

Este documento constitui contribuição do Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás para os debates acerca da possibilidade de alteração da especificação do gás natural (RANP nº 16/2008) constante na agenda regulatória 2020-2021 da ANP.

Relatório

[Revisão da RANP nº 16/2008]

Eixo Integração Gás e Indústria

Coordenação do Eixo Integração Gás e Indústria

<p>SECRETARIA DE ADVOCACIA DA CONCORRÊNCIA E COMPETITIVIDADE/MINISTÉRIO DA ECONOMIA</p> <ul style="list-style-type: none">• SECRETÁRIO: Geanluca Lorenzon• SUBSECRETÁRIO DE COMPETITIVIDADE E MELHORIAS REGULATÓRIAS: Adriano Paranaíba <p>✓ EQUIPE:</p> <p>Mauricio Marins Machado (Coordenador-Geral)</p> <p>Miguel Crisóstomo Brito Leite (Coordenador)</p> <p>Patrícia da Silva Pereira (Coordenadora)</p> <p>Cláudio Alexandre de Area Leão Navarro (Analista de Planejamento e Orçamento)</p> <p>Eliezer de Lima Lopes (Especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental)</p>	<p>SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO, SERVIÇOS E INOVAÇÃO/MINISTÉRIO DA ECONOMIA</p> <ul style="list-style-type: none">• SECRETÁRIO: Gustavo Leiphitz Ene• SUBSECRETÁRIO DA INDÚSTRIA: Tólio Edeo Ribeiro <p>✓ EQUIPE:</p> <p>Rogério Fabricio Glass (Coordenador-Geral)</p> <p>Erich Negriz Bezerra (Chefe de Divisão)</p> <p>André Fábio de Souza (Analista de Comércio Exterior)</p>
--	--

Sumário

Sumário Executivo	6
Introdução	12
1 Cadeia Produtiva do gás natural	15
2 Proposta de Mudança Regulatória	23
2.1 Regra Atual	23
2.1.1 Parâmetros de potencial energético	25
2.1.2 Parâmetros de participação de cada hidrocarboneto	27
2.1.3 Parâmetros de segurança e controle de inertes	27
2.2 Regra Proposta	28
3 Experiência Internacional	30
3.1 Regulação da especificação do gás natural na União Europeia e Estados Membros	30
3.1.1 A harmonização da qualidade do gás na UE: histórico e questões relevantes	30
3.1.2 A harmonização da qualidade do gás atualmente na UE: Projeto GASQUAL e EN 16726-2015	34
3.1.3 As diferentes especificações da qualidade do gás nos países da UE	35
3.2 O caso dos EUA	41
3.3 O caso da Holanda	44
3.4 Considerações finais	47
4 Aspecto da Concorrência	49
4.1 Mercados nacionais de nafta e etano	52
4.1.1 Etano	53
4.1.2 Nafta	57
4.2 Cenário de desinvestimento estatal em refino e gás natural	62
4.3 Considerações finais	64
5 Aspecto dos Equipamentos dos Consumidores	68
5.1 Caso dos equipamentos de atividades produtivas	70
5.2 Caso dos equipamentos de uso doméstico	73
5.3 Questões ambientais relativas aos equipamentos	76
5.4 Demais questões técnicas relativas aos equipamentos	78

5.5	Proposta das associações	79
5.6	Considerações finais	81
6	Aspecto da Oferta de Insumos não Energéticos	83
6.1	Potencial econômico relacionado à separação do Etano do gás natural no Brasil	83
6.1.1	Potencial de demanda por eteno	84
6.1.2	Propano e butano	88
6.2	Considerações finais	89
7	Aspecto da Oferta de Gás Natural	90
7.1	Estimativas de restrições à produção de gás natural no pré-sal	90
7.2	Custos do Processamento do Gás Natural	92
7.3	Estimativas de custo de restrições da produção	95
7.4	Considerações finais	97
8	<i>Trade-offs</i>	98
8.1	Lado da Oferta	98
8.2	Lado da Demanda	101
9	Conclusão	106
	Referências Bibliográficas	111

Índice Figuras

Figura 1: composições típicas de gás natural	16
Figura 2: riqueza média de três tipos de gás natural	17
Figura 3: produção de gás natural no Brasil de 2009-2018.....	17
Figura 4: rotas pré-sal.....	18
Figura 5: importação de gás natural, segundo países de procedência – 2009-2018.....	18
Figura 6: esquema simplificado de uma UPGN.....	20
Figura 7: produção de gás natural seco, GLP, C ₅ +, etano e propano em polos produtores – 2009-2018.....	21
Figura 8: principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural	22
Figura 9: range do poder calorífico em diversos países	25
Figura 10: range do índice de Wobbe em diversos países.....	26
Figura 11: proposta IBP	28
Figura 12: parâmetros especificados em países europeus	36
Figura 13: esquema simplificado da Cadeia Produtiva Petroquímica.....	50
Figura 14: comparativo entre o perfil de produção de unidades de craqueamento base etano e base nafta.....	50
Figura 15: participação de nafta e gás natural na indústria petroquímica de diferentes países em 2016.....	51
Figura 16: localização dos pólos petroquímicos no Brasil.....	52
Figura 17: principais derivados obtidos na destilação atmosférica	58
Figura 18: relação entre o eteno e o propeno com os demais elos da cadeia de transformados no Brasil:	85
Figura 19: agregação de valor na cadeia petroquímica	85
Figura 20: consumo aparente no Brasil dos principais derivados de eteno.....	86
Figura 21: potencial de ganho de produção de gás natural processado – modernização da especificação (UTCGA).....	91
Figura 22: potencial de ganho de produção de GLP – modernização da especificação (UTCGA)	91
Figura 23: dados sobre o parque de UPGN instaladas no Brasil.....	92

Índice Gráficos

Gráfico 1: produção de etano em polos produtores – 2009-2018	53
Gráfico 2: produção Nacional e Importação de Nafta 2009-2018	57

Índice Quadros

Quadro 1: especificação do gás natural - RANP nº 16, de 17 de junho de 2008	24
Quadro 2: posicionamento das associações sobre o impacto nos equipamentos	70
Quadro 3: apontamentos das associações relativos ao impacto ambiental.....	77

Índice Tabelas

Tabela 1: sumário de parâmetros de especificação da qualidade do gás em países da União Europeia	37
Tabela 2: especificação da composição do gás natural em países selecionados da União Europeia.	39
Tabela 3: consumo de Etano - (em mil toneladas)	54
Tabela 4: importações de nafta - Petrobrás x Outros	61
Tabela 5: Consumo médio (MMBTU) por setor anos 2016-2019 e consumo no mês jan/20.....	68
Tabela 6: valores de CAPEX e OPEX por tecnologia e volume processado.....	94
Tabela 7: estimativa de valor para as projeções de produção de gás natural processado a preços de março de 2020 na UTGCA.....	96
Tabela 8: Custos fornecidos pela Abegás para adaptação e substituição de cromatógrafos e testes em fogões e fornos a gás	102

Sumário Executivo

Este documento trata de proposta de alteração da Resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nº 16, de 17 de junho de 2008 (RANP nº 16/2008). A norma dispõe sobre a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. A proposta é objeto da Agenda Regulatória da ANP 2020-2021.

O trabalho consiste na contribuição do Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás Natural (CMNG) para a tomada de decisão da agência. Objetiva-se fornecer subsídios para que a decisão do órgão promova o bem-estar do consumidor, por intermédio do arranjo regulatório mais favorável à concorrência e, em última instância, à eficiência econômica.

A coordenação dos trabalhos e elaboração do relatório ficou sob responsabilidade da Secretaria de Advocacia da Concorrência e Competitividade (SEAE), como membro do CMNG, e da Secretaria de Desenvolvimento da Indústria, Comércio, Serviços e Inovação (SDIC), pelas competências em políticas para a indústria, ambas da Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério da Economia (Sepec/ME).

Os trabalhos realizados focaram nas oitivas com participantes do CMNG e agentes do setor (IBP, PETROBRAS, ABRAGET, ABEGÁS, ABRACE, CNI, ABIVIDRO, ABIQUIM e BRASKEM); em conversas bilaterais com órgãos de governo (ANP, MMA, INMETRO); e aplicação de questionários para agentes do setor (PETROBRAS, ABRAGET, ABEGÁS, ABIVIDRO, ABCERAM, ABIQUIM). O trabalho contou, também, com amplo levantamento de referências bibliográficas e obtenção de material técnico junto aos agentes do setor e órgãos públicos afetos.

Um dos trabalhos realizados foi conhecer como se dá a especificação do gás natural nos outros países. A revisão da experiência internacional mostrou que não há um padrão único de regulação da especificação de gás natural pelo mundo. Existem países com normas regulatórias mais restritivas, enquanto outros permitem maior flexibilidade nas características do gás natural comercializado. Em alguns países da Europa (Alemanha, Reino Unido, Itália, França, Holanda e Espanha) não existem obrigações

específicas de tratamento de etano (e outros hidrocarbonetos) na regulação da especificação do gás. Todos esses países especificam o Índice de Wobbe e alguns deles especificam a densidade relativa. Por outro lado, outros países especificam os teores de hidrocarbonetos, tais como Áustria (para os gasodutos WAG e TAG), Bulgária, República Tcheca, Grécia, Romênia, Eslováquia e Eslovênia. Os motivos para esta diferenciação são vários, tais como se o país é produtor ou importador de gás natural, bem como a utilização do hidrocarboneto na economia.

Nos Estados Unidos não há regra nacional, ou mesmo estadual, para especificação do gás natural. Na falta de uma regulação, a especificação foi fixada pelos transportadores de gás, sendo definida nos contratos de transporte e atrelada aos gasodutos. No início dos anos 2000, entretanto, a perspectiva de crescimento das importações de GNL e a diversificação da produção doméstica suscitaram debate sobre especificação de gás natural nos EUA. Em junho de 2006, o órgão federal de regulação (*Federal Energy Regulatory Commission*) definiu um processo regulatório em que a eventual revisão da composição do gás natural, para cada sistema de transporte, fosse estabelecida por meio de um processo de consulta pública, avaliação da proposta e das manifestações e aprovação ou não do requerimento do transportador ou outro agente da indústria. Esse processo acaba gerando maior flexibilidade, ao permitir a negociação entre as partes interessadas e tornando possível uma grande variedade de soluções pensadas para estabelecer um padrão estável para a rede. Um exemplo é o caso da *Texas Eastern Transmission* (TET), iniciado em 2009 por demanda da própria transportadora, que propôs uma mudança nos padrões de qualidade (e intercambialidade), em processo colaborativo com produtores, distribuidoras, geradores de eletricidade, consumidores finais e transportadores interconectados à sua rede. Depois de um longo processo, em 2016, foi fixado limite de 12% para hidrocarbonetos pesados (C_{2+}), incluindo o etano, a pedido do referido transportador.

O levantamento da experiência de outros países indica também que processos de alteração/atualização das especificações são bastante comuns a nível internacional, apresentando semelhança com o caso do Brasil, uma vez que o debate sobre a mudança da especificação, geralmente, se deu em função da introdução de novas fontes de suprimento de gás natural. Nesses casos, o processo de decisão sobre a mudança ou não da especificação do gás natural se deu com participação dos agentes envolvidos e

realização de estudos sobre aspectos econômicos de mudança nas especificações em vigor. Outra característica desses processos é que a decisão implica alocação de custos regulatórios entre os *players* de mercado, podendo envolver período de transição, como no caso dos Países Baixos, para permitir sua assunção pelos agentes.

Em relação ao aspecto da concorrência, analisaram-se os mercados de nafta e etano. Ambos apresentam características de monopólio, uma vez que a Braskem tem total controle sobre a demanda interna desses insumos. Por outro lado, há concentração também do lado da oferta em vista do fato de a Petrobras ser o único fornecedor interno de ambos os produtos.

No caso da nafta, trata-se do principal insumo de 3 das 4 centrais petroquímica na fabricação dos produtos da 1ª geração petroquímica. Para esse insumo, a produção doméstica, concentrada na Petrobrás, é insuficiente para atender o mercado interno, sendo a oferta de nafta no mercado interno suprida mais por importações. Isso ocorre porque a demanda de nafta para a indústria petroquímica concorre com a demanda de gasolina, cuja maior procura e rentabilidade tem incentivado o produtor de nafta no Brasil (Petrobrás) a substituir esse bem por gasolina no *mix* de produtos que oferece no mercado. Assim, não existe um excedente de produção de nafta no mercado interno que pudesse se beneficiar da discussão regulatória em tela. Especialmente, de eventual redução de oferta de etano decorrente de regras mais flexíveis de especificação, que permitissem maior participação do primeiro na composição do gás natural comercializado.

Diferentemente da nafta, o mercado brasileiro de etano é abastecido majoritariamente pela produção interna desse bem. Embora não seja o principal produto utilizado no processo produtivo da maioria das centrais petroquímicas, é o principal insumo da central petroquímica do RJ. Para a mesma, as importações não substituem no curto prazo o fornecimento interno do insumo. No entanto, em vista do teor dos hidrocarbonetos do gás natural do pós-sal e de sua participação na oferta total desse recurso o suprimento de etano tem sido ditado pelas condições de mercado até recentemente, e não em decorrência de obrigações regulatórias estabelecidas pela RANP nº 16/08. Caso ocorra flexibilização de tais obrigações, ao modo previsto pela proposta objeto de consulta pública da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP, não se identificaram efeitos sobre as referidas condições de comercialização e concorrência do

fornecimento interno de etano, que *a priori* continuariam sendo determinadas pelas regras de mercado.

Outro ponto abordado no relatório diz respeito aos aspectos da qualidade do gás natural e seus efeitos sobre os custos de manutenção e reposição dos equipamentos dos consumidores. Dos trabalhos técnicos consultados, há registros de danos que variações bruscas na qualidade do gás podem ocasionar em equipamentos de atividades produtivas consumidoras desse recurso. Inclusive, a *European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers* (Euromot, 2017) destaca que as flutuações no índice de Wobbe causadas por variações na qualidade do gás podem não ser absorvidas pelos sistemas de controle, causando danos nos equipamentos.

Associações do setor produtivo e entidades dos consumidores – CNI, Abiquim, Abividro e Abegás – apontam ainda risco de assunção de custos decorrente da necessidade de adaptação ou substituição dos equipamentos existentes para cumprir as exigências dos órgãos ambientais com relação à emissão de CO₂ e NO_x. Contudo, os resultados dos testes realizados pelo IBP, em aquecedores domésticos, e Petrobras, em turbinas de geração de energia, não confirmam problemas levantados pelas associações. Na mesma linha, a Abraget, com base nos testes em turbinas supracitados, não aponta risco de ocorrência dos custos elencados para o setor de geração de energia elétrica.

De qualquer forma, a indústria química e associações de distribuidores e grandes consumidores de gás natural, exceto Abraget, defendem que a qualidade do gás canalizado seja mantida por meio de limite mínimo para o metano na ordem de 88% da composição do gás natural, com redução do limite máximo para o etano de 12% para 9% e sem mudanças quanto aos demais parâmetros, em vista das possibilidades que apontam de diminuição do rendimento de seus equipamentos, problemas de segurança, entre outros citados.

Em relação à oferta de insumos não energéticos, apontaram-se oportunidades de crescimento da indústria petroquímica brasileira com a expansão da produção interna de etano. O texto indica capacidades instaladas e projetadas de UPGN que podem propiciar maior oferta de etano. Tratou-se também de indicativos de potencial de crescimento de demanda de etano, eteno e seus derivados. Apontaram-se informações sobre potencial de investimento no setor petroquímico e avaliação de agentes do setor sobre possíveis

efeitos da proposta de revisão regulatória em comento no incentivo a tais investimentos e perspectivas de crescimento de produção.

A partir dos custos e benefícios da proposta em apreço acerca da especificação do gás natural, foram identificados *trade-offs* da discussão objeto da Agenda Regulatória da ANP 2020/2021. Pelo lado da oferta, a flexibilização da norma tende a diminuir os custos de produção de gás natural. Com isso, espera-se também o aumento considerável de volume de gás disponibilizado no país, investimentos em infraestruturas de escoamento e de transporte e uma possível redução no preço do gás natural para o consumidor. Em especial, essa redução de preço constitui objetivo do Ministro da Economia de promover choque de energia barata para favorecer a competitividade da economia, inclusive, do setor industrial brasileiro.

No cenário de flexibilização, a Petrobras¹ prevê aumento de oferta de gás natural de cerca de 1 bilhão de m³, no ano de 2020, e de 428 milhões de m³ no 1º semestre de 2021. No mesmo cenário, a empresa prevê adicionalmente ampliação da oferta de gás de cozinha (GLP) de 162 mil m³ (405 toneladas), no ano de 2020, e de 45 mil m³ (112,5 toneladas) no 1º semestre de 2021. Na hipótese de que as previsões da estatal estejam corretas e, considerando os parâmetros explicados adiante no documento², as estimativas são de que os incrementos de produção de gás natural e GLP poderiam propiciar valor adicionado na economia de cerca de US\$ 966 milhões entre janeiro de 2020 e junho de 2021.

Por outro lado, a mudança em comento traz consigo custos potenciais, o que pode demandar investimentos pelo consumidor industrial. Um custo esperado diz respeito à adaptação ou aquisição de equipamentos, podendo comprometer atividades e afetar negativamente emprego e renda.

Adicionalmente, a alteração da especificação do gás natural, a depender de como seja realizada, pode elevar a insegurança jurídica e regulatória, induzindo a busca por outras fontes de energia, o que prejudicaria o crescimento do setor de gás natural no país e os benefícios potenciais elencados

¹ Em comunicado oficial à ANP (Petrobras, 2020a).

² Memória de cálculo constante no capítulo 7.

Um ponto levantado pelo setor petroquímico é que, caso ocorra a mudança na especificação ao modo indicado pela proposta objeto de consulta pública, não fica garantida esse setor um nível oferta de etano resultante do processamento do gás natural produzido no país. A falta dessa garantia, de acordo com o setor, pode comprometer investimentos expressivos na indústria petroquímica. Conforme indicaram, o potencial de produção do gás natural do pré-sal poderia viabilizar investimentos de cerca de US\$ 6 bilhões nessa indústria.

Por fim, diante dos *trade-offs* identificados, sugere-se que a ANP realize a Análise de Impacto Regulatório da proposta de alteração da especificação do gás natural, propiciando a oportunidade para que todos os setores envolvidos explicitem seus argumentos prós e contras a alteração da especificação, bem como para reunião de mais dados e análises em acréscimo ao apresentado neste relatório.

Conforme já esclarecido, as análises apresentadas neste documento e o levantamento de custos e benefícios da proposta de mudança da especificação do gás natural, objeto de avaliação na Agenda Regulatória da ANP 2020-2021, pretendem contribuir com o debate sobre o assunto e a tomada de decisão da agência reguladora.

Introdução

Em 2019, a Resolução CNPE nº 16/2019 estabeleceu diretrizes para promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, definindo como deve ser a transição para um mercado concorrencial e até estabelecendo como de interesse da Política Energética Nacional medidas estruturais e comportamentais para serem observadas pelo agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural.

A Resolução recomendou ainda ao Ministério de Minas e Energia, em articulação com o Ministério da Economia, a ANP, a EPE e o CADE, que monitore a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, devendo propor medidas adicionais e complementares ao CNPE, caso necessário³.

Nesse sentido, o Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019, instituiu o Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás Natural (CMNG), composto pelos órgãos supracitados. Dentro das suas atribuições, o Comitê tem procurado contribuir com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nos processos de discussão inerentes à Agenda Regulatória ANP 2020-2021. Este relatório é um produto dos esforços envidados pelo CMNG e tem como tema a proposta de alteração da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, (RANP nº 16/2008), que dispõe sobre a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

A ANP, como instituição nacional com competência para regular e fiscalizar a indústria de gás natural, estabeleceu, por meio da Resolução ANP nº 16/2008 – RANP, parâmetros para especificação da qualidade do gás natural. O objetivo da regulação sobre a especificação do gás natural é garantir a qualidade do gás para queima e, conseqüentemente, a segurança na operação dos equipamentos de uso doméstico, comercial e industrial. Há também cautelas quanto à menor eficiência de funcionamento desses equipamentos e às maiores emissões que podem derivar da queima de um gás fora de especificação.

³ Trecho elaborado com base no texto do MME disponibilizado em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>

Em função disso, os limites da especificação do gás natural devem assegurar a intercambialidade, ou seja, a capacidade de substituir um combustível gasoso por outro em um equipamento de combustão sem alterar materialmente seu desempenho (segurança, eficiência ou emissões), proporcionando a estabilidade da composição do gás, essencial para a operação dos equipamentos. Os níveis de hidrocarbonetos mais pesados (C₂₊), os componentes inertes (nitrogênio, dióxido de carbono), o poder calorífico e a presença de hidrogênio são considerados parâmetros de intercambialidade do gás na atual resolução da ANP que trata da especificação do gás natural – Resolução ANP nº 16/2008.

Tendo em vista o aumento da produção no pré-sal, com a possibilidade de exploração de um gás mais rico do que o das outras regiões, o segmento *upstream* da indústria do gás, representados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), apresentou pedido à ANP para que os parâmetros de concentração dos hidrocarbonetos fossem flexibilizados na norma vigente. Isso fez com que a ANP incluísse o tema na Agenda Regulatória 2020-2021. A justificativa dos produtores de gás natural para revisão é que a regra atual de especificação pode prejudicar a produção de hidrocarbonetos no pré-sal, conforme transcrição a seguir da referida agenda.

Na fundamentação da solicitação, foi elencado como principal problema a possibilidade de implicações à própria produção de petróleo do pré-sal caso não se proceda à revisão da resolução em referência de forma a adequá-la à citada característica do gás possibilitando o seu escoamento e comercialização.

Contudo, representantes do segmento *downstream* da indústria do gás e da indústria de transformação (notadamente, os setores de química, petroquímica, vidros e cerâmica) se manifestaram contrários à alteração sugerida pelo IBP ou ainda favoráveis a limites mais estreitos para alguns parâmetros. Como sintetizado pela CNI (2019):

Por um lado, os produtores e os comercializadores têm interesse em entregar ao mercado um gás natural com uma gama tão vasta quanto possível de composições, reduzindo, em tese, o custo da oferta do gás e garantindo uma maior segurança de abastecimento. Por outro lado, os consumidores e os operadores das redes de transporte e de distribuição estão preocupados em manter a segurança e confiabilidade de redes de gasodutos e a eficiência dos equipamentos.

O CMNG tem envidado esforços para contribuir com a ANP na tomada de decisão sobre a proposta de alteração da RANP nº 16/2008 constante da Agenda Regulatória 2020-2021. Para desenvolvimento dos trabalhos, foi instituído o Grupo de

Trabalho (GT) Indústria – Gás Natural no escopo do CMGN, sob coordenação da Secretaria da Advocacia da Concorrência e Competitividade (SEAE) e da Secretaria de Desenvolvimento da Indústria e Comércio (SDIC), ambas do Ministério da Economia.

O GT procurou realizar reuniões com agentes dos diversos elos da cadeia do gás natural e com órgãos governamentais que atuam no tema. Dentre as atividades do GT, foram realizadas reuniões ou envio de questionários aos seguintes agentes da cadeia produtiva da indústria de gás natural com objetivo de consultá-los sobre possíveis impactos de alteração da especificação do gás natural: Braskem, Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim), Petrobras, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis (IBP), Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), Associação Brasileira de Cerâmica (Abceram), Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (Abividro) e Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET). Os órgãos governamentais consultados foram a ANP e o Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Paralelamente, o GT realizou pesquisas bibliográficas e análises em documentos técnicos produzidos por instituições governamentais e privadas com expertise no setor de gás natural.

Os resultados desses esforços estão expostos neste relatório que objetiva apresentar subsídios para o processo regulatório conduzido pela ANP, no tocante à especificação do gás natural, abordando a experiência internacional, questões de concorrência, de possíveis efeitos nos equipamentos dos consumidores decorrentes da qualidade do gás natural, bem como de aspectos relativos a oferta de insumos não energéticos e energéticos. Por fim, apontam-se os *trade-offs* que envolvem a discussão do tema.

1 Cadeia Produtiva do gás natural

Este capítulo apresenta um breve retrato da cadeia de gás natural no país, abordando desde a composição do gás natural nos campos de exploração, até o elo de consumo. Aprender os pontos tratados neste capítulo é importante para compreender as questões que norteiam o debate sobre a alteração da especificação do gás natural.

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso nas condições ambiente de temperatura e pressão, e cujo componente principal é o metano (CH_4 - 1 átomo de carbono e 4 átomos de hidrogênio). Além do metano, o gás natural apresenta proporções variáveis de outros hidrocarbonetos gasosos mais pesados como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}). Essas frações mais pesadas (com dois ou mais carbonos por molécula) são usualmente chamadas de líquidos de gás natural, porque frequentemente se encontram no estado líquido nos reservatórios naturais devido à maior pressão. (CNI, 2019)

Um gás natural que contém quantidades mais elevadas das frações C_3 (propano), C_4 (butano) e C_{5+} (gasolina natural) é denominado gás rico, enquanto um gás com alto teor de metano e poucos líquidos de gás natural é chamado de gás seco ou gás pobre.

Assim, a riqueza do gás natural é o conjunto de componentes a partir das correntes C_{3+} (mix de propano e outros hidrocarbonetos mais pesados), que pode ser transformada em produtos de elevado valor comercial. Vale lembrar que quanto maior for a fração destes componentes, maior será o poder calorífico do gás resultante e mais rico será o gás natural bruto. Assim, considera-se como gás rico o gás natural com teores de hidrocarbonetos pesados superiores a 8%, sendo considerado pobre quando menores que 6%, e mediano quando entre 6 e 8% (EPE, 2016).

Além dos hidrocarbonetos, outros componentes fazem parte da composição do gás natural bruto, como dióxido de carbono (CO_2), nitrogênio (N_2), sulfeto de hidrogênio (H_2S) e mercaptanos, água (H_2O), oxigênio, compostos de enxofre e metais pesados. De maneira geral, os componentes não hidrocarbonetos são classificados como contaminantes, uma vez que, os gases ácidos (H_2S e CO_2) podem acelerar a corrosão nos dutos de escoamento na presença de água, o que pode comprometer a integridade física dos equipamentos, assim como a qualidade do gás. E, o N_2 e o CO_2 são considerados gases inertes, uma vez que não participam de processo de combustão,

reduzem o poder calorífico da mistura gasosa, sendo os primeiros elementos a serem filtrados no processamento do gás natural.

A composição do gás natural bruto pode variar bastante em função dos fatores naturais que determinaram o seu processo de formação e das condições de acumulação do seu reservatório de origem (CNI, 2019). A Figura 1 ilustra algumas composições típicas de gás natural encontradas no Brasil.

Figura 1: composições típicas de gás natural

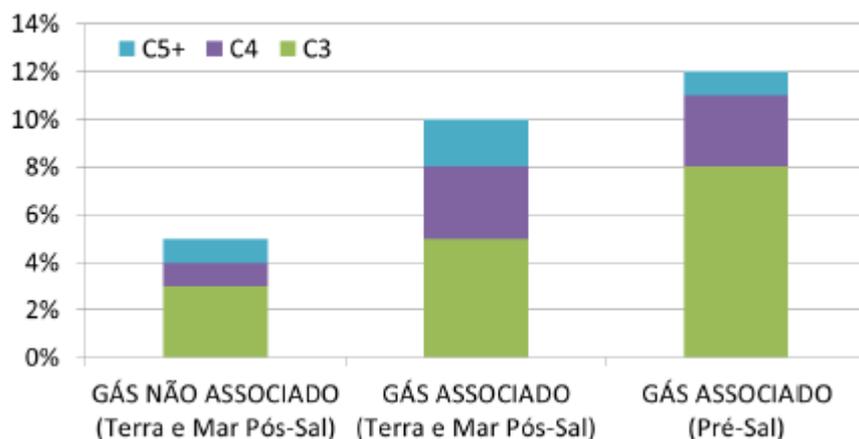
Componentes	Composição (% volume)						
	Ceará / Rio Grande do Norte	Sergipe / Alagoas	Bahia	Espírito Santo	Rio de Janeiro	São Paulo	Amazonas
C ₁	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88
C ₂	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20
C ₃	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19
C ₄	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80
C ₅	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43
C ₆₊	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18
N ₂	1,39	1,51	1,43	1,62	0,80	1,16	11,12
CO ₂	2,74	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,20

Fonte: VAZ et al., 2008 *apud* EPE (2016)

Conforme pode ser observado na Figura 1, o principal componente do gás natural é o metano, o que influencia nas principais propriedades do gás natural, enquanto a contribuição de não hidrocarbonetos é relativamente pequena, ficando abaixo de 10% em volume, exceto no caso do estado do Amazonas, onde o percentual de N₂ é elevado (EPE, 2016).

Ademais, O gás natural existente nos reservatórios naturais pode estar associado ou não ao petróleo, o que também impacta na sua composição. O gás é considerado associado quando o fluido principal previsto para produção consiste em óleo. Neste caso, a fase gasosa apresenta composição com teor expressivo de hidrocarbonetos pesados. Por outro lado, o gás é considerado não associado quando o fluido principal previsto para produção consiste, basicamente, em gás. Nessa situação, o gás possui composição com teor de hidrocarbonetos de baixo peso molecular, predominantemente metano (EPE, 2016). A título de ilustração, a Figura 2 exhibe a riqueza média do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores.

Figura 2: riqueza média de três tipos de gás natural



Fonte: EPE (2016), com base em ANP

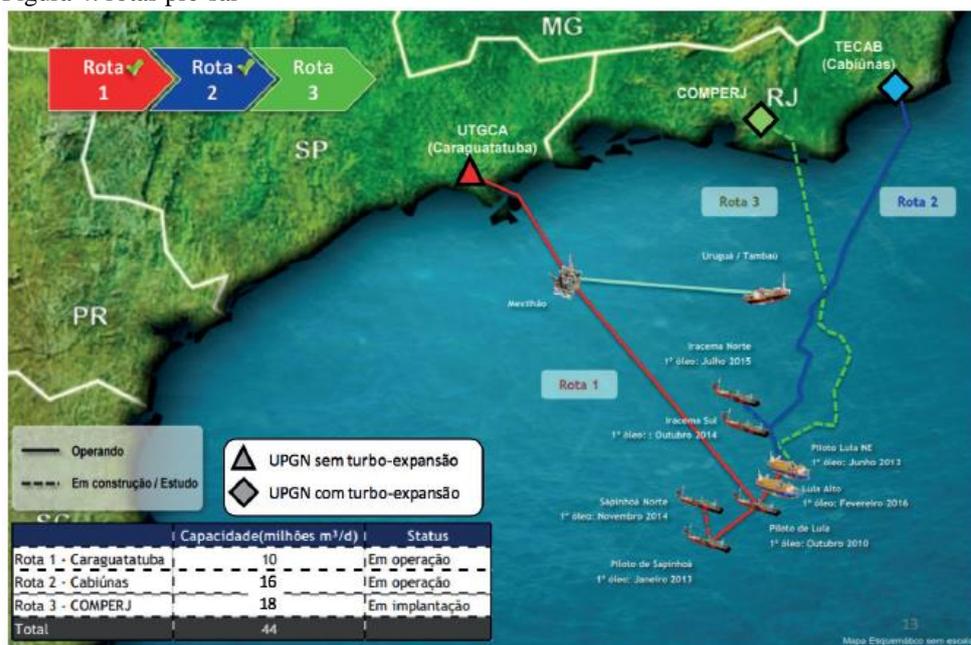
A Figura 3 traz a produção de gás natural no Brasil de 2009-2018, considerando a localização dos campos. Nota-se um crescimento contínuo na produção do pré-sal, enquanto a produção do pós-sal está em queda e foi superada pela anterior a partir de 2018. A Petrobras continua sendo a principal produtora com 73,4%, seguida da Shell Brasil com 11,6%. O escoamento da produção de grande parte da produção de gás natural, que é *offshore*, realiza-se pelas rotas 1 e 2, conforme Figura 4. Tanto na rota 1 como na rota 2 de escoamento, o gás do pré-sal é misturado com gás de baixo conteúdo de etano produzido fora da área do pré-sal. A rota 3 encontra-se em construção.

Figura 3: produção de gás natural no Brasil de 2009-2018

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (MILHÕES M³)										18/17 %
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
BRASIL		21.141,5	22.938,4	24.073,7	25.832,2	28.174,2	31.894,9	35.126,4	37.890,5	40.117,4	40.857,2	1,84
Subtotal	Terra	6.045,2	6.024,0	6.147,7	6.122,9	7.512,0	8.507,5	8.388,9	8.700,2	7.848,2	8.013,3	2,10
	Mar	15.096,3	16.914,4	17.926,0	19.709,3	20.662,2	23.387,3	26.737,6	29.190,2	32.269,1	32.843,9	1,78
Subtotal	Pré-sal	266,7	648,5	1.387,7	2.078,0	3.710,1	6.250,7	10.614,3	14.459,0	18.172,8	21.015,6	15,64
	Pós-sal	20.874,8	22.289,9	22.686,0	23.754,2	24.464,1	25.644,2	24.512,1	23.431,5	21.944,6	19.841,6	-9,58

Fonte: ANP (2019)

Figura 4: rotas pré-sal



Fonte: CNI, 2019

Com relação ao gás importado, o principal fornecedor é a Bolívia, cujo gás passa por tratamento antes de chegar ao Brasil. Há também importação de GNL de diferentes países e cuja composição varia bastante entre esses fornecedores, mas em nenhum caso o conteúdo de etano ultrapassa o atual limite brasileiro de 12%. Em 2018, a Petrobras importou GNL com conteúdo de etano variando entre 2,8% e 8,4% (CNI, 2019). A Figura 5 traz a importação de gás natural, segundo países de procedência.

Figura 5: importação de gás natural, segundo países de procedência – 2009-2018

PAÍSES	IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL (MILHÕES M³)										18/17 %
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
TOTAL (A)+(B)	8.543	12.647	10.481	13.143	16.513	17.398	19.112	13.321	10.643	10.842	1,88
Gás Natural (A)	8.108	9.820	9.796	10.082	11.648	12.049	11.854	10.369	8.886	8.071	-9,17
Gás Natural Liquefeito (GNL) (B)	435	2.827	686	3.061	4.866	5.349	7.258	2.952	1.756	2.771	57,79
Argentina	-	-	-	-	59	67	169	-	-	-	..
Bolívia	8.108	9.820	9.796	10.082	11.589	11.981	11.684	10.369	8.886	8.071	-9,17
Abu Dhabi	-	32	-	-	-	-	-	-	-	-	..
Angola	-	-	-	-	87	89	-	91	362	89	-75,40
Argélia	-	-	-	-	75	-	80	-	-	-	..
Bélgica	-	79	-	214	128	35	78	81	-	277	..
Catar	-	635	295	1.078	302	170	1.366	655	124	171	38,02
Egito	-	-	-	-	75	-	-	-	-	-	..
Emirados Árabes Unidos	-	-	-	-	-	-	62	-	-	-	..
Espanha	-	-	-	27	703	455	372	-	-	-	..
Estados Unidos	-	88	166	133	-	71	92	266	376	730	94,09
França	-	-	-	77	57	-	131	-	82	87	5,84
Guiné Equatorial	-	89	-	-	-	465	176	162	-	-	..
Holanda	-	-	-	-	-	285	147	-	-	5	..
Nigéria	75	869	-	451	851	1.505	1.829	1.095	730	351	-51,91
Noruega	-	-	-	168	398	576	823	252	-	242	..
Peru	-	154	-	-	-	-	-	-	-	-	..
Portugal	-	-	-	67	6	221	250	-	-	-	..
Reino Unido	-	-	-	-	-	-	89	75	-	-	..
Trinidad e Tobago	360	880	225	846	2.184	1.479	1.764	273	81	818	910,49

Fonte: ANP (2019)

Cabe destacar que o tratamento inicial do gás é feito na própria plataforma para retirar o excesso de CO₂⁴ (acima dos 6% atualmente permitidos para injeção nos gasodutos de escoamento), água⁵ e enxofre, antes de chegar em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). A tecnologia de tratamento primário do gás natural disponível atualmente ocupa muito espaço nas unidades de produção, sendo custosa sua aplicação para tratamento de grandes volumes de gás contaminado, característica da região do pré-sal. Ademais, os elevados níveis de CO₂ impõem desafios técnicos para reinjeção do gás, já que exigem equipamentos resistentes à corrosão provocada pelo contaminante (EPE, 2016). A separação do CO₂ deverá ser realizada independentemente da qualidade do gás natural seco a ser comercializado.

Para adquirir as características adequadas para ser transportado e comercializado, atendendo às especificações da RANP nº 16/2008, o gás natural bruto passa pela UPGN, nas quais são retiradas as demais impurezas e, eventualmente, são separados os hidrocarbonetos mais pesados.

Cada UPGN tem por finalidade separar os líquidos de gás natural (etano, propano, butano e gasolina natural), além de eventuais impurezas e gases inertes, de tal modo que o gás processado obedeça à especificação brasileira para o gás natural a ser transportado e consumido. De acordo com o BNDES (2000):

“... o gás destinado à comercialização ... é submetido às seguintes etapas de processamento, para separação das frações mais pesadas:

*1ª etapa: condensação da totalidade das frações pesadas – separando uma fração líquida denominada líquidos de gás natural (LGN) e liberando uma fração gasosa, isenta de condensáveis, denominada gás residual ou gás seco, composta principalmente por metano e etano (**o LGN pode ou não incluir o etano contido no gás, dependendo do esquema de processamento adotado na UPGN nessa fase**); e*

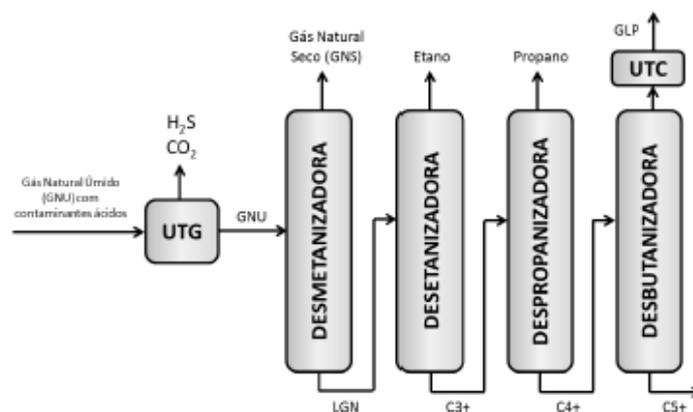
2ª etapa: fracionamento do LGN formando as seguintes correntes: etano, se estiver presente no LGN; GLP, mistura de propano e butano, podendo sofrer um fracionamento adicional nos seus componentes puros; e condensado de GN, também chamado de gasolina natural, que contém os hidrocarbonetos líquidos nas condições ambientais com mais de cinco átomos de carbono (C5+)”.

Esquemáticamente, a UPGN tem a seguinte estruturação:

⁴ Devido à ação corrosiva do CO₂ e à distância dos pontos de retirada do gás natural até a UPGN, os custos de processamento, bem como a infraestrutura de escoamento são elevados.

⁵ A presença de H₂O pode afetar o escoamento do gás natural nos dutos de escoamento e, por isso, também é um elemento a ser descartado no processo de tratamento primário (ainda em alto-mar).

Figura 6: esquema simplificado de uma UPGN



Fonte: EPE (2016)

Com relação à tecnologia da UPGN, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, EPE (2016);

“... são quatro os principais processos criogênicos nas plantas de gás natural: Expansão Joule-Thomson (JT), Refrigeração Simples (RS), Absorção Refrigerada (AR) e Turboexpansão (TE). De maneira simplificada, a escolha do processo termodinâmico está condicionada a fatores técnicos e econômicos como:

- vazão, pressão a montante da planta e **composição do gás de alimentação**;
- recuperação dos componentes em cada produto obtido;
- **qualidade do Gás Natural Seco (GNS) produzido**; e
- **viabilidade técnica e econômica do empreendimento**”.

Assim, o teor dos líquidos remanescentes no gás processado depende da tecnologia utilizada na construção da UPGN. Como visto, a separação dos componentes do gás natural pode ser tecnologicamente realizada via Turboexpansão, via absorção refrigerada e via efeito Joule-Thomson, todas aptas a separar com maior ou menor eficiência as frações de C₃, C₄ e C₅₊.

Porém, a separação do C₂ (etano) de forma econômica requer que as unidades de processamento utilizem a tecnologia de Turboexpansão que permite um rendimento alto (da ordem de 95 a 98% em volume) na separação da fração C₂ contida no gás natural (CNI, 2019). O que corrobora com a EPE (2016), para quem “*de um modo geral, a recuperação de propano e etano nas plantas para venda à indústria petroquímica só é possível através de plantas de Absorção Refrigerada ou Turboexpansão*”. A EPE (2016) destaca também que em situações específicas a Refrigeração Simples,

acompanhada da Joule-Thompson, é capaz de especificar o gás para atender a Resolução ANP nº16/2008⁶.

Como exemplo, no Brasil, a UPGN de Monteiro Lobato (Caraguatatuba) (rota 1) recebe gás dos campos de gás não associado do sistema Mexilhão-Uruguá e não tem Turboexpansão, não produzindo etano. A UPGN de Cabiúnas (rota 2) tem Turboexpansão e, portanto, pode separar etano, mas tem sido usada somente cerca de 50% de sua capacidade para essa finalidade, sem maiores consequências porque aqui também o gás do pré-sal é misturado com gás mais seco do pós-sal da Bacia de Campos. (CNI, 2019)

A Figura 7 traz a produção de gás seco e das demais frações.

Figura 7: produção de gás natural seco, GLP, C₅₊, etano e propano em polos produtores – 2009-2018

PRODUTOS	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL SECO, GLP, C ₅₊ , ETANO E PROPANO EM POLOS PRODUTORES (MIL M ³)										18/17 %
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Gás seco ¹	12.891.650	14.369.384	15.886.738	17.282.423	17.323.331	18.412.306	19.430.202	20.578.404	22.342.245	20.348.946	-8,92
Etano ¹	205.292	268.388	304.271	281.013	252.131	233.281	214.925	300.352	391.810	287.328	-26,67
Total de líquidos ²	3.538	3.471	3.230	3.451	3.607	3.849	3.925	4.048	4.859	4.697	-3,34
GLP	2.816	2.546	2.377	2.330	2.567	2.616	2.652	2.687	3.285	3.452	5,08
C ₅₊	722	924	853	1.121	1.040	1.233	1.273	1.361	1.574	1.245	-20,91
Propano	557	686	331	772	810	653	663	936	600	701	16,76

Fonte: ANP (2019)

Desta forma, dependendo da quantidade de etano que se deve retirar para atingir a especificação, pode-se dimensionar uma UPGN com tecnologia de Turboexpansão, a qual apresenta um custo de investimento mais elevado, compensável, por outro lado, pelo maior rendimento e menor custo operacional (5% do CAPEX), o que veremos adiante com mais detalhes.

Importante ressaltar que a composição do gás produzido em cada UGPN para comercialização não depende somente da tecnologia aplicada no processamento do gás natural, mas também de fatores comerciais, como, por exemplo, a possibilidade de se negociar separadamente e a preços mais interessantes as diferentes frações.

Com relação ao consumo, de maneira resumida, o gás natural seco e as demais frações podem ser utilizados como: combustível, para fornecimento de calor e força motriz; na área de transportes, como substituto do óleo diesel, da gasolina e do álcool; e, finalmente, como matéria prima nas indústrias química, petroquímica, siderúrgica e de

⁶ “Devido à baixa riqueza do gás no campo de San Alberto, aliada à alta pressão do reservatório, a UPGN foi projetada com uma etapa de Refrigeração Simples, seguida do processo de Joule-Thomson, conseguindo especificar o gás na RANP nº16 de 2008, e realizar a exportação para o Brasil”. ANP (2016)

fertilizantes (Almeida, 2013 *apud* EPE, 2016). Sendo a infraestrutura e os equipamentos dos consumidores desenvolvidos e calibrados de acordo com a composição do gás natural à qual esse mercado tem acesso.

Entre as frações do gás natural, o etano certamente tem uma importância econômica destacada para a produção de eteno, elemento fundamental da petroquímica. A Figura 8 apresenta os principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural.

Figura 8: principais usos das correntes geradas no processamento do gás natural

Correntes geradas	Principais usos
Gás natural seco	Combustível, fertilizantes, metanol, geração de hidrogênio para refinarias
Etano	Polietileno
Propano	Polipropileno, fluido refrigerante
Butano*	Polibutadieno
GLP	Combustível
C ₅₊	Nafta, gasolina natural

* Não são publicados dados, pela ANP, desta corrente pura no Brasil.

Fonte: EPE (2016) com base em VAZ et al (2008).

Cabe salientar que o setor industrial é o maior consumidor de gás natural, com 48% do volume total consumido no Brasil contra 37% na geração de energia elétrica, segundo a média de 2019, até novembro daquele ano⁷. O preço do gás é o elemento crítico na escolha da fonte energética e na decisão de investimentos na cadeia gasoquímica.

⁷ Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural do Ministério de Minas e Energia

2 Proposta de Mudança Regulatória

Este capítulo apresenta os principais pontos da RANP nº 16/2008 vigente e a proposta de alteração constante da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP. Proposta alternativa de alteração da RANP nº 16/2008, realizada pelas associações de consumidores será tratada no item 5.5.

A especificação do gás natural já passou por revisões no Brasil. Um dos marcos iniciais da regulação da matéria foi a Resolução CNP nº 17, de 1º de dezembro de 1987, que foi revisada em 2008 para estabelecer os parâmetros atuais de qualidade do gás natural comercializado no país.

Como se esclareceu na introdução, o segmento *upstream* da indústria do petróleo, representado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), apresentou pedido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para que esses parâmetros fossem flexibilizados. A justificativa foram eventuais prejuízos ao aproveitamento dos hidrocarbonetos do pré-sal na hipótese de manutenção desses parâmetros.

A ANP incluiu o tema na Agenda Regulatória 2020-2021. Contudo, representantes do segmento *downstream* da indústria do gás e da indústria de transformação (notadamente, os setores de química, petroquímica, vidros e cerâmica) se manifestaram contrários à alteração sugerida pelo IBP ou ainda favoráveis a limites mais estreitos para alguns parâmetros, alegando preocupações com a segurança dos gasodutos e a eficiência dos equipamentos.

Este capítulo abordará a regra atual, e a proposta apresentada à ANP pelo IBP visando a flexibilização dos parâmetros de concentração dos hidrocarbonetos. O posicionamento do elo consumidor será tratado no capítulo 5.

2.1 Regra Atual

Com base nos arts. 7º, 8º e 8º-A da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a ANP, órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, dispôs em regulamento técnico a Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008 - RANP, por meio da qual se estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional, com parâmetros de poder

calorífico, índice de Wobbe, teores de seus componentes como metano, etano, propano e gases inertes, entre outros.

Tal especificação técnica é válida para todo e qualquer gás natural que entra nos gasodutos de transporte, seja esse gás de origem nacional ou importado, com algumas diferenças de limites entre as diferentes regiões do Brasil e exceções previstas no normativo regulatório. Aplica-se também ao gás natural a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos (GNV) e de geração de energia. Para utilização como matéria-prima em processos químicos, a qualidade deverá ser objeto de acordo entre as partes.

Em particular, a Resolução ANP nº 16, de 2008, determina o limite máximo de 12% de etano na composição do gás natural a ser comercializado no Brasil. Caso a composição média do gás tenha um conteúdo de etano maior que 12%, o excedente de etano deverá ser separado antes da entrada no gasoduto. O Quadro 1 traz a especificação do gás natural constante da RANP nº 16/2008.

Quadro 1: especificação do gás natural - RANP nº 16, de 17 de junho de 2008

Característica	Unidade	Limite			Método		
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul	NBR	ASTM D	ISO
Poder calorífico superior	kJ/ m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000		15213	3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94				
Índice de Wobbe	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500		15213	--	6976
Número de metano, mín.		Anotar	65		--	--	15403
Metano, mín.	% mol.	68,0	85,0		14903	1945	6974
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0		14903	1945	6974
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0		14903	1945	6974
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0		14903	1945	6974
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5		14903	1945	6974
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0	14903	1945	6974
CO ₂ , máx.	% mol.	3,0			14903	1945	6974
Enxofre total, máx.	mg/m ³	70			--	5504	6326-3
							6326-5
							19739
Gás sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10	--	5504	6326-3
							6228
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	°C	-39	-39	-45	--	5454	6327
							10101-2
							10101-3
							11541

Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.	°C	15	15	0	--	--	6570
Mercurio, máx.	µg/m³	Anotar			--	--	6978-1 6978-2

Fonte: Resolução ANP nº 16, de 2008

Em vista dos diversos usos possíveis do gás natural, o art. 2º da RANP nº 16/2008 permite a comercialização e o transporte de gás natural em condições diversas da indicada no quadro anterior, desde que respeitadas as condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de poluentes fixados pelo órgão ambiental ao qual caiba tal atribuição.

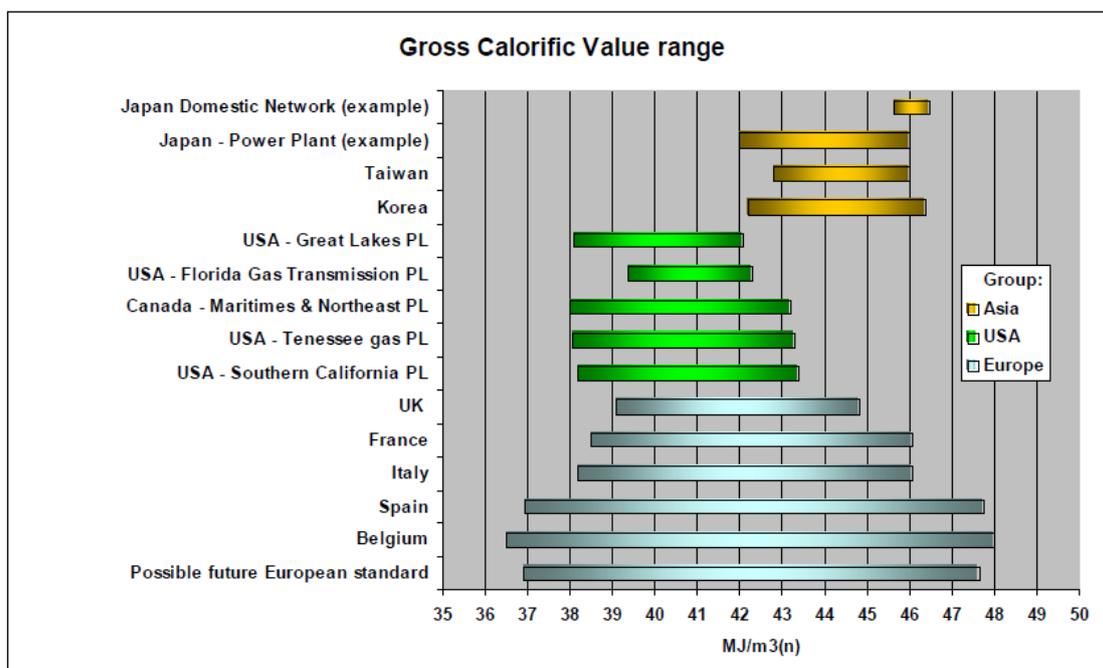
As próximas seções explicam os três tipos de parâmetros previstos na RANP nº 16/2008: os de potencial energético, os de participação de cada hidrocarboneto e os de segurança e controle de inertes.

2.1.1 Parâmetros de potencial energético

A. Poder calorífico superior

O poder calorífico é definido como a quantidade de calor desprendida pela combustão estequiométrica do combustível. Na Figura 9, são exibidos os padrões utilizados nos principais mercados mundiais:

Figura 9: range do poder calorífico em diversos países



Fonte: BRAMOULLÉ, Yves; MORIN, Pascale; CAPELLE, Jean-Yves. LNG quality and Market flexibility challenges and solutions. International conference on liquified natural gas; 2004; Doha, Qatar, Paper PS3-1⁸,

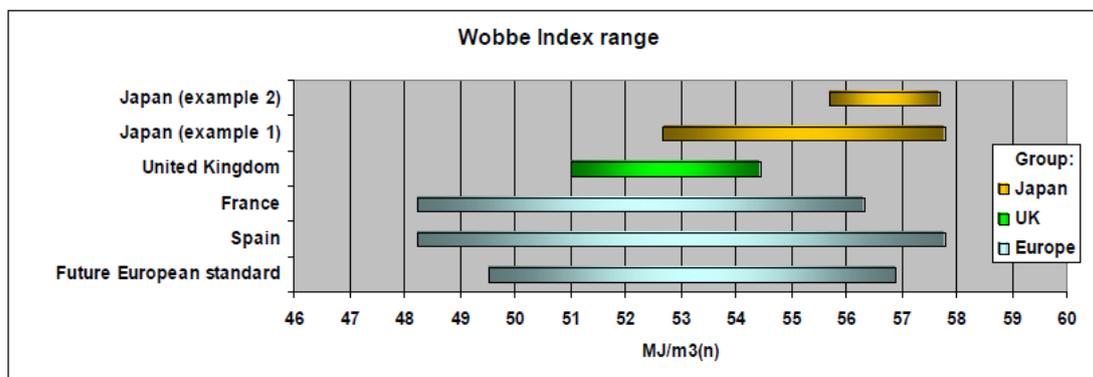
As faixas brasileiras possuem limites inferiores (34 MJ/m³ para o N e 35 MJ/m³ para o restante do país) do que os valores contidos na Figura 9 para os demais países. Com relação ao limite superior, o definido para o N (38,4 MJ/m³) é inferior a todos contidos na tabela, já o valor para o restante do país (43 MJ/m³) é similar ao exposto para os países da América do Norte.

B. Índice de Wobbe

O índice de Wobbe é, segundo a própria Resolução ANP nº 16, de 2008, calculado empregando o poder calorífico superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do poder calorífico superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado como quociente do poder calorífico superior pela raiz quadrada da densidade relativa.

A Figura 10 são exibidos alguns padrões utilizados nos principais mercados mundiais:

Figura 10: range do índice de Wobbe em diversos países



Fonte: BRAMOULLÉ, Yves; MORIN, Pascale; CAPELLE, Jean-Yves. LNG quality and Market flexibility challenges and solutions. International conference on liquified natural gas; 2004; Doha, Qatar, Paper PS3-1⁹

⁸ Disponível em

<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS3-1-Bramoull%C3%A9.pdf>, p.4

⁹ Disponível em:

<http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS3-1-Bramoull%C3%A9.pdf>, p. 5

As faixas brasileiras possuem limites inferiores (40,5 MJ/m³ para o N e 46,5 MJ/m³ para o restante do país) do que os valores contidos na Figura 10 para os demais países. Com relação ao limite superior, os valores brasileiros (45 MJ/m³ para o N e 53,5 MJ/m³ para o restante do país) também são inferiores a todos contidos na Figura 10.

C. Número de metano (valor mínimo)

O número de metano deverá ser calculado de acordo com a última versão da norma ISO 15403-1. Nessa versão, calcula-se inicialmente o número de octano motor (MON) a partir da equação linear empírica, função da composição dos componentes discriminados. Em seguida, com o valor determinado para o MON, calcula-se o número de metano ou NM a partir da correlação linear entre NM e MON.

O “número de metano, mínimo” não se confunde como o parâmetro “metano, mínimo”. Aquele se refere a um padrão de energia similar à octanagem na gasolina, enquanto que este se refere ao percentual mínimo do composto metano presente no gás a ser comercializado.

Se uma mistura de gases tiver um número de metano de 70, sua capacidade antidetonante (indicador de resistência do combustível à detonação) será equivalente à de uma mistura de gases de 70% de metano e 30% de hidrogênio.

2.1.2 Parâmetros de participação de cada hidrocarboneto

São considerados parâmetros de participação de cada hidrocarboneto o limite mínimo de metano e os limites máximos dos demais hidrocarbonetos (etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos mais pesados, também chamados líquidos de gás natural).

2.1.3 Parâmetros de segurança e controle de inertes

São aqueles parâmetros para limitar a presença de gases inertes (que só ocupam espaço e não têm poder calorífero) e de substâncias contaminantes que podem ser tóxicas ou corrosivas:

- ✓ Oxigênio, máx.
- ✓ Inertes (N₂+CO₂), máx.

- ✓ CO₂, máx.
- ✓ Enxofre total, máx.
- ✓ Gás sulfídrico (H₂S), máx.
- ✓ Mercúrio, máx.

Também são parâmetros de segurança, buscando, neste caso, evitar a formação de líquidos nas tubulações, os seguintes indicadores:

- ✓ Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.
- ✓ Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.

Fechando esta breve exposição sobre a regra atual é importante destacar que a RANP n° 16/2008 em seu art. 4º estabelece que: “*A presente Resolução aplica-se ao gás natural a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos e de geração de energia*”. Ou seja, a resolução é clara ao definir o alcance da especificação em tela. Tal posicionamento é ratificado no Parágrafo Único do mesmo artigo, qual seja: “*Para utilização como matéria-prima em processos químicos, a qualidade deverá ser objeto de acordo entre as partes.*” Assim, é possível o fornecimento de gás natural com qualidade diferente da prevista na resolução, desde que acordado entre as partes e para uso como matéria-prima.

2.2 Regra Proposta

A proposta apresentada pelo IBP, associação que congrega os produtores, versa sobre retirar os parâmetros de concentração de cada hidrocarboneto. A Figura 11 contém a comparação da regulamentação atual com a proposta pelo IBP.

Figura 11: proposta IBP

	Brasil (atual)	Brasil (proposta)
Metano (mín.)	85,0 %	NE
Etano (máx.)	12,0 %	NE
Propano (máx.)	6,0 %	NE
Butano e + (máx.)	3,0 %	NE
CO ₂ (máx.)	3,0 %	Mantém
Oxigênio (máx.)	0,5 %	Mantém
Inertes (máx.)	6,0 %	Mantém
Enxofre total (máx.)	70 mg/m ³	Mantém
H ₂ S (máx.)	10 mg/m ³	Mantém
Poder Calorífico Superior	35,0 a 43,0	Mantém
Índice de Wobbe	46,5 a 53,5	Mantém
POH (máx.)	0 °C	Mantém
Número Metano (min.)	65	Mantém

Fonte: IBP, 2019

Segundo o IBP (2019), o índice de Wobbe fornece a forma mais eficiente de medir a intercambialidade do gás. Isso porque o impacto da composição do gás na sua utilização como combustível é ditado pelo Índice de Wobbe. Logo, o impacto da composição do gás na emissão de CO, de NOx e as características da chama são quase que completamente explicados pelo IW, sem a necessidade de levar em consideração o percentual de cada componente. O IBP fez essas afirmações tendo como referência *'Natural Gas Quality Management Manual, Prepared by Transmission Measurement Committee, August 2013'*.

Como já se explicou, a principal justificativa da proposta é que as condições atuais de especificação do gás natural tendem a restringir a produção de gás natural do pré-sal, que desde 2018 é a principal fonte desse recurso no país e tem potencial de aumentar ainda mais sua produção. A próxima transcrição do IBP (2019) ilustra o exposto, bem como referência à experiência internacional explorada no próximo capítulo:

“alinhar a especificação de gás natural no Brasil à tendência mundial, definindo a qualidade do gás através das suas propriedades, de forma a não restringir o aumento de oferta de gás do pré-sal, preservando os aspectos de segurança, meio ambiente, desempenho e otimizando investimentos.”

3 Experiência Internacional

Este capítulo visa analisar experiências internacionais de regulação na especificação do gás natural. O capítulo avalia as seguintes questões:

- **existe um modelo de especificação seguido pelos países?**
- **o modelo é diverso do adotado no Brasil?**
- **em caso de mudanças do modelo, como o processo tem sido conduzido pelos órgãos reguladores?**

A primeira seção do capítulo apresenta informações sobre a regulação da especificação do gás natural, especialmente hidrocarbonetos, da União Europeia e de Estados Membros, comparando-os com dados apresentados pelo IBP.

Na segunda seção, procura-se apresentar, sintética e genericamente, a forma de regulação de especificação do gás natural nos Estados Unidos, com informações dos estudos tanto da CNI como do IBP. Na terceira seção, procurar-se-á destacar as principais características do problema de especificação do gás natural na Holanda, com a introdução de novas fontes de suprimento, procurando avaliar em que medida as conclusões apresentadas nos estudos da CNI (2019) e IBP (2019) podem ser generalizadas.

3.1 Regulação da especificação do gás natural na União Europeia e Estados Membros

3.1.1 A harmonização da qualidade do gás na UE: histórico e questões relevantes

Para um entendimento mais abrangente das questões técnicas envolvidas na regulação da especificação do gás natural, de um modo geral, mas especialmente, conforme aqui tratado, no caso da União Europeia e países constituintes, é necessário ter em mente os interesses dos diversos *stakeholders* envolvidos por essa regulação. Assim, é importante notar, de antemão, que, conforme lembra Levinsky (2012): “a noção de qualidade do gás é pobremente definida”¹⁰. Ou seja, cada *stakeholder* tem um interesse específico em uma determinada característica do gás e, considerando uma

¹⁰ LEVINSKY, H. B. “EU harmonization of gas quality?”. EDI Quarterly, v.4, nº 1, April 2012. (disponível em: <https://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Gas%20en%20WKK/EDI%20quality%20orphan%20gas%20industry.ashx>; acessado em 12/02/2020).

mesma característica, os interesses, muito comumente, podem ser divergentes. Conforme coloca o autor:

“A indústria do gás usa “qualidade” para denotar todos os aspectos do gás natural derivados de suas composições. Alguns aspectos estão relacionados à operação do gasoduto, como o conteúdo de compostos corrosivos no gás, prejudicial à tubulação, integridade ou propensão a formar líquidos na tubulação. Outros aspectos têm a ver com a resposta do equipamento de uso final”.

Além disso, deve-se considerar também que existem diversos tipos de gases, com diferentes especificações, provenientes dos diferentes campos de exploração, seja em nível global, ou dentro do continente europeu, ou mesmo, considerando diferentes regiões de um mesmo país. Conforme ressalta a Comissão Europeia, gases com diferentes qualidades são usados na União Europeia, sendo que os “*padrões de qualidade são importantes para a entrega e o uso seguros e protegidos de gás*” (European Commission, 2012)¹¹. A Comissão Europeia enfatiza os diferentes riscos incorridos pelos diferentes *stakeholders*, sejam eles produtores de gás, distribuidores ou consumidores (domésticos e industriais), no âmbito do mercado de energia integrado da Europa:

“Em um mercado integrado de energia, os fornecedores de um país arriscam ter seu gás rejeitado por operadores de redes de transporte de outro, por que a qualidade não é a correta. Além disso, diferentes composições dos gases podem ter consequências para a operação segura de aparelhos domésticos e industriais”

Segundo coloca Stiphout (2009)¹², a especificação da qualidade do gás tem sido debatida no âmbito da União Europeia desde o início dos anos 90, quando se iniciou o processo de liberalização e integração do mercado comum. Desde então, o objetivo de liberalização do mercado passou a ser sustentado por três dimensões (competitividade, sustentabilidade e segurança do fornecimento), tendo como prioridade o acesso regulado às redes de distribuição, de modo a criar competição entre os fornecedores em um mercado integrado. A partir de então, os monopólios nacionais anteriormente integrados passaram a ser separados em, de um lado, os fornecedores, que operam em

¹¹ Fonte: *European Commission: “Gas quality harmonisation”* (disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/gas-quality-harmonisation>; acessado em 07/02/2020)

¹² Stiphout, Mark van. “Gas quality standards in the European Union: the need to develop European gas quality standards to achieve Market integration and a competitive gas appliance Market”. (Disponível em: <http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00785.pdf>; acessado em 12/02/2020).

um mercado comum, e do outro, operadores de rede, que precisam harmonizar as operações entre as fronteiras.

Em 2002, a partir dos encaminhamentos do Quinto Fórum de Madrid¹³, foi criada a *European Association for the Streamlining of Energy Exchange* (EASEE-gas), uma associação com membros que representam toda a cadeia de gás, para resolver os problemas de interoperabilidade da rede europeia. Conforme ressalta Stiphout (2009), as discussões dentro do EASEE-gas levaram ao estabelecimento das *Common Business Practices* (CBP), em 2005, o qual propôs que todo o gás dentro das especificações apresentadas deveria ser aceito nas fronteiras. O autor ressalta ainda que o CBP incluía tanto parâmetros de combustão (índice Wobbe e densidade relativa), como parâmetros de não-combustão (oxigênio, enxofre, dióxido de carbono, água, sulfeto de hidrogênio, etc.), sendo os primeiros mais relevantes para a queima do gás, enquanto os segundos são principalmente um problema a jusante na cadeia (transporte e processamento), reconhecendo uma maior dificuldade para os aparelhos (dos usuários finais) adaptarem-se aos parâmetros de combustão. Portanto, conforme o autor, tem-se que os CBPs fornecem um padrão comum para os operadores do sistema de transmissão (*Transmission System Operation* – TSO) nas fronteiras, deixando de lado os efeitos a jusante, para os quais devem ser aplicadas as legislações nacionais.

Nesse contexto, é importante frisar que, conforme ressalta a CNI (2019), “o estabelecimento do *Common Business Practices* (CBP) mostrou-se uma tarefa complexa devido à variedade de interesses que envolviam cada país”¹⁴. Essa conclusão encontra-se presente também em Stiphout (2009), onde são ressaltadas as discussões que aconteceram no 10º Fórum de Madri, citando-se os posicionamentos opostos de

¹³ Conforme citado por Stiphout (2009, p.2 e Nota de Rodapé nº 9). Nesse contexto, é importante esclarecer que o “Fórum de Madrid” é como é conhecido o Fórum Europeu de Regulamentação do Gás, que reúne os principais *stakeholders* do setor europeu de gás para discutir oportunidades e desafios relacionados à criação de um mercado interno de gás na UE. Os participantes incluem autoridades reguladoras nacionais, governos nacionais da UE, Comissão Europeia, operadores de sistemas de transmissão, fornecedores e comerciantes de gás, consumidores, usuários da rede e trocas de gás. O fórum é organizado uma a duas vezes por ano em Madri e o local é fornecido pelo regulador de energia espanhol Comissão Nacional dos Mercados e Competência. (Site da Comissão Europeia; disponível em: https://ec.europa.eu/info/events/33rd-madrid-forum-2019-oct-23_en; acessado em 10/02/2020).

¹⁴ Essa conclusão encontra-se presente também em Stiphout (2009), onde são ressaltadas as discussões que aconteceram no 10º Fórum de Madri, citando-se os posicionamentos opostos de Reino Unido e Espanha. O primeiro por pretender um limite mais estreito de especificação, alegando a segurança nos equipamentos. O segundo, preocupado em incluir o GNL, que possui poder calorífico mais alto, defendeu uma especificação mais ampla.

Reino Unido e Espanha. O primeiro, por pretender um limite mais estreito de especificação, alegando a **segurança nos equipamentos**. O segundo, preocupado em incluir o GNL, que possui poder calorífico mais alto, defendeu uma especificação mais ampla. Um outro posicionamento colocado nesse Fórum, conforme ressaltado por Stiphout (2009), foi o dos consumidores industriais, representados pela *International Federation of Industrial Energy Consumers* (IFIEC) e pela *Chemical Energy Federation International* (CEFIC), os quais “(...) estavam preocupados que as mudanças na qualidade do gás forçassem eles a investirem para garantir a continuidade das operações (...)” (Stiphout, 2009). Essa questão foi foco no 11º Fórum de Madri, conforme coloca o autor: “O 11º Fórum “enfatizou a necessidade de estudar questões técnicas comuns em nível europeu ligadas à implementação dos CBPs da EASEE-gas sobre as qualidades do gás, incluindo o funcionamento de aparelhos a gás, segurança, emissões e eficiência”.

Em 2007, no âmbito do 12º Fórum de Madri, a Comissão Europeia emitiu um mandato junto ao Comitê Europeu de Normalização (CEN) para estabelecer normas harmonizadas para a qualidade do gás na UE, de forma que a cadeia inteira do gás, da produção ao consumo, seja levada em consideração. Esse mandato consiste em duas tarefas principais:

- (i) analisar os efeitos das mudanças na qualidade do gás em aparelhos de consumo, como fogões e caldeiras abrangidas pelo *Gas Appliance Directive*. Este trabalho é liderado por um consórcio chamado GASQUAL, gerenciado pelo CEN;
- (ii) analisar os custos e benefícios da harmonização da qualidade do gás em toda a cadeia de suprimentos, do produtor ao consumidor final. Este trabalho foi feito por *GL Noble Denton* e *Pöyry Management Consulting*.

À época, o mercado para aparelhos domésticos a gás era organizado de acordo com a Diretiva 90/396/EEC¹⁵. Essa Diretiva aplica-se a aparelhos domésticos e dispositivos de segurança, estabelecendo normas visando a segurança do usuário, para serem aplicadas por meio da legislação dos Estados-membros. No entanto, por depender de normas dos Estados-membros, e considerando que os aparelhos podem ainda ser ajustados aos diferentes tipos de gás quando da instalação, o mercado de aparelhos

¹⁵ Council Directive 90/396/EEC of 29 June 1990 on the approximation of the laws of the Member States relating to appliances burning gaseous fuels, OJ 31-09-90 L 0396.

abrangidos pelo GAD permanece ainda muito segmentado¹⁶. Mesmo assim, para garantir a segurança no uso dos aparelhos, eles precisaram ser testados, o que foi feito por meio de solicitação da Comissão Europeia ao CEN. Assim, foram especificados testes em laboratório, sendo os resultados publicados na norma do CEN: “EN 437:2003 (*Test gases, test pressures and categories of appliances*)”. A EN 437 destina-se a fornecer ao CEN normas de preparação para testes de aparelhos a gás, com definição de teste de gases, teste de pressão e categorias de aparelhos, para uso pelos Comitês da CEN. A EN 437 apresenta a tipologia das famílias e grupos de gases, amplamente usada, de acordo com o parâmetro de combustão: Índice de Wobbe. Conforme ressalta Stiphout (2009), a EN 437 consiste em uma série de composições de gases e relaciona em quais aparelhos deveria ser usado. No entanto, conforme ressalta o autor, a amplitude da qualidade dos gases sob a EN 437 não é útil para a harmonização da qualidade do gás na UE, “*desde que ela remete ao funcionamento de aparelhos em condições extremas, além de não obrigar todos os aparelhos a operarem em todo o alcance e durante todo o tempo*”. Stiphout (2009)

3.1.2 A harmonização da qualidade do gás atualmente na UE: Projeto GASQUAL e EN 16726-2015

Em cumprimento ao mandato da Comissão Europeia junto à CEN, de 2007, para estabelecer normas harmonizadas para a qualidade do gás na Europa, o Projeto GASQUAL, em dois anos, a partir de 2008, testou mais de cem equipamentos, de uso residencial e comercial, tendo apresentado uma proposta de especificação padrão em 2014, que inclui o índice de Wobbe. Conforme bem apontado pela CNI (2019), essa proposta foi parcialmente incluída no primeiro documento que padronizou o *H-gas* europeu (o EN 16726), publicado em 2015. Esse documento não incluiu o índice de Wobbe e critérios de combustão: “*(...) pela falta de consenso entre os stakeholders do mercado europeu, com resistência principalmente dos fabricantes de equipamentos e consumidores de gás*” (CNI 2019). Com relação ao teor de hidrocarbonetos pesados (C₂₊), ressalta-se que o mesmo não se encontra especificado na norma que define o padrão europeu (EN 16726/2015), nem tampouco consta na proposta da CEN.

Conforme defende a associação europeia ENTSOG (*European Association of Transmission System Operators for Gas*), uma primeira observação a se fazer sobre a

¹⁶ Stiphout (2009, p.4)

norma de padronização em vigor na UE (EN 16726: 2015) é que a mesma não define completamente o uso seguro do gás, devido à falta de especificação do Índice de Wobbe. Em segundo lugar, destaca-se que a adoção da EN 16726:2015 pelos Estados Membros é voluntária e mesmo no caso de a UE forçar a adoção dessa norma, a especificação, pelos Estados Membros, dos parâmetros não cobertos por ela, continuaria sendo válida¹⁷. Portanto, pode-se concluir que a norma de harmonização da qualidade atualmente em vigor na EU não elimina a competência dos Estados Membros para especificarem os seus próprios parâmetros. Assim sendo, em termos de especificação da qualidade do gás, a regulação feita pelos Estados Membros não pode ser colocada em segundo plano em uma análise sobre a especificação da qualidade do gás na União Europeia.

A Associação Europeia EUROMOT (*European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers*), em estudo sobre os requerimentos sobre a qualidade do gás natural, enfatiza que as empresas que fornecem gás geralmente definem a qualidade do gás como a composição química do gás, com atenção ao teor dos vários hidrocarbonetos e dos gases inertes, como: nitrogênio, dióxido de carbono, enxofres, água e mercúrio. Destaca ainda que para alguns grandes usuários de gás, a exemplo da indústria química, que usa o gás como insumo, a especificação só é completa com a especificação da composição do gás¹⁸.

3.1.3 As diferentes especificações da qualidade do gás nos países da UE

Nesse contexto, entende-se que é importante que se considere as normas de especificação da qualidade do gás dos países membros da EU. Um primeiro esforço nesse sentido foi feito pela associação europeia Marcogaz (2003)¹⁹. Essa associação analisou a especificação da qualidade do gás em oito países europeus que compõem a rede REDUBAR, no início dos anos 2000. A associação ressalta que os países da Europa empregam diferentes meios de especificação dos limites aceitáveis de composição do gás. Enquanto alguns têm especificado esses limites por meio de alguma regulação nacional, outros, permitem que as especificações sejam feitas por meio de

¹⁷ Fonte: "Impact analysis of a reference to EN 16726:2015 in the network code on Interoperability and data exchange" (European Network of Transmission System Operators for Gas, November, 2016).

¹⁸ EUROMOT *Position Gas Quality* (2017).

¹⁹ REDUBAR. "Deliverable D17: A register of all gas regulations and norms concerning the necessary gas quality for allowing the transport in the natural gas grid". REDUBAR, 2008.

contratos comerciais. A Figura 12, retirada de Marcogaz (2002), apresenta os parâmetros de especificação e as diferentes formas de regulação, ou seja, se é por uma imposição legal (representado na Figura 12 pela letra “L”), ou se tem outras origens, tais como contratos (representado na Figura 12 pela letra “O”).

Figura 12: parâmetros especificados em países europeus

	Be	Dk	De	F	It	Nl	Sp	UK	Total	
Reference Temp. (°C):										
Volume Energy	0 25/0	0 25/0	0 25/0	0 0/0	15 15/1 5	0 25/0	0 0/0	15 15/1 5		
Coefficient for energy conversion	0.949	0.949	0.949	0.946	1	0.949	0.946	1		
GCV	L		L	L	L	O	L		6/8	
Wobbe index	L	L	L	O	L	O	O	L	8/8	
Density		L	L		L				3/8	
Methane number									0/8	
Hydrocarbon dew point	O	L	L	O	L	O		L	7/8	
Water dew point	O	L	L	L	L	O	O	L	8/8	
Sulphur	Total	L	L	L	L	L	O	O	L	8/8
	H ₂ S	L	L	L	L	L	O	L	L	8/8
	Odorant	L	L		O	L	O			5/8
	Mercaptan			L		L	O			3/8
Other indices	Comb. Potential	O								1/8
	Ij	O								1/8
	ICF							L		1/8
	Soot index							L		1/8
CO	O						L		2/8	
Carbonyl metals	O								1/8	
Impurities (liquids, solids)		L	L	O	L	O		L	6/8	
CO ₂				O	L	O	O		4/8	
N ₂							O		1/8	
O ₂			L	O	L	O		L	5/8	
H ₂				O				L	2/8	
Aromatic						O			1/8	
NH ₃							L		1/8	

Fonte: Marcogaz. “National situations regarding gas quality”. Marcogaz, 2002.

A partir das informações apresentadas, o autor extrai conclusões interessantes acerca dos parâmetros de especificação e das formas de regulação utilizadas pelos vários países, conforme segue abaixo:

(i) O índice de Wobbe e o teor de enxofre (H₂S e enxofre total) são especificados em todos os países analisados, seja por exigência legal ou por meios contratuais. Quanto aos outros parâmetros, a situação é muito contrastante;

(ii) Dinamarca, Alemanha, Itália e Grã-Bretanha têm suas especificações legalmente orientadas;

(iii) As especificações de França, Bélgica e Espanha são provenientes de lei, contrato, acordos ou recomendações;

(iv) As especificações da Holanda são exclusivamente contratuais.

Nesse contexto, é importante observar, de acordo com a fonte citada, que a comparação da especificação do gás natural entre os países é tarefa que exige uma análise minuciosa não só do aparato regulatório, mas também de recomendações técnicas e de acordos e contratos entre as firmas.

Os trabalhos realizados no âmbito do Projeto GASQUAL apresentam um grande número de informações sobre as especificações do gás natural dos vários países da EU, especialmente o Produto D1.3 do Projeto GASQUAL, intitulado “D1.3 *Report on Future Gas Profile*”²⁰, no qual constam informações tabeladas das especificações dos sistemas de transmissão para cada um dos 27 países da União Europeia, membros da GIE (*Gas Infrastructure Europe*)²¹; cobrindo mais de 200.000 km de dutos de transmissão que se estendem por todos esses países; sendo que vários milhares de quilômetros de tubulações, interconexões e extensões estão sendo construídos ou planejados, para garantir a segurança do fornecimento.

De acordo com o relatório, “*gas quality variation around Europe is an important factor and is dependent on the source of the gas*”. O estudo detalha as especificações atuais do Gás nos vários países, relacionando-as a “*historical indigenous or local source of gas*.” A Tabela 1, elaborada a partir das informações constantes no relatório, apresenta um sumário de dados caracterizando parâmetros chave da especificação da qualidade do gás nos países da União Europeia, tais como o índice de Wobbe e a densidade relativa e, na última coluna informa a existência ou não de especificação da composição de hidrocarbonetos. A Tabela 1 apresenta também o consumo interno de gás natural dos países, em milhões de toneladas equivalente de petróleo (Mtoe) com dados de 2018, ordenando os países por tamanho de mercado.

Tabela 1: sumário de parâmetros de especificação da qualidade do gás em países da União Europeia

²⁰ GASQUAL Deliverable Approved by CEN/BT WG 197: “*Gas Quality: D1.3 Final WP1 report on future gas profile*”. GASQUAL, 2010. (Disponível em: http://www.gasqual.eu/copy_of_documents-link/final-deliverables-with-cen-references/CEN-BTWG197_N0231_Adopted_deliverable_D1-3-Future_gas_profi.pdf/view; acessado 12/02/2020).

²¹ A *Gas Infrastructure Europe* (GIE) é uma organização que representa tanto instituições europeias (*European Commission, European Parliament, Council of the European Union*) como reguladores de energia europeus (ERGEG, CEER), além de outros *stakeholders*. A GIE é uma organização guarda-chuva para três organizações:

- *Gas Transmission Europe* (GTE) representing the Transmission System Operators (TSO)
- *Gas Storage Europe* (GSE) representing storage system operators (SSO)
- *Gas LNG Europe* (GLE) representing LNG terminal operators (TO)

País	Consumo bruto de gás natural	Condições de referência do país			Wobbe Index Range	RD	Teor de hidrocarbonetos
	(em Mtoe)	Combustão	Volume		Condições de referência		Há especificação de composição?
		t°/C	t°/C	p / kPa	MJ/m3		
Alemanha	73,55	0	0		37.8-46.8 (L-gas) 46.1-56.5 (H-gas)	0.55 - 0.75	não
Reino Unido	67,85	15	15	101.325	47.20 - 51.41	Não especificado	não
Itália	59,51	15	15	101.325	47.31 - 52.33	0.5548 - 0.8	não
França	36,73	0	0	101.325	49.104-56.52 (H-gas) 42.236-47.016 (L-gas)	0.555 - 0.700	não
Holanda	30,73	25	0	101.325	43.46 - 44.41	Não especificado	não
Espanha	27,08	25	0	101.325	48.12 - 57.66	0.555 - 0.700	não
Polônia	16,12	25	0	101.325	45.0 - 54.0 37.5 - 45.0 32.5 - 37.5	Não especificado	não
Bélgica	14,91	25	0	101.325	49.132-56.815 (H-gas) 43.9-46.892 (L-gas)	Não especificado	não
Romênia	9,84	15	15	101.325	Não especificado	Não especificado	sim
Hungria	8,27	20	0	101.325	46.1 - 56.5 (2H-gas) 38.5 - 46.8 (2S-gas)	0.55 - 0.71	não
Austria	7,39	25	0	101.325	47.88-56.52	0.55 - 0.65	sim
República Checa	6,82	15	15	101.325	45.7 - 52.2	0.56 - 0.70	sim
Portugal	5,02	25	0	101.325	48.17 - 57.66	0.555 - 0.700	não
Irlanda	4,49	15	15	101.325	45.7 - 54.7	0.55 - 0.70	não
Grécia	4,12	0	0	101.325	46.80 - 58.46	0.56 - 0.71	não
Eslováquia	4,08	20	0	101.325	Não especificado	Não especificado	sim
Dinamarca	2,67	25	0	101.325	50.8 - 55.8	0.6 - 0.69	não
Bulgária	2,61	20	0	101.325	Não especificado	Não especificado	sim
Finlândia	2,17	20	0	101.325	Não especificado	Não especificado	não
Lituânia	1,78	20	0	101.325	Não especificado	Não especificado	não
Letônia	1,17	20	0	101.325	41.2 - 54.5	Não especificado	não
Suécia	1	25	0	101.325	47.20 - 51.41	Não especificado	não
Slovênia	0,72	15	15	101.325	Não especificado	Não especificado	sim
Luxemburgo	0,68	25	0	101.325	48.96 - 56.92	0.555 - 0.700	não
Estonia	0,41	20	0	101.325	49.2 - 49.9	0.55 - 0.58	não

Fonte: Projeto GASQUAL, “D1.3 Report on Future Gas Profile”.

Elaboração: SEAE

Em relação à especificação do teor de hidrocarbonetos, verifica-se um quadro heterogêneo em termos de regulação da especificação da composição de hidrocarbonetos nos países da União Europeia, com países não especificando o teor de hidrocarbonetos, e outros países especificando limites para o teor de hidrocarbonetos seja por meio de leis e normas de órgão reguladores seja por iniciativa dos próprios transportadores. Adiante, a Tabela 2 explicita a circunstância.

Alguns países não especificam o teor de hidrocarbonetos: Alemanha, Reino Unido, Itália, França, Holanda, Espanha, Polônia e Bélgica. Deve-se ressaltar que todos os países especificam o Índice de Wobbe e que alguns desses países com grandes

mercados especificam a densidade relativa, tais como: Alemanha, Itália, França e Espanha.

Por outro lado, há vários casos de países que especificam os teores de hidrocarbonetos, sendo eles: Áustria (para os gasodutos WAG e TAG)²², Bulgária, República Tcheca, Grécia, Romênia, Eslováquia e Eslovênia. A Tabela 2 apresenta as especificações de qualidade para a composição química do gás natural dos países da União Europeia que limitam o teor de hidrocarbonetos. Dos dezessete países com consumo bruto interno de gás natural abaixo de 10 milhões de toneladas equivalente de petróleo, sete países, cerca de 41%, incluem o teor de hidrocarbonetos na especificação de qualidade do gás. Por fim, deve-se ressaltar que existe previsão de especificação do teor de hidrocarbonetos para um grande gasoduto que levará gás da região do Mar Cáspio, especificamente na Turquia, para a Europa, o Gasoduto Internacional de Nabuco, com 3.300 km de extensão.

Tabela 2: especificação da composição do gás natural em países selecionados da União Europeia.

	Units	Austria		Bulgaria	Czech Republic	Romania	Slovakia	Slovenia
		Property Range TAG Pipeline	Property Range WAG Pipeline	Property Range	Property Range	Property Range	Property Range	Property Range
Chemical Composition		Specification for the WAG and TAG pipelines		Specification as stated by the State Regulatory Commission.	RWE Transgas Net Specification for gas entering the Czech Republic	Network code for Romania	Transmission specification for EUStream	Specification as defined by the Slovenian Regulator Agen-RS.
Methane	mol%	≥ 85.00	≥ 85.00	≥ 92	≥ 85	≥ 70	≥ 92	≥ 89.7
Ethane	mol%	≤ 7.00	≤ 7.00	≤ 4	≤ 7	≤ 10	≤ 4	≤ 6.3
Propane	mol%	≤ 3.00	≤ 3.00	≤ 2	≤ 3	≤ 3.5	≤ 2	≤ 2.1
Butane	mol%	≤ 2.00	≤ 2.00	≤ 2	≤ 2	≤ 1.5	≤ 2	≤ 2.1
Heavier hydrocarbons C ₅ +	mol%	≤ 1.00	≤ 1.00	≤ 2	≤ 0,5		≤ 2	≤ 2.1
Nitrogen	mol%	≤ 5.00	≤ 5.00	≤ 2	≤ 5	≤ 10	≤ 3	≤ 2.1
Carbon dioxide	mol%	≤ 2.00	≤ 2.00	≤ 1	≤ 3	≤ 8	≤ 3	≤ 1.575
Oxygen	mol%	≤ 0.02	≤ 0.02	≤ 0.1	≤ 0.02	≤ 0.02	none	none

Fonte: Projeto GASQUAL, “D1.3 Report on Future Gas Profile”.

Elaboração: SEAE

Dos dados e informações constantes do relatório D1.3 do Projeto GASQUAL, intitulado “*D1.3 Report on Future Gas Profile*”, infere-se que há uma heterogeneidade em termos de regulação da especificação da qualidade do gás nos países da União Europeia, especialmente no que diz respeito à limitação do teor de hidrocarbonetos.

²² O gasoduto WAG (West-Austrian-Gaspipeline) vai da fronteira entre a Eslováquia e a Áustria, em *Baumgarten an der March* até a fronteira austro-alemã, em *Oberkappel*. O gasoduto WAG é uma das mais importantes rotas de transporte de gás natural russo para a Europa Ocidental. O gasoduto TAG (Trans-Austrian-Gaspipeline) O sistema de tubulação TAG é menor e vai da fronteira entre a Eslováquia e a Áustria, perto de *Baumgarten an der March* até a fronteira austro-italiana perto de *Arnoldstein*.

Uma interpretação possível para o padrão observado é que em alguns países com maior consumo de gás natural, por precisarem atender maior demanda e não serem importantes produtores de gás, necessitam importar grandes volumes de gás e de fontes diferentes com qualidades diversas de gás. Essa necessidade de importar gás de diferentes fontes provavelmente influencia a política regulatória de impor menos restrições de qualidade ao gás importado de seus fornecedores. Por outro lado, países com mais facilidade para atender sua demanda interna de gás tendem a colocar restrições sobre a composição do gás, sem comprometer o abastecimento do mercado.

À guisa de exemplo de país com grande mercado consumidor de gás e com necessidade de importar esse combustível de diversas fontes, provavelmente induzindo uma especificação mais ampla, pode-se apresentar o caso da Alemanha. O sistema de transmissão na Alemanha é complexo. Há nove fronteiras internacionais e numerosos pontos de entrega de exportação e importação de gás natural. O gás importado origina-se da Rússia, transportado via Polônia, República Tcheca e Áustria; da Holanda; e de setores britânico e norueguês do mar do norte. O gás é exportado para França, Áustria, Suíça, República Tcheca, Polônia, Luxemburgo e Bélgica. Na Alemanha, as especificações DVGW G260 referem-se à qualidade do gás natural ofertado nas redes de transporte e distribuição. As especificações determinam um intervalo para índice de Wobbe levemente mais amplo do que a recomendação da EASEE gas, mas alinhado com esta em termos de densidade relativa, e não há especificação para a composição de hidrocarbonetos.

Um caso que ilustra bem um país com mercado consumidor de gás pequeno e menor necessidade de importação para abastecimento de gás natural é a Romênia. O órgão regulador romeno é *Autoritatea Nationala de Reglementare în Domeniul Energiei* (ANRE). O código da rede de distribuição de gás é publicado pela ANRE e suas especificações em termos de teor de hidrocarbonetos foram apresentadas na Tabela 2. O código da rede do setor de gás regula os termos e as regras de operação do Sistema de Transmissão Nacional. As provisões do código da rede estão em conformidade com as provisões da Lei do Gás no. 351/2004 e é supervisionada pelo Operador do Sistema de Transmissão. De acordo com o regulador, ANRE, as importações representam 20% do consumo interno, sendo a Rússia a principal fonte de suprimento. A demanda remanescente (s 80%) é suprida por meio da oferta doméstica.

Concluindo, pode-se afirmar que, se por um lado é verdade o que atesta o IBP (2019): “a maioria dos mercados de gás natural não limita a composição do gás natural”; por outro, essa afirmação pode não revelar uma grande variedade nas formas de especificação do gás natural, inclusive com controles indiretos (de propriedades), a exemplo da densidade relativa, que guardam estreita relação com o teor de hidrocarbonetos pesados (C₂₊)²³.

Outro fato a ser destacado é que apesar de alguns países não especificarem o teor de hidrocarbonetos em uma legislação de âmbito nacional, essa especificação é feita pelos próprios agentes de mercado, a exemplo do que está previsto para o Gasoduto Internacional de Nabucco. A definição da especificação pelos próprios agentes de mercado, a exemplo de Nabucco, acontece também nos EUA, conforme será visto adiante.

3.2 O caso dos EUA

Das leituras dos textos de IBP (2019) e CNI (2019), ressalta-se a especificidade do sistema norte-americano de regulação do gás natural: a característica principal a ser destacada é que não existe uma regulação nacional, ou mesmo estadual, sendo especificação do gás natural realizada pelas transportadoras de gás e definida nos contratos de transporte. Esse aspecto está relacionado ao desenvolvimento do sistema de transporte americano que historicamente vinculou uma fonte específica a mercados definidos e, na falta de uma regulação (federal ou estadual), levou os próprios transportadores a fixarem as especificações do gás para garantir a segurança e a qualidade do sistema. De acordo com o estudo da CNI (2019):

“Com a especificação atrelada ao gasoduto, o transportador é responsável por manter o fluxo de gás dentro da mesma. Por sua vez, os fabricantes de equipamentos e os consumidores operam com a composição dessa fonte.”

No início dos anos 2000, entretanto, a perspectiva de crescimento das importações de GNL e a diversificação da produção doméstica suscitaram a necessidade de debater a especificação de gás natural nos Estados Unidos. O GNL importado, cujo aumento tornava-se necessário para suprir a crescente demanda de gás natural nos Estados Unidos, teria um poder calorífico maior e uma composição diferente do gás

²³ A relação direta entre o teor de hidrocarbonetos e a densidade relativa está apresentada na publicação da Scotia Gas Networks (SGN): “Opening up the gas Market”, October, 2016.

convencional produzido na época. Além disso, as fontes domésticas de gás convencional estavam em declínio e a produção de fontes não convencionais estava aumentando. Em 2004, o Conselho de Gás Natural (NGC), uma coalisão entre quatro grandes organizações da indústria de gás, reconheceu a necessidade de desenvolver o debate sobre mudança na composição do gás natural e foi estabelecido um grupo de estudo, o NGC+, com a participação de mais de quarenta instituições da indústria, cujo trabalho culminou em um *White Paper* sobre intercambialidade de gás natural, sugerindo parâmetros para a composição do gás. Em 2005, o *White Paper* foi apresentado à *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

Em junho de 2006, a FERC definiu um processo regulatório em que a eventual revisão da composição do gás natural, para cada sistema de transporte, fosse estabelecida por meio de um processo de consulta pública, com a participação e manifestação de todos os interessados e impactados pela mudança. Em seguida, a FERC avalia a proposta e aprova ou não o requerimento do transportador ou outro agente da indústria, baseando-se nas manifestações recebidas em consulta pública e utilizando os padrões desenvolvidos pela NGC.

Na análise do caso norte-americano, destaca-se, portanto, a flexibilidade do sistema, que permite negociações entre os agentes de mercado no processo de decisão sobre a mudança ou não da especificação do gás natural, conduzido numa abordagem caso a caso pela FERC.

Nesse ponto, com o intuito de resumir o caso norte-americano, vale citar o seguinte parágrafo da publicação da CNI (2019):

“O caso dos Estados Unidos é único devido à estrutura regulatória do mercado de gás, no qual cada transportador pode definir sua especificação de gás natural com anuência da FERC. Isso acaba gerando maior flexibilidade e transparência ao sistema, pois se a demanda por mudança da especificação for considerada razoável e justa pela FERC, esta entrará em vigor. Por ser uma análise caso a caso para cada transportador e gasoduto, existe uma grande variedade de soluções pensadas para estabelecer um padrão estável para a rede.”

Nesse contexto, para se conhecer a fundo o sistema de regulação norte-americano, os princípios e os padrões de especificação exigidos, devem ser estudadas as atuações da FERC caso a caso, no contexto das mudanças tecnológicas e de mercado, que fazem surgir novas fontes de gases. Um exemplo comum, utilizado tanto na

publicação da CNI (2019) como no IBP (2019), é um caso de regulação do Estado do Texas, iniciado por provocação de uma grande transportadora, a companhia *Texas Eastern Transmission* (TET)²⁴. De acordo com a CNI (2019), a TET propôs uma mudança nos padrões de qualidade (e intercambialidade), em processo colaborativo com os demais *stakeholders* (produtores, distribuidoras, geradores de eletricidade, consumidores finais e transportadores interconectados à sua rede).

A justificativa da TET é a previsão de novas fontes de suprimento de gás natural (em especial: GNL, gás natural não convencional, *coal bed methane* e *shale gas*). Com relação às novas especificações, destaca-se que a TET propôs especificação para o Índice de *Wobbe* e para os seguintes tipos de hidrocarbonetos: (i) etanos e mais pesados, (ii) butanos e mais pesados, e (iii) hidrocarbonetos liquefáveis (hexanos e mais pesados).

É interessante notar que, juntamente com os novos limites, a TET pediu uma flexibilização para que fosse aceita uma quantidade limitada de gás fora do padrão²⁵. Conforme ressalta a CNI (2019), o processo iniciado em 2009 pela TET passou por várias etapas. Primeiro houve inicialmente uma chamada pública, com a contribuição de diversos agentes, após a qual foram negados os pedidos da TET, alegando a necessidade de uma conferência técnica.

²⁴ De acordo com a *Wikipedia*, o gasoduto oriental do Texas é um importante gasoduto que leva gás da costa do Golfo do México no Texas e Louisiana até Mississippi, Arkansas, Tennessee, Missouri, Kentucky, Illinois, Indiana, Ohio e Pensilvânia, cidade de Nova York e área, sendo um dos maiores sistemas de dutos nos Estados Unidos (Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/Texas_Eastern_Transmission_Pipeline; acessado em 03/02/2020). De acordo com a CNI (2019), pelo gasoduto da TET transita 13% de todo gás natural no território dos EUA (ou 120 milhões de m³ por dia), valor superior à totalidade do mercado brasileiro de gás natural (Fonte: CNI 2019, p.35).

²⁵ Conforme esclarece a CNI (2019, pp.36-7), as medidas de flexibilização são conhecidas na legislação norte-americana pelo termo *waiver*, que designa uma dispensa do cumprimento de alguma exigência regulatória: “Na proposta da TET foram solicitados quatro tipos de *waivers*: (i) *waiver* sobre a especificação de nitrogênio e oxigênio, para que importadores de GNL possam injetar nitrogênio para se adequar ao índice de *Wobbe*; (ii) *waiver* sobre a produção atual entrando no sistema que não atenderiam a especificação proposta, desde que esse gás, quando misturado a outras fontes, atenda às especificações no próximo ponto de entrega; (iii) ***waiver sobre Btu, Índice de Wobbe e limite de C2+ para incentivar o desenvolvimento do shale gas de Marcellus***; (iv) *waiver* geral para acomodar futuras especificações de gás natural que possam entrar no sistema”. A CNI ressalta ainda, em nota de rodapé, que: “De acordo com TET, **o alto teor de C2+ do gás do shale de Marcellus seria removido através do processamento. No entanto, os produtores manifestaram o desejo de flexibilidade no processamento de etano até que um mercado de etano se desenvolva na região.** A fim de promover o desenvolvimento do *shale gas*, a TET propôs esse *waiver* de cinco anos de seus limites Btu, Índice de *Wobbe* e C2 + a montante da estação de compressão Holbrook, desde que o gás atinja os limites propostos no próximo ponto de entrega” (CNI, 2019, p.37).

Após nova audiência pública ocorrida em 2010, a proposta da TET foi aceita e a especificação publicada em 2011. Ficou estabelecido que o *waiver* seria substituído pela criação da zona de controle no sistema de transporte da TET, na qual seria aceito o gás com níveis de etano e outros hidrocarbonetos mais pesados (C_{2+}) excedendo o limite de 12% (até o limite de 17%), um poder calorífico não maior que 1.150 Btu e um Índice de Wobbe não maior que 1.430, desde que esteja disponível a quantidade de gás para mistura com a qual seja possível entregar gás nos pontos de saída dentro da especificação original.

Ainda de acordo com a CNI (2019), após a publicação da nova especificação, seguiram-se vários pedidos de revisão da TET, especificamente sobre o teor de hidrocarbonetos pesados. Finalmente, em 2016, ter-se-ia fixado o limite único de 12% para o teor de hidrocarbonetos pesados (C_{2+}).

É importante ressaltar sobre essa experiência norte-americana de mudança na especificação do gás natural é que a TET foi quem propôs a mudança nos parâmetros de qualidade a partir da identificação de novas fontes de suprimento de gás natural e considerando também a demanda por parte dos consumidores finais.

3.3 O caso da Holanda

Conforme bem descrito em CNI (2019) e DNV GL (2015), a rede de transmissão de gás na Holanda transporta duas qualidades diferentes de gás, um gás atípico de baixo teor calórico, conhecido como gás G ou L e um gás altamente calorífico (gás H), esse último comum na Europa. Essas duas qualidades de gás são transportadas em redes separadas e são conectadas por meio de cinco estações de mistura e conversão, nas quais o gás de alto valor calórico pode ser misturado com gás de baixo teor calórico, ou lastrado com nitrogênio, para produzir gás que pode ser introduzido na rede de baixo teor calórico. Parte dos consumidores recebe *H-gas* e uma outra parte dos consumidores recebe *G-gas*. Os consumidores que recebem o *H-gas* são grandes consumidores industriais, enquanto no *G-gas* tem grande presença o setor residencial.

A rede foi originalmente desenvolvida após a descoberta do grande campo de gás de Groningen. O campo de Groningen é um gás de baixo poder calorífico. O gás de baixo teor calórico do campo de Groningen tornou-se o padrão para os consumidores na Holanda. Mais tarde, o *H-gas* passou a ser produzido a partir dos chamados “pequenos

campos” da Holanda. Gás altamente calórico (*H-gas*) também é importado da Noruega, Rússia e através do terminal de GNL em Roterdã.

O suprimento de gás de baixo teor calórico do campo de Groningen está em declínio, sendo que o suprimento futuro dos usuários finais será de gás altamente calórico. Em março de 2012, o Ministro da Economia declarou que todos aparelhos a gás, abrangidos pela Diretiva de Aparelho a Gás (GAD), deveriam sofrer adaptações técnicas para possibilitar a operação com gás de alto valor calórico, com o intuito de preparar uma transição suave no final da vida útil do campo de Groningen. No entanto, conforme ressaltado por DNV-GL (2015), em 2015, ainda não estava claro qual deveria ser a faixa futura de variação (do Wobbe Index) da qualidade do gás altamente calórico.

Nesse contexto, o governo holandês realizou um estudo para saber se o governo deveria ou não mudar a notificação existente dos requisitos que os aparelhos a gás GAD deveriam atender para lidar com gás altamente calórico e, em caso afirmativo, como e quando. Esse estudo foi realizado pelo Ministério de Assuntos Econômicos. O objetivo do estudo foi aconselhar o governo holandês na escolha de uma variedade de composições para o *H-gas* que causem as menores restrições possíveis ao fornecimento, enquanto se mantém os níveis de segurança e de confiabilidade do usuário final, com o menor custo (social). Baseado neste estudo, o Ministério definiu que a política para o gás natural seria baseada em três princípios: (i) adaptação de todos os usuários às novas composições de gás; (ii) período de transição razoável; e (iii) clareza sobre a composição do gás.

Conforme ressalta a CNI (2019), o plano de ação e aprofundamento dos estudos foi dividido em dois: um para os consumidores de *H-gas*, de curto prazo, dado que a mudança da especificação seria para adequar a importação de GNL e outro para os consumidores *G-gas*, com transição de longo prazo.

No caso dos consumidores de *H-gas* tratava-se de avaliar a introdução do GNL importado no sistema de transporte a partir de 2011, com o início de operação do terminal de Gate. Foi dado o período até 2012 para o ajuste dos consumidores industriais de *H-gas* (que se estendeu até 2014). A maior variabilidade da especificação e a possibilidade de interrupção na operação dos equipamentos era a maior preocupação. O trabalho conjunto do Gasunie Transport Services (GTS), o transportador e o operador nacional do sistema de transporte de gás natural, e o terminal

de Gate durante o período de transição foi fundamental para mitigar os efeitos das variações da composição do gás. Depois de diversas interações com as empresas e uma chamada pública para contribuição sobre os parâmetros da especificação do gás, em 2014, modificou-se a banda superior do índice de Wobbe para o *H-gas*, que passou de 54 para 55,7 MJ/m³, com aplicabilidade a partir de 2016.

No caso da rede de *G-gas*, depois de consulta pública, foram estabelecidas novas especificações do gás de baixo poder calorífico (chamado de *G+*) que irá valer a partir de 2021. De acordo com o estudo da CNI (2019):

“Os limites ainda podem ser repensados, mas essa definição serve de guia para os próximos passos da transição. Vale notar que, mesmo na nova especificação, as faixas de variação são bastante limitadas e o teor de hidrocarboneto superiores. Somados, são limitados a 8%, com número de metano 70, o que é mais rigoroso do que o que já vigora atualmente no Brasil.”

Um passo seguinte, na política de especificação de gás na Holanda, foi dado em 2016, quando o governo holandês publicou o *Netherlands Technical Agreement (NTA) 8837*, que alterou o Decreto sobre Equipamentos e *Commodities* na Holanda, no que diz respeito à mudança da composição do gás no país. Sob o novo regulamento, a partir de 1º de janeiro de 2017, todos os novos equipamentos a serem vendidos no país deveriam ser compatíveis com a queima de gás *G+* e *H-gas*.

A mudança do índice de Wobbe do *G-gas* (43,46 – 44,41 MJ/m³) para o maior limite do *G+* (43,46 – 45,3 MJ/m³) ainda não resolve o problema derivado da crescente importação de *H-gas* e a necessidade de tratamento do gás. O Ministério de Assuntos Econômicos contratou a DNV GL para analisar as alternativas de como lidar com a limitada disponibilidade de *G-gas* a partir de 2030 (DNV GL, 2016). O estudo considerou os custos econômicos de três opções: tratamento via inserção de nitrogênio, de maneira centralizada; tratamento via inserção de ar no nível da distribuição, de maneira descentralizada; e conversão de todos equipamentos para aceitar o *H-gas*. A opção de utilizar a inserção de nitrogênio, com um custo acumulado de €111 milhões no período de 2030 a 2050, foi recomendada por ser uma tecnologia já estabelecida e apresentar melhor custo-benefício. A opção via inserção de ar teria um custo de investimento de €110 milhões, enquanto a solução de conversão apresentou o custo estimado em €376 milhões.

3.4 Considerações finais

O exposto indica que não existe um padrão único de especificação de gás natural pelo mundo, fica evidente que os países adotam estratégias distintas a depender das especificidades da sua cadeia de gás natural. Em vez disso, existe um grupo de países que especificam os teores de hidrocarbonetos, sendo eles: Áustria (para os gasodutos WAG e TAG), Bulgária, República Tcheca, Estônia, Finlândia, Grécia, Romênia, Eslováquia e Eslovênia. De outro lado, observa-se que outros países tendem a não especificar o teor de hidrocarbonetos em nível nacional.

No caso dos Estados Unidos, não existe uma regulação nacional, ou mesmo estadual, para a especificação do gás, que é realizada pelas empresas transportadoras de gás, seja para transporte intraestadual ou interestadual. A mudança ou não da especificação do gás natural, requisitada pelo transportador ou outro agente da indústria, é decidida para cada sistema de transporte sob orientação da FERC, com realização de audiências públicas, participação dos agentes envolvidos para cada situação específica, como foi o caso descrito da TET, uma grande transportadora do Texas.

Destacam-se ainda as seguintes circunstâncias das experiências internacionais avaliadas:

- as especificações de gás natural dos países dependem também das fontes de oferta de gás nativas ou locais históricas. Se importado, parte da decisão de especificação cabe ao produtor (que pode explorar os gases líquidos ou não). Assim, as demandas por mudanças na especificação são geralmente motivadas pela introdução de novas fontes de suprimento de gás natural (importadas, ou descobertas em território nacional);
- Holanda e EUA realizaram consulta aos agentes afetados pela regulação no processo de revisão das exigências de especificação do gás natural comercializado; nesse último, por exemplo, a FERC, utilizando os padrões desenvolvidos pela NGC, avalia a proposta e as manifestações e aprova ou não o requerimento do transportador;

- qualquer decisão implica custos, que serão alocados entre os agentes econômicos de forma de acordo com a escolha regulatória adotada;
- Holanda e Inglaterra adotaram período de transição para implementação de mudanças no regramento da especificação.

A experiência internacional demonstra que cada país tem uma estratégia de especificação ou não do gás natural dependendo de uma grande gama de variáveis e que no fundo consideram características da oferta e da demanda desse recurso. No caso da oferta, há questões como a fonte do gás, o que se relaciona com o fato dele ser produzido no país, ou importado. Se importado, parte da decisão de especificação cabe ao produtor (que pode explorar os gases líquidos ou não). Outra questão relativa à oferta é a composição do gás natural bruto aproveitado. Em relação à demanda, a utilização do gás natural na economia é considerada ao se aferirem efeitos da especificação sobre os consumidores do hidrocarboneto – caso da Holanda e Reino Unido.

4 Aspecto da Concorrência

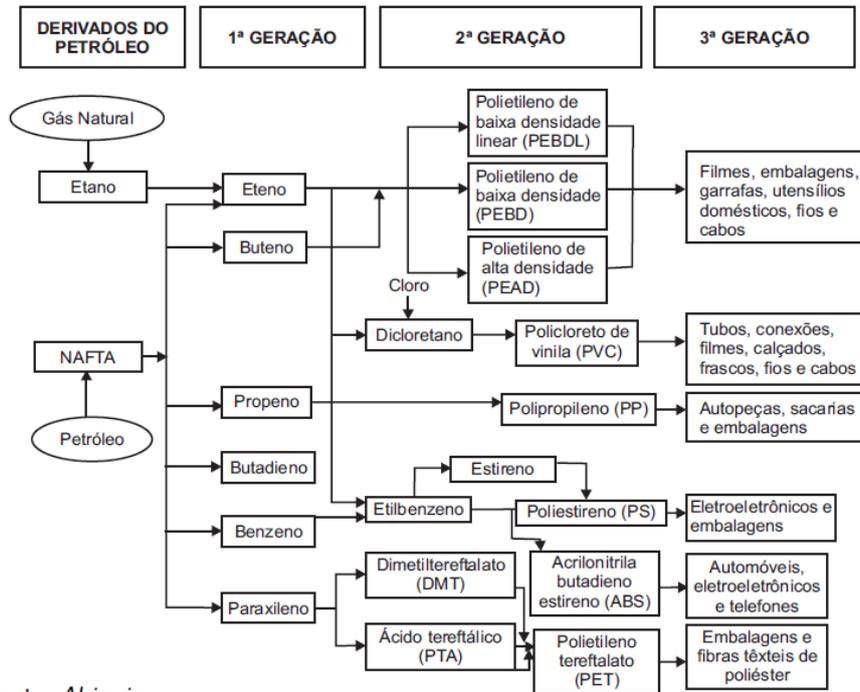
Este capítulo avalia a proposta de alteração da RANP nº 16/2008 sob o aspecto da concorrência nos mercados de nafta e etano. Para tanto, adota-se como ponto de partida as seguintes questões:

- **quais as principais características dos mercados de nafta e etano no país?**
- **a mudança da RANP nº 16/2008 possibilitaria criar mercado para eventual excedente de produção interna de nafta?**
- **existe possibilidade de contestação ao principal fornecedor nos mercados de nafta e etano?**
- **quais efeitos o processo de desinvestimento acordado no TCC CADE-Petrobras pode ter sobre a concorrência nos mercados de nafta e etano?**

A nafta e o etano são as duas principais matérias-primas das centrais petroquímicas brasileiras na fabricação dos produtos de 1ª geração da cadeia produtiva do setor petroquímico. A nafta é produzida a partir do petróleo, fonte principal, e também do xisto. Por sua vez, o etano é uma das correntes que pode ser extraída do gás natural.

Como se pode verificar na Figura 13, o rol de produtos fabricados a partir da nafta é superior ao produzido a partir do etano, o que limita em certa medida a substituição do primeiro pelo segundo.

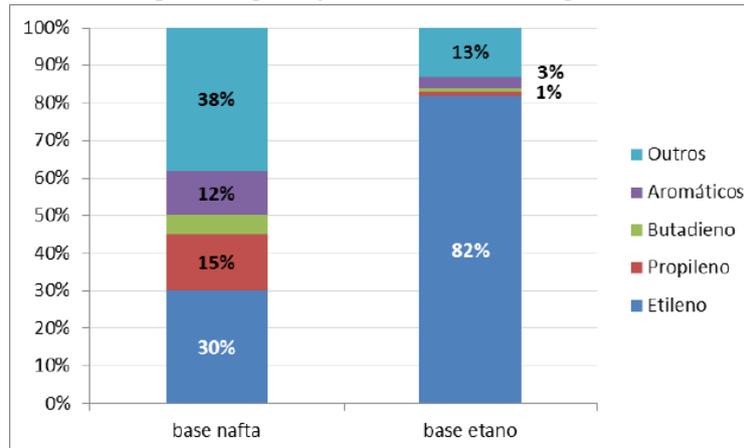
Figura 13: esquema simplificado da Cadeia Produtiva Petroquímica



Fonte: Abiquim
 Fonte: Abiquim *apud* BNDES (2005)

No comparativo do perfil de produção pelas rotas da nafta e etano, ilustrado na Figura 14, se pode notar que a rota pela nafta propicia um percentual maior de outros produtos importantes na cadeia petroquímica.

Figura 14: comparativo entre o perfil de produção de unidades de craqueamento base etano e base nafta



Fonte: ATKEARNEY *apud* EPE (2018)

Por sua vez, uma unidade de craqueamento base etano possui uma operação mais simples, é menos intensiva em capital e menos agressiva ao meio ambiente do que a rota da nafta (EPE, 2018). A vantagem de custo do etano é também reportada pela Braskem (2019): enquanto o preço desse insumo representa cerca de 0,9% do preço dos produtos petroquímicos de primeira e segunda geração da companhia, o preço da nafta responde por cerca de 42% dos preços de tais produtos²⁶. Podendo ser esse um diferencial para o ganho de competitividade pela indústria nacional.

As circunstâncias supracitadas têm tornado a utilização do etano cada vez mais comum pelas centrais petroquímicas em todo o mundo²⁷. Essa tendência, entretanto, não se materializou no Brasil, que manteve a indústria petroquímica amplamente dependente da utilização de nafta. Segundo a EPE (2018):

“O Brasil, no entanto, não acompanhou esse movimento. A demanda [por gás] maior que a oferta doméstica, além de limitações na infraestrutura de transporte e de fracionamento do gás natural são algumas das justificativas para que o País não tenha ampliado a participação dessa matéria-prima na petroquímica”.

A Figura 15 traz a participação, em 2016, da nafta e do gás natural na cadeia da indústria petroquímica de diferentes países. Destaca-se que os EUA é o principal produtor mundial de *shale gas*, o que viabiliza o uso preferencial do gás natural em relação à nafta. Já o Japão, o Brasil e a União Europeia, tem característica oposta, amparando a grande maioria de sua produção petroquímica na utilização de nafta.

Figura 15: participação de nafta e gás natural na indústria petroquímica de diferentes países em 2016

	Nafta	Gás Natural
Estados Unidos	27%	73%
União Europeia	81%	19%
Japão	97%	3%
Brasil	92%	8%

Fonte: Bradesco *apud* EPE (2018)

²⁶ *In verbis*: “No Brasil, nafta, etano e propano são as principais matérias-primas utilizadas na produção dos produtos da primeira e segunda geração petroquímica, os quais corresponderam a 41,8%, 0,9% e 1,2%, respectivamente, do custo dos produtos vendidos consolidado da Companhia em 2018” (Braskem, 2019).

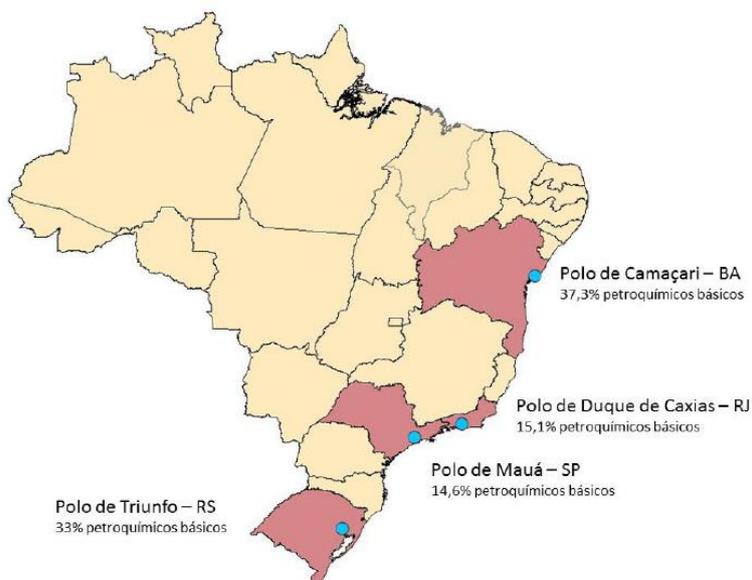
²⁷ “Now, most petrochemical plants coming online are relying on NGLs, primarily ethane, as the feedstock. The yield of other key base chemicals types like propylene and aromatics is especially constrained when ethane is used as feedstock since ethylene yield (from ethane) is significantly higher (around 80 percent), which leaves little room for production of other base chemicals. On the other hand, yields of various base chemicals produced from naphtha as feedstock is more balanced”. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/the-future-of-petrochemicals.pdf>

Como explicou-se anteriormente, a RANP nº 16/2008 estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional, limitando a presença de etano à 12% no gás seco a ser comercializado. A proposta de mudança da resolução, objeto da Agenda Regulatória da ANP 2020/2021, retira o limite descrito. A questão investigada neste capítulo é se a retirada desse limite altera as condições de fornecimento de etano no país, prejudicando a concorrência. Uma questão adicional é se a proposta de revisão regulatória também tem consequências sobre o fornecimento de nafta e as condições de concorrência do mercado desse produto, que é alternativa ao etano e suprido internamente pela mesma companhia fornecedora de etano no mercado interno.

4.1 Mercados nacionais de nafta e etano

Do lado da demanda, as principais consumidoras da nafta petroquímica e do etano são as quatro centrais petroquímicas localizadas na Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul, conforme Figura 16. As centrais da BA, SP e RS utilizam a nafta como principal insumo. Por sua vez, a central do RJ utiliza etano e propano como insumos principais. Cabe destacar que: a central da BA incorporou o etano na sua rota de produção de eteno para produção de até 15% de eteno; a central localizada no RS utiliza etanol para a produção do “polietileno verde”; e a central de São Paulo também utiliza Hidrocarboneto Leve de Refinaria (HLR).

Figura 16: localização dos pólos petroquímicos no Brasil



Fonte: EPE (2018)

Com relação à oferta, a Petrobras é a principal fornecedora nacional de etano e nafta para as centrais petroquímicas, baseando o preço dos produtos, nos contratos com as centrais petroquímicas, em referências internacionais. Contudo, a Petrobras concentra a produção nacional em algumas refinarias e UPGNs, não ofertando a quantidade suficiente para atender a demanda das centrais petroquímicas que precisam recorrer à importação da nafta e do etano. Os preços de importação são baseados nas mesmas referências internacionais utilizadas nas compras internas.

Na sequência, são apresentados detalhes dos mercados nacionais de nafta e etano.

4.1.1 Etano

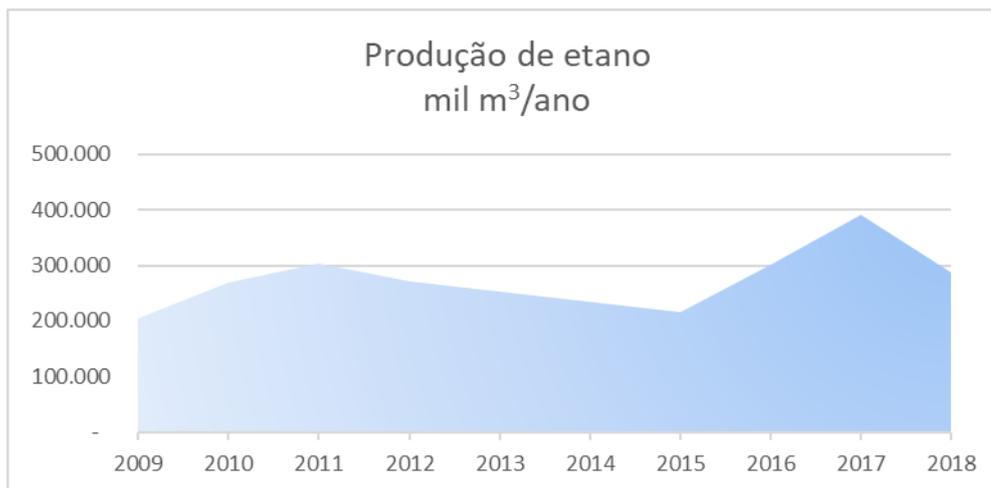
O etano vem crescendo sua participação como matéria-prima para a indústria petroquímica mundial. De acordo com o BNDES (2000),

“O uso do etano para a produção de eteno é a alternativa econômica mais atraente, tanto para o fornecedor como para o consumidor. Os preços, comumente praticados para o etano utilizado na produção de eteno, remuneram o fornecedor em níveis superiores aos que poderiam ser obtidos na sua venda como combustível junto ao GN e ainda proporcionam ao produtor químico maior competitividade na produção de eteno em relação à nafta”.

No Brasil, a demanda se concentra nas centrais petroquímicas do Rio de Janeiro, que utiliza a rota do etano e propano na sua produção, e na da Bahia, que utiliza o etano como alternativa à nafta na produção de eteno. Para abastecer as duas centrais, a empresa recorre a compras nacionais e importações. De acordo com a CNI (2019), *“o fato de existir um monopólio na compra do etano representa um importante desafio comercial para investimentos pelos produtores na separação adicional de etano.”*

A produção nacional é concentrada no complexo da Refinaria Duque de Caxias, localizada no Rio de Janeiro, mais especificamente na UPGN de Cabiúnas. Como se pode notar no Gráfico 1, a produção nacional de etano gira em torno de 300.000 mil m³/ano, mas oscilou bastante no período ilustrado, com produção máxima de 391.810 mil m³/ano em 2017, e mínima de 205.292 mil m³/ano em 2009, ano inicial da série.

Gráfico 1: produção de etano em polos produtores – 2009-2018



Fonte: Petrobras *apud* ANP (2019)

A produção nacional é insuficiente para atender toda a demanda, sendo complementada por importações do produto, conforme se constata na Tabela 3.

Tabela 3: consumo de Etano - (em mil toneladas)

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: Braskem (2020)²⁸

Importante ressaltar que a central petroquímica do Rio de Janeiro começou a operar em 2005, quando a exploração de gás natural no Brasil ocorria no pós-sal. Como visto na Figura 1: composições típicas de gás **natural**, o gás natural explorado no Rio de Janeiro têm média histórica de teor de etano de 9,89%. Trata-se de teor abaixo dos 10% estabelecidos no Regulamento Técnico ANP N° 3/2002, anexo da Portaria ANP n° 104, de 8.7.2002. O fato de o teor de etano do gás do pós-sal ser inferior ao exigido pela regra da ANP permite inferir o seguinte:

i) separar o etano para comercialização foi uma opção mercadológica da Petrobras e não uma opção para cumprir a especificação estabelecida pela ANP; e

ii) os investimentos na indústria petroquímica realizados no país até então ocorreram com base em cenário no qual a oferta de etano decorreria da opção

²⁸ Resposta ao questionário encaminhado pelo grupo de trabalho

mercadológica supracitada, e não de exigência regulatória da ANP referente à qualidade do gás natural.

A partir da publicação da RANP nº 16/2008, o teor de etano passou para 12%, o que facilitou o cumprimento da exigência regulatória de qualidade do gás natural e consequentemente deu mais liberdade para a estatal definir sua estratégia comercial de oferta de etano, sem descumprir a referida exigência. Note-se que a mudança não implicou interrupção do fornecimento de etano para a central petroquímica do Rio de Janeiro, que se manteve como opção comercial da estatal, e não como resultado de imposições normativas da agência reguladora.

Em vista do exposto, a oferta de etano tende a continuar sendo resultado da decisão comercial de seu produtor vis-à-vis a demanda pelo insumo com a proposta de mudança da especificação do gás natural constante na Agenda Regulatória da ANP 2020/2021, de modo que as condições de comercialização permaneceriam sendo definidas pela livre negociação de mercado.

De modo sintético, listam-se abaixo características estruturais do mercado de etano no Brasil:

i) principal consumidor: Braskem S.A. nas centrais petroquímicas do Rio de Janeiro e da Bahia;

ii) fornecedor nacional: Petrobras, com produção concentrada na UPGN de Cabiúnas no complexo da Refinaria Duque de Caxias (REDUC). O prazo contratual para fornecimento de etano vigorará até janeiro de 2021, com renovação automática por mais dois anos e baseado no preço do etano *Mont Belvieu*. Com as medidas adotadas para a promoção da concorrência no mercado de gás natural, incluindo o Termo de Compromisso de Cessação de Prática firmado entre o CADE e a Petrobras sobre a operação nesse mercado, visualizam-se oportunidades de aumento de oferta de etano de outros fornecedores, sobretudo pela previsão de acesso não discriminatório de terceiros às rotas de escoamento e às Unidades de Processamento de Gás Natural;

iii) fornecedor internacional: *Enterprise Products Operating LLC*;

iv) preço de importação: a precificação do produto importado é referenciada ao preço do etano *Mont Belvieu* mais Taxa de Terminal, base FOB USGC (região do Golfo

do México dos Estados Unidos). De acordo com a Braskem (2019), em 2018, o preço médio do etano, referência *Mont Belvieu*, foi de 33 ¢/gal ou US\$ 243/ton, um aumento de 33% em relação a 2017, devido ao aumento de demanda de centrais petroquímicas recém inauguradas, combinado à falta de gasodutos para transporte de gás e de *crackers* para extração de etano. Em 2020, o preço do etano no mercado futuro para maio caiu para US\$ 164/ton²⁹. Em ambos os períodos, as cotações são superiores ao patamar médio do Henry Hub, uma referência de preço internacional do gás natural, que foi de aproximadamente US\$ 159/ton³⁰, em 2018, e US\$ 88/ton em abril de 2020³¹. Contudo, os preços do etano são inferiores ao preço do gás natural vendido para as companhias distribuidoras no Brasil, sem tributos e encargos. Em dezembro de 2018, o preço do gás natural vendido às distribuidoras foi de aproximadamente US\$ 511/ton e em fevereiro de 2020, US\$ 439/ton – contrato Nova Política Modalidade Firme Renegociado³². Esse diferencial indica que pode ser mais rentável vender gás natural do que etano no Brasil, bem como mais vantajoso importar etano do que processar gás natural produzido internamente que venha a ser comercializado próximo dos preços atualmente determinados para as companhias distribuidoras.

iv) infraestrutura BA: a Braskem possui instalações próprias para o recebimento e uso do etano importado³³. Destaca-se que “*foram investidos R\$ 380 milhões na adequação tecnológica da Unidade de Químicos em Camaçari, no duto de interligação e na adaptação da infraestrutura logística do Terminal Portuário de Aratu, em Candeias*”. USSEC (2019);

iv) infraestrutura RJ: o etano fornecido pela Petrobras para a central petroquímica do RJ vem da REDUC em dutos da petroleira. Com relação ao etano importado, desde fevereiro de 2017, a Braskem tem capacidade de receber em instalações próprias (portuárias e de transporte) no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. Braskem (2020) informa que “*a capacidade de importação de etano no Rio de*

²⁹ Fonte: <https://www.cmegroup.com/trading/energy/petrochemicals/mont-belvieu-ethane-opis-5-decimals-swap.html>

³⁰ Fonte: MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (dezembro de 2018 e fevereiro de 2020): <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>

³¹ Fonte: https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PRI_FUT_S1_M.htm

³² Mesma fonte da nota de rodapé 30.

³³ Todo o transporte (navios e dutos) é feito com o etano no estado liquefeito. Somente na planta industrial o etano passa para o estado gasoso.

Janeiro está entre 25% a 30% do consumo total desta matéria-prima e não existe infraestrutura suficiente para atender toda a demanda do cracker com produto importado”. Ainda de acordo com a empresa, os investimentos necessários para importar 100% do etano utilizado na central petroquímica ficariam em torno de R\$ 1 bilhão e as obras durariam mais de 5 anos³⁴.

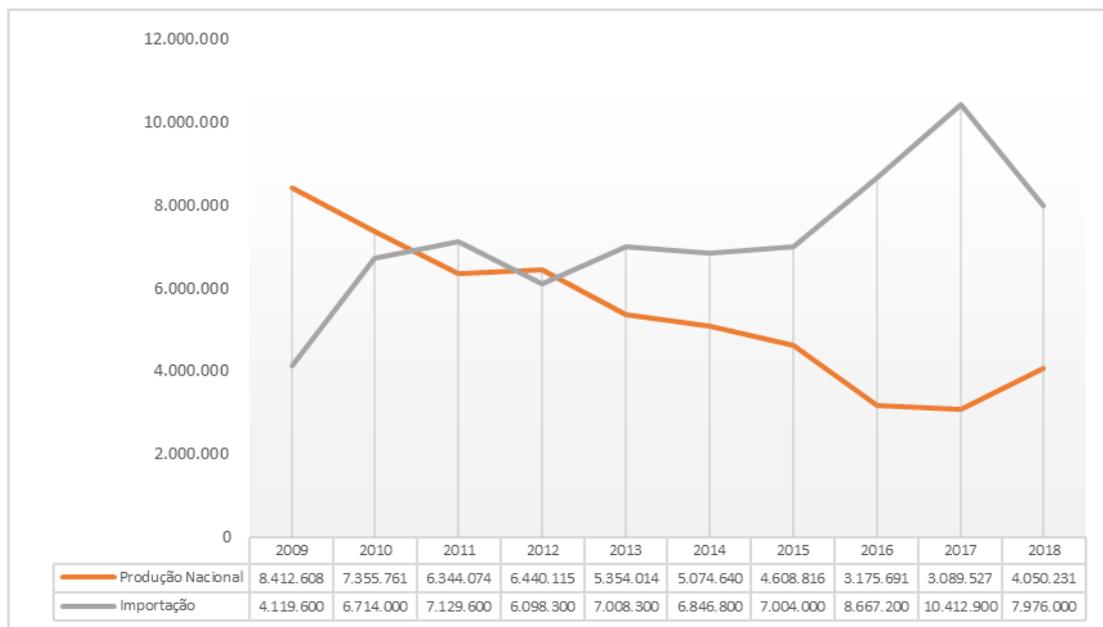
4.1.2 Nafta

A nafta é responsável por 92% da produção petroquímica no Brasil (Bradesco apud EPE, 2018), tendo como principal consumidora a Braskem. A produção nacional é concentrada em algumas refinarias da Petrobras e é insuficiente para atender o mercado interno, com isto a importação é a principal fonte de fornecimento. Os dados, ilustrados no Gráfico 2, demonstram que desde 2013, a importação de nafta é superior a produção nacional, o que demonstra que, no momento, não há uma sobre oferta do insumo no país.

Gráfico 2: produção Nacional e Importação de Nafta 2009-2018

³⁴ Para a Braskem (2020), o investimento de R\$ 1 bilhão citado não tem viabilidade econômica, como se lê na transcrição:

“Hoje, mesmo considerando a competitividade do etano nos EUA, o custo da matéria-prima importada não justificaria um investimento de tal monta. Não é à toa que as indústrias petroquímicas seguem, no mundo todo, a lógica de integrar-se ao suprimento de matéria-prima. Vale ressaltar ainda que o cracker do Rio de Janeiro hoje opera com uma ocupação reduzida. Nesse sentido, há duas considerações importantes: i) a operação de importação de etano nem sempre faz sentido econômico. A partir de certo ponto, deixa de ser rentável aumentar a ocupação da planta com matéria-prima importada (em função de seu custo mais elevado); ii) já há hoje, mesmo sem considerar eventuais ampliações de capacidade, espaço para aumentar o consumo de etano no Rio de Janeiro. Portanto, é falaciosa a afirmativa feita pelos produtores de que não haveria destinação para o volume de etano excedente do gás natural do Pré-sal.”



Fonte: ANP (2019).

Elaboração: SEAE

A produção de nafta no Brasil tem decrescido ao longo dos últimos anos, como demonstra o Gráfico 2. Conforme EPE (2018), essa trajetória é explicada principalmente pelo comportamento do mercado de gasolina. Isso porque a tecnologia do refino permite que se escolha, a partir de uma mesma carga de petróleo, ofertar no mercado nafta ou gasolina. E nos últimos anos, especialmente 2007 a 2017, as condições de comercialização de gasolina têm sido mais favoráveis do que a de nafta, levando as refinarias a substituir a oferta dessa última por vendas do referido combustível, como se lê na transcrição abaixo da empresa:

“A queda da produção indicada no Gráfico 9 é justificada, essencialmente, pelo aumento da demanda de gasolina no período, uma vez que a inserção da nafta no pool de gasolina é, em grande medida, uma alternativa mais interessante economicamente que a comercialização da própria nafta para a petroquímica.”

A Figura 17 ilustra que a nafta e a gasolina possuem quantidade de carbono similar, o que viabiliza a inserção da nafta no pool da gasolina.

Figura 17: principais derivados obtidos na destilação atmosférica



Fonte: EPE (2018)

Corroborando com a EPE (2018), Bain & Company e Gas Energy (2014) ressaltam que:

A política de combustíveis reduz a oferta de nafta local para a indústria química. O impacto dessa política ocorre de duas formas:

•*Percentual de etanol anidro na gasolina: a adição direta de etanol anidro na gasolina C aumenta a octanagem da mistura e permite o acréscimo de maior volume de nafta para respeitar as especificações da gasolina. Por exemplo, para cada 1% de etanol adicionado na gasolina C, a Petrobras pode adicionar, por ano, cerca de 1 milhão de toneladas de nafta;*

•*Política de preço da gasolina controlado pelo governo. Com os preços atuais, o consumo de etanol não é economicamente atrativo, o que aumenta a demanda por gasolina e, conseqüentemente, o volume de nafta utilizado para a fabricação de gasolina. Além disso, o equilíbrio econômico da operação incentiva a adição de nafta de reforma à gasolina para substituir parte das importações deste último.*

Diante dessas informações e dos números apresentados, pode-se inferir que a demanda de nafta no Brasil para a indústria petroquímica concorre com a demanda de gasolina, que tem tomado mercado da primeira nos últimos anos em vista da maior rentabilidade propiciada pelo mercado do referido combustível. Essa maior rentabilidade incentiva o produtor de nafta no Brasil (Petrobras) a substituir esse bem por gasolina no *mix* de produtos que oferece no mercado, situação que reduz a oferta de insumos petroquímicos no mercado interno. A circunstância não indica que esse

produtor tem excedente de produção de nafta, para o qual seria interessante criar mercado, substituindo a oferta de etano pelo fornecimento de nafta como insumo para uma possível expansão do parque petroquímico nacional. Não havendo incentivo para essa substituição, não há indícios de que o debate sobre o percentual de etano na composição afeta interesses comerciais do produtor interno de nafta, bem como as condições de comercialização e concorrência desse produto.

De modo sintético, listam-se abaixo características estruturais do mercado de nafta no país:

- i) **principal consumidor:** Braskem S.A., nas centrais petroquímicas da Bahia, de São Paulo e do Rio Grande do Sul.
- ii) **fornecedor nacional:** Petrobras, com maior produção na Reduc e na Refinaria Abreu e Lima (Renest).
 - ✓ Prazo do contrato de fornecimento: dezembro de 2020
 - ✓ Preço: 102,1% da referência Amsterdã-Roterdã-Antuérpia (ARA)
- iii) **fornecedor internacional:** Sonatrach, empresa argelina e principal fornecedora externa da Braskem, e outros
- iv) **intermediação da importação:** 59 agentes estão autorizados a atuar como importadores de nafta no país, de acordo com a ANP³⁵. A Petrobras foi responsável por 23,1% das importações de nafta em 2018, os demais 76,9% foram importados por outras empresas, em especial a Braskem. No primeiro semestre de 2019, a Petrobras teve sua participação reduzida para 19,7% do total importado. Conforme demonstrado na Tabela 4. Os dados demonstram que no mercado de nafta existe uma contestação ao agente que controla a produção nacional.
 - ✓ Referência de preço de importação: cotação ARA.
 - ✓ Comportamento do preço de referência: de acordo com Braskem (2019), o preço médio da nafta, referência ARA, foi de US\$ 602/ton em 2018,

35

http://www.anp.gov.br/images/Importacao_Exportacao/Autorizacoes_para_Exercicio_da_Atividade/Autorizacao_atividade_importacao_exportacao.xlsx. Acessado em 29/01/2020

uma alta de 24% em relação a 2017, em linha com a escalada de 31% no preço do petróleo no período. Em 2019, no mercado futuro, atingiu máximo de US\$ 573.74/ton e mínimo de US\$ 431.24/ ton.

✓ Comparativo de preço: embora superior ao preço do etano, o preço da nafta é inferior ao preço da gasolina no mercado internacional, que foi de US\$ 1.348,07/ton. Isso reforça o comentário anterior de que o produtor de nafta no Brasil tem incentivo a substituir nafta por gasolina no seu *mix* de produtos, não confirmando eventual sobreoferta de nafta no mercado brasileiro e conseqüente interesse em substituir oferta de etano por nafta, com objetivo de criar demanda para o excedente de nafta.

v) **intermediação da importação:** de acordo com a ANP³⁶, no Brasil existem 59 importadores autorizados para a nafta. A Petrobras foi responsável por 23,1% das importações de nafta em 2018, os demais 76,9% foram importados por outras empresas, em especial a Braskem. No primeiro semestre de 2019, a Petrobras teve sua participação reduzida para 19,7% do total importado. Conforme demonstrado na Tabela 4. Os dados demonstram que no mercado de nafta existe uma contestação ao agente que controla a produção nacional.

Tabela 4: importações de nafta - Petrobrás x Outros

Produto	Agentes	2018		2019 (jan a jun)	
		Participação	Volume (mil m ³)	Participação	Volume (mil m ³)
Nafta	Petrobras	23,10%	1.866	19,70%	817
	Outros	76,90%	6.220	80,30%	3.339
	Total	100%	8.086	100%	4.156

Fonte: ANP 2019

vi) **Infraestrutura:** de acordo com a EPE (2018), os mais importantes terminais para importação de nafta no Brasil são Aratu/BA, Osório/RS e São Sebastião/SP. Já os principais países fornecedores são Argélia, Argentina, Estados Unidos e Venezuela. Abaixo, mais algumas informações específicas:

36

http://www.anp.gov.br/images/Importacao_Exportacao/Autorizacoes_para_Exercicio_da_Atividade/Autorizacao_atividade_importacao_exportacao.xlsx. Acessado em 29/01/2020

- ✓ Bahia: central petroquímica local possui terminal próprio localizado em Aratu para receber o produto importado, contudo, o transporte até a planta industrial é realizado em dutos da Petrobras. A nafta nacional é recebida no terminal de Madre de Deus, de propriedade da Petrobras, e transportada nos dutos da Petrobras³⁷.
- ✓ Rio Grande do Sul: utilizam-se terminal e dutos da Petrobras para desembarque e transporte da nafta importada e de fornecimento interno³⁸.
- ✓ São Paulo: há fornecimento direto das refinarias por dutos da Petrobras.
- ✓ Novos projetos: de acordo com Braskem (2020): *“Atualmente, há um projeto em avaliação na Bahia e outro no Rio Grande do Sul, que visam à redução da dependência em relação à Petrobras. Neste último caso, vale ressaltar que mesmo com investimentos adicionais, a Braskem seguiria dependente das monoboias existentes, que são de propriedade da Petrobras”*.

4.2 Cenário de desinvestimento estatal em refino e gás natural

Em junho de 2019, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade assinaram Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), no qual a estatal se compromete a alienar integralmente de treze refinarias³⁹ que representam cerca de 50% da capacidade instalada dessa indústria no país.

³⁷ *“O Terminal Marítimo Madre de Deus é usado para descarregar a nafta embarcada das refinarias da Petrobras localizadas fora do Estado da Bahia. No terminal portuário de Aratu, é utilizado (1) o Terminal Matérias-Primas (de propriedade da Companhia) para importar nafta e condensado. ...*

Um duto detido e operado pela Petrobras transporta nafta do Terminal Madre de Deus para a Refinaria Landulfo Alves, onde o duto se interliga com o sistema de dutos de nafta da Refinaria. O sistema de dutos de nafta da Refinaria Landulfo Alves se interliga com o sistema de dutos do terminal portuário de Aratu, por meio do qual a nafta é transportada às plantas de Químicos do Polo Petroquímico de Camaçari.” Braskem (2019), pag. 143

³⁸ *“A Companhia usa o Terminal Almirante Soares Dutra para descarregar nafta e condensado de petróleo importados ou embarcados de refinarias da Petrobras localizadas fora do estado do Rio Grande do Sul. A Companhia possui um duto operado pela Transpetro que transporta a nafta do Terminal Almirante Soares Dutra para a REFAP, onde o duto se interconecta com o sistema de dutos de nafta da REFAP. A nafta e o condensado de petróleo são transportados para as plantas de Químicos da Companhia através do sistema de dutos de nafta da REFAP”.* Braskem (2019), pag. 144

³⁹ Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulfo Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria

A efetivação do TCC dará um novo perfil ao setor de refino do país, com a participação de novos agentes. Dentre os ativos a serem desinvestidos, destacam-se os dutos localizados na Bahia e Rio Grande do Sul, retirando da Petrobras o controle do transporte da nafta importada pela Braskem para atender as centrais localizadas nestes estados.

Com a entrada de novos *players* no refino, as empresas consumidoras de nafta terão a oportunidade de abrir negociação para: i) a ampliação da produção nacional, reduzindo a necessidade de importação; e ii) a revisão dos preços praticados no mercado nacional, com base em outra referência internacional ou preço acordado em conjunto, e não somente na Referência ARA.

Ademais, os investidores poderão decidir estrategicamente em aumentar a produção de nafta com objetivo de explorar comercialmente áreas que não são consideradas estratégicas para a Petrobras. Dentre as refinarias que fazem parte do programa de desinvestimento, quatro (RNEST, RLAM, REFAP e REMAN) produziram nafta em 2018, concentrando, aproximadamente, 40% do total da produção nesse ano.

Da mesma forma como ocorreu para a atividade de refino, em julho de 2019, a Petrobras também firmou TCC com o CADE relacionado ao mercado de gás natural, com previsão de acesso não discriminatório por terceiros aos gasodutos de escoamento da produção e às Unidades de Processamento de Gás Natural, entre outros compromissos assumidos pela estatal. Somando-se ao fato outras iniciativas da Administração Pública federal de promoção da concorrência na indústria de gás natural, as perspectivas futuras de aumento da produção de tal recurso, são visualizadas oportunidades de aumento da oferta de etano por terceiros e, conseqüentemente, incremento das condições de concorrência no fornecimento desse produto.

As perspectivas de ampliação de fornecedores nos mercados de nafta e etano, embora apontem tendência de ampliação da concorrência desses mercados, não implicam mudança imediata e inexorável nessas condições. Isso porque outras circunstâncias podem se fazer necessárias para que ocorram mudanças significativas na rivalidade dos *players* de mercado. No caso do mercado de nafta, por exemplo, infraestrutura que conecte mercados relevantes distintos de refino, ou permita a entrada

Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN); Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

de importadores, pode ser relevante no acirramento da concorrência do fornecimento desse produto.

Analogamente, na indústria de gás natural, a infraestrutura pode ser uma restrição ao aumento de oferta desse bem e, por conseguinte, do fornecimento interno de etano. Por exemplo, a capacidade de escoamento do gás natural do pré-sal para o continente está restrita às rotas 1 e 2, o que limita o acesso ao gás produzido. Essa situação pode ser alterada com a conclusão da Rota 3 que permitirá um acréscimo de 18 MM m³/dia no escoamento do gás.

De qualquer forma, as mudanças societárias e institucionais nos mercados de refino e gás natural, ainda que não sejam suficientes para garantir ganhos imediatos de competição nessas atividades, sinalizam possibilidades de melhoria nas condições de concorrência de produtos que lhes são derivados, como a nafta e o etano.

4.3 Considerações finais

Sobre o mercado interno de nafta, o fato de a Petrobras ser detentora de dutos de transporte do produto, seja de produção própria ou de importação, confere à estatal condições estratégicas de fornecimento do principal insumo da indústria petroquímica brasileira. No entanto, o processo de desinvestimento de parte dos ativos da estatal pode modificar tal circunstância. Os dutos que abastecem com nafta as centrais petroquímicas localizadas na Bahia e Rio Grande do Sul estão incluídos no processo de desinvestimento. Dessa forma, apenas a central petroquímica localizada em São Paulo continuaria sendo abastecida pela Petrobras, mantendo a dependência da estatal. Após a conclusão dos desinvestimentos, novos arranjos de mercado e interação entre as empresas serão possíveis, alterando o perfil de transporte e fornecimento de nafta, com perspectivas de incremento de concorrência e eficiência.

Note-se ainda que o abastecimento interno de nafta já ocorre preponderantemente por importações realizadas por outras empresas, que não a Petrobras. Desde 2013, as importações superam a produção nacional, tendência que têm crescido ao longo dos últimos anos. Para entender a circunstância, deve-se levar em conta que a nafta pode ser utilizada para a produção de gasolina, de modo que a demanda do combustível concorre com a demanda originária da indústria petroquímica. A primeira tem tomado mercado da segunda em vista de diferenciais de rentabilidade

ocorridos no período que incentivam o produtor de nafta no país a substituir esse bem por gasolina no *mix* de produtos que oferece no mercado. A circunstância não indica que esse produtor tem excedente de produção de nafta, para o qual seria interessante criar mercado, substituindo a oferta de etano pelo fornecimento de nafta como insumo numa possível expansão do parque petroquímico nacional. Não havendo incentivo para essa substituição, não há indícios de que o debate sobre o percentual de etano na composição afeta interesses comerciais do produtor interno de nafta, bem como as condições de comercialização e concorrência desse produto.

Diferentemente do que ocorre com a nafta, o mercado de etano é majoritariamente abastecido por produção interna. As importações, embora alcancem cerca de 13% do mercado (2019), valem-se de infraestrutura que não é de propriedade do único fornecedor interno do produto: a Petrobras. No caso da central petroquímica do RJ, que é a mais dependente do insumo para desenvolver sua atividade, a infraestrutura existente não permite substituir a produção interna plenamente por importações no curto prazo, conforme informações obtidas do setor. Além do horizonte temporal referido, a restrição de infraestrutura depende de uma decisão comercial do agente interessado em importação, que tem a perspectiva de aumento de produção de gás natural no país e o consequente potencial para expansão do fornecimento de etano. Trata-se de perspectiva que diminui o incentivo ao investimento em infraestrutura de importação.

De qualquer forma, em 2005, quando a central petroquímica do RJ começou a operar, a exploração de gás natural no Brasil ocorria preponderantemente no pós-sal. O teor de etano do gás dessa frente de produção no estado situou-se em média baixo dos exigidos pela regulação da ANP. Essa circunstância implica que o fornecimento de etano para a central petroquímica resultou de uma opção de mercado do produtor desse bem, e não de uma exigência regulatória estabelecida para a especificação do gás natural. A mesma circunstância indica que o investimento na planta petroquímica em tela ocorreu com base em cenário no qual a oferta de etano decorreria de decisão comercial desse ofertante, e não de obrigação regulatória da ANP referente à qualidade do gás natural.

A partir da publicação da RANP nº 16/2008, o teor de etano passou de 10% para 12%, o que facilitou o cumprimento da exigência regulatória de qualidade do gás natural e consequentemente deu mais liberdade para a definição da estratégia comercial

da oferta de etano, sem descumprir a referida exigência. Note-se que a mudança não implicou interrupção do fornecimento de etano para a central petroquímica do Rio de Janeiro, que se manteve como opção comercial, e não como resultado de imposições normativas da agência reguladora. Em vista do exposto, a oferta de etano tende a continuar sendo resultado da decisão comercial de seu produtor vis-à-vis a demanda pelo insumo com a proposta de mudança da especificação do gás natural constante na Agenda Regulatória da ANP 2020/2021, de modo que as condições de comercialização permaneceriam sendo definidas pela livre negociação de mercado.

Registre-se ainda que há três *trade-offs* para os produtores de nafta e etano que se relacionam com a oferta desses produtos no mercado e envolvem as seguintes alternativas: nafta petroquímica/ nafta gasolina; nafta/etano e etano/gás natural.

No caso da nafta, a pergunta que se tentou esclarecer foi: a mudança da RANP nº 16/2008 possibilitaria criar mercado para eventual excedente de produção interna de nafta? E a resposta encontrada é não porque há o *trade-off* com a produção de gasolina. No atual cenário, seria mais vantajoso usar a nafta para produzir gasolina e não produtos petroquímicos. A Petrobras prefere usá-la para fazer gasolina do que utilizá-la como insumo petroquímico, em vista das circunstâncias previamente comentadas de preço e condições de demanda de ambos os produtos.

Em relação ao etano, a especificação do gás natural poderia em tese alterar o volume do primeiro disponibilizado ao mercado. Em tese, maior volume de etano faria seu preço cair e ficaria mais atrativo do que a nafta. A produção de maior volume de etano é influenciada também pela separação ou não dos gases pesados do gás natural bruto, além de outros fatores, como a própria oferta de gás natural bruto e o teor de etano nesse gás, o qual até recentemente favoreceu o cumprimento das exigências regulatórias da ANP relativas à separação em tela sem retirar do produtor/importador de gás a liberdade de decisão de ofertar etano ao mercado. Como já se explicou, essa separação também é determinada pelo percentual máximo de etano ou pelo percentual mínimo de metano que é definido da resolução da ANP. A produção de etano traz custos de separação e isso, segundo a Petrobrás, pode inibir investimentos na exploração e comercialização do gás natural, como se explica nos capítulos 7 e 8. Por outro lado, o capítulo 6 mostra como a produção de etano é oportunidade de alavancar

outros elos da cadeia produtiva. Antes dessas questões, no entanto, trata-se no próximo capítulo de como a regulação da especificação do gás natural pode ter repercussões nos custos de manutenção e investimento em equipamentos utilizados para o consumo de gás natural.

5 Aspecto dos Equipamentos dos Consumidores

Este capítulo trata de eventuais impactos da proposta de alteração da RANP nº 16/2008 nos equipamentos dos consumidores. Para tanto, adota-se como ponto de partida as seguintes questões:

- **quais os indicativos de efeitos da proposta na operação, manutenção e reposição dos equipamentos citados?**
- **quais os custos de eventuais necessidades de adaptação, substituição ou aquisição de equipamentos?**
- **foram realizados testes nos equipamentos utilizados no Brasil?**
- **as associações de consumidores possuem uma proposta alternativa em contrapartida à proposta de alteração da RANP nº 16/2008 constante da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP?**

Como se pode verificar na Tabela 5, o gás natural tem uso disseminado em diversos setores da economia, indo desde o uso doméstico em aquecedores e fogões, até a utilização em várias atividades industriais. A tabela destaca ainda a participação expressiva do setor industrial e da geração de energia elétrica no perfil da demanda por gás natural.

Tabela 5: Consumo médio (MMBTU) por setor anos 2016-2019 e consumo no mês jan/20

Setor de consumo	2016	2017	2018	2019	jan/20
Outros (inclui GNC)	0,58	0,53	0,5	0,83	0,42
Comercial	0,83	0,78	0,84	0,91	0,86
Residencial	1,11	1,18	1,26	1,27	1
Cogeração	2,37	2,65	2,84	2,65	2,3
Automotivo	4,96	5,4	6,06	6,26	5,87
Geração Elétrica	29,59	34,25	27,69	29,03	40,46
Indústrias	40,82	40,77	39,75	36,97	36,34
Demanda Total	80,26	85,56	78,85	77,98	87,25

Fonte: MME (2020)

Elaboração: SEAE

O exposto indica que um aspecto a ser considerado na análise de bem-estar da proposta regulatória em tela são eventuais consequências sobre custos de manutenção e reposição dos equipamentos dos diversos tipos de consumidores de gás natural, desde o industrial ao residencial. Este capítulo dedica-se a avaliar tais possibilidades de custos. Para tanto, durante o desenvolvimento deste relatório, o Grupo de Trabalho realizou pesquisas bibliográficas e consultou, por meio de questionários e reuniões, associações

de consumidores e produtores, listadas na Introdução deste relatório, que apresentaram seus posicionamentos sobre o tema, os quais serão expostos adiante.

Dos trabalhos técnicos consultados, há registros de impactos que variações bruscas na qualidade do gás podem causar nos equipamentos de setores de atividades produtivas variadas. Por exemplo, a *International Council on Combustion Engines* (CIMAC), aponta que:

*Os motores a gás podem aceitar, dentro de seus limites de projeto, uma ampla gama de qualidade do gás, mas a flutuação de a qualidade do combustível prejudica seu desempenho. Mudanças rápidas apresentam sérios desafios ao controle do motor e pode ter um impacto substancial no desempenho e nas emissões do motor.*⁴⁰ (CIMAC, 2015)

Por sua vez a *European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers* (Euromot, 2017) destaca que as flutuações no índice de Wobbe causadas por variações na qualidade do gás podem não ser absorvidas pelos sistemas de controle, causando danos nos equipamentos.⁴¹

O que está na mesma linha de estudos feitos com empresas industriais alemãs (setores químico, de vidro e aço) que indicaram que o índice de Wobbe não é o indicador mais importante e que o calor específico e a composição são parâmetros muito mais relevantes para os usuários industriais e finais:

*The results from these industrial surveys underline the relative unimportance of the Wobbe Index for many process heating or chemical purposes. 64% of equipment operators state that the Wobbe Index is not a meaningful fuel gas property for their application. In some industries like for example the chemical industry, the single biggest gas consumer in Germany [21], the number is even higher (75 %). In general, other gas quality criteria like calorific values, minimum air requirements or the actual compositions are considered much more relevant by industrial end users. (LEICHER, Jörg et al. Natural gas quality fluctuations – surveys and statistics on the situation in Germany*⁴²

⁴⁰ “Gas engines can accept, within their design limits, a wide range of gas quality, but fluctuation of the fuel quality harms their performance. Rapid changes present serious engine control challenges and can have a substantial impact on engine performance and emissions.” (CIMAC, 2015)

⁴¹ Therefore, very fast fluctuations in WI, caused e.g. by the so-called plug flow in case of largely deviating gas compositions, cannot be compensated quickly enough by feedback control systems. Consequently, large fast variations in WI have to be avoided for most applications, especially to prevent gas-fuelled generators to cause unacceptable output variations to the electricity grid. Fast variations in WI will also induce safety problems in many gas applications due to e.g. possible flame extinguishment, overheating and excessive emissions of undesirable species.

⁴² Energy Procedia, n. 120, 2017, p. 169-170) Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217327315/pdf?md5=0cff76c40298487885f4e8b38f8635b4&pid=1-s2.0-S1876610217327315-main.pdf>

No mesmo sentido, a Abiquim (2016) traz os estudos da *Environmental Resources Management* (ERM) sobre os efeitos do aumento dos teores de C₂₊ em turbinas, cabe destacar alguns trechos:

A maior presença de hidrocarbonetos C₂₊ ocasiona aumento de emissões de gases de efeito estufa (em uma faixa de 2 a 8%), aumenta a emissão de óxidos de nitrogênio e monóxido de carbono em vista de deterioração das condições de mistura pelo maior índice de Wobbe e causa problemas operacionais com potenciais danos ao equipamento (notadamente sistemas de queima) ...

Algumas turbinas a gás podem ser especialmente sensíveis à presença de hidrocarbonetos C₂₊ no gás mesmo que o índice de Wobbe seja mantido dentro de limites das especificações em razão de diferentes características de chamas produzidas por diferentes grupos de hidrocarbonetos (velocidade de chama, distância de autoignição e temperatura de autoignição).

Como visto no Capítulo 3, há registros de experiências internacionais em que os processos de alteração das normas regulatórias cercam-se de estimativas de efeitos sobre o bem-estar de produtores e consumidores. A CNI (2019), cita que nos Países Baixos o custo estimado de solução no *upstream* (produtores) foi de €110 milhões e o custo estimado de solução no *downstream* (consumidores) foi de €376 milhões (até 2050). No Reino Unido, o custo de solução no *upstream* foi estimado entre £400 e £500 milhões e o custo de solução no *downstream* foi estimado entre £2,2 e £14,7 bilhões (até 2035)⁴³.

5.1 Caso dos equipamentos de atividades produtivas

As associações de consumidores consultadas apontaram que a alteração nas especificações do gás natural pode ocasionar aumento nos custos de manutenção ou no investimento em novos equipamentos. O Quadro 2 expõe um resumo desses apontamentos com base nos questionários aplicados para setores produtivos potencialmente afetados pela regulação em apreço, bem como em outros documentos explorados.

Quadro 2: posicionamento das associações sobre o impacto nos equipamentos

Associação	Apontamento
Abividro	... Ao que se sabe, as variações de hidrocarbonetos afetam a eficiência operacional de turbinas a gás natural, gera fuligem, mudam a velocidade de chama e o tempo de aquecimento dos equipamentos. Todos os equipamentos a gás que temos seguem os parâmetros atuais da Resolução ANP 16/2008, ficando extremamente difícil mensurar a

⁴³ Essa solução foi estimada considerando a conversão/adaptação ou substituição dos equipamentos por um período entre dez e quinze anos. São as incertezas quanto a magnitude da necessidade de converter (menos custoso) versus substituir (mais custoso) que geram um intervalo tão amplo na estimativa de investimento necessário para a solução *downstream*. (CNI, 2019)

	<p>extensão dos impactos na linha de produção</p> <p>No caso da indústria vidreira que utiliza esse insumo principalmente para o aquecimento de seus fornos, isso pode redundar em maior consumo e maior dispêndio com gás natural, afetando nossa competitividade e nossos custos, e em decorrência, prejudicando as cadeias produtivas que atendemos – construção civil, automobilística, alimentos e bebidas.</p> <p>...</p> <p>Outro ponto importante é que, não havendo um range seguro e estável, evitando mudanças bruscas na composição, há riscos de impactos na produção e segurança do sistema.</p> <p>...</p> <p>É indispensável se saber a análise química do gás a se consumir, pois é possível calcular o V_a (quantidade de ar necessário para uma queima estequiométrica) e V_f (quantidade de fumos gerado na combustão) a partir da análise. São necessárias as instalações de cromatógrafos e softwares para controlar vazão x energia, devido à incerteza e as possíveis grandes variações na composição do gás. Caso haja muita variação nessas composições, ou seja, PCS/PCI, deve-se instalar na linha um calorímetro (leitura de PCI) para controle da combustão e em alguns casos uma leitura de O_2 on line, tipo sonda de zircônio, nas câmaras de regeneração dos fornos, para controle do excesso de ar de combustão.</p>
Abiquim et al ⁴⁴	<p>Necessidade de uso de equipamentos adicionais para controle de emissões atmosféricas em regiões ambientalmente saturadas;</p> <p>perda de rendimento, possíveis danos e redução da vida útil dos equipamentos industriais ou necessidade da sua modificação (principalmente instrumentação) para atender mudanças de composição do gás (mudanças bruscas e rápidas não são bem toleradas por turbinas ou queimadores); (CNI, 2019)</p>
Abegás	<p>Perda de eficiência, ou mesmo danos, nos equipamentos domésticos (aquecedores e fogões) que não podem ser regulados para atender as modificações maiores das especificações;</p> <p>problemas de segurança ao usuário, tais como danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos gases de combustão, entre outros devido as flutuações da qualidade do gás (situação de risco a vida e saúde pública); e</p> <p>possível impacto na segurança dos gasodutos e no uso doméstico do gás canalizado e distribuído (algumas simulações mostraram menor dispersão do gás mais rico em etano em caso de vazamentos fugitivos). (CNI, 2019)</p>
Abraget	<p>A Petrobras, que é uma das empresas associadas a Abraget, consultou os fabricantes de turbinas, também associados, sobre os impactos nas turbinas. Após avaliação pelos fabricantes de turbinas, foi informado que é possível trabalhar com as novas especificações realizando ajustes operacionais nos equipamentos. Tais ajustes já são requeridos com a especificação vigente em caso de alteração instantânea da composição do gás.</p> <p>Com base nos estudos apresentados, entendemos que a revisão proposta na especificação do gás natural processado não trará impactos para utilização na geração termelétrica.</p> <p>Não há impactos negativos, para as termelétricas. (Abraget, 2020)</p>

Fonte: Elaboração Própria (SEAE)

Como se pode verificar no Quadro 2, a Abividro e a Abiquim apontam possíveis impactos negativos nos equipamentos utilizados pelas empresas dos setores representados com a alteração na especificação do gás, com possível perda de rendimento e competitividade. Uma preocupação comum entre as duas associações, é a alteração brusca na qualidade do gás, o que poderá causar danos e perda de eficiência

⁴⁴ ABIQUIM, ABAL, ABEGÁS, ABICLOR, ABIVIDRO, ABRACE, ANACE, ASPACER, FIESP, FIEB, FIEA, FIERGS, COFIP-ABC, COFIP-RS, COFIC-BA, SINDIQUIM, SIQUIRJ e SINPROQUIM.

nos equipamentos de queima do gás e demandará investimento em aparelhos de análise do gás, por exemplo cromatógrafos, para se compensar as variações. A Algás - Gás de Alagoas S.A. elaborou um estudo que demonstra o motivo dessa de perda eficiência nos equipamentos de queima apontado pelas associações. Segundo a Algás (2017):

Para que seja obtida a quantidade de energia necessária em um processo industrial, é controlada a quantidade de gás e a quantidade de ar para que a mistura seja estequiométrica. Quando as características do gás são alteradas, os equipamentos precisam ser ajustados.

...

Como o metano e o etano, na mesma condição de pressão e temperatura, possuem aproximadamente o mesmo volume, para a mesma vazão do gás, caso seja elevada a quantidade de etano, seriam necessários 50% mais oxigênio para cada molécula de etano a mais na mistura. Como a entrada de ar na combustão não foi alterada, haveria falta de oxigênio. Nesse caso a queima seria incompleta, promovendo a formação de monóxido de carbono...

...

Analisando as etapas da reação do metano, observa-se que tendo falta de oxigênio a reação de combustão do monóxido de carbono não ocorreria completamente, o qual passaria a compor os gases de exaustão. Como o monóxido de carbono é combustível, essa queima incompleta promoveria a diminuição da eficiência energética.

Nos casos em que o processo fosse ajustado para que houvesse um excesso de ar na queima do gás pobre suficiente para que ocorra a queima completa do gás rico quando este for utilizado, provocaria diminuição da eficiência energética também, já que o excesso de ar (incluindo grande parte de nitrogênio inerte) estaria entrando no processo a temperatura ambiente e saindo na temperatura de combustão.

Além disso, as alterações na composição do gás provocariam uma variação na absorção de energia no processo, podendo, no exemplo de uma caldeira, ocasionar uma pressão de vapor acima do necessário, sendo necessária a despressurização do vapor, o que acentuaria a diminuição de eficiência.

Por outro lado, a Abrajet (2020) entende que não haverá impactos negativos no setor de geração de energia, pois bastariam ajustes operacionais nas turbinas, conforme estudos realizados pela Petrobras em diversas marcas utilizadas no parque nacional.

Contudo, a CNI (2019) destaca que:

Pelo lado dos consumidores industriais, o impacto na performance dos equipamentos de geração termelétrica depende do parque de turbinas, sendo que as mais modernas estão preparadas para se adaptar a diferentes composições de gás natural, mas as antigas não. Dessa maneira, deve ser feita uma avaliação completa do parque e, portanto, estudos piloto não são suficientes.

Em uma posição intermediárias às supracitadas, a Abiquim (2018) aponta que:

Conclui-se a partir da análise do material técnico analisado, que existe a alternativa técnica para a utilização de gás natural de alto conteúdo de hidrocarbonetos mais pesados assim como existe alternativa para a utilização de gases especializados como a opção descrita pela GE para utilização de etano ou propano como combustível de turbinas. Da

mesma forma, equipamentos de combustão poderiam ser adequados para operação com diferentes tipos de gás.

A questão que se coloca é relacionada ao investimento requerido e quem será responsável por cobrir estes custos.

Como se pode verificar, existe uma preocupação, por parte das associações de consumidores, sobre o impacto da alteração da especificação do gás nos equipamentos utilizados no parque industrial nacional. Ressalta-se que uma preocupação recorrente é a possibilidade de variações bruscas na qualidade do gás fornecido pelos produtores. Os pontos indicados devem ser contemplados na análise de impacto regulatório (AIR) a ser desenvolvida pela ANP, considerando o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, e o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, para edição e alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

Importante destacar que não foram obtidas informações, junto às associações, sobre o montante de recurso necessário para adequação ou substituição dos equipamentos de queima do gás natural utilizados atualmente no país. Considerando que as empresas consumidoras de gás natural possuem elevado nível de conhecimento sobre os equipamentos utilizados, seria útil que as associações realizassem estudos para definir o montante de recursos para adequação ou substituição dos mesmos, inclusive, para contribuir com a AIR comentada no parágrafo anterior.

5.2 Caso dos equipamentos de uso doméstico

A Abegás (2020) fez várias ponderações sobre o impacto da alteração da especificação do gás natural, a preocupação com a segurança do consumidor doméstico é a mais presente. A associação informou que:

“Desde o início das discussões referentes à alteração da especificação do gás natural, em 2017, a Abegás tem apontado necessidade de realização de testes, principalmente em equipamentos de uso residencial, para aferir a segurança dos equipamentos que foram fabricados para operar com um gás natural com a especificação vigente.

O IBP apresentou resultados de alguns testes realizados, em uma reunião informal realizada na sede da Abegás, na ocasião solicitamos que os resultados detalhados nos fossem enviados para que os técnicos das distribuidoras pudessem avaliar se de fato não haverá riscos para os consumidores. Esta avaliação está em curso e será tema de debate com o IBP”

...

Apesar de Petrobras afirmar que somente a manutenção dos limites do Índice de Wobbe é suficiente para garantir a segurança dos usuários residenciais, esta afirmação não tem a concordância dos fabricantes de equipamentos nem da ABEGÁS.

A Abegás (2017) expôs, dentre outros pontos, que:

“A variação da composição do gás, pode causar:

- Problemas de segurança ao usuário, tais como danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos fumos da combustão, dentre outros;*
- Impactos na vida útil do equipamento, tais como desgaste precoce dos componentes, defeitos causados devido a um aumento da emissão de vapores de água, entre outros.”*

A Abegás (2017) também chamou atenção para:

- A estrutura de combustão dos equipamentos residenciais tem estrutura desenvolvida para as condições estabelecidas em normas e regulamentações internacionais, com composições das famílias de gases previamente definidos, qualquer alteração construtiva que possa se fazer necessário, serão necessárias pesquisas e desenvolvimento de normas e regulamentos que garantam ao usuário segurança na utilização dos equipamentos;*
- Redução da eficiência dos equipamentos.*
- **GRAVISSIMO: Tais flutuações podem colocar os consumidores em situação de risco a vida e saúde pública.***

Com relação aos aquecedores domésticos, o IBP (2020) realizou diversos testes em modelos usados no mercado nacional, chegando às seguintes conclusões:

- As emissões de monóxido de carbono (CO) com todas as composições e em todos os aquecedores ficaram abaixo dos limites estabelecidos na NBR 8130. Não foi possível estabelecer nenhuma relação direta entre teores de Etano com emissões de CO.*
- Em relação às emissões de NOx, não há nenhuma relação direta entre teores de Etano com emissões de NOx.*
- Os valores de emissão de NOx para as composições do pré-sal e limite de C₂ segundo proposta de revisão são equivalentes às emissões de NOx para as composições de referência G20 e G21, inclusive, para a maioria dos aquecedores, as emissões de NOx das composições de referência G20 e G21 são superiores às emissões para as composições de pré-sal.*
- Para o dióxido de carbono (CO₂), não foram observadas diferenças significativas entre as emissões com os teores da norma e esperado do pré-sal. Cabe mencionar que não é possível determinar uma relação entre emissões de CO₂ e o teor de etano.*
- As variações de comportamento observadas entre os diferentes equipamentos devem-se a características construtivas dos mesmos. Como encontrado na literatura, além do IW, as emissões de NOx são função das vazões de ar e de*

combustível (características do equipamento), temperatura e pressão do ar e do gás combustível.

- *A partir das análises realizadas pelo INT, para os aquecedores recomendados pela ABAGAS, observa-se que não há impacto negativo na utilização do Gás Esperado do Pré-sal em nenhum dos cenários contemplados pela norma ou adicionados a pedido da ABEGAS.*

Conforme informado pela Abegás, o IBP encaminhou para a associação os resultados detalhados dos testes e estes encontram-se em análise pela equipe técnica.

A Abegás e a Petrobras também realizaram estudos sobre a dispersão do gás natural em caso de vazamentos⁴⁵, de acordo com a Petrobras (2017) a “*Densidade do gás natural (GN) é menor que do ar, assim o GN disperso em um vazamento acidental rapidamente se espalhará pelo ar, não havendo acúmulo do gás em ambientes abertos próximos à superfície*”. A Petrobras chegou às seguintes conclusões:

- *Todas as 04 composições, com base em sua densidade e peso molecular, bem como após análise gráfica, têm o comportamento ascendente na atmosfera;*
- *Por ser mais leve do que o ar, o gás natural se dissipa rapidamente pela atmosfera em caso de vazamento. Esta é a grande diferença em relação ao gás de cozinha (GLP) que, por ser mais pesado que o ar, tende a se acumular junto ao ponto de vazamento, facilitando a formação de mistura explosiva;*
- *A diferença entre o alcance horizontal da nuvem na concentração de LII do cenário 01 (>% de CH₄, <% de C₂H₆) e o do cenário 04 (<% de CH₄, >% de C₂H₆) é da ordem de centímetros (7 cm);*
- *As diferenças nas composições dos gases têm influência insignificante na dispersão e comportamento dos gases na atmosfera.*
- *As normas para detecção e odorização devem ser seguidas normalmente.*

Contudo a Abegás (2020) informou que:

Não chegamos [Abegás e Petrobras] a um consenso quanto à dispersão do gás natural na nova especificação, o que teria efeito também na segurança dos usuários. As simulações realizadas com a nova especificação do gás, tanto pelas distribuidoras quanto pela Petrobras, embora realizados com o mesmo software apresentaram resultados diferentes.

O gás natural também é utilizado em fogões nos ambientes domésticos. Por isto, a Abegás (2020) sugere que sejam realizados testes nos mesmos e apresentou o custo aproximado dos testes em Laboratório acreditado para ensaios em fogões e fornos a Gás:

⁴⁵ Em um vazamento acidental é formado sobre o furo uma expansão do gás em jato. Esse jato tem grande força para se infiltrar por completo pelo ambiente. Petrobras (2017).

- *Ensaio em fogões e fornos a gás distribuídos entre as famílias de produtos de cada um dos 26 fabricantes nacionais e importados. Hoje temos 632 modelos certificados pelo Inmetro*
- *o Custo aproximado: R\$ 672.000,00 caso seja ensaiado 8 fogões por fabricante.*
- *Mas a quantidade de famílias e a necessidade de ensaio somente o Inmetro poderá definir.*

Estudar o efeito das alterações na especificação do gás natural nos equipamentos de uso domiciliar é de suma importância, uma vez que o consumidor doméstico é, teoricamente, o elo mais frágil em termos de assimetria de informação na cadeia do gás natural, por não apresentar expertise técnica sobre a necessidade de ajustes operacionais nos equipamentos. Assim, garantir a segurança dos consumidores domésticos deve ser uma preocupação do normativo regulatório.

5.3 Questões ambientais relativas aos equipamentos

O gás natural tem diversas aplicações, que envolvem sua combustão. A combustão é uma reação química que libera calor para o ambiente e forma CO₂ e H₂O. Dessa forma, a queima de hidrocarbonetos com mais carbonos (etano tem 2 carbonos em sua molécula, propano, 3, butano, 4, etc.) gera mais CO₂, sendo, em consequência, mais poluente do que a queima do metano⁴⁶. Ademais, como apontado pela Algás (2017) “a alteração do suprimento de gás pode ocasionar uma queima incompleta, gerando monóxido de carbono, ocasionando, além de queda na eficiência energética, elevação da toxicidade dos gases de combustão”.

Assim, a alteração da especificação do gás natural poderá demandar investimentos dos consumidores para dirimir possíveis impactos ambientais pela queima de um gás mais rico, entre outros gastos com adaptação, substituição ou implantação de equipamentos, redução da produção. Esses custos, além da possibilidade de fechamento de plantas industriais, impacto econômico não desejado, podem afetar

⁴⁶ Vide equações de combustão: metano (CH₄) → CH₄ + 2 O₂ → CO₂ + 2 H₂O; etano (C₂H₆) → 2 C₂H₆ + 7 O₂ → 4 CO₂ + 6 H₂O

negativamente o bem-estar do consumidor de gás natural. Outros custos relacionados à questão ambiental não foram avaliados por este documento⁴⁷.

As associações de consumidores - Abegás, Abiquim e Abividro – têm a questão ambiental e suas consequências nos custos e produção da indústria como pontos comuns de preocupação, conforme descrito no Quadro 3.

Quadro 3: apontamentos das associações relativos ao impacto ambiental

Associação	Apontamento
Abegás	O maior percentual de um componente mais pesado na composição do gás natural resultará no aumento de emissões. Este fato vai de encontro ao compromisso de redução de emissões assinado pelo Governo Federal e não há nenhum plano de compensação ambiental para mitigar o aumento de emissões. Abegás (2020)
Abiquim e Delloite	Aumento das emissões de poluentes regulados (NOx e CO) e de gases de efeito estufa, com implicações no licenciamento ambiental das atuais e de futuras unidades industriais; Abiquim e Delloite (2018)
Abividro	Mas chamamos atenção para o aspecto que julgamos ser o mais negativo e impactante para nossa indústria, que é a questão do meio ambiente, já que quanto mais pesados os hidrocarbonetos no gás natural, maiores as emissões de CO ₂ . Portanto essas alterações nas especificações vão contra aos esforços que vem sendo feitos para a minimização das emissões de CO ₂ O aspecto mais negativo é para as emissões, como já mencionado acima. Devido a maior presença de gases com maior relação carbono e hidrogênio, a tendência é ocorrer o aumento de emissões de gases de efeito estufa (CO ₂ e NOx). (Abividro, 2020)

Fonte: Elaboração própria (SEAE).

Por sua vez, a Petrobras encaminhou relatório que versa sobre a emissão de CO₂ e NOx nas turbinas utilizadas nas termoeletricas nacionais. De acordo com o estudo:

Os cálculos realizados e apresentados na Tabela 1 indicam um aumento de 0,82 % [0,9700 x 0,7880] nas emissões de CO₂ com a composição estimada para o pré-sal em relação à composição de referência (média do GASBOL em abril de 2017). Entretanto, a legislação atual já permite composições que geram maiores emissões de CO₂, quando se considera um teor de 12 % de etano com manutenção do teor de inertes.

Com relação ao cumprimento da legislação ambiental, o Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) emitiu a Resolução nº 382, de 26/12/2006, a qual estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. Além dessa norma de caráter nacional, os usuários de gás natural precisam atender também as

⁴⁷ Por exemplo, a análise sobre a redução na emissão de CO₂ constante do Acordo de Paris, do qual o Brasil é signatário, demanda a realização de estudos que simulem o uso do gás mais rico em substituição ao gás mais pobre e também em substituição a outros combustíveis fósseis, como o óleo diesel.

legislações ambientais de nível estadual. Esta foi uma preocupação levantada pela Abividro (2020):

Quase que 80% de nosso parque industrial está instalado no Estado de São Paulo, boa parte em regiões saturadas de NOx. Sendo a CETESB bastante rigorosa no controle dessas emissões, teremos sérias consequências para o setor vidreiro com emissão do NOx mais elevadas. Nossa indústria pode enfrentar por questões ambientais, a proibição de ampliações de sua capacidade produtiva, e até a inviabilização de plantas hoje existentes.

O exposto indica que a mudança na especificação do gás natural pode demandar investimentos em adaptação ou substituição dos equipamentos existentes, aquisição de novos, o que afetaria o bem-estar do consumidor de gás natural. Ademais, em alguns casos, como nos setores cerâmico e de vidros, poderá ser necessário reduzir a produção para se adequar aos níveis de poluição exigidos pelos órgãos ambientais.

5.4 Demais questões técnicas relativas aos equipamentos

A. Incerteza na análise do gás

A composição do gás natural é medida por cromatógrafos calibrados a partir de um gás padrão, existindo perda de confiabilidade nos resultados da análise se o gás analisado for muito distinto do utilizado na calibração do aparelho. De acordo com a Alegás (2017):

*A calibração dos cromatógrafos utilizados nos sistemas de distribuição é realizada com um gás padrão com características semelhantes às do gás de processo, quanto mais distintas são as características, maior é a incerteza na calibração do equipamento. **Com grandes variações na composição do gás, essa fonte de incerteza será aumentada, considerando a utilização de um gás padrão único. Não existe uma metodologia para estimar essa incerteza.***

Para a Abegás (2017a)

Com os requisitos propostos para a Resolução será necessária uma reformulação de todos os padrões analíticos utilizados como referência para análises cromatográficas do gás natural.

Um aumento nas faixas de aceitação dos componentes pode comprometer a confiabilidade dos resultados. A amplitude dificulta o processo de avaliação da composição, uma vez que não seria possível calibrações do cromatógrafo com um único padrão. Nesses casos seriam necessários, no mínimo, três padrões para cada ponto amostral.

A Abegás (2020) complementa que a alteração da especificação do gás demandará investimentos nos cromatógrafos de linha:

Altos Investimentos nos cromatógrafos de linha

Atualmente a Gás Natural Fenosa possui em sua área de distribuição no Estado do Rio de Janeiro e no sul de São Paulo, cerca de 25 (vinte e cinco) cromatógrafos para análise de gás natural com eficiência analítica até C6+.

Com a necessidade da implementação de análises estendidas (até C12), cada cromatógrafo instalado deverá, obrigatoriamente, sofrer adaptações ou, em caso de determinados modelos, substituição.

Alteração	Custo médio/ cromatógrafo
Adaptação	R\$ 210.000,00
Substituição	R\$ 510.000,00

B. Incerteza na medição do gás

A Abegás (2020), baseado no estudo da Alegás (2017), aponta que a variação na composição do gás natural fornecido poderá causar problemas com os clientes das distribuidoras de gás canalizado e usuários de GNV. Segundo a Abegás (2020):

Aumenta a probabilidade de erros no faturamento do gás natural tanto entre fornecedor e distribuidora, quanto distribuidora e consumidor final.

- *Os contratos de gás natural existentes (Petrobras e Distribuidoras) prevê uma incerteza de 1,5% na medição. Conforme tabela dos resumos das incertezas, com a alteração da qualidade do gás, essa incerteza aumentaria para 4,3%.*
 - *– Alteração dos contratos ou acarretaria em ações jurídicas*
- *Contratos das distribuidoras com seus clientes obedecem às normas da Portaria 114 do Inmetro. Também seria impactado e teria que ser reavaliado.*

2.1 Consequência de incerteza na medição em postos de GNV

- *Probabilidade denúncias de fraude por parte do consumidor final de GNV, pois com a diferença de massa específica, as informações de marketing fornecidas pelos fabricantes de cilindro serão distintas dos volumes abastecidos pelos clientes.*
- *Ações de defesa do consumidor: consumidor final – Posto de GNV / Posto GNV – Distribuidoras / Distribuidoras – Fornecedor (Petrobras e outros players).*
- *Multas do Inmetro e Ipem nos postos de GNV devido às incertezas fora da norma estabelecida.*

Ainda não é possível mensurar o custo real dos problemas causados pela incerteza na medição.

5.5 Proposta das associações

Como visto nos itens anteriores, as associações de consumidores possuem preocupações a argumentos que vão de encontro às alterações na especificação do gás natural pretendidas pela IBP. A Abiquim et al (2018) ressaltam que:

Portanto, é fundamental garantir que qualquer eventual alteração que venha a ser determinada pelo órgão regulador em termos de qualidade de fornecimento leve em conta

não só o interesse dos produtores de gás natural, mas os impactos que tais modificações podem acarretar para todos os milhões de consumidores, entre clientes industriais, comerciais, residenciais e automotivos, que utilizam esse produto como insumo energético ou como matéria-prima.

Ao se analisar os recentes movimentos em termos de mudanças nas especificações do gás natural em vários países consumidores ao redor do mundo (sejam ou não produtores desse bem), fica evidente que têm sido priorizados os interesses nacionais, nomeadamente a proteção ao meio ambiente, a segurança dos usuários, a competitividade da indústria, a defesa dos interesses do amplo número de consumidores e a agregação de valor e geração de riqueza com o melhor aproveitamento do gás natural a partir da utilização desse insumo como matéria-prima em cadeias produtivas extremamente relevantes.

O que corrobora as preocupações das associações expostas durante este capítulo. Nesta linha Abiquim *et al* (2018) argumentam que “a manutenção de uma composição de gás mais restrita mantém o mercado seguro em relação à qualidade do gás que será entregue e à capacidade desse mercado em atender os requisitos de conformidade legal relacionados ao meio ambiente”, relatam que o gás atualmente comercializado no Brasil possui um teor de metano superior e de etano inferior⁴⁸ aos presentes na RANP nº 16/2008, e “defendem, não somente a rejeição da proposta de flexibilização apresentada pela Petrobras, mas o estabelecimento de uma especificação mais restrita em termos de componentes do gás”.

Abiquim *et al* (2018) conclui afirmando:

Considerando essa realidade técnica, a alteração dos limites de presença de hidrocarbonetos não metano (C₂₊) na composição do gás deve caminhar em sentido oposto ao pleiteado pela empresa produtora, isto é, deverá garantir a manutenção da qualidade do gás efetivamente praticada no mercado, aproximando o limite estipulado na norma daquele realmente realizado.

...

Em suma, a proposta dos consumidores aqui representados é estabelecer uma nova especificação do gás natural que determine um limite mínimo de 88% para o metano e um limite máximo de 9% para o etano.

Essa alternativa está alinhada à tendência internacional aqui apresentada e deve ser levada em consideração pois, caso fosse exercido o direito de entregar o gás com 100% do limite de etano atualmente permitido (12%), os consumidores já sofreriam todos os impactos anteriormente indicados decorrentes do aumento efetivo da presença dos C₂₊ no gás, já que os limites atualmente autorizados não são realmente praticado.

... Dada a complexidade do tema é fundamental que se conduza uma Avaliação de Impacto Regulatório (AIR), que oriente uma tomada de decisão racional por parte da Agência Reguladora, levando em consideração os interesses, não apenas das grandes

⁴⁸ “As associações argumentam que como o valor médio atual do conteúdo de Etano está em 6%” (CNI, 2019).

produtoras, mas de todo o universo de consumidores de gás natural nos mais variados segmentos.

5.6 Considerações finais

O exposto indica que a regulação da especificação do gás natural pode afetar custos de operação, manutenção e reposição dos equipamentos de consumidores industriais e residências em vista: i) de variações abruptas na composição do gás fornecido; e/ou ii) do aumento do teor dos hidrocarbonetos C_{2+} e seus impactos sobre o funcionamento dos equipamentos e o cumprimento de exigências ambientais.

No primeiro caso, há possibilidade de aumento nos custos operacionais, uma vez que a cada mudança da fonte do gás natural será necessário calibrar equipamentos de análise, medição e queima. Já a segunda situação pode demandar investimentos na adequação dos equipamentos existentes ou compra de novos.

Estudos publicados por instituições com a Euromot, CIMAC e ERM apontam efeitos adversos da variação do teor de hidrocarbonetos, apesar do índice de Wobbe permanecer na mesma faixa, sobre equipamentos que utilizam gás natural como insumo. Preocupações com essas circunstâncias e os custos elencados foram apontadas por associações de grandes consumidores de gás natural citadas neste documento.

Testes e estudos realizados pela Petrobras e IBP, citados no capítulo, não apontam a ocorrência dos custos comentados no cenário de implementação da proposta de revisão da especificação do gás natural constante na Agenda Regulatória da ANP 2020/2021. Mostram que os equipamentos testados – turbinas de geração de energia e aquecedores domésticos – não tiveram alterações significativas na operação com as mudanças propostas de especificação.

Registre-se que as associações de grandes consumidores de gás natural (à exceção da Abraget) apresentam uma proposta alternativa à constante da Agenda Regulatória da ANP. De forma sintética, as associações propõem a limitação do teor de etano em no máximo 9%, o que vai de encontro ao proposto pelos agentes do *upstream* de maior flexibilidade para cumprimento das exigências de especificação, inclusive, relativas ao teor de etano.

O levantamento de informações de trabalhos técnicos e de dados diretamente junto às associações referidas não propiciou estimativa de custos da proposta regulatória

em apreço. O único teste empírico acessado foi o mencionado para consumidores residenciais. Dessa forma, outros trabalhos podem preencher lacuna quantitativa para compreensão do tema.

Em relação à questão ambiental, explorou-se em que medida a mudança da especificação resultaria em gastos adicionais dos agentes econômicos para o cumprimento de obrigações relativas ao meio ambiente. Outros custos eventuais relativos à questão ambiental podem ser esclarecidos com manifestação do Ministério do Meio Ambiente⁴⁹.

Em relação à proposta da indústria para a especificação do gás natural, a principal questão aponta para necessidade de considerar interesses não apenas dos produtores, mas também dos consumidores, realizar AIR, zelar pela qualidade do gás natural ofertado ao mercado e estabelecer um limite mínimo de 88% para o metano e um limite máximo de 9% para o etano.

⁴⁹ Houve solicitação nesse sentido para o referido ministério.

6 Aspecto da Oferta de Insumos não Energéticos

Este capítulo trata de eventuais relações da proposta de alteração da RANP nº 16/2008 com o aproveitamento do gás natural como matéria-prima na indústria petroquímica brasileira. Para tanto, adota-se como ponto de partida as seguintes questões:

- **quais as condições básicas da oferta interna dos derivados de etano?**
- **qual o potencial de investimento no país com aumento da oferta de etano vis-à-vis a demanda por seus derivados?**
- **qual impacto na oferta de etano no mercado interno?**

O gás natural e seus componentes são utilizados nas indústrias tanto como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz, ou como matéria-prima nos processos industriais (Abiquim et al, 2018). Este capítulo explora como a proposta de revisão regulatória em tela pode afetar essa possibilidade de aplicação do gás natural como matéria-prima, que é ilustrada na transcrição a seguir do BNDES (2000):

Como matéria-prima da indústria química, as frações do GN têm a seguinte utilização:

- *gás residual (metano e etano) – produção de amônia, metanol, ácido cianídrico e derivados clorados de metano (clorofórmio e cloreto de metila); e*
- *etano, GLP e gasolina natural – produção de olefinas, principalmente eteno.*

6.1 Potencial econômico relacionado à separação do Etano do gás natural no Brasil

O etano é a fração mais utilizada como matéria-prima na indústria petroquímica. Contudo, como já visto no Capítulo 4, o parque petroquímico brasileiro se desenvolveu a partir da nafta, matéria-prima para produção de eteno, em função do baixo desenvolvimento da indústria de gás natural nacional à época, que não viabilizava uma oferta adequada de etano.

É importante destacar que o cenário atual é distinto, uma vez que já existe capacidade de separação do etano em várias unidades de processamento de gás natural instaladas no Brasil, sendo que sua separação e comercialização são opções mercadológicas do produtor *vis-à-vis* às demandas dos consumidores. Entretanto apenas nas unidades de processamento de Cabiúnas e Urucu seria possível separar volumes de etano em quantidades suficientes para ser comercializado. Sendo que a única UPGN

com turbo-expansão que separa etano é a de Cabiúnas, que abastece a UNIB 4 da Braskem, localizada em Duque de Caxias (RJ).

A UPGN de Cabiúnas, suprida pelo gás da Bacia de Campos e do Pré-sal pela Rota 2 (que iniciou sua operação em 2016), não separa todo o etano que seria possível separar considerando suas três linhas de turbo-expansão (16,2 MM m³/d), ou seja, existe uma capacidade de separação não aproveitada. A disponibilidade possível de etano na UPGN de Cabiúnas, se as três linhas de turbo-expansão fossem aproveitadas na sua capacidade total (16,2 MMm³/d) e o volume de etano que foi disponibilizado para o cracker UNIB 4 da Braskem (RJ) alcançaria 700 mil t/a.

Adicionalmente, de acordo com o estudo da CNI (2019), a maioria do gás do Pré-sal produzido até 2025 será escoado pela Rotas 2 e 3 e será processado nas UPGN de Cabiúnas e de Itaboraí. Além disso, considera-se que o gás do Pré-sal escoado pela Rota 1 é misturado com o gás pobre dos campos de Mexilhão e Uruguá, e, portanto, seu teor de etano não deve superar o limite volumétrico atual de 12%.

CNI (2019) traz também que a capacidade potencial de separação de etano, considerando, além de Cabiúnas, as UPGNs que irão processar o gás recebido pela Rota 3 (UPGN do Comperj, em construção), e pela futura Rota 4 (UPGN em projeto) alcança o total de 2,5 milhões t/a. Essa projeção considera as premissas de que a UPGN da Rota 4 também seja com tecnologia de turbo-expansão e com capacidade de processamento de 15 MMm³/d e que todo esse gás é essencialmente oriundo do Pré-sal com teor de etano superior a 11% em volume.

Baseado nestas premissas, a CNI (2019) sugere que a separação do etano que excede os 12% não requer custos de investimentos adicionais relevantes:

“O Brasil já conta com um parque expressivo de UPGNs com tecnologia de turbo-expansão e o custo adicional de se investir em UPGNs com turbo-expansão para atender a produção futura do Pré-sal não representa um desafio importante para a indústria do petróleo, como demonstra a escolha tecnológica da UPGN em construção em Itaboraí para receber o gás da Rota 3.”

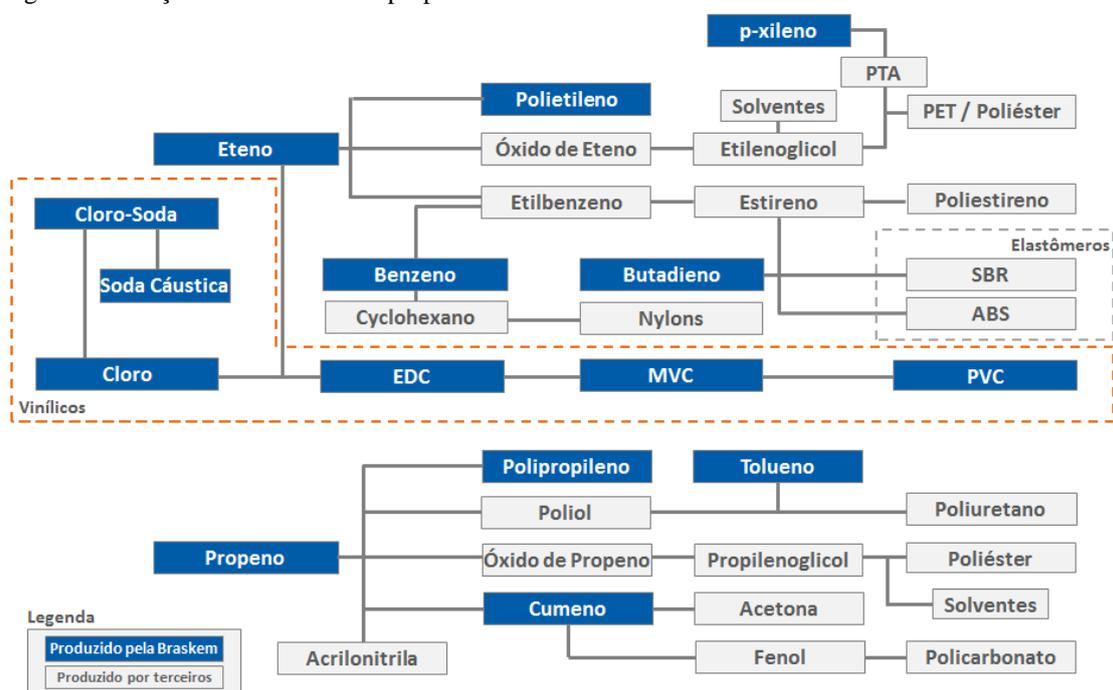
6.1.1 Potencial de demanda por eteno

A capacidade brasileira de produção de eteno alcança hoje 3,9 milhões de t/a, das quais cerca de 76% a partir de nafta e 16% a partir de etano e propano. Contudo, atualmente, o etano é a matéria-prima mais competitiva para produção de eteno, devido

ao estímulo da disponibilidade nos EUA a partir da produção do gás não convencional. (CNI, 2019). Soma-se a esse contexto, as iniciativas da abertura do mercado do gás no Brasil, incluindo a assinatura de TCC entre Petrobras e CADE, gerando incentivos que podem possibilitar o melhor aproveitamento desse combustível por produtores que já atuam no país.

Assim o etano vem sendo largamente utilizado como matéria-prima na indústria petroquímica mundial na produção de eteno, importante insumo na produção de plásticos, como o polietileno, e outros produtos de larga utilização, conforme Figura 18.

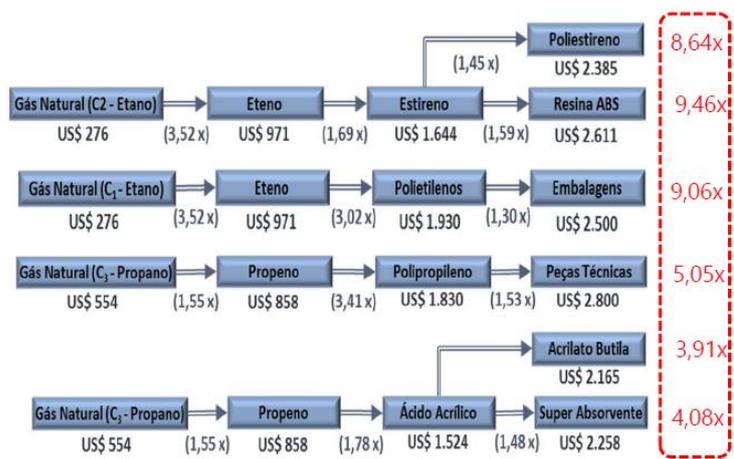
Figura 18: relação entre o eteno e o propeno com os demais elos da cadeia de transformados no Brasil:



Fonte: <http://www.braskem-ri.com.br/o-setor-petroquimico>

A cadeia petroquímica agrega valor ao gás natural, conforme demonstrado na Figura 19, chegando a 8 vezes do valor do gás natural.

Figura 19: agregação de valor na cadeia petroquímica



Fonte: Abiquim, informação da Dow Chemicals no seminário APLA, 2015.

Agregação de
valor média na
indústria
química
=
8 vezes o valor
do gás natural

A Figura 20 traz o consumo aparente no Brasil dos principais derivados de eteno, demonstrando que a produção nacional de eteno e de seus derivados é insuficiente para atender o parque industrial brasileiro.

Figura 20: consumo aparente no Brasil dos principais derivados de eteno

Produtos	Produção	Importação	Exportação	CAN	Demanda de Eteno (t/a)		
					Coefficiente	Produção	Importação
Polietilenos	2.747.906	805.613	670.609	2.882.910	0,94	2.583.032	757.276
Estireno	478.786	147.328	4.313	621.800	0,32	153.211	47.145
PVC	853.201	321.394	137.310	1.037.285	0,53	452.538	170.467
Oxido Eteno(*)	374.000	0	0	374.000	0,80	299.200	0
Total						3.487.981	974.888

Fonte: CNI (2019)

De acordo com a Figura 20, o Brasil demanda anualmente 4,5 milhões de tonelada de eteno, importando, aproximadamente, 1 milhão ton/ano. Para a CNI (2019), considerando a expectativa do crescimento anual dos derivados de eteno (entre 2,5 e 4,0%, com cenários de crescimento do PIB de 2 a 3%) e elasticidade estimada em 1,5 (em média), a demanda de eteno alcançaria perto de 5,9 MM t/a em 2030. Isso significaria um aumento da demanda de eteno da ordem de 1,4 milhão de toneladas ao ano, comparativamente aos patamares observados nos períodos mais recentes.

O cenário de demanda de eteno supracitado pode ser uma oportunidade para aproveitamento do gás natural do pré-sal, uma vez que etano extraído desse último é um insumo competitivo para a produção de eteno. Em vista dessa circunstância e das perspectivas de aumento da produção de gás natural, explicita-se adiante estimativas de

investimentos potenciais na indústria petroquímica. A próxima transcrição, da CNI (2019), aponta que a produção anual de 1 milhão de toneladas de eteno envolve investimentos de cerca de US\$ 1,8 bilhão em cracker e US\$ 820 milhões em planta de polietileno:

Um cracker com capacidade para produzir 1 milhão de t/a de eteno a partir de etano tem um investimento estimado em 1,8 US\$ bi. Já o CAPEX para uma planta de polietileno de 1 milhão t/a alcança US\$ 820 milhões.

A próxima transcrição indica que a disponibilidade de etano no gás do pré-sal poderia viabilizar duas centrais petroquímicas com produção em patamar similar ao aumento de demanda de eteno esperado em 2030. A instalação dessas centrais, considerando as informações da transcrição anterior, pode envolver investimentos de cerca de US\$ 3,6 bilhões em dois crackers e US\$ 1,6 bilhão em duas plantas de polietileno. A seguir, a transcrição da ABQUIM (2020X)⁵⁰ sobre a viabilidade de instalação de duas centrais petroquímicas:

“Com o etano disponível no gás do pré-sal, calculamos que seria possível criar mais duas centrais petroquímicas no Brasil, com capacidade para produzir 1,3 milhão de t/ano de eteno cada”, diz Fátima Ferreira⁵¹.

Por fim, segue abaixo mais uma transcrição de avaliações do setor industrial (Abiquim et al, 2018) que explicitam estimativas de investimento decorrentes das oportunidades de aproveitamento do gás natural do pré-sal na produção de etano e demais produtos à jusante na cadeia petroquímica:

Vale ressaltar que o mercado brasileiro é deficitário em etano (atualmente, o Brasil é importador líquido desse produto) e que existe também a possibilidade de o produtor de gás, após separação do etano, optar por outras formas de comercialização do produto. O etano pode ser exportado, uma vez que há mercado e o preço é definido internacionalmente. Na realidade, trata-se de uma importante oportunidade para que o País deixe de ser importador de etano, alcance a autossuficiência e até mesmo passe a uma posição exportadora, agregando valor à balança comercial. Vale mencionar ainda que o etano também poderia ser utilizado para gerar energia elétrica em uma térmica de ciclo fechado e dedicada.

A experiência dos EUA, cuja indústria petroquímica passou por um renascimento em função da relevante disponibilização de hidrocarbonetos C2+ motivada pela exploração dos campos de shale gas (ou gás de xisto), pode ser analisada e utilizada com validade nas discussões atuais da alteração da especificação brasileira.

⁵⁰ <http://terciotti.com.br/news/mudanca-nas-especificacoes-do-gas-natural-preocupa-industrias-e-distribuidoras/>

⁵¹ <http://terciotti.com.br/news/mudanca-nas-especificacoes-do-gas-natural-preocupa-industrias-e-distribuidoras/>

O aproveitamento da disponibilidade de gás natural que o pré-sal vai oferecer ao Brasil e a separação dos hidrocarbonetos C2+ oriundos desse gás são, assim, metas a alcançar, especialmente pela elevada agregação de valor que o etano e outros hidrocarbonetos não metano podem trazer. Para se ter uma ideia do grau de incremento de competitividade potencial, segundo dados da ABIQUIM, cada 22 a 25 milhões de m³/dia de gás rico do pré-sal podem viabilizar investimentos da ordem de US\$ 6 bilhões em um cracker de escala global com efeito multiplicador na economia, considerando geração de empregos e aumento de salários, arrecadação de impostos, balança comercial, multiplicação nas cadeias conexas, etc. Essa situação gera um ciclo virtuoso, resultando em novos investimentos e aumento da produção.

6.1.2 Propano e butano

Além das questões específicas que abrangem a utilização do etano e do metano, cabe tratar também do propano, do butano e da gasolina natural. De acordo com BNDES (2000):

O propano e o butano, embora valiosos como GLP, também podem ser craqueados a olefinas, gerando, além de eteno, outros subprodutos valiosos, como propeno e buteno. O butano pode ainda ser desidrogenado a butadieno ou oxidado a anidrido maleico. O condensado de GN, ou gasolina natural, apresenta semelhanças com uma nafta leve, tem natureza parafínica e baixo teor de enxofre e pode ser utilizado como carga para a produção de olefinas por pirólise com vapor.

Para a CNI (2019):

Propano e butano são componentes do GLP usado em botijões nos setores doméstico, comercial e industrial. O GLP é um combustível importante no Brasil, onde o consumo anual é da ordem de 8 milhões de t/a, com produção comercializada de 7 milhões de t/a e importações de 1 milhão de t/a, em 2018.

Devido ao seu valor comercial o propano e butano já são retirados no limite técnico das UPGN, o que viabiliza o atendimento aos parâmetros estabelecidos na RANP nº 16, de 2008. Como o preço unitário do GLP é economicamente mais atrativo do que o do gás natural, entende-se que mesmo com a alteração dos parâmetros da supracitada resolução, as duas frações possivelmente continuarão a ser separadas, não causando alterações significativas na composição do gás seco.

Em relação à gasolina natural, as tecnologias disponíveis para as UPGNs já permitem um rendimento superior a 99% na sua separação, sendo toda produção enviada para as refinarias. Para a CNI (2019):

Portanto, uma possível modificação da norma de qualidade do gás natural, não irá alterar, na prática, os teores destas duas frações no gás natural processado, razão pela qual não se encontra motivação para mudar os atuais limites de conteúdo de propano e butano constantes da Resolução ANP nº 16, de 2008.

6.2 Considerações finais

O capítulo apresenta oportunidades de crescimento da indústria petroquímica brasileira com a expansão da produção interna de etano. Exibem-se as capacidades instaladas e projetadas de UPGN que podem propiciar maior oferta de etano. Tratou-se também de indicativos de potencial de crescimento de demanda de etano, eteno e seus derivados.

Nas perspectivas apontadas por CNI (2019) e Abiquim et al (2018), há oportunidades para instalações de unidades de processamento de gás natural próximas aos locais de consumo ou das rotas de gasodutos⁵², inclusive, decorrentes de compromissos firmados no TCC entre a Petrobras e o CADE relativos a acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural, nas quais ocorre a separação de líquidos constantes no gás (etano, propano, butano, corrente C₅₊, entre outros).

De acordo com estimativa apresentada pela CNI (2019), a separação do etano da produção potencial de gás natural, proveniente do pré-sal, pode viabilizar investimentos de cerca de US\$ 6 bilhões no setor petroquímico. Comentou-se a avaliação de agentes do setor sobre possíveis efeitos da proposta de revisão regulatória em comento no incentivo a tais investimentos e perspectivas de crescimento de produção associadas.

⁵² O estudo da CNI (2019) destaca que para sua viabilidade econômica é necessário que a separação do etano seja feita em volume suficiente para a fim de obter escala de comercialização. Além disso, de acordo com esse estudo, a comercialização e utilização deve ser feita perto do local da separação do etano, porque sendo um gás, seu transporte precisa ser feito por gasoduto. Dessa forma, é identificada a necessidade da proximidade da demanda de etano junto às UPGN a fim de diminuir a necessidade de utilização da infraestrutura logística de transporte.

7 Aspecto da Oferta de Gás Natural

Este capítulo trata de eventuais relações da proposta de alteração da RANP nº 16/2008 com custos da produção interna de gás natural. Para tanto, adota-se como ponto de partida as seguintes questões:

- **as UPGNs possuem tecnologia adequada para atendimento da da resolução atual , ou da proposta objeto da agenda regulatória?**
- **existem custos de adaptação da planta para essa proposta?**
- **existem custos de investimento fora da planta?**
- **há risco de redução da oferta? por quê?**

7.1 Estimativas de restrições à produção de gás natural no pré-sal

Na etapa atual de desenvolvimento dos campos do pré-sal, ainda existem incertezas geológicas sobre o nível ideal de reinjeção de gás natural (IBP, 2017). Isso tem que ficar claro porque a decisão sobre quanto gás injetar leva em conta não apenas parâmetros técnicos, mas também vantagens econômicas da reinjeção quando comparada com a opção do aproveitamento comercial do gás. Ou seja, há uma decisão de negócio dos produtores sobre vantagens econômicas de exploração do óleo ou do gás natural.

Além disso, pesa sobre a decisão de cada produtor de óleo e gás o atendimento à RANP nº 16/2008, que estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado a ser comercializado em todo território nacional. Para as composições típicas de gás natural dos períodos mais recentes – ver Figura 1, especificamente no caso do teor de etano, a RANP nº 16/2008 estabelece limite máximo (12%) que está via de regra acima do observado em tais composições (9,89% no RJ, por exemplo).

As condições de atendimento da especificação vigente, entretanto, podem se alterar com crescimento da participação do pré-sal na oferta interna de gás natural, como pontua o IBP (2019). O instituto, então, pondera que uma especificação mais flexível do gás natural poderia resultar em: i) número maior de agentes ofertantes, dadas as previsões de produção dos produtores na região do pré-sal; ii) menor custo de produção e processamento; iii) maior oferta de gás natural e, no geral, menos emissões, uma vez que o gás natural seria o substituto direto de outros combustíveis mais caros e mais poluentes. O instituto lista outras vantagens, como possível aumento na arrecadação tributária e ajuda no equilíbrio da balança comercial, por conta de uma

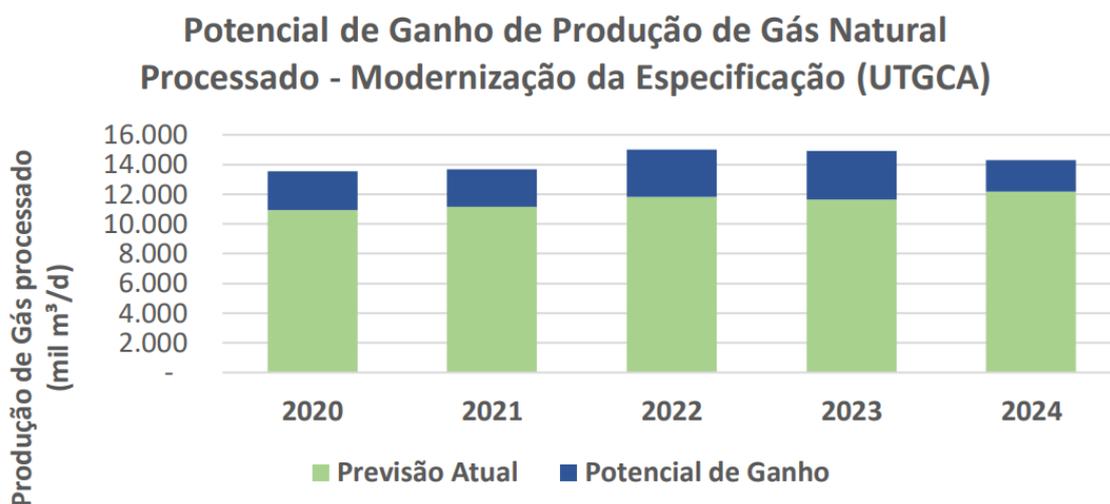
possível redução da dependência externa – não se apresentam estimativas para quantificar tais vantagens.

Registre-se que informações obtidas junto à a Petrobras (2020a) sinalizam que a especificação estabelecida pela RANP nº 16/2008 já tem restringido a produção de gás natural do pré-sal, bem como de subprodutos desse recurso, a exemplo do GLP. A transcrição a seguir das informações fornecidas pela estatal a circunstância:

“Em relação à produção de petróleo e gás, atualmente, já existe restrição de exportação de gás para processamento na Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), que processa o gás da Rota 1 do Pré-Sal, devido ao limite mínimo para o teor de metano no gás (85 % molar). A UTGCA precisa de uma mistura de gás do Pré-Sal (cerca de 50 %) com gás do Pós-Sal para poder especificar o gás em metano. Como a vazão de Pré-Sal vem aumentando continuamente e a de Pós-Sal vem diminuindo, já é observada uma redução da oferta de gás natural. Entre 2018 e 2019, caso já estivesse em vigor a nova especificação, teriam sido disponibilizados mais 458 milhões de metros cúbicos de gás, além de 11.800 toneladas de GLP.”

A Petrobras (2020a) indica ainda prejuízos futuros à produção de gás natural e GLP decorrentes da manutenção das regras de especificação constantes da RANP nº 16/2008. Os dados referem-se ao gás processado na Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA). Compõem gráficos abaixo explicitados a seguir que ilustram a abdicação de produção de gás natural e GLP entre 2020 e 2024 decorrentes das referidas regras de especificação.

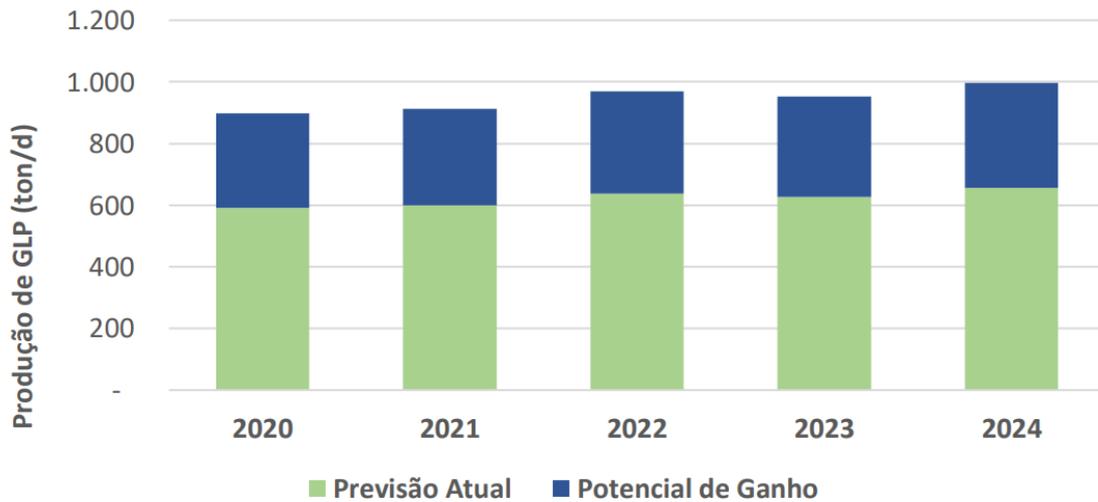
Figura 21: potencial de ganho de produção de gás natural processado – modernização da especificação (UTCGA)



Fonte: Petrobras

Figura 22: potencial de ganho de produção de GLP – modernização da especificação (UTCGA)

Potencial de Ganho de Produção de GLP - Modernização da Especificação (UTGCA)



Fonte: Petrobras

7.2 Custos do Processamento do Gás Natural

De acordo com dados e estudos da EPE, bem como das informações fornecidas pela Petrobras, os principais fatores de custo do processamento de gás natural no cenário sem mudança da RANP nº 16/2008 e com participação crescente e ainda mais preponderante do pré-sal na oferta de gás natural, não estão relacionados aos investimentos realizados no interior da planta de processamento, a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), e sim na logística de escoamento e distribuição dos líquidos resultantes desse processo.

Primeiramente, vale registrar que parte significativa das UPGNs em operação já dispõe de tecnologia de separação de etano, que é a turboexpansão. Inclusive, a UPGN de Cabiúnas, que processa o gás do pré-sal oriundo da rota 2, tem a tecnologia turboexpansão, como se lê na próxima figura.

Figura 23: dados sobre o parque de UPGN instaladas no Brasil

Unidade	Localização	Tecnologia	Capacidade (mil m ³ /d) ¹
UPGN Pilar	AL	Turboexpansão	1.800
UPGN Urucu	AM	Absorção Refrigerada	706
UPGN Urucu II	AM	Turboexpansão	6.000
UPGN Urucu III	AM	Turboexpansão	3.000
UPGN Urucu IV	AM	Turboexpansão	2.500
EVF Francisco	BA	Refrigeração Simples	6.000
UPGN Candeias	BA	Absorção Refrigerada	2.900
UPGN Catu	BA	Absorção Refrigerada	1.900
UPGN Lubnor	CE	Absorção Refrigerada	350
DPP Lagoa Parda	ES	Refrigeração Simples	1.500
UAPO Cacimbas	ES	Refrigeração Simples	5.500
UAPO Sul Capixaba	ES	Refrigeração Simples	2.500
UPGN Cacimbas	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Cacimbas II	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Cacimbas III	ES	Turboexpansão	3.500
UPGN Lagoa Parda	ES	Refrigeração Simples	450
UPGN Cabiúnas	RJ	Absorção Refrigerada	580
UPGN REDUC (U-2500)	RJ	Absorção Refrigerada	2.500
UPGN REDUC (U-2600)	RJ	Turboexpansão	2.000
URGN Cabiúnas	RJ	Refrigeração Simples	2.800
URL Cabiúnas	RJ	Turboexpansão	4.500
URL Cabiúnas II	RJ	Turboexpansão	4.500
URL Cabiúnas III	RJ	Turboexpansão	4.860
UPGN Guararé	RN	Absorção Refrigerada	2.300
UPGN Guararé II	RN	Turboexpansão	2.000
UPGN Guararé III	RN	Turboexpansão	1.500
UPGN Atalaia	SE	Absorção Refrigerada	2.900
UPGN Carmópolis	SE	Refrigeração Simples	350
UAPO Caraguatatuba	SP	Refrigeração Simples	3.000
UAPO Caraguatatuba I	SP	Refrigeração Simples	7.500
UAPO Caraguatatuba II	SP	Refrigeração Simples	7.500
UGN RPBC	SP	Joule-Thomson	2.300

¹ Volume no estado gasoso a 20°C e 1 atm.

Fonte: EPE (2018)

Outro indicativo de que os custos de processamento do gás natural no cenário sem mudança da RANP nº 16/2008 e com participação prevaiente do pré-sal na oferta, estão mais relacionados com investimentos logísticos⁵³ decorre das vantagens econômicas da tecnologia capaz de realizar a separação do etano do gás natural, quando comparada com tecnologias mais simples de processamento.

⁵³ Entende-se como investimentos logísticos os custos com a implantação da infraestrutura para transporte do gás como dutos, terminais, sistemas de liquefação e regaseificação, entre outros. É importante destacar que os futuros produtores e consumidores podem não estar situados no mesmo complexo que já tem as instalações implantadas.

Demonstra a circunstância supracitada, o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural elaborado pela EPE (EPE, 2016b). O documento traz análises indicativas de custo, tempo e localização de plantas de processamento e gasodutos de escoamento que podem vir a ser implementados nos próximos anos com base em estudos de oferta e demanda. O estudo considerando a entrada de gás natural úmido com alta riqueza em cada UPGN (composição característica de campos *offshore* pré-sal), e dimensionamento para o teor máximo de líquidos provenientes do gás úmido. Também considerou cada UPGN localizada na proximidade da costa e com tecnologia de Turboexpansão.

Para novas UPGNs, mantendo o atendimento da RANP nº16/2008, para uma unidade com capacidade de processamento de 21 milhões de m³/dia de gás úmido proveniente do pré-sal, o custo de investimento seria R\$ 3,5 bilhões. Para uma UPGN com capacidade de processamento mais reduzida, de 12 milhões de m³/dia de gás úmido proveniente do pré-sal, o custo de investimento seria R\$ 2,6 bilhões. Nesses casos, o custo OPEX apontado pela EPE é cerca de 5% do valor do CAPEX.

Caso a especificação do gás natural fosse mais flexível, e considerando a diferença de custos das possíveis tecnologias de UPGNs, seria possível, para novas UPGNs do tipo Refrigeração Simples + Joule-Thompson, reduzir os custos supracitados em cerca de 25%, correspondendo assim, para as capacidades de processamento indicadas, um investimento total de R\$ 2,625 bilhões e R\$ 1,95 bilhões, respectivamente. Nesses casos, o custo OPEX apontado pela EPE é cerca de 10% do valor do CAPEX. A Tabela 6 traz o resumo dos dados:

Tabela 6: valores de CAPEX e OPEX por tecnologia e volume processado

Manutenção dos parâmetros atuais da RANP nº 16/2008			
Volume Processado MM m ³ /dia	Tecnologia	CAPEX R\$ bilhões	OPEX % do CAPEX
12	Turboexpansão	2,6	5
21		3,5	5
Flexibilização dos parâmetros atuais da RANP nº 16/2008			
Volume Processado MM m ³ /dia	Tecnologia	CAPEX R\$ bilhões	OPEX % do CAPEX
12	Refrigeração Simples + Joule-Thompson	1,95	10
21		2,62	10

O exposto indica que investimentos realizados em UPGNs com tecnologia de Turboexpansão, capaz de fazer a separação do etano do gás natural, são mais viáveis economicamente do que UPGNs com Tecnologia de Refrigeração Simples + Joule-

Thompson, que não conseguem realizar tal separação. Isso vale para o período esperado de vida útil dos equipamentos, que supera sobremaneira o *break even* de seis anos e meio entre ambas as tecnologias.

Complementando as avaliações apresentadas, vale transcrever as informações fornecidas pela Petrobras, que ressaltam os custos logísticos do cenário de manutenção da RANP nº 16/2008 e com participação cada vez mais predominante do pré-sal na oferta de gás natural. Primeiramente, a estatal discorre sobre a proposta de especificação do gás natural apresentada pelos produtores de hidrocarbonetos e colocada em consulta pública pela ANP, ressaltando o papel das condições logísticas na decisão de oferta do setor:

“A proposta da Petrobras é no sentido de flexibilizar a regulação, não impossibilitando que, em havendo demanda para etano e solução logística para escoá-lo, este produto possa ser retirado do gás natural para atender à indústria petroquímica, não limitando assim a oferta desta matéria-prima. A proposta apenas possibilita aos produtores tomarem decisões mais alinhadas com a lógica econômica, conforme ocorre nos países em que o etano é largamente utilizado como matéria-prima, maximizando a eficiência de toda a cadeia de óleo e gás.”

Na transcrição seguinte, a estatal comenta os projetos de UPGNs e destaca novamente o papel das condições de estocagem e logísticas dos líquidos resultantes do processamento, no cenário em tela, na decisão comercial de oferta de produtos:

“No caso das unidades de processamento da Petrobras, todos os ativos existentes e todos os projetos de novos ativos e adequações atualmente em desenvolvimento (Itaboraí-RJ, Caraguatatuba-SP e Japaratinga-SE) foram concebidos para atender à especificação atual e não serão modificados caso haja mudança na especificação, não havendo, portanto, diferença de CAPEX e OPEX entre o cenário de manutenção da especificação e o cenário de modernização da especificação (esta avaliação não leva em consideração investimentos adicionais em estocagem e logística para comercialização de etano sem haver um consumidor local). Especificamente em relação aos novos ativos de Itaboraí, o projeto que está sendo implantado (previsão de partida em 2021) manteve as unidades de fracionamento que permitem a produção de etano petroquímico, o qual seria destinado originalmente para o COMPERJ.”

7.3 Estimativas de custo de restrições da produção

Conforme já mostrado na seção 7.1, a Petrobras, a Shell e a Petrogal informaram que a limitação hoje imposta pela RANP nº 16/2008 restringiu, no período de set/2018 a dez/2019, o processamento de cerca de 458 milhões de m³ de gás natural na Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), alimentada pelo Campo de Lula via Rota 1. Adicionalmente, as empresas informaram que:

A projeção mostra um potencial ganho de aproximadamente 1 bilhão de m³ de gás em 2020 (média de 2,81 milhões m³/dia) e 428 milhões de m³ de janeiro a junho de 2021 (média de 2,38 milhões m³/dia). A projeção para a Vazão Média do primeiro semestre de 2021 é menor devido a parada programada da PMXL-1 e da UTGCA.

Com bases nas informações supracitadas e considerando os preços de referência do mês de março de 2020 divulgados pela ANP⁵⁴ para o campo de Lula⁵⁵, R\$ 0,46894/m³, foram realizadas estimativas do valor de referência para a provável produção de gás natural processada na UTGCA, caso sejam alteradas as especificações atuais do gás natural conforme Tabela 7.

Tabela 7: estimativa de valor para as projeções de produção de gás natural processado a preços de março de 2020 na UTGCA

Período	Estimativa (milhões de m ³)	Preço de referência- Março de 2020 (R\$/m ³)	Total (milhões de R\$)
set/2018 a dez/2019	458	0,46894	214,77
2020	1.000	0,46894	468,94
janeiro a junho de 2021	428	0,46894	200,71
Total	1.886	0,46894	884,42

Fonte: ANP e Petrobras

Elaboração: SEAE

Como se pode verificar por meio da Tabela 7, em caso de alteração da especificação, a estimativa do valor do volume de gás natural processado na UTGCA é estimado em R\$ 884,42 milhões. Considerando a manutenção da atual regulação da especificação do gás natural, esse valor corresponde ao custo de oportunidade ocasionado pela inviabilidade técnica de processamento de parte do gás natural devido

⁵⁴ A Resolução ANP nº 40, de 14 de dezembro de 2009, retificada em 18 de dezembro de 2009, estabelece os critérios para fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais, de que trata a Seção VI, do Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, nas hipóteses previstas no §4º do art. 8º do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

A metodologia de cálculo do PRGN, para cada campo produtor, utiliza como referência a média mensal das cotações internacionais diárias dos preços de quatro frações possíveis de serem extraídas do gás natural (vide Tabela 1).

O PRGN, em Reais por metro cúbico, é obtido através do somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após seu processamento, podem ser obtidas (condensado de gás natural, gás liquefeito de petróleo e gás processado), pelos correspondentes preços. A conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do Dólar norte-americano, segundo o Banco Central do Brasil.

ANP. Disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_gas/memoria_calculo/2020/memoria-calculo-mar-2020.pdf

⁵⁵ Disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_gas/preco_referencia_gas_natural/2020/prgn-mar-2020.pdf. Acesso em: 29/04/2020

às especificações do gás natural proveniente do pré-sal. Não foram fornecidos dados sobre a projeção de processamento da produção de gás natural nas demais UPGN.

Por fim, não foram realizadas estimativas em relação aos líquidos de gás natural que não seriam produzidos em função da impossibilidade de processamento de parte do gás natural na UTGCA.

7.4 Considerações finais

Parte significativa das UPGNs já estão preparadas para processar o gás natural advindas da região do pré-sal, ou já há previsão de atualização das plantas para tal. Assim, caso a decisão fosse pela manutenção da atual resolução, as UPGNs já estariam preparadas para atendê-la.

No entanto, conforme informações da Petrobras, há outros custos envolvidos na comercialização do gás – em especial custos relativos à liquefação do etano e outros relativos à logística de distribuição do produto – que podem comprometer a produção do etano e, por conseguinte, a própria produção de gás natural.

Os produtores de petróleo e gás natural informaram ainda que a proposta de revisão regulatória da especificação do gás pode contribuir para aumentos significativos da produção de petróleo, gás natural e GLP. Até 2024, o acréscimo seria de 7,2 milhões barris de petróleo; 5,5 bilhões de metros cúbicos de gás natural e em torno de 600 mil toneladas de GLP. A seção adiante precifica a produção desses recursos, com o intuito de esclarecer benefícios e custos da questão regulatória em apreço.

8 Trade-offs

Este capítulo reúne custos e benefícios da proposta de alteração da RANP nº 16/2008. Para tanto, adota-se como ponto de partida as seguintes questões:

- **quais os efeitos potenciais da alteração da RANP nº 16/2008 do lado da oferta?**
- **quais os efeitos potenciais dessa alteração do lado da demanda?**

Este capítulo sintetiza os efeitos potenciais da proposta de mudança normativa objeto de consulta pública da Agenda Regulatória da ANP 2020/2021, que foram comentados ao longo do documento. Além de síntese, confrontam-se possíveis consequências econômicas da proposta do lado da oferta e do lado da demanda, de modo a favorecer a avaliação econômico do efeito líquido sobre o bem-estar do consumidor, em prol da concorrência e, em última instância, da eficiência econômica.

8.1 Lado da Oferta

A proposta de revisão das regras de especificação do gás natural constante da agenda regulatória da ANP 2020-2021 contribui para reduzir o custo de oferta do gás natural no Brasil, uma vez que confere maior flexibilidade para produtores e importadores definirem o *mix* de produtos resultante do processamento do referido hidrocarboneto, passível de ajuste de acordo com os preços relativos vigentes. Essa flexibilidade diminui o risco do investimento na produção de gás natural e sua disponibilidade ao mercado, o que incentiva o aumento da oferta desse bem, assim como o desenvolvimento da infraestrutura associada típica de indústrias de rede.

O contexto supracitado indica, então, alguns benefícios da proposta de mudanças da especificação, que abrangem aumento potencial da concorrência, de investimentos em infraestruturas de escoamento, processamento e transporte, bem como em efeitos sobre o preço do gás natural favoráveis ao bem-estar do consumidor.

Com o aumento da competição no setor, o sucesso nas medidas que têm sido tomadas na abertura do novo mercado de gás natural⁵⁶, em especial no que diz

⁵⁶ Em junho de 2019, o CNPE publicou a Resolução nº 16 que estabeleceu diretrizes para o chamado Novo Mercado de Gás. Entre outras coisas, a resolução trouxe recomendações aos ministérios de Minas e Energia e da Economia, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e

respeito ao compartilhamento de infraestruturas essenciais, e a confirmação do aumento da produção oriunda da exploração de petróleo no pré-sal, espera-se maior alinhamento do preço interno do gás com as referências internacionais, eliminando *gap* existente por muito tempo no mercado nacional em prejuízo do consumidor. Esse efeito preço tem potencial para conferir viabilidade econômica para novas oportunidades de negócio e ciclo virtuoso de desenvolvimento das atividades produtivas no país.

O efeito preço comentado é a expectativa do Ministério da Economia de choque de energia barata com políticas de incentivo à concorrência na indústria de gás natural⁵⁷. O mencionado alinhamento de preços do gás natural seco nacional com os preços internacionais contribui para tornar os setores produtivos brasileiros mais competitivos, inclusive, o setor industrial, propiciando ao país mais oportunidades de geração de emprego e renda.

De acordo com o Ministério da Economia, o potencial para a redução de preços em tela é expressivo, ao se comparar o nível de preços praticado internamente e as referências internacionais de mercado. Relativamente aos Estados Unidos, por exemplo, com base na cotação Henry Hub, o potencial de redução do nível de preço interno pode chegar a 40% ou 50%.

Sobre o efeito do choque de energia barata na indústria, o Ministério da Economia lembra que o gás natural tem potencial para consolidar papel de insumo estratégico em diversas atividades industriais, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros. Reduções do nível de preço da ordem comentada, de 40% a 50%, podem expandir o PIB industrial entre 8% e 10% no mesmo ano dessa variação de preços.

Já estudos da Fundação Getúlio Vargas (FGV), conduzidos pelo Centro de Economia Mundial, revelaram um conjunto de estimativas e levantamentos mercadológicos em torno do potencial choque de investimento que seria obtido a

Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) para que atuem juntos pela abertura do mercado de gás.

⁵⁷ Fonte: https://www.gov.br/economia/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2019/07/nota-a-imprensa-sobre-novo-mercado-de-gas.

partir de reduções nos preços domésticos do gás natural. De acordo com a Nota Técnica supracitada (Brasil, 2019):

A principal narrativa trazida pelo conjunto de trabalhos apresentados diz respeito ao potencial das normas infralegais e instrumentos de defesa da concorrência como base da estruturação dos building blocks necessários para a abertura do mercado de gás natural no Brasil, dada a dinâmica de E&P prevista para os próximos 10 anos nos campos de petróleo do Pré-Sal (FGV, 2019b). A partir desse contexto, os pesquisadores vislumbram que o preço do gás na costa, para grandes projetos industriais, poderia ser reduzido da faixa atual de US\$12/MMBtu para US\$5/MMBtu. A geração de energia termelétrica a gás pode ter uma CVU na faixa de US\$ 50/MWh. Nesse cenário, abre-se oportunidades para aumentos na industrialização, com investimentos estimados em US\$ 60 bilhões de dólares. Além dessas conclusões, os seguintes resultados podem ser sintetizados:

- *Previsão de US\$ 672 bilhões em investimentos de óleo e gás offshore na próxima década;*
- *Em 6 anos, o incremento bruto da produção, majoritariamente do Pré-Sal chegará a 127 MMm³/d de gás natural;*
- *Investimentos em Infraestrutura de escoamento:*
 - *Rota Pão de Açúcar: US\$ 1,2 bilhão de CAPEX*
 - *Rotas Cluster Carcará: US\$ 2,1 bilhões de CAPEX*
- *Molécula competitiva para projetos industriais na costa na faixa de US\$ 4.0 a 6.0/MMBtu, para gás do Pré-Sal;*
- *Internalização deste gás pelos gasodutos (molécula + transporte) com preços nos citygates (antes da Distribuidora) entre US\$ 6.0–8.0/MMBtu;*

Além dos estudos e das previsões citadas, em carta enviada à Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos – SBQ, em 3 de fevereiro de 2020 (INP/ARX 007575/2020), pelo lado dos produtores, a Petrobras prevê aumento de oferta de gás natural com a proposta sugerida em cerca de 1 bilhão de m³ no ano de 2020 e de 428 milhões de m³ no 1º semestre de 2021. Os ganhos de produção mencionados poderiam elevar a geração de renda na economia (sem contar possíveis efeitos indiretos) em cerca de US\$ 346 milhões, no ano de 2020, e de cerca de US\$ 148 milhões no 1º semestre de 2021.

O cálculo proposto considerou o valor da possibilidade de aumento da oferta de gás natural informado pela Petrobras (1 bilhão de m³ em 2020 e 428 milhões de m³ no 1º semestre de 2021), a média simples dos preços praticados pelas distribuidoras ao consumidor industrial com faixa de consumo superior a 50.000 m³/dia publicado pelo

MME⁵⁸, de cerca de US\$ 0,54/m³⁵⁹, e a efetivação do desconto dado pela Petrobras às principais distribuidoras de gás no mesmo período, de aproximadamente 36%, conforme nota da empresa de 26 de dezembro de 2019⁶⁰.

No mesmo comunicado, a empresa também prevê aumento da oferta de gás de cozinha (GLP) com a mudança proposta, que proporcionaria incremento de renda na economia (sem contar efeitos indiretos) de cerca de US\$ 369 milhões, somente no ano de 2020, e de cerca de US\$ 103 milhões, no primeiro semestre de 2021 (com base em preço para consumidor publicado pelo MME). O cálculo em tela compreende os valores informados pela empresa no potencial aumento da oferta de GLP no ano de 2020 de 162 mil m³ (405 toneladas) e de 45 mil m³ (112,5 toneladas) para o 1º semestre de 2021, bem como o preço do GLP P-13 ao consumidor final de cerca de R\$ 69,00 (ou 5,30 R\$/kg)⁶¹.

Ou seja, considerando o informado pela empresa, a efetivação da proposta de alteração da RANP nº 16/2008 poderia amparar produção adicional de gás natural e GLP no valor de US\$ 966 milhões no período de janeiro de 2020 a junho de 2021, que é intervalo temporal relativamente curto da vida útil média dos campos produtores de hidrocarbonetos.

Por fim, com a alteração da RANP nº 16/2008 ao modo estabelecido pela proposta objeto de avaliação na agenda regulatória da ANP (2020/2021), o fornecimento interno de etano se manterá como resultado de negociações de mercado.

8.2 Lado da Demanda

O Capítulo 5 explorou um custo potencial da proposta de revisão das obrigações de especificação do gás natural, que decorre de eventuais consequências sobre gastos de operação, manutenção e reposição de equipamentos dos consumidores que utilizam

⁵⁸ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Edição nº155 de janeiro de 2020, disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/1119340/01.+Boletim+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+do+G%C3%A1s+Natural+-+Janeiro+2020/3554e5de-53cd-2454-035a-ea5943bcd69>

⁵⁹ Para a conversão de MMBTU em m³ utilizou-se a referência 1 MMBTU= 26,8 m³.

⁶⁰ Documento disponível em: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981477

⁶¹ Para a conversão em dólar utilizou-se o câmbio de 1\$= R\$ 5,82.

a referida fonte de energia. Condições de qualidade do gás natural podem afetar o funcionamento de equipamentos industriais diversos, exigindo investimentos no reparo desses ativos ou na substituição por outros que mantenham o nível de eficiência requerido pelo processo produtivo.

Não apenas equipamentos industriais podem ser afetados por mudanças na qualidade do gás. Usinas termelétricas e mesmo consumidores residenciais podem ter seus equipamentos prejudicados por mudanças permitidas pela regulação na qualidade do gás natural comercializado.

Efeitos negativos de mudanças na qualidade do gás natural sobre os equipamentos dos consumidores são objeto de avaliação nas experiências internacionais consultadas. Estudos realizados na Holanda e Reino Unido, citados no Capítulo 3, indicaram que custos de adaptação e aquisição dos equipamentos no *downstream* daqueles países superaram os custos das adaptações necessárias no *upstream*.

Importante destacar que as associações de consumidores foram questionadas pelo GT sobre os valores necessários para adaptação e substituição dos equipamentos industriais, sendo que somente a Abegás repassou valores, contudo mais atinentes aos testes em equipamentos residenciais e alteração dos equipamentos de análise do gás, conforme Tabela 8

Tabela 8: Custos fornecidos pela Abegás para adaptação e substituição de cromatógrafos e testes em fogões e fornos a gás

Equipamento	Ação	Adaptação R\$ (mil)	Substituição R\$ (mil)
Cromatógrafos	Alterar cromatógrafos para análise de gás natural com eficiência analítica até C6+ para C12+	210,00	500,00
Equipamentos	Ação	Valor R\$ (mil)	
Fogões e fornos a gás	Realizar testes em Laboratório acreditado para ensaios em 8 modelos por fabricante	672,00	

Fonte: Abegás

Elaboração: SEAE

Ainda com relação à equipamentos domésticos, o IBP realizou testes em aquecedores e concluiu que:

“A partir das análises realizadas pelo INT, para os aquecedores recomendados pela ABAGAS, observa-se que não há impacto negativo na utilização do Gás Esperado do Pré-

sal em nenhum dos cenários contemplados pela norma ou adicionados a pedido da ABEGAS”.

Diante dessa conclusão do IBP, se pode inferir que o custo para adaptação ou substituição de aquecedores seria nulo. Entretanto, conforme informado pela Abegás, o IBP encaminhou para a associação os resultados detalhados dos testes e estes encontram-se em análise pela equipe técnica. Assim, ainda não há uma conclusão definitiva sobre a necessidade de adaptação ou substituição dos aquecedores domésticos.

Além da Abegás, a Abividro também se manifestou, como se segue, em resposta ao questionário enviado pelo GT:

Pergunta do GT: No caso da alteração na especificação do gás natural em discussão na agenda regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para o período 2020/2021 – que prevê remoção dos limites máximos de etano, metano, propano e butano – há previsão de impactos no processo produtivo e nos equipamentos utilizados (por exemplo, fornos, reatores, caldeiras, etc.)? Caso sim, solicita-se especificar os impactos positivos e/ou negativos.

“Ao que se sabe, as variações de hidrocarbonetos afetam a eficiência operacional de turbinas a gás natural, gera fuligem, mudam a velocidade de chama e o tempo de aquecimento dos equipamentos. Todos os equipamentos a gás que temos seguem os parâmetros atuais da Resolução ANP 16/2008, ficando extremamente difícil mensurar a extensão dos impactos na linha de produção”

...

“Outro ponto importante é que, não havendo um range seguro e estável, evitando mudanças bruscas na composição, há riscos de impactos na produção e segurança do sistema”.

Pergunta do GT: Em caso de impactos negativos, qual seria o valor estimado anual dos custos e a natureza desses custos (aumento de custos operacionais, CAPEX, depreciação, manutenção, por exemplo) para o setor?

“É indispensável se saber a análise química do gás a se consumir, pois é possível calcular o V_a (quantidade de ar necessário para uma queima estequiométrica) e V_f (quantidade de fumos gerado na combustão) a partir da análise. São necessárias as instalações de cromatógrafos e softwares para controlar vazão x energia, devido à incerteza e as possíveis grandes variações na composição do gás. Caso haja muita variação nessas composições, ou seja, PCS/PCI, deve-se instalar na linha um calorímetro (leitura de PCI) para controle da combustão e em alguns casos uma leitura de O_2 on line, tipo sonda de zircônio, nas câmaras de regeneração dos fornos, para controle do excesso de ar de combustão.”

Como se constata a Abividro comenta sobre impactos nos equipamentos existentes e da necessidade de instalação de novos equipamentos, mas não informa valores para adaptação, substituição ou aquisição dos mesmos.

Dessa forma, as respostas encaminhadas pelas associações não permitiram ao GT conhecer os valores, mesmo que estimativos, que precisarão ser investidos, no país, para adaptação ou substituição dos equipamentos industriais que utilizam gás natural.

Cabe destacar que segundo as associações de consumidores, os equipamentos residenciais e industriais em uso no Brasil foram projetados para consumir gás natural que atenda as especificações da RANP nº 16/2008. Dessa forma, de acordo com as associações, não adaptar ou substituir esses equipamentos pode ocasionar em riscos à segurança do usuário e em impactos negativos ao meio ambiente. A Abividro, em especial, aponta que no caso limite, a mudança na especificação do gás natural pode ocasionar no fechamento de estabelecimento industrial devido à dificuldade de se atender as exigências dos órgãos ambientais, conforme trecho destacado a seguir:

*Esse cenário gera uma natural desconfiança por parte dos consumidores, e prejudica o entendimento buscando pela iniciativa da ANP. **O mero debate técnico voltado para os processos produtivos, nos parece inconclusivo, pois há argumentos válidos apontando para ambos os lados da questão.***

O que de fato preocupa o nosso setor são os impactos ao meio ambiente ocasionados pelas alterações pretendidas. É sabido que a presença de gases com maior relação carbono e hidrogênio, tende a aumentar a emissão de gases de efeito estufa (CO₂ e NO_x).

*Quase que 80% de nosso parque industrial está instalado no Estado de São Paulo, boa parte em regiões saturadas de NO_x. Sendo a CETESB bastante rigorosa no controle dessas emissões, teremos sérias consequências para o setor vidreiro com emissão do NO_x mais elevadas. **Nossa indústria pode enfrentar por questões ambientais, a proibição de ampliações de sua capacidade produtiva, e até a inviabilização de plantas hoje existentes.***

Outros aspectos que devem ser considerados são a segurança jurídica e a estabilidade regulatória, que visam garantir a manutenção ou ampliação de investimentos na cadeia de gás natural. Independentemente da manutenção ou alteração da especificação contida na RANP nº 16/2008, a decisão tomada deve transmitir aos agentes do setor segurança quanto à sua perenidade, garantindo a previsibilidade necessária aos novos investimentos. Uma decisão que não transmita segurança quanto à perenidade poderá elevar a insegurança jurídica e regulatória, induzindo a busca por outras fontes de energia, o que prejudicaria o crescimento do setor de gás natural no país e os benefícios potenciais elencados pela Petrobras e IBP.

Adicionalmente, a CNI e a Abiquim trazem para o debate a possibilidade de aproveitamento do etano, provavelmente presente em maior quantidade no gás do pré-sal, para o desenvolvimento da indústria petroquímica nacional, de modo similar ao que aconteceu nos EUA com o *shale gas*. De modo resumido, as associações supracitadas entendem que a alteração da especificação do gás natural poderá ser um fator limitante ao aumento da oferta de etano, uma vez que o mesmo não precisará ser separado do gás natural seco, sendo queimado ao invés de ser como insumo na indústria petroquímica. Por outro lado, a manutenção das especificações teria como consequência uma maior produção e oferta de etano.

Contudo, é preciso considerar que mesmo os produtores explorando um gás natural mais rico, não fica garantida uma maior oferta de etano para a indústria petroquímica brasileira independentemente da alteração ou manutenção da RANP nº 16/2008. Como visto no decorrer do documento, no caso da alteração, o etano deverá estar presente no gás natural seco; ou caso a RANP seja mantida como está, o gás natural pode ser reinjetado pelos produtores, como aventado pelo IBP.

Na direção contrária, como comentado na análise de concorrência (Capítulo 4), o fornecimento nacional de etano para a central petroquímica do Rio de Janeiro se deveu mais a uma decisão comercial do produtor do que a uma necessidade de atendimento à especificação do gás natural vigente à época. O que poderá vir a ocorrer no futuro, mesmo com a alteração da RANP nº 16/2008.

Pelo lado da indústria, como visto no item 6.1, o setor petroquímico nacional carece de importações para atender toda a necessidade local por etano e seus derivados, o que demonstra que há potencial para ampliação da demanda e, por conseguinte, de etano. De acordo com informações de associações citadas nesta seção, o aumento da oferta interna de etano *vis-à-vis* a carência por etano e seus derivados, pode viabilizar investimentos no setor petroquímico da ordem de US\$ 6 bilhões.

9 Conclusão

Este documento visa contribuir com discussão na Agenda Regulatória da ANP 2020-2021 acerca de proposta de redefinição da especificação do gás natural, motivada por possível mudança na composição desse produto em face da maior participação dos campos do pré-sal na produção nacional do hidrocarboneto em tela.

As experiências internacionais (Capítulo 3) demonstram que não existe um único padrão internacional de especificação, pois existem países com normas regulatórias mais restritivas, enquanto outros permitem maior flexibilidade nas características do gás natural comercializado. Demonstram, também, não ser o Brasil o primeiro país a passar por um processo de alteração/atualização das especificações, o que nos permitirá absorver as melhores práticas e reproduzi-las no processo corrente e na futura norma regulatória.

A análise do aspecto concorrencial (Capítulo 4) explica primeiramente papel preponderante da Petrobras no fornecimento de insumos para a indústria petroquímica, por ser a única produtora dos mesmos e por deter parte da infraestrutura de terminais e dutos de transporte utilizados para comercialização de tais produtos. Por outro lado, a cadeia produtiva também é concentrada do lado da demanda, com apenas um comprador relevante.

Não foram identificadas dificuldades de acesso ao mercado externo dos produtos, inclusive, no caso da nafta, as importações respondem pela maior parte do abastecimento interno há alguns anos. Ainda sobre alternativas de suprimento, os compromissos de desinvestimento da Petrobras tanto no mercado de refino, como na própria indústria de gás natural, abrem perspectivas para aumento de número de fornecedores de insumos para a indústria petroquímica.

Em relação à nafta, trata-se do principal insumo de 3 das 4 centrais petroquímica na fabricação dos produtos da 1ª geração petroquímica. Além da oferta de nafta no mercado interno ser suprida mais por importações, a participação das últimas é crescente no abastecimento interno. Isso ocorre porque a demanda de nafta para a indústria petroquímica concorre com a demanda de gasolina, cuja maior procura e rentabilidade tem incentivado o produtor de nafta no Brasil (Petrobrás) a substituir esse

bem por gasolina no *mix* de produtos que oferece no mercado. Assim, não existe um excedente de produção de nafta no mercado interno que pudesse se beneficiar da discussão regulatória em tela. Especialmente, de eventual redução de oferta de etano decorrente de regras mais flexíveis de especificação, que permitissem maior participação do primeiro na composição do gás natural comercializado.

Diferentemente da nafta, o mercado brasileiro de etano é abastecido majoritariamente pela produção interna desse bem. Embora não seja o principal produto utilizado no processo produtivo da maioria das centrais petroquímicas, é o único insumo da central petroquímica do RJ. Para a mesma, as importações não substituem no curto prazo o fornecimento interno do insumo. Contudo, o suprimento de etano é ditado pelas condições de mercado, e não em decorrência de obrigações regulatórias estabelecidas pela RANP 16/08. Caso ocorra flexibilização de tais obrigações, ao modo previsto pela proposta objeto de consulta pública da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP, não se identificaram efeitos sobre as referidas condições de comercialização e concorrência do fornecimento interno de etano, que *a priori* continuariam sendo determinadas pelas regras de mercado. A se ponderar ainda que em um contexto de maior disponibilidade de volumes da matéria-prima, propiciam-se melhores condições de negociação de preços para os consumidores.

Outro ponto abordado no relatório (Capítulo 5) diz respeito aos aspectos da qualidade do gás natural e seus efeitos sobre os custos de manutenção e reposição dos equipamentos dos consumidores. Dos trabalhos técnicos consultados, há registros de danos que variações bruscas na qualidade do gás podem ocasionar em equipamentos de atividades produtivas consumidoras desse recurso. Inclusive, a *European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers* (Euromot, 2017) destaca que as flutuações no índice de Wobbe causadas por variações na qualidade do gás podem não ser absorvidas pelos sistemas de controle, causando danos nos equipamentos.

Associações do setor produtivo e entidades dos consumidores – CNI, Abiquim, Abividro e Abegás – apontam ainda risco de assunção de custos decorrente da necessidade de adaptação ou substituição dos equipamentos existentes para cumprir as exigências dos órgãos ambientais com relação à emissão de CO₂ e NO_x. Contudo, os resultados dos testes realizados pelo IBP, em aquecedores domésticos, e Petrobras, em turbinas de geração de energia, não confirmam problemas levantados pelas associações.

Na mesma linha, a Abraget, com base nos testes em turbinas supracitados, não aponta risco de ocorrência dos custos elencados para o setor de geração de energia elétrica.

De qualquer forma, a indústria química e associações de distribuidores e grandes consumidores de gás natural, exceto Abraget, defendem que a qualidade do gás canalizado seja mantida por meio de limite mínimo para o metano na ordem de 88% da composição do gás natural, com redução do limite máximo para o etano de 12% para 9% e sem mudanças quanto aos demais parâmetros, em vista das possibilidades que apontam de diminuição do rendimento de seus equipamentos, problemas de segurança, entre outros citados.

Em relação à oferta de insumos não energéticos (Capítulo 6), apontaram-se oportunidades de crescimento da indústria petroquímica brasileira com a expansão da produção interna de etano. O texto indica capacidades instaladas e projetadas de UPGN que podem propiciar maior oferta de etano. Tratou-se também de indicativos de potencial de crescimento de demanda de etano, eteno e seus derivados. Apresentaram-se informações sobre potencial de investimento no setor petroquímico e avaliação de agentes do setor sobre possíveis efeitos da proposta de revisão regulatória em comento no incentivo a tais investimentos e perspectivas de crescimento de produção.

Na sequência (Capítulo 7), aborda-se o aspecto da oferta de gás natural. Mostraram-se os custos da produção desse insumo e sua relação com a regulação da especificação do gás natural. De acordo com o produtor interno desse recurso, a manutenção das regras atuais de qualidade desse recurso, em contexto de produção crescente dos campos do pré-sal, pode demandar investimentos em logística para aproveitamento dos reservatórios disponíveis. Esses investimentos, por sua vez, constituem fator de elevação de custos médios de produção, que eventualmente podem restringir o aproveitamento do potencial existente em tais reservatórios, limitando o aumento de oferta que propiciam.

A partir dos custos e benefícios da proposta em apreço acerca da especificação do gás natural, foram identificados *trade-offs* da discussão objeto da Agenda Regulatória da ANP 2020/2021 (Capítulo 8). Pelo lado da oferta, a flexibilização da norma tende a diminuir os custos de produção de gás natural. Com isso, espera-se também o aumento considerável de volume de gás disponibilizado no país, investimentos em infraestruturas de escoamento e de transporte e uma possível redução

no preço do gás natural para o consumidor. Em especial, essa redução de preço do gás natural seco constitui objetivo do Ministro da Economia de promover choque de energia barata para favorecer a competitividade da economia, inclusive, do setor industrial brasileiro.

No cenário de flexibilização, a Petrobras prevê aumento de oferta de gás natural de cerca de 1 bilhão de m³, no ano de 2020, e de 428 milhões de m³ no 1º semestre de 2021. No mesmo cenário, a empresa prevê adicionalmente ampliação da oferta de gás de cozinha (GLP) de 162 mil m³ (405 toneladas), no ano de 2020, e de 45 mil m³ (112,5 toneladas) no 1º semestre de 2021. Na hipótese de que as previsões da estatal estejam corretas e, considerando os parâmetros explicados no documento, as estimativas são de que os incrementos de produção de gás natural e GLP poderiam propiciar valor adicionado na economia de cerca de US\$ 966 milhões entre janeiro de 2020 e junho de 2021.

Por outro lado, a mudança em comento traz consigo custos potenciais, o que pode demandar investimentos pelo consumidor industrial. Um custo esperado diz respeito à adaptação ou aquisição de equipamentos, podendo comprometer atividades e afetar negativamente emprego e renda. Como supracitado, o estudo citado pela CNI (2019) informava que nos Países Baixos o custo estimado de solução no *upstream* (produtores) foi de €110 milhões e o custo estimado de solução no *downstream* (consumidores) foi de €376 milhões (até 2050). No Reino Unido, o custo de solução no *upstream* foi estimado entre £400 e £500 milhões e o custo de solução no *downstream* foi estimado entre £2,2 e £14,7 bilhões (até 2035).

Adicionalmente, a alteração da especificação do gás natural, a depender de como seja realizada, pode elevar a insegurança jurídica e regulatória, induzindo a busca por outras fontes de energia, o que prejudicaria o crescimento do setor de gás natural no país e os benefícios potenciais elencados.

Um ponto levantado pelo setor petroquímico é que, caso ocorra a mudança na especificação ao modo indicado pela proposta objeto de consulta pública, não fica garantido um nível oferta de etano resultante do processamento do gás natural produzido no país. A falta dessa garantia, de acordo com o setor, pode comprometer investimentos expressivos na indústria petroquímica. Conforme indicaram, o potencial

de produção do gás natural do pré-sal poderia viabilizar investimentos de cerca de US\$ 6 bilhões nessa indústria.

De modo geral, o relatório demonstra que não há consenso entre os agentes da cadeia de gás natural sobre a alteração da RANP 16/2008, enquanto o segmento *upstream* defende deixar sem limites o teor dos hidrocarbonetos, o segmento *downstream* entende que o teor de etano deveria ser mais restrito que o atual, como se constata posições claramente antagônicas. Ambos segmentos apresentam argumentos técnicos e econômicos para justificar sua proposta. Ademais, como visto nas experiências internacionais, as medidas de alteração da especificação sempre foram precedidas de amplo debate. Dessa forma, os argumentos apresentados pelos segmentos da cadeia de gás natural e expostos neste relatório devem ser considerados em AIR da ANP, em vista do art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, e do art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, para edição e alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

Conforme já esclarecido, as análises apresentadas neste documento e o levantamento de custos e benefícios da proposta de mudança da especificação do gás natural, objeto de avaliação na Agenda Regulatória da ANP 2020-2021, pretendem contribuir com o debate sobre o assunto e a tomada de decisão da agência reguladora.

Referências Bibliográficas

Abegás. Alterações nas especificações do Regulamento Técnico nº 2/2008-Resolução ANP nº 16, 23 de junho de 2017. Equipamentos residenciais e comerciais a gás natural. Apresentação de slides. 2017.

_____. Alterações nas especificações do Regulamento Técnico nº 2/2008-Resolução ANP nº 16, 23 de junho de 2017. Laboratório das CDL's. Apresentação de slides. 2017a.

_____. Mudança nas especificações do gás natural preocupa indústrias e distribuidoras. Disponível em: <https://www.gasnet.com.br/conteudo/20284/Mudanca-nas-especificacoes-do-gas-natural-preocupa-industrias-e-distribuidoras>. 2018

_____. Consumo de gás natural cai 2,8% em 2018, diz Abegás Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/70712>. 26 de fevereiro de 2019.

_____. Resposta ao questionário sobre especificação do gás natural: revisão da Resolução ANP Nº 16/2008. 2020.

Abiquim. Efeitos da Variação da Composição do Gás Natural e Impactos sobre os Usuários. 2016.

_____. Especificação Técnica de Gás Natural no Brasil. Complementar ao documento 0376607 - aditivo: Efeitos da Variação da Composição do gás natural e impactos sobre os usuários. 2018.

_____. Especificação Técnica de Gás Natural no Brasil. Complementação dos documentos 0376607 e 0419589 - Efeitos da Variação da Composição do gás natural e impactos sobre os usuários. 2018a.

Abiquim e Deloitte. Um outro futuro é possível - Perspectivas para o setor químico no Brasil. 2018.

Abiquim et al. Proposta de alteração da especificação técnica do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. 2018.

_____. Gás natural Qualidade e estabilidade para os consumidores. Apresentação de slide. 2019.

Abividro. Resposta ao questionário sobre Especificação do gás natural: revisão da Resolução ANP Nº 16/2008. 2020.

Abrajet. Resposta ao questionário sobre Especificação do gás natural: revisão da Resolução ANP Nº 16/2008. 2020.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2019

_____. Relatório de Comércio Exterior - Superintendência de Distribuição e Logística - Nº 09. 2019^a. Disponível em: [www.anp.gov.br > Relatorios > Relatório de Comercio Exterior n09](http://www.anp.gov.br/Relatorios/Relatorio_de_Comercio_Exterior_n09)

_____. [Resolução nº. 16, de 17 de junho de 2008.](#)

Algás. Análise do impacto da variação da composição do gás natural. 2017.

Bain & Company Gas Energy. Estudo do potencial de diversificação da indústria química brasileira: relatório final. 2014.

BNDES. Gás natural como matéria-prima para a produção de eteno no Estado do Rio de Janeiro. 2000.

_____. Indústria petroquímica brasileira: situação atual e perspectivas. 2005.

_____. Investimento em refino e petroquímica – emprego estratégico do petróleo pertencente à União no modelo de partilha. 2018.

BRAMOULLÉ, Yves; MORIN, Pascale; CAPELLE, Jean-Yves. LNG quality and Market flexibility challenges and solutions. International conference on liquified natural gas; 2004; Doha, Qatar, Paper PS3-1 Disponível em <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2004/Data/Papers-PDF/PS3-1-Bramoull%C3%A9.pdf>

BRASIL. Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural. Nota Técnica. Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil. Brasília, 2019.

Braskem S.A.. Formulário de Referência – 2019. Disponível em: <http://www.braskem-ri.com.br/formulario-de-referencia>

_____. Proposta de administração para a assembleia geral extraordinária da Braskem S.A.. A ser realizada em 19 de setembro de 2017. 2017. Disponível em: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:FGrMkFNFE4YJ:www.braske
m.com.br/download/RI/21579+&cd=3&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:FGrMkFNFE4YJ:www.braske
m.com.br/download/RI/21579+&cd=3&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br)

_____.Relação entre o eteno e o propeno com os demais elos da cadeia de transformados no Brasil. Disponível em: [http://www.braskem-ri.com.br/o-setor-
petroquimico](http://www.braskem-ri.com.br/o-setor-
petroquimico)

CIMAC (International Council on Combustion Engines). Impact of Gas Quality on Gas Engine Performance. 2015.

Confederação Nacional da Indústria (CNI). Comparação internacional sobre a especificação do gás natural e as potenciais oportunidades para o desenvolvimento da indústria química brasileira / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília: CNI, 2019.

Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Termo de Compromisso de Cessação de Prática para a atividade de refino e o mercado de gás natural (VERSÃO DE ACESSO PÚBLICO). 2019.

Deloitte. The Future of Petrochemicals: Growth Surrounded by Uncertainty. 2019. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/the-future-of-petrochemicals.pdf>

DNV GL. Requirements for gas quality and gas appliances. 2015.

_____. Alternatives for dealing with limited G-gas supply post 2030. 2016. Disponível em: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/05/Alternatives%20for%20dealing%20DEF.PDF>

EPE. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. 2016.

_____. Nota Técnica DPG-SPT N° 04/2018 Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil. 2018.

_____. Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos - Instalações Industriais de Gás Natural. 2018a.

_____. Os desafios para a infraestrutura de escoamento na maximização do valor das reservas de óleo e gás do pré-sal. 2019.

_____. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. 2020

EUROMOT. Requirements on the quality of natural gas. 2017.

European Commission: “Gas quality harmonisation”. 2012. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/gas-quality-harmonisation>

European Network of Transmission System Operators for Gas. Impact analysis of a reference to EN 16726:2015 in the network code on Interoperability and data exchange. November, 2016.

Fundação Getúlio Vargas (FGV). Caderno de Gás Natural FGV Energia. 2014

GASQUAL Deliverable Approved by CEN/BT WG 197: "Gas Quality: D1.3 Final WP1 report on future gas profile". GASQUAL, 2010. Disponível em: http://www.gasqual.eu/copy_of_documents-link/final-deliverables-with-cen-references/CEN-BTWG197_N0231_Adopted_deliverable_D1-3- Future_gas_profi.pdf/view; acessado 12/02/2020.

HAYRTON. A Qualidade na indústria petroquímica Disponível em: <https://revistaadnormas.com.br/2019/05/07/a-qualidade-na-industria-petroquimica/>

IBP. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. 2017.

_____. Atualização da Especificação do Gás Natural no Brasil. Apresentação de slides. 2019.

_____. Avaliação dos Resultados dos Ensaio com Aquecedores. Apresentação de slides. 2020.

Levinsky, H. B. “EU harmonization of gas quality?”. EDI Quarterly, v.4, nº 1, April 2012. (disponível em: <https://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Gas%20en%20WKK/EDI%20Quality%20orphan%20gas%20industry.ashx>; acessado em 12/02/2020).

Marcogaz. “National situations regarding gas quality”. Marcogaz, 2002.

Ministério de Minas e Energia (MME). Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. 2020.

Petrobras. Estudo da influência de diferentes composições de gás natural do pré-sal na aplicação automotiva. 2016.

_____. Dispersão de Gás Natural. Software Phast 6.7. Apresentação de slides. 2017

_____. INP/ARX 0075/2020, Rio de Janeiro, 3 de fevereiro de 2020. Correspondência para a ANP. 2020a.

Petrogal. Carta Petrogal nº 0045/2020, Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2020. Correspondência para a ANP. 2020.

Shell. SHELL GR-6328-2020. Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2020. Correspondência para a ANP. 2020.

Stiphout, Mark van. “Gas quality standards in the European Union: the need to develop European gas quality standards to achieve Market integration and a competitive gas appliance Market”. 2009 (Disponível em: <http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00785.pdf>; acessado em 12/02/2020).

Terciotti. Mudanças nas especificações do gás natural preocupa as distribuidoras. Disponível em: <http://terciotti.com.br/news/mudanca-nas-especificacoes-do-gas-natural-preocupa-industrias-e-distribuidoras/>

United States Securities and Exchange Commission (USSEC). Formulário 20-F – Braskem S.A. 2019. Disponível em: <https://www.braskem.com.br/RI/detalhe-comunicados-e-fatos-relevantes/braskem-arquiva-formulario-20-f-de-2018>