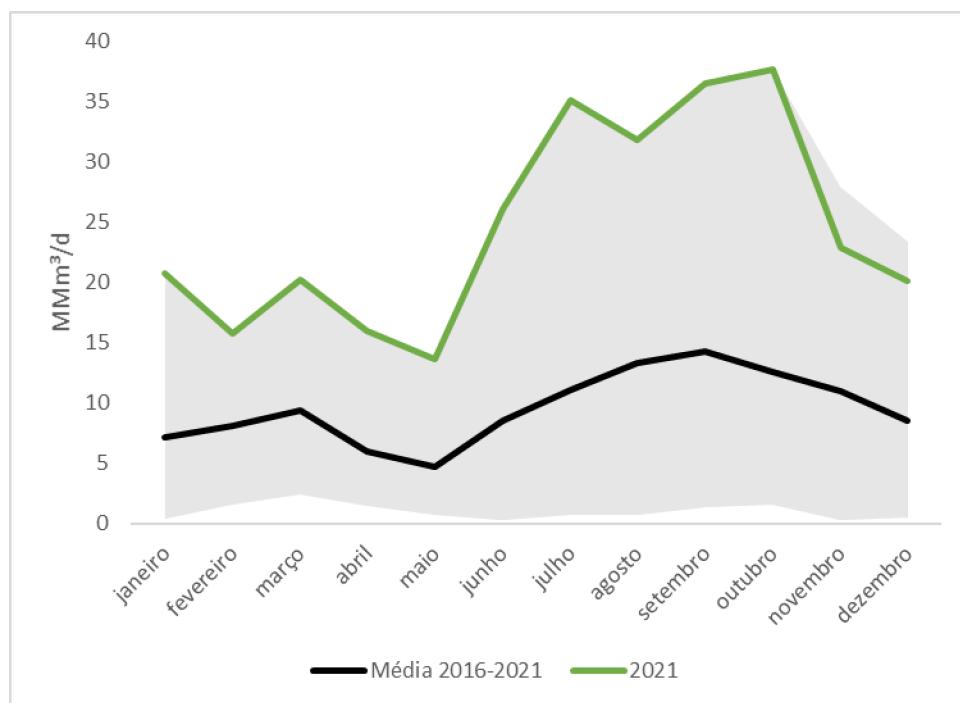
Figura 4 – Oferta de gás natural de fontes nacionais da malha interligada



Fonte: Elaborado a partir de dados do MME (2021).

Considerando as demais fontes supridoras, notadamente as importações da Bolívia e de GNL, há 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 2021, apresentando os valores mínimos e máximos pela área cinza, a média 2016-2020 pela linha preta e os valores de 2021 pela linha verde.

As médias mensais entre 2016-2020 (apresentadas pela linha preta) 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.

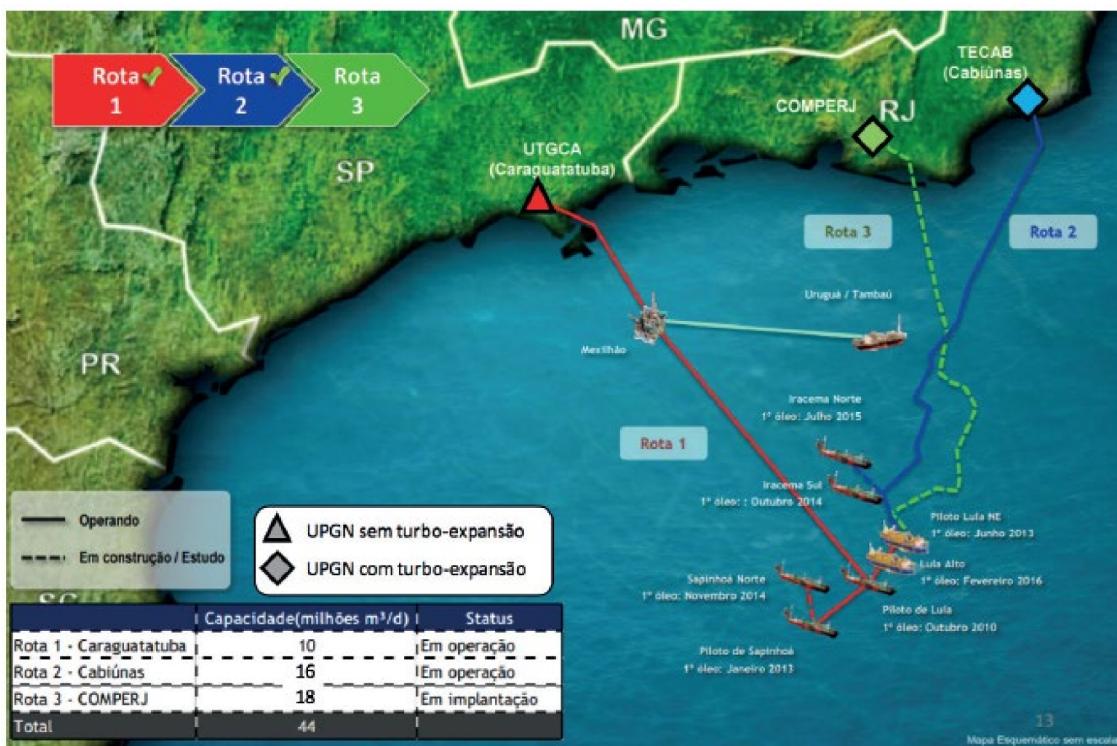
Figura 5 – Regaseificação de GNL entre 2016 e 2021

Fonte: Elaborado a partir de dados do MME (2021).

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 escoa a produção). A Figura 6 apresenta essas rotas, as UPGNs de destino do gás natural bruto e as tecnologias adotadas.

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) ou gás de cozinha; 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 15,9 MMm³/dia.

Em vista 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 até 17,8 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 3 linhas de turbo-expansão de 7 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 especificação 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 necessária 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.

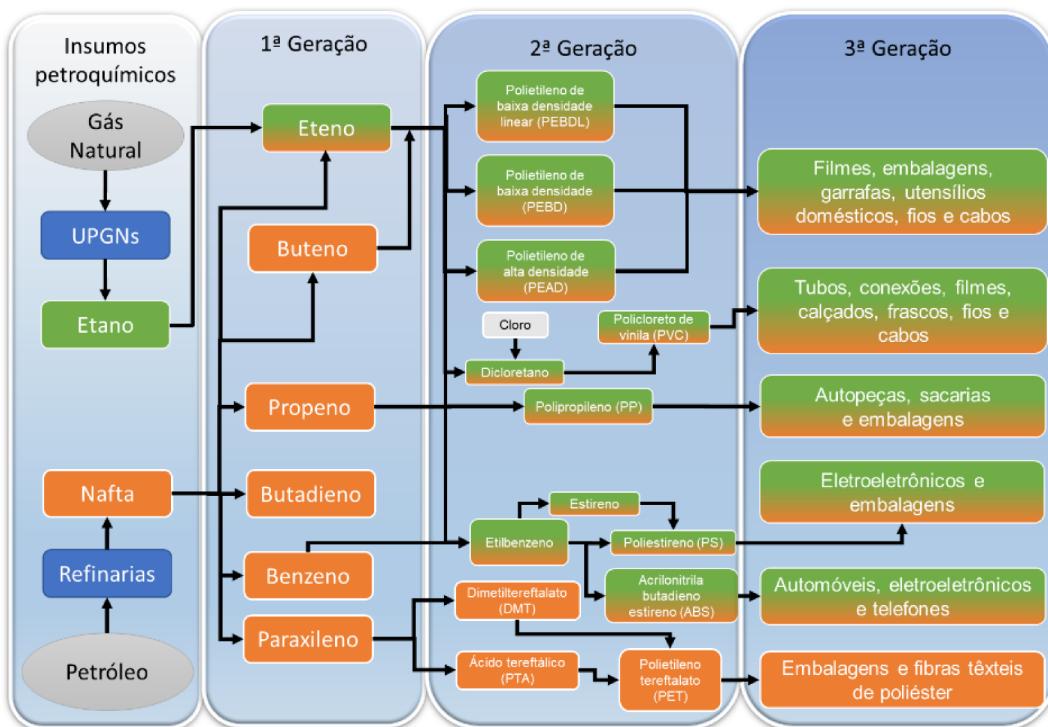
II.1.11.1. O maior consumidor de etano: o mercado petroquímico brasileiro

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 polietileno⁸ 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



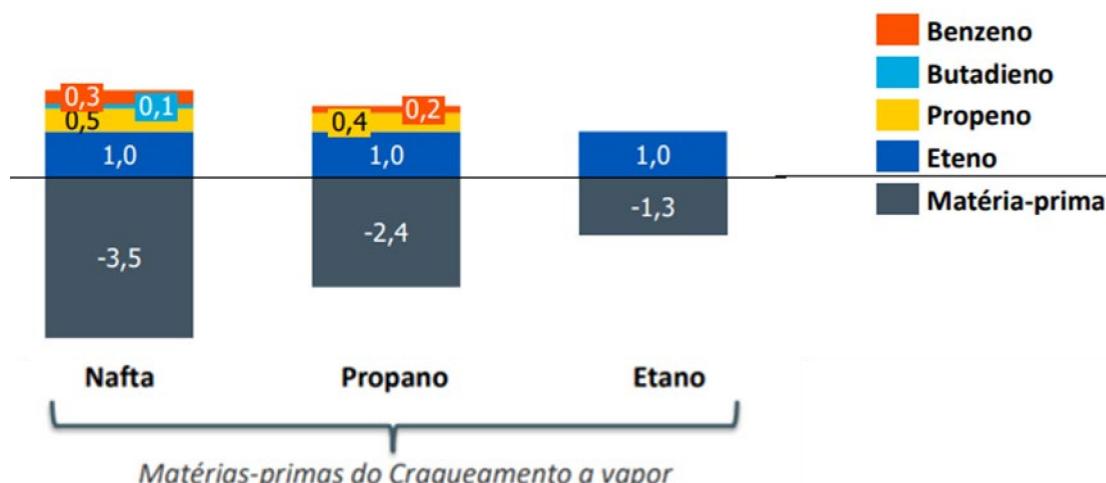
Fonte: Elaborado a partir da Figura 1 de BNDES (2005), p. 81, *apud* Abiquim.

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

⁸ O Polietileno é uma resina termoplástica contendo 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).

petroquímicas com craqueamento baseado em etano possuem processos mais simples, demandando menor investimento inicial (sendo menos intensivas em capital), além de 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 toneladas de etano, 2,4 toneladas de propano e 3,5 toneladas de nafta (Braskem, 2022). Embora ao utilizar como insumo o propano e a nafta haja produção de outras matérias-primas destinadas às centrais petroquímicas de segunda geração, são necessárias menores proporções de etano do que de nafta ou mesmo 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 petroquímica⁹, 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

⁹ O processo de craqueamento visa elevar as temperaturas do etano para quebrar as moléculas em eteno.

concorrência. Como consequência disso, a terceira geração da cadeia petroquímica no Brasil 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 concorrência¹⁰.

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 consequente 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 oferta¹¹. 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.

Ao analisar o mercado, Viana (2020, p. 3) afirma que, atualmente, “(...) há excesso de oferta no mundo, algo que se tornou mais crítico com o advento da pandemia do Covid-19 (...).” No entanto, já em 2021, há elevação do spread petroquímico, sinalizando momento de expansão da indústria (Braskem, 2021, p. 4). Quanto à perspectiva para 2022, a Braskem (2021, p. 7-8) afirma ser esperada manutenção do spread para as resinas termoplásticas mesmo considerando o aumento da capacidade de produção devido à manutenção da demanda global. Quanto ao item, a empresa aduz que a elevação dos preços de suas matérias-primas (nafta e etano) foi menor do que a observada para os polietilenos.

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 Braskem 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 EUA e a Noruega. Enquanto a Noruega se apresentava como fornecedor usual para o mercado europeu, em especial para Suécia, Reino Unido e Bélgica, os EUA 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.

¹⁰ 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 garantidas 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).

¹¹ Esse argumento também é ressaltado por Braskem (2022, p. 22).

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

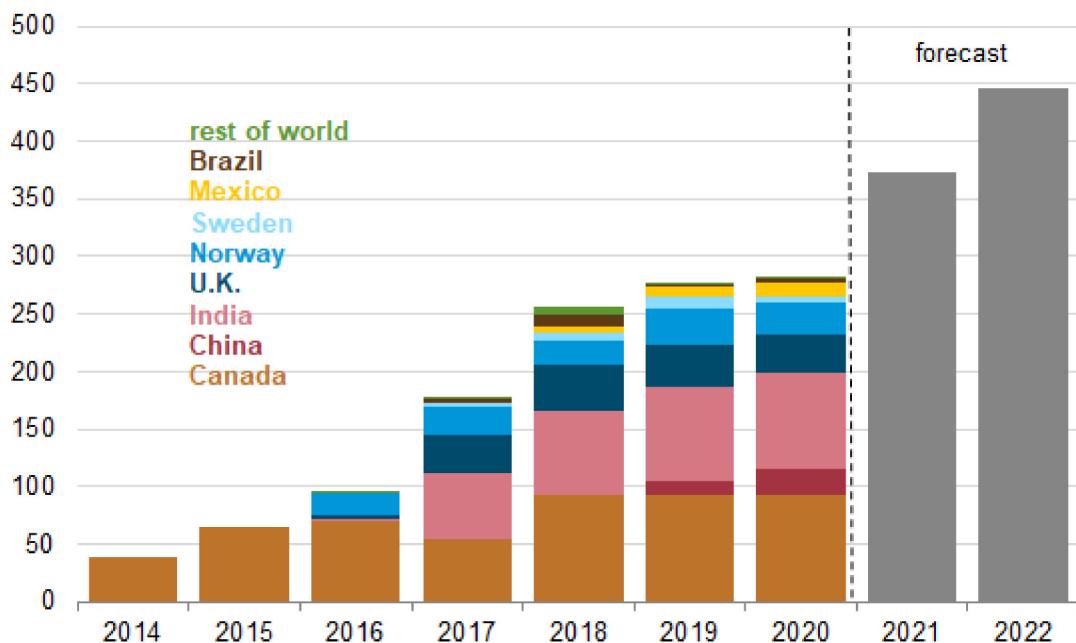
Devido à elevação da produção de gás natural rica em frações mais pesadas (C2+) vinda dos reservatórios não convencionais de *shale*, os EUA vêm batendo sucessivos recordes tanto de demanda¹² por etano quanto de exportações do produto. A elevação da produção de gás natural dos reservatórios não convencionais nos EUA 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.

¹² 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.

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



Fonte: Reprodução de EIA (2021a).

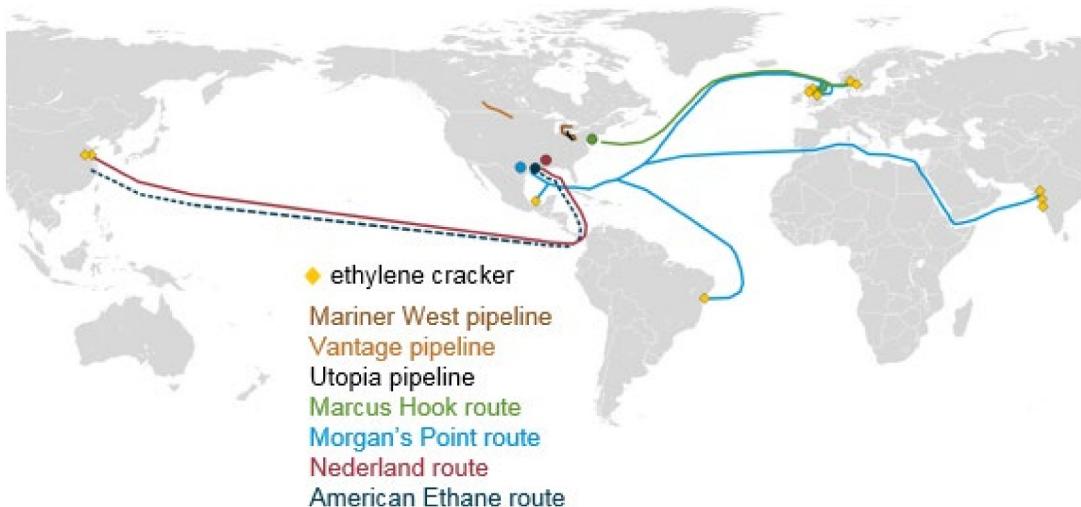
Em 2016, iniciam-se as exportações à Europa a partir da entrada em operação de navios destinados ao transporte de derivados de gás natural que, inicialmente, foram utilizados exclusivamente para a exportação de etano dos EUA. Em 2017, os EUA iniciam as exportações à Índia e ao Brasil, ampliando seu mercado para o México em 2018 e, em 2019, enviam a primeira carga à China. O aumento das exportações e, consequentemente, da comercialização de etano nos EUA e no mundo, vem progressivamente aumentando a infraestrutura dedicada, ampliando os terminais dedicados à exportação do produto em 2022 para três. Enquanto, em 2020, havia oito navios dedicados ao atendimento a essa demanda, em 2021 e 2022, previu-se a entrada de mais seis navios a cada ano, totalizando vinte navios ao final de 2022. Cumpre destacar que dois grandes projetos petroquímicos estão em construção na China, tendo como matéria-prima o etano norte-americano, com início de produção em 2022, elevando, como consequência, as exportações para o suprimento dessas novas instalações (EIA, 2021a).

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.

Mais recentemente, a Noruega suspendeu as exportações de etano e iniciou importações do produto para atendimento à demanda nacional. Essa decisão está 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 estão sendo influenciados pelas exportações crescentes dos EUA, o gás natural especificado tem sofrido pressões altistas devido à dependência da Europa de importação do produto e suas implicações geopolíticas (majoritariamente, o início do conflito armado 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 EUA 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, deixando na corrente de gás natural misturado aos demais hidrocarbonetos para servirem como combustível.

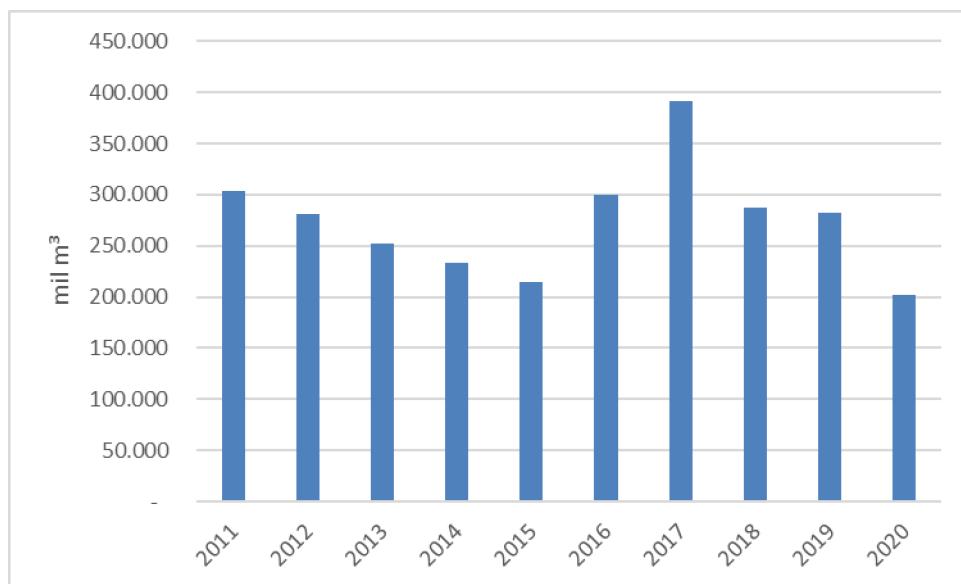
Em decorrência, o proprietário de etano analisa a diferença entre o valor do etano no mercado (utilizando como parâmetro o preço spot Mont Belvieu) e o preço do gás natural local. A diferença entre esses dois preços tende a indicar o comportamento do proprietário do gás natural e a destinação que irá 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 no Brasil é registrada da Refinaria de Duque de Caxias - Reduc para a Braskem, unidade do Rio de Janeiro (UNIB 4)¹³. Dito de outra forma, todo o etano ora recuperado no Brasil 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.

¹³ 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).

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



Fonte: Elaborado a partir da tabela 2.35 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021(ANP, 2021a, p. 105).

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 etano é fracionado da corrente líquida por meio da Unidade de Fracionamento de Líquidos (UFLs) que, então, o destina como insumo à Braskem/UNIB 4¹⁴, 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 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 atual 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 EUA (preço *spot* em Mont Belvieu) (CNI, 2019, p. 70). Esses termos foram estabelecidos em 2005, quando a unidade iniciou sua operação.

Indagada sobre o atual consumo no estudo realizado pelo Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás (2020), a Braskem registrou que, entre 2017 e 2019, as centrais petroquímicas dos estados do Rio de Janeiro e da Bahia vêm consumindo etano (essa última, importado). No entanto, a disponibilização da produção nacional é insuficiente para suprir a demanda do polo petroquímico atualmente instalado no país, sendo necessária a importação de parcelas do produto para satisfazer as necessidades operacionais das duas unidades, conforme detalhado na Tabela 2.

¹⁴ 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 polietileno.” (CNI, 2019, p. 70).

Tabela 2 – Consumo de etano informado pela Braskem para as unidades do estado da Bahia e do Rio de Janeiro entre 2017 e 2019

Central	2017		2018		2019	
	Nacional	Importado	Nacional	Importado	Nacional	Importado
BA	0	30	0	175	0	20
RJ	400	18	387	44	355	35
Total	400	48	387	219	355	55

Fonte: Reprodução da Tabela 3 de Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás (2020) *apud* Braskem (2020).

II.1.11.6. Análise sobre o 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 especificação diferenciada, há a possibilidade de os produtores arbitrarem o destino do hidrocarboneto recuperado entre ambos¹⁵ 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.

Assim, em face da faculdade de escolha de destinação do etano entre os dois mercados, é axiomático que 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, consequentemente, e 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 recente 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%¹⁶ 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

¹⁵ 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.

¹⁶ Por meio do Regulamento Técnico ANP Nº 3/2002, anexo à Portaria ANP nº 104, de 8.7.2002.

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.

II.2 Descrição do problema regulatório

Em 2016, a Petrobras, principal produtor de gás natural do país, protocolou correspondência¹⁷ alegando dificuldade em cumprir os limites para metano mínimo e etano máximo estabelecidos pela Resolução ANP nº 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 compostionais 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 compostionais 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 nº 26/2007 (ANP, 2007), que tratou da revisão da Portaria ANP nº 104, de 2002, norma substituída pela Resolução ANP nº 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 nº 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 nº 128, de 2001, notadamente as Portarias ANP nº 41, de 1998, e nº 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 compostionais 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 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.

Já 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.

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 distribuidoras de gás natural mostraram-se também contrárias à proposta de retirada dos limites compostionais. Nesses casos, as principais alegações associaram-se a preocupações ligadas a aspectos ambientais que a mudança traria ao setor industrial, bem como à necessidade de ajustes em seus equipamentos e nos aquecedores e equipamentos de cocção residenciais e

¹⁷ Carta [1] GE CORP AR 0057, de 16/03/2016

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 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.

Historicamente, a Petrobras disponibiliza ao mercado gás natural com teor de etano em torno de 7%, tendo como procedência majoritária os reservatórios do pós-sal, do pré-sal e importações tanto da Bolívia quanto por meio 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 escoa pelos Rotas 1 e 3, atingindo principalmente os mercados localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. De ressaltar que 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 (UPGN) para o fracionamento desse hidrocarboneto. Cabe consignar, adicionalmente, que há interesses técnico e econômico da indústria petroquímica na utilização do etano, hoje assentada preponderantemente em nafta e complementarmente em gás natural.

Além disso, a questão ambiental foi apontada como sensível, pelo setor consumidor, pois o entendimento que assinala é de 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.

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 (Paiva, 2020) e Petrogal Brasil (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, consequentemente, a disponibilização da produção por essa rota seria reduzida.

Todo esse cenário foi apresentado pela Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos - SBQ na 1.012^a Reunião de Diretoria, 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 1026^a 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.

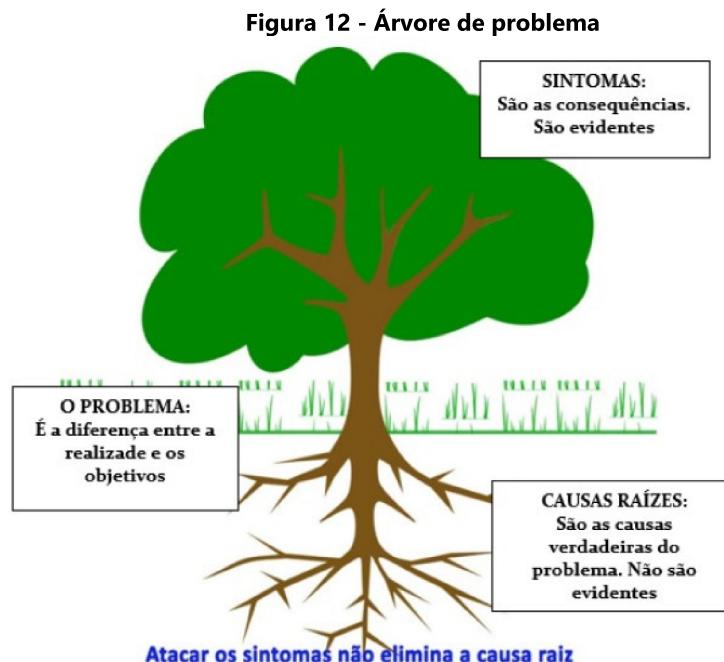
2. Uma vez finalizada a AIR, a Diretoria Colegiada voltará a deliberar sobre os desdobramentos subsequentes, podendo, entre outros, encaminhá-la a órgãos competentes a título de subsídio a decisões de política energética que se mostrarem necessárias.

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 enquadrem na atual norma da ANP.

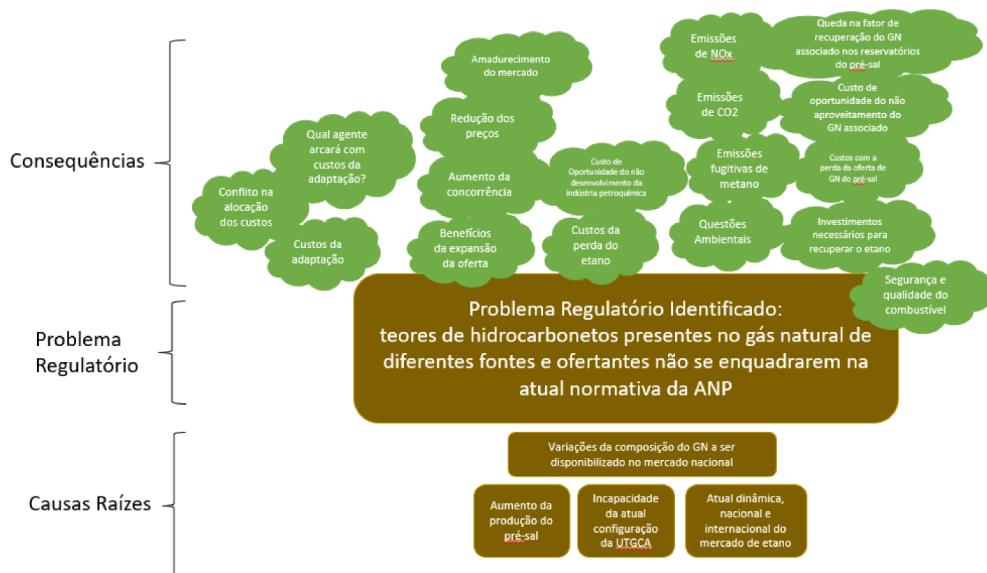
II.3 Compreensão e magnitude do problema regulatório

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.



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 futuro 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 para o tratamento e processamento do gás natural dos reservatórios do pós-sal (a UTGCA) para o tratamento e processamento 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 impede a recuperação de 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.

Como solução temporária, 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.

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, o pleito dos produtores objetiva teor de etano de 15%, superior ao limite vigente de 12%, possibilitando-lhes recusar o etano como produto e destiná-lo ao mercado nacional. Dito de outra maneira, o pleito encerra a tese de que a pior solução possível é a não utilização desse recurso ou eventualmente o seu desperdício.

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. Como já mencionado em tópico anterior deste Relatório, 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 agrupadas genericamente como custos associados à adaptação, destaca-se que há conflito de difícil transposição entre demandantes e ofertantes para a determinação do agente econômico que fará investimentos visando à 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. 80). 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, agrupadas genericamente como benefícios da expansão da oferta de fontes nacionais, os produtores externam que haverá redução de preços e potencial amadurecimento do mercado nacional. Cumpre destacar que esse benefício considera expansão da oferta nacional que ainda não ocorreu. Destaca-se que a disponibilização de gás natural por fontes internas vem caindo continuamente, aumentando a relevância das importações para o abastecimento nacional. 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 esse benefício, nas atuais condições do mercado nacional, baseia-se em expectativa que depende de outros fatores para sua consecução.

O terceiro grupo de consequências representa os custos decorrentes da rejeição do etano como produto, sobretudo para a única utilização que se mostra viável até este momento, isto é, como insumo petroquímico. A rejeição do etano como produto destinado à petroquímica cria custo de oportunidade que representa o não desenvolvimento desse setor. Mais relevante e com impacto sobre outros elementos, é a continuidade do abastecimento do polo petroquímico com importações de etano ao invés de seu abastecimento com o produto nacional.

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, destaca-se a necessidade de substituição do processo criogênico da UTGCA que corresponderá a criação de nova UPGN. Além disso, os produtores consignam que não há interesse no processamento de gás natural, motivando a limitação do escoamento da produção com impactos sobre a disponibilização de gás natural dos reservatórios do pré-sal. Todas essas decisões são conjugadas a custos de oportunidade, principalmente correlacionadas ao não aproveitamento do gás natural associado. Neste ponto, destaca-se que não há evidências suficientes para corroborar tal argumento, sendo elemento de potencial risco 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 avaliadas, podendo ter impactos aos consumidores, os quais podem ser mitigados mediante adaptação do equipamento à qualidade do gás natural.

O sexto grupo de consequências refere-se aos aspectos ambientais decorrentes de eventual corrente de gás natural especificado conter maiores teores de etano. Nesse caso, destacam-se as emissões fugitivas de metano 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 dessas potenciais emissões, poderá ocorrer a formação de NOx, e a tendência de a corrente mais rica em etano no gás natural 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

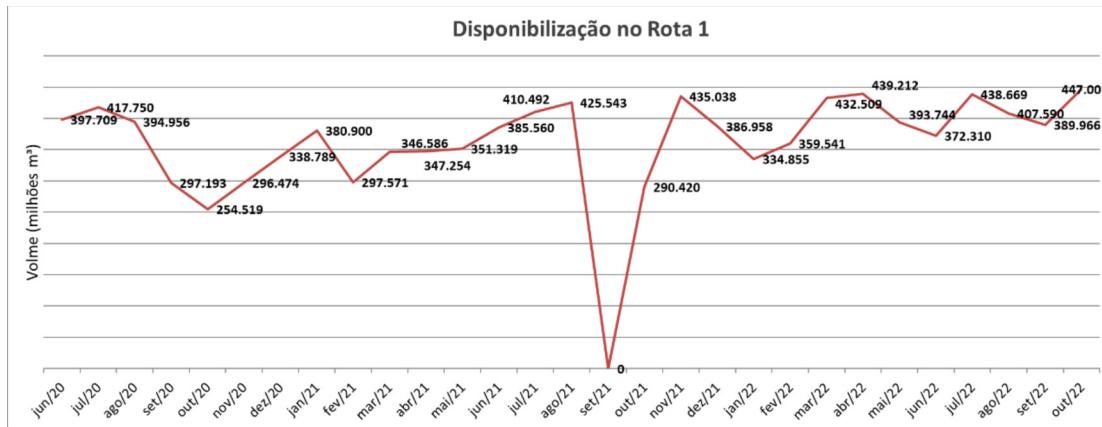
Em 24 de novembro de 2020, a Agência concedeu, em caráter especial, a Autorização nº 836, permitindo a comercialização do gás natural escoado pelo gasoduto Rota 1, que liga a Plataforma de Mexilhão, na Bacia de Santos, à Unidade de Processamento de Gás Natural de Caraguatatuba, SP, com teor de metano 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 em comento, 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 outubro de 2022, a Autorização possibilitou a disponibilização ao mercado de 1,547 bilhão de m³ de gás natural especificado e 401 mil m³ de GLP.

A Figura 14 apresenta a disponibilização de gás natural pelo Rota 1 entre junho de 2020 e outubro de 2022 (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.

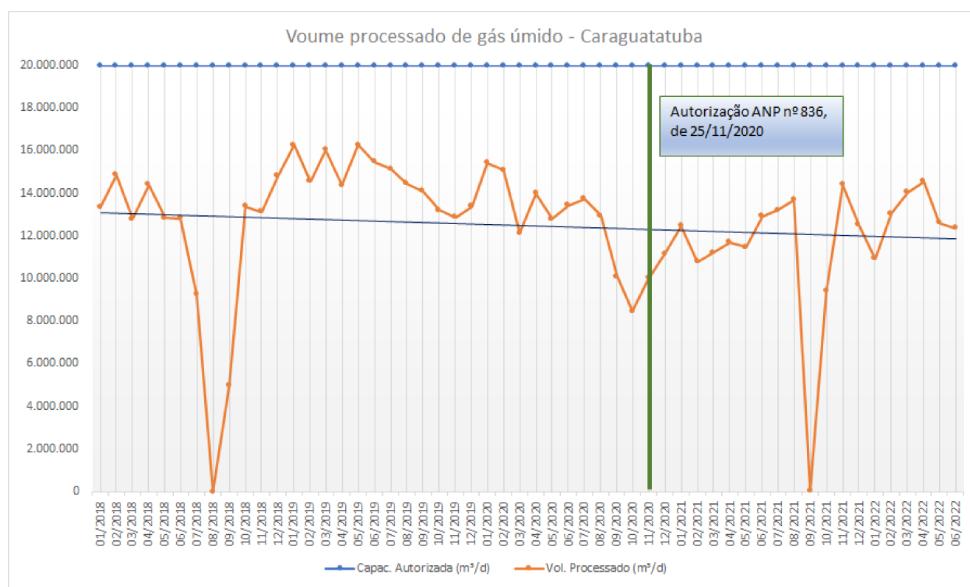
Figura 14 - Análise do volume de gás natural escoado até UTGCA (valores em Mm³)



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

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 decrescimento 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 pronunciada não fosse a mencionada Autorização, uma vez que o gás produzido não consegue atingir a especificação mínima de 85% de metano.

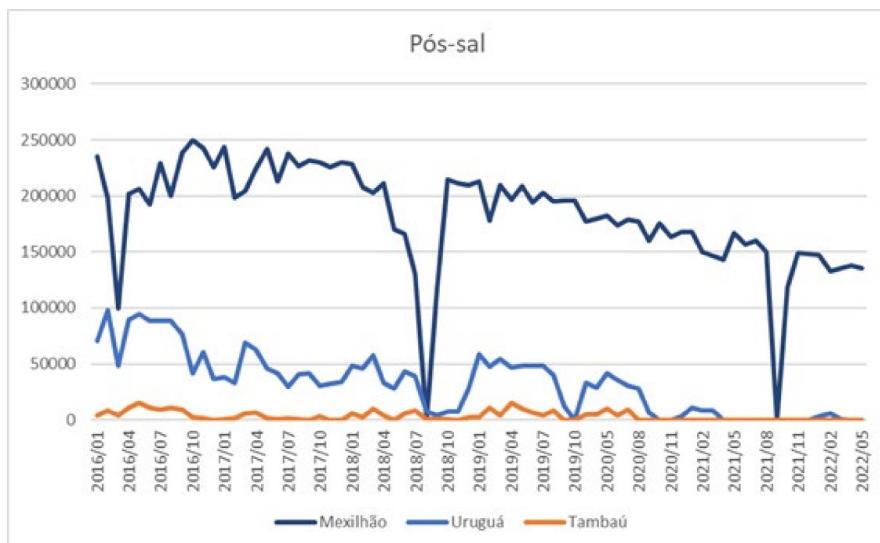
Figura 15 – Volume Processado de gás na UTGCA

Fonte: Dados de movimentação enviados mensalmente através do iSIMP.

Ao questionamento formulado pelo já 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:

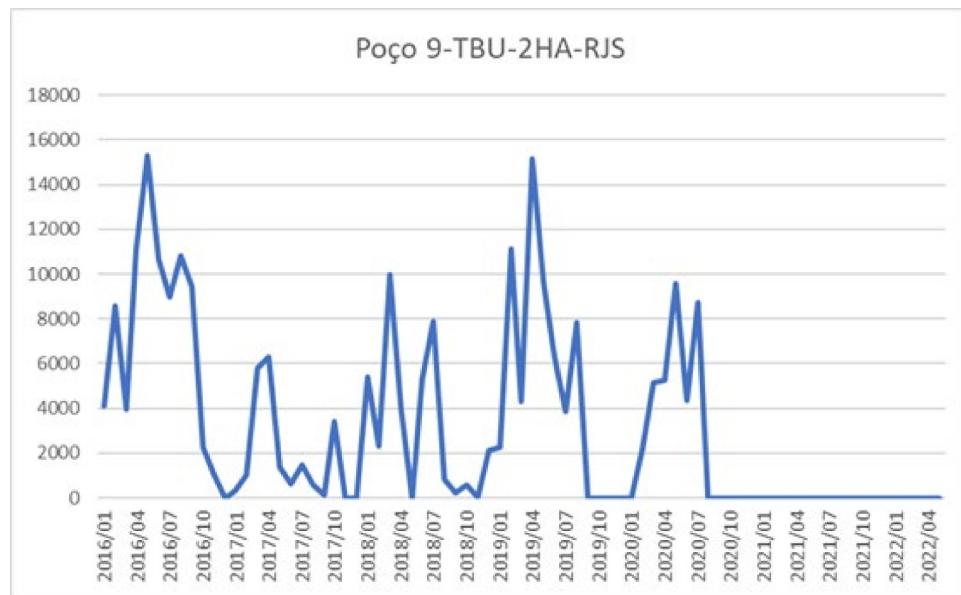
"...desde que a integração física das Rotas 1 e 2 ocorreu em junho de 2021, não é possível determinar com precisão o destino do gás natural de uma UEP integrante do sistema."

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. Cabe pontuar 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)

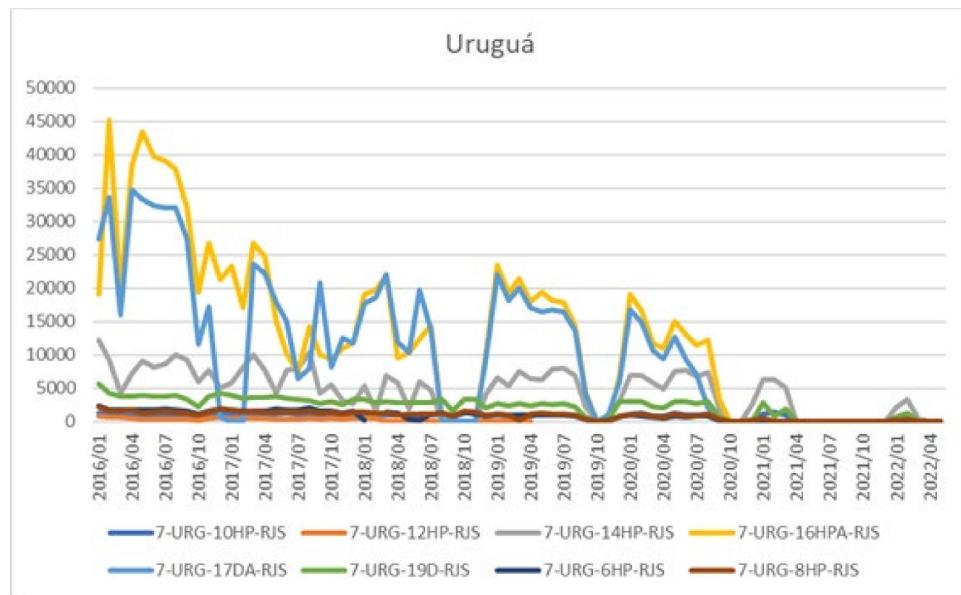
Fonte: SIGEP/ANP

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

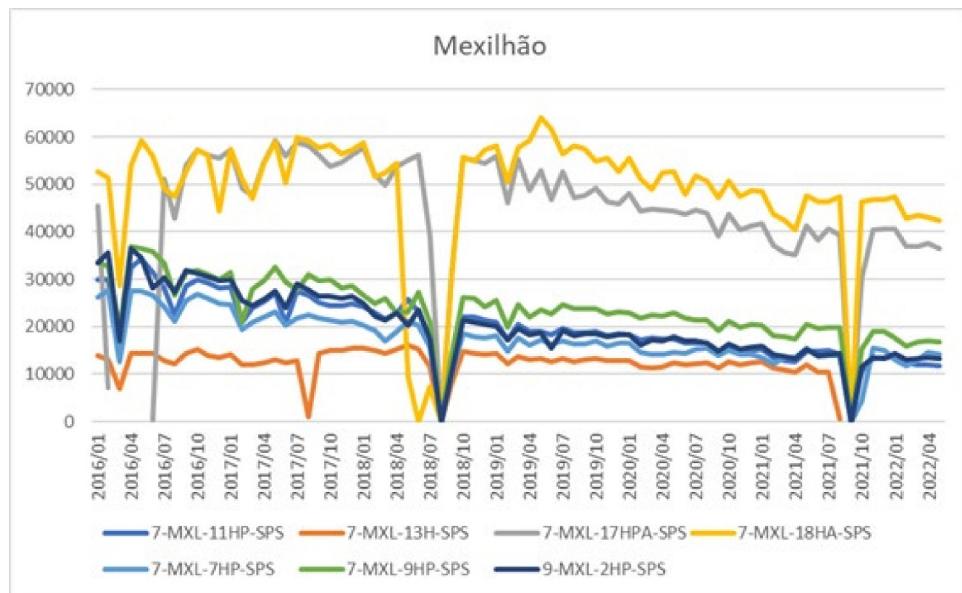


Fonte: SIGEP/ANP

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 (comunicação recente informou que o prazo foi postergado, sem data prevista neste momento); e
- qualquer avaliação se mostra mais complexa, pois as Rotas no SIE são interligadas (a integração física das 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 3.

Tabela 3 - 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	2,60	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	74,90	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	0,40	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 4, 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 4 - 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	12,5784	12,8426	12,8459	12,9180	12,7747
Propano	1,8684	1,9492	1,9772	1,9581	1,8945	2,0291	2,1203	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 UTGIB, para atingimento dos teores de metano e etano estabelecidos pela especificação em vigor.

De notar que, ao longo dos dois anos 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 outubro e novembro de 2022, respectivamente, 65,9% e 64,4%. Em termos de concentrações de metano e etano, a menor média de C1 foi de 82,7% (novembro de 2021) e 82,9% (abril e outubro de 2022) e de C2, a maior média foi de 9,4% (outubro de 2022). 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.

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.

Outra externalidade para o meio ambiente é a emissão de poluentes na forma de óxidos de nitrogênio, de enxofre, monóxido de carbono e matéria particulada (NO_x, SO₂, CO e MP) que também pode ocorrer em toda a cadeia do gás. Mas, sobretudo, pode ser, em princípio, mais impactante no uso final, pois o efeito é sentido por populações dos centros urbanos, particularmente na saúde humana.

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%.

Com base nos dados acima mencionados, do Laboratório Nacional de Tecnologia de Energia - NETL (2014), dos EUA, fez-se breve cálculo de emissões de CO₂, comparando-se o gás boliviano com um gás hipotético (simulando o gás do pré-sal) e o GNL.

- gás boliviano (90% metano e 6% etano)

Um fornecimento de 1.000 kg gera 30,3 kg de CH₄ que equivalem a 757,5 kg de CO₂. Tomando-se como base que a queima de 1 kg de CH₄ gera 2,75 kg de CO₂ e que 1 kg de C₂H₆ gera 2,93 kg de CO₂, a queima desse gás emite 2.760,8 kg de CO₂. Somando-se a parcela emitida na forma de CH₄ (30,3 kg), resulta em 3.518,3 kg de CO₂;

- gás pré-sal hipotético (85% de metano e 15% de etano)

Para igual fornecimento e cálculos similares, a queima emite 2.777 kg de CO₂. Somando-se a parcela correspondente à emissão de CH₄, resulta na emissão de 3.534,5 kg de CO₂. A diferença percentual entre esse gás e o boliviano seria então de 0,47%;

- GNL (90% metano e 6% etano)

As emissões de CH₄ passam a ser de $(18,32/8,75) * 757,5 = 1586,0$ kg de CO₂ equivalente. Incluindo-se o efeito do transporte do gás boliviano, tem-se que $[2760,8 + 757,5 * (39,9/30,3)] = 3758,3$ kg de CO₂ equivalente. Portanto, o impacto do GNL versus o gás boliviano seria de 6,82%, o que é muito maior que os 0,47% do gás hipotético do pré-sal (85% CH₄ e 15% C₂H₆).

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 recomendaram 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 compararam 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 composticionais 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 recentes contatos, o Ministério externou o interesse de retomar o assunto para avaliação, aguardando-se que, ao cabo, sobrevenha posição a respeito. Não há, contudo, data aprazada para tanto.

III. 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 20 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 20 - Agentes econômicos e atividades potencialmente afetados por proposição normativa



Fonte: ANP.

A associação desses elementos demonstra a complexidade estrutural existente na IGN, sumarizada pelos diversos agentes econômicos que atuam direta ou indiretamente nos elos da cadeia de valor ou mesmo em um deles. Atualmente (julho/2022), a porção final da cadeia de valor da IGN já conta com 172 (cento e setenta e dois) agentes autorizados a comercializar gás, 8 (oito) auto-importadores registrados, 3 (três) autoprodutores registrados, além de 27 (vinte e sete) companhias distribuidoras locais (CDLs) presentes em 24 (vinte e quatro) Unidades Federativas. A despeito de existirem diferentes possibilidades de comercialização do gás natural no país, presentemente a maior parcela é comercializada por meio de contratos estabelecidos entre a Petrobras e as distribuidoras de gás canalizado.

A indústria de gás natural 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, vidreiro, 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 e não menos importantes, consumidores que utilizam o gás para cocção e em aquecedores.

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 foi projetado para consumir nafta, e que poucas indústrias que consomem etano já têm demanda firme, considerando o cenário atual da especificação do gás natural.

No segmento de GNL, hoje o importador regaseifica e o carrega para transporte ou entrega o gás regaseificado a usinas termelétricas. Embora atualmente inexistam no país unidades de liquefação do gás natural em localidades produtoras, é 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, nitrogênio 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%, respectivamente¹⁸.

Além dos grupos apresentados na Figura 20, tem-se que considerar os órgãos ambientais, pois cabe avaliar se o aumento de etano no gás natural pode ou não afetar significativamente os níveis de emissões. Nesse sentido, vale notar que algumas regiões do país apresentam suas bacias saturadas, onde se localizam os parques industriais, o que pode trazer implicações para o cumprimento das legislações ambientais, federal e estaduais.

¹⁸ Sumários Estatísticos Mensais: dados de carregadores enviados mensalmente à ANP nos termos da Resolução ANP nº 828, de 2020.

IV. 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 enquadra na definição que prescreve, conforme o inciso XXI do *caput* do artigo, desde que tal produto seja aderente às especificações estabelecidas pela ANP.

V. 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 Estratégico¹⁹ da ANP para o ciclo de 2021 a 2024²⁰. A propósito, o Mapa Estratégico direciona o enfoque dos esforços empreendidos pela ANP no sentido do cumprimento da sua missão institucional, a saber:

“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”.

¹⁹ 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.

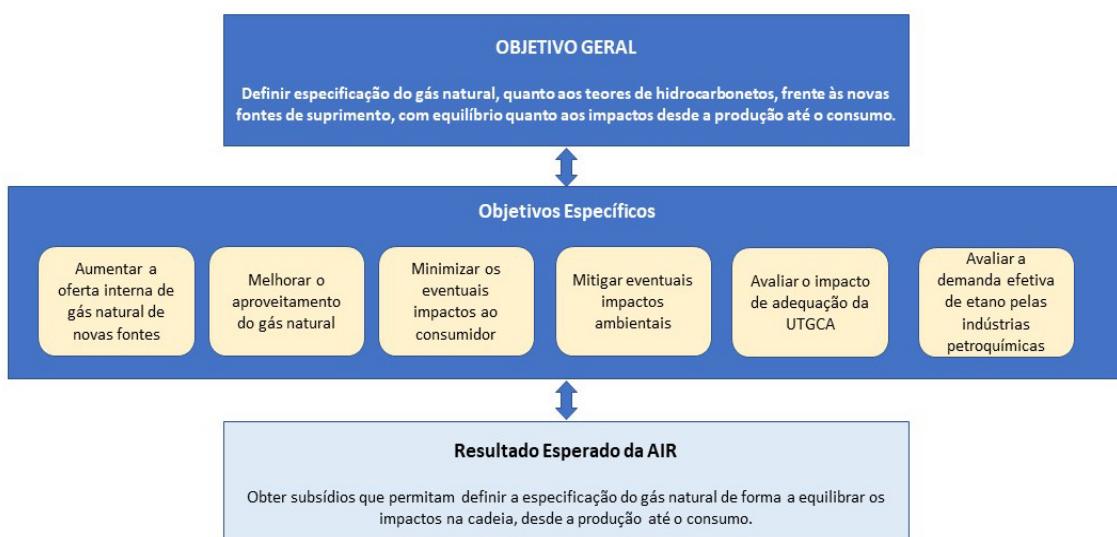
²⁰ Mapa Estratégico ANP 2021-2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/arq/MapaEstrategico_2021_detalhado_A4_final.pdf. Acesso em: 22/09/2022.

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 21.

Figura 21 – Diagrama esquemático dos objetivos geral e específico e resultados esperados



Fonte: Elaboração própria.

VI. OPÇÕES REGULATÓRIAS

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

- i. que o tema abrange, neste momento, o gás oriundo do pré-sal escoado pelo Rota 1 e futuramente pelo Rota 3, cujo teores de hidrocarbonetos são diversos do gás das plataformas do pós-sal, com teores maiores de etano e mais pesados e, consequentemente, menores de metano;
- ii. que, dadas as características da UPGN e da destinação ao mercado petroquímico do etano recuperado, o gás do pré-sal escoado pelo Rota 2 e processado pela UTGCAB atende às especificações vigentes;
- iii. a destinação do etano, que 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 e 3, o que pode afetar maior ou menor quantidade de metano e etano e dos contaminantes do gás natural,

foram vislumbradas três opções regulatórias para executar a AIR e indicar a mais apropriada, tendo como base o compromisso de sua adequação ao uso a que se destina. A saber:

- 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.

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

- a **Opção A**, *status quo*, consiste em manter os atuais limites 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 B** mantém o *status quo*. No entanto, a norma dela resultante conterá 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 pré-sal escoadas pelo Rota 1 e, especialmente, 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 futuro do perfil da indústria de gás natural do país;
- a **Opção C** 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.

De ressaltar que em qualquer das Opções acima, a Autorização ANP nº 836, de 2020, será revogada quando da edição de norma substitutiva da Resolução ANP nº 16, de 2008, conforme previsto naquele próprio ato. Em adição, ressalta que a nova resolução contemplará: i) a atualização das normas que permitem a determinação das características exigidas na especificação do produto; ii) a introdução de tópicos como amostragem em linha; iii) a obrigatoriedade da análise de ponto de orvalho de hidrocarbonetos; iv) abordagem a GNL, contaminantes oleosos e impurezas; v) a introdução das figuras do produtor de gás natural, transportador, entre outros. Tais itens, note-se, não são objeto da AIR em pauta que, como evidenciado, diz respeito aos hidrocarbonetos do gás natural.

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 C, 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, consequentemente, sua fungibilidade.

VII. IMPACTO DAS OPÇÕES REGULATÓRIAS

Preliminarmente à análise dos impactos das opções indicados no item VI, procedeu-se à avaliação, não excludente, dos possíveis aspectos positivos e negativos de cada uma delas que são apresentadas na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Impactos positivos e negativos das opções regulatórias

Opções	Impactos positivos	Impactos negativos
A	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Dispensabilidade de adequação dos equipamentos de consumidores industriais e de companhias de distribuição de gás canalizado. ⇒ Ampliação da disponibilidade de etano nacional no mercado brasileiro. 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Risco de restrição parcial à disponibilização de gás natural oriundo do pré-sal. ⇒ Mantidas os atuais volumes disponibilizados de gás natural, de origem nacional, o aumento da demanda interna somente será satisfeito com a importação. ⇒ Incremento de custos para adequação das plantas de processamento de gás natural, quando aplicável.
B	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Dispensabilidade de adequação dos equipamentos de consumidores industriais e de companhias de distribuição de gás canalizado. ⇒ Custo para adequação da UTGCA (negativo) ⇒ 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). ⇒ Possibilidade de maior consenso entre as partes interessadas (produtores e indústria química). 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Mantidas os atuais volumes disponibilizados de gás natural, de origem nacional, o aumento da demanda interna somente será satisfeito com a importação.
C	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ 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. ⇒ A flexibilização da especificação não reduzirá a disponibilização de gás natural de origem nacional oriundo do pré-sal a curto prazo. ⇒ A decisão de comercialização de etano ocorrerá pela interação entre produtores e consumidores. 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Demandará, em princípio, ajustes nos equipamentos para manter tanto os níveis de eficiência quanto as condições adequadas da queima. ⇒ Potencial redução de investimentos em processamento de gás natural. ⇒ Uma corrente de gás natural mais rica em etano poderá aumentar os níveis de emissões de GHG. ⇒ Risco da diminuição a fungibilidade do gás natural e, consequentemente, de afetar a liquidez no mercado.

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 ofertante terá custo de adaptação. A questão central é qual será o custo para cada uma das partes. No que se refere aos aspectos ambientais, a preocupação gira em torno do maior teor de etano que pode implicar aumento de emissões de NO_x e de CO₂.

No caso do produtor, está relacionada à adequação ou mesmo novo processo de tratamento do gás para adequá-lo à especificação quanto aos níveis de metano e etano, no caso da unidade de tratamento UTGCA, que carece de processo para remoção de etano. No entanto, mesmo assim, trata-se de decisão do produtor se há interesse de remoção do excedente de etano.

Para o consumidor, são 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 não se vislumbra impacto ao parque de turbinas das usinas geradoras de energia elétrica. 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 e os resultados, trazidos à ANP e disponibilizados a agentes econômicos envolvidos, indicaram não haver alteração de desempenho ou emissões com o gás com maior teor de etano.

VIII. 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, rodada de oito câmaras técnicas com todos os grupos afetados, cuja atas de reuniões encontram-se apensadas ao processo SEI.

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 processo SEI.

Como próxima etapa da participação social, o presente Relatório Preliminar será colocado em consulta pública por período de quarenta e cinco dias para conhecimento dos grupos afetados, propiciando-lhes nova oportunidade para a apresentação de sugestões e comentários.

Após exame de tais contribuições técnicas, em seguimento será realizada AIR, em princípio, das três opções propostas utilizando-se da metodologia Análise Multicritério (uma das previstas no Decreto nº 10.411, de 2020) para indicação da opção regulatória a ser recomendada à Diretoria Colegiada da ANP, consubstanciada no Relatório Final da AIR. Uma vez aprovada por esse Colegiado, dita opção fundamentará a revisão da Resolução ANP nº 16, de 2008, relativamente aos hidrocarbonetos do gás natural.

IX. 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 experiências internacionais similares, porém, não foi possível localizar tal cenário. No entanto, algumas situações foram vistas que levaram alguns países à procura por novas soluções regulatórias.

Nesse contexto, no âmbito do presente trabalho, foi elaborado pela Evidência Express (EvEx)²¹ 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 de alto poder calorífico. O aumento das importações de diferentes fontes de gás, GNL e produção de biogás provocam flutuação na composição nas redes de gás de alto e baixo poderes caloríficos. A transição para um sistema mais flexível, fez com que algumas empresas enfrentassem repetidamente problemas devido às flutuações máximas, sofrendo paradas repentinas com danos consequentes associados (falha de produção). Algumas outras empresas apresentaram problemas específicos com as instalações devido a grandes variações no poder calorífico do gás natural.

Para o México, foram apresentadas informações sobre informe técnico do Instituto Mexicano del Petroleo, que aborda os efeitos ocasionados pela variação da composição do gás natural em função da tecnologia de combustão utilizada nos equipamentos. Esse informe apresenta o resultado de estudo de custo-benefício que projeta o impacto esperado na indústria em nível nacional de modificações nas especificações da Norma Oficial Mexicana de Especificaciones del Gas Natural (NOM-001). Foi observado que existiriam alguns processos industriais mais sensíveis às mudanças do Índice de Wobbe para um padrão mais alto, são eles:

²¹ 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).

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 regulação padrão de 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 no contrato firmado entre as 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.

X. EFEITOS E RISCOS

Identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo.

Etapa a ser avaliada e realizada após estudo das comparações das opções regulatórias e definição da opção a ser recomendada.

XI. COMPARAÇÃO DAS OPÇÕES

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 7.

Para o problema regulatório ora em análise na AIR, 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 energéticos, ou seja, como insumo para indústria petroquímica e produção de hidrogênio. Os que utilizam o 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 coccção 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 voltado para 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. A mais disso, depende também de parque petroquímico que consuma etano como matéria-prima, atenuando a atual predominância de nafta petroquímica.

Tabela 7 - 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 inficiência, 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 diretamente ao grau de risco de uma alternativa.

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

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 pode ou não afetar a sua qualidade para o uso a que se destina.

Assim, no cenário das três opções regulatórias e após a consulta pública e análise das contribuições técnicas dela resultantes, será aplicada a Análise Multicritério em que serão definidos previamente os critérios e pesos a serem levados em consideração de forma a guiar para a opção regulatória que se afigure mais efetiva ao alcance dos objetivos colimados.

XII. ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO

Etapa a ser realizada após estudo das comparações das opções regulatórias e definição daquela a ser recomendada à Diretoria Colegiada da ANP.

XIII. REFERÊNCIAS

1. 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?wt7h6hFBl_9S3DJjGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 17/11/2022.
2. 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?wt7h6hFBl_9S3DJjGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 22/09/2022.
3. 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-UrE5SHuWb1YL2DVROL02Z1_RzoyW3icW3K_3q-LxisNR4cPPSHvd0UbQIV0VPZDNbIuyu5GgLns6HlpV7W4bXbJSY. Acesso em: 05/10/2022.
4. 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/acesso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>. Acesso em: 29/04/2022.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.

10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Carmeis, 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?wt7h6hFB1_9S3DJjGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYJfOcrc-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 04/10/2022.
14. Carmeis, 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?wt7h6hFB1_9S3DJjGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYJfOcrc-boq20D4PJx8L07-QBcD3-5LEwljpTvtyBnME04ag08Q_E. Acesso em: 22/09/2022.
15. 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?9LibXMqGnN7gSpLFO0gUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5SKzTGBzHuKZamiBqTWI_P_EhVF04funU_cwTCJFNaVlPyV8kFnuS6ZAUVeTygYR3_Ha7orc0Xai8SuDtXnWITT. Acesso em: 16 de novembro de 2022.
16. 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?9LibXMqGnN7gSpLFO0gUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5RB3cBJXZ2rWfi5GIhCZ7oMoGEloQN9pz-8fmnxahJYAWeyUxGpK2n1yVGWpwburiayhpeF_1lb_mCWkn-EC4f4. Acesso em: 16 de novembro de 2022.
17. 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.
18. 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.

19. 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.
20. ENAP, 2021. Disponível em: <https://www.enap.gov.br/pt/acontece/noticias/enap-oferece-assessoria-gratuita-para-avaliacao-de-politicas-publicas>; e <https://www.enap.gov.br/pt/acontece/noticias/publicado-resultado-das-instituicoes-contempladas-com-assessoria-gratuita-de-avaliacao-de-politicas-publicas>. Acesso em 29/09/2022.
21. 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.
22. 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_documento_exibir.php?wt7h6hFBl_9S3DJjGLl0dpQiiSEQL4RcICP821UP_Zu3te9Mz8pMgdSFPXZPRHsDc8jMQ17erGYjfOcrc-boq_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxfluv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 22/09/2022.
23. IPB, 2019. Avaliação dos Resultados dos Ensaios com Aquecedores. https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?yPDszXhdoNcWQHJaQlHjmJlqCNXRK_Sh2SMdn1U-tzPU1sjA_GwVOb-4YooCfl7HYGQHDrMJ6yX2g-XRZwvkBA0uksczKV8VxYyzQMrfNKeKa59QWLb1VXUhmb1dYu97. Acesso em: 04/10/2022.
24. IPB, 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?9LibXMqGnN7gSpLFO0gUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5Qctd97YEEJjxDCEljPZuuTTKOig51MuYrozrNzsw_HjaCUPUyIQNbq51ED8NOWh9rmswRr6cAj-r6ry9nmf2I_. Acesso em: 04/10/2022.
25. IPB, 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?9LibXMqGnN7gSpLFO0gUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5TurdFLbr4sdN8KBa1YqqBu-hhVCYj8jze8DTEGYG2bsu-7wcdGwjf9Ta4BL2nVipj7QvromPZrC-e5QX1kp9oz. Acesso em: 04/10/2022.
26. 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.
27. 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?yPDszXhdoNcWQHJaQlHjmJlqCNXRK_Sh2SMdn1U-tz035Lissoru3k0zeIvHUaSpH5Xn_NOAKQSmCMQd4SvnQC8ruVP2DCauuqBQt-qLAo4ew93PBSsebWIY81lqHhw. Acesso em: 04/10/2022.

28. 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.
29. 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.
30. 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.
31. Nicholas Economides, “The Economics of Networks”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.
32. O. Shy, The Economics of Network Industries (The Economics of Network Industries, 2001).
33. 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-boq0JIX_1fiuSYYKXCHFOddwvmqoVY7L9EnN-YYftYHJ5q. Acesso em: 22/09/2022.
34. Paranaiba, Adriano de Carvalho; Isobe, Paulo Henrique S.; Pinheiro, Daniel Ciarlini; Pinto, Vitor Paulo Villarino; Alves, Raquel de Oliveira; Carvalho, Eliezé 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.
35. 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_akanQN2cVCY. Acesso em: 22/09/2022.
36. 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.
37. 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_sanrCEFUSrNAyxAy2MAhcxf1uv8hpU5FXUwK2MyHKy. Acesso em: 05/10/2022.

38. P. L. Joskow, “REGULATION OF NATURAL MONOPOLY”, em *Handbook of Law and Economics*, vol. 2 (Mitchell Polinsky and Steven Shavell, 2007), 1229–1340.
39. Souza, Géssica C.; Bianchi, Lorenzo; Reis, Breno Salomon. Experiências com a Regulação do Gás Natural – Benchmarking de Países Selecionados. Edição 1º. EvEx. ENAP. 2022.
40. 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.
41. 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>.
42. Vaz, Célio Eduardo Martins; Maia, João Luiz Ponce; Santos, Walmir Gomes dos. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. 1ª edição, São Paulo: Blucher, 2008.
43. 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.bnrb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/396>. Acesso em: 24/05/2022.

