



GÁS PARA O DESENVOLVIMENTO



GÁS PARA O DESENVOLVIMENTO

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES

Grupo de trabalho para mapeamento, estudo e proposição de medidas potencializadoras da demanda e da oferta de gás natural no Brasil.

Coordenação:

Haroldo Fialho Prates
André Pompeo do Amaral Mendes

Integrantes:

Eduardo Santos da Costa
Fábio Luiz Amicci
Filipe de Oliveira Souza
Francisco de Araújo Coser
Luiz Daniel Willcox de Souza
Márcio Froez Miguez
Marina Terças Marques Pereira
Martha de Carvalho Madeira Abreu Lima
Pedro Paulo Dias Mesquita
Rodrigo Telles Pires Hallak
Victor Furtado de Mattos Rodrigues

Demais colaboradores:

Ana Carolina Velloso G. Salarini
André Camargo Cruz
Bernardo Furtado Nunes
Cássio Adriano Nunes Teixeira
Daniel de Carvalho Cayres Pinto
Eduardo Delmonte Ermakoff
Luís Henrique Rosati Rocha
Gabriel Marino Daudt
Geanderson Lucio de Souza Silva
Guilherme Costa Pereira
Gumersindo Sueiro Lopez Junior
James Patrick Maher Jr.
Marco Aurélio Ramalho Rocio
Paulo Renato P. Villarim Meira
Rodrigo Jose Marcio Campos Silva Mendes

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
B213g Gás para o desenvolvimento / Banco Nacional de Desenvolvimento
Econômico e Social – Rio de Janeiro : BNDES, 2020.
273 p. : il. color.

ISBN: 978-65-87493-00-8

1. Gás natural – Brasil. 2. Gás – Indústria – Brasil. 3. Gás como
combustível. 4. Gás natural – Legislação – Brasil. I. Título.

CDD – 333.8233
COPED 001/2020



GÁS PARA O DESENVOLVIMENTO



ESCOAMENTO E TRANSPORTE



DISTRIBUIÇÃO



VEICULAR
CAMINHÕES, ÔNIBUS E AUTOMÓVEIS



INDÚSTRIA E TERMELÉTRICA

//SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	7
1/ MERCADO DE GÁS NO BRASIL	11
1.1/ Visão geral do mercado de gás natural	12
2/ INFRAESTRUTURA PARA GÁS NATURAL	21
2.1/ Infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural.	22
2.2/ Infraestrutura de postos de gás natural veicular (GNV)	33
3/ DISTRIBUIÇÃO DE GÁS	41
3.1/ Distribuição de gás natural no Brasil	42
Apêndice	60
4/ GÁS NATURAL PARA INDÚSTRIA E TERMELÉTRICAS.	63
4.1/ Gás natural para indústria	64
4.2/ Gás natural na indústria química.	77
4.3/ Gás natural na indústria cerâmica	98
4.4/ Gás natural na indústria de ferro-gusa e aço	108
4.5/ Gás natural na indústria de papel e celulose.	118
4.6/ Gás natural na cogeração de energia	130
4.7/ Gás natural para termelétricas e infraestrutura para estocagem subterrânea . .	141

5/ GÁS NATURAL PARA VEÍCULOS PESADOS E EMBARCAÇÕES	153
5.1/ Gás natural para veículos pesados	154
5.2/ Gás natural para embarcações.	215
6/ ASPECTOS LEGAIS SOBRE COMERCIALIZAÇÃO E CONSUMIDOR LIVRE	225
6.1/ O consumidor livre e as práticas regulatórias na distribuição e comercialização de gás natural canalizado	226
6.2/ A competência legal e regulatória sobre comercialização do gás natural	244
6.3/ Abrangência da competência dos estados (interpretação do art. 25, § 2º, da Constituição Federal)	247
6.4/ Delimitação das competências regulatórias no âmbito infraconstitucional.	249
6.5/ Competência regulatória da distribuição de GNL e GNC por caminhões	253
6.6/ Reclamação Constitucional 4.210	257
6.7/ Considerações finais	259
Apêndice	260
7/ CONSIDERAÇÕES FINAIS	269





INTRODUÇÃO

Gás para o desenvolvimento

O gás natural será o principal combustível de transição para a economia de baixo carbono, pois é o combustível fóssil que emite a menor quantidade de poluentes. Ele desloca o consumo de outros combustíveis fósseis mais poluentes, como gasolina, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP) e diesel, permitindo uma redução de emissões no balanço de gases de efeito estufa (GEE) e particulados em geral. Por isso, é considerado uma fonte de energia essencial para os países honrarem seus compromissos ambientais (como estabelecidos na COP 21)¹ sem abdicar de sua segurança energética. A International Energy Agency (IEA), em seu relatório *World Energy Outlook 2018*,² revela que a participação do gás natural na matriz energética mundial é crescente há décadas e, em 16 anos, em um de seus cenários, será a principal fonte de energia primária do mundo, posto atualmente ocupado pelo petróleo.³ A participação do gás natural como fonte de energia já é considerável em diversos países desenvolvidos. No caso brasileiro, seu uso é pouco expressivo, respondendo por cerca de 10% da oferta primária de energia.

As dificuldades para desenvolver o mercado de gás natural não se limitam somente ao lado da produção do combustível, predominantemente no mar, no caso do Brasil. Um dos grandes gargalos para disponibilizar o produto ao mercado está em sua infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição, além de nos desafios de desenvolver novos consumidores na indústria, na termogeração de energia elétrica, no comércio e no uso veicular, em especial, caminhões e ônibus.

O BNDES teve papel relevante no desenvolvimento e no estabelecimento da atual infraestrutura relacionada à cadeia do gás natural no Brasil. Diversos investimentos foram viabilizados por meio de seu apoio,⁴ como a criação da malha de gasodutos de transporte, a modernização e a ampliação de unidades de processamento de gás natural (UPGN), da rede de distribuição em diversos estados da Federação e a construção de terminais de regaseificação e de plataformas para exploração e produção de petróleo e gás natural. O BNDES também apoiou diversos projetos demandantes de gás natural, possibilitando a evolução de seu uso e de seu mercado no Brasil.

¹ 21ª Conferência do Clima (COP 21), realizada em dezembro de 2015, em Paris.

² IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2018*. Paris: OECD/IEA, 2018.

³ Naturalmente, as fontes de energia renováveis crescerão a taxas muito maiores, mas não serão suficientes para deslocar o gás natural de sua importância no período considerado.

⁴ Desde o fim da década de 1990 até meados da década de 2010, foram desembolsados pelo BNDES aproximadamente R\$ 25 bilhões, em valores históricos, na cadeia do gás natural.

Estimativas apontam para a potencial duplicação da oferta de gás natural nos próximos dez anos no país, originários principalmente da produção de gás do pré-sal. No *World Energy Outlook 2018*, a IEA aponta que, com o gás natural proveniente dessa província, a produção brasileira de gás natural deverá crescer, em média, 4,9% ao ano, requerendo investimentos na ordem de US\$ 35 bilhões, até o ano de 2040.⁵

Em maio de 2019, foram produzidos no Brasil 118 milhões de m³/dia de gás natural, 68,7 milhões de m³/dia provenientes do pré-sal. Desse total produzido, 58,3 milhões de m³/dia foram efetivamente disponibilizados ao mercado. Um volume de aproximadamente 31 milhões de m³/dia foi reinjetado nos campos do pré-sal.⁶ Para efeito de ilustração, a capacidade total do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) é de 30 milhões de m³/dia.

Nesse panorama geral, vislumbra-se um horizonte que demandará um novo ciclo de vultosos investimentos, no qual o BNDES é agente preponderante, não somente como financiador, mas também como estruturador e coordenador de projetos, articulando os variados atores envolvidos no setor de gás natural. Para viabilizar os investimentos necessários à ampliação do gás natural ofertado, serão necessários não menos expressivos investimentos, ampliadores da demanda firme pelo gás, projetos capazes de ancorar a ampliação de toda a infraestrutura de escoamento, transporte, distribuição e consumo. São notórias fontes firmes de demanda para o gás natural: a indústria, a geração termelétrica e seu uso veicular – sobretudo na frota de ônibus e de caminhões, cujo potencial de demanda é significativo e praticamente não explorado no país.

Potencializar a demanda brasileira por gás natural e viabilizar investimentos necessários a sua infraestrutura permitirão o acréscimo de sua oferta no mercado. Ampliar a monetização do gás natural gerará maior arrecadação de impostos, *royalties* e participação governamental para os governos federal, estaduais e municipais. O incremento, tanto da oferta quanto da demanda de gás natural, produzirá maior riqueza, valor, emprego e renda para o setor privado e para a nação em geral, além de contribuir com redução dos níveis de emissões de poluentes no território nacional.

A fim de executar uma agenda positiva para realização de novos investimentos, desenvolver o mercado de gás natural e potencializar sua oferta e demanda no país, o BNDES instituiu, em 24 de abril de 2019, um grupo de trabalho (GT) para mapear, estudar e propor medidas que possam potencializar a demanda e a oferta de gás natural no Brasil, cujos objetivos estabelecidos foram:

⁵ IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017; IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2018*. Paris: OECD/IEA, 2018.

⁶ ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro, n. 105, mai. 2019, 34p. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-05-boletim.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2019.

- // identificar e articular elaboração de medidas para ampliação do uso do gás natural veicular;
- // identificar e articular a elaboração de medidas para ampliação do uso do gás natural industrial e termelétrico;
- // identificar e articular a elaboração de medidas para a expansão de infraestrutura de gás natural necessárias à ampliação da oferta do gás natural do pré-sal;
- // identificar e realizar o mapeamento das distribuidoras de gás natural, a fim de identificar aquelas com potencial interesse de alteração societária; e
- // identificar e propor melhorias regulatórias em nível estadual, especialmente no que se refere à figura do consumidor livre.

A coordenação do GT ficou sob a responsabilidade do chefe do Departamento de Gás, Petróleo e Navegação da Área de Energia. O GT contou com a participação de integrantes de diversas áreas e departamentos do BNDES. Além dos profissionais formalmente destacados para constituir o GT, outros empregados do BNDES colaboraram direta e indiretamente nas atividades desenvolvidas.

Ao longo do trabalho, o GT articulou-se com entidades governamentais federais, estaduais, municipais e privadas, a fim de estruturar medidas factíveis para o alcance dos objetivos do trabalho. O GT realizou diagnósticos sobre os temas definidos e elaborou propostas para a superação dos desafios existentes no setor de gás natural no país.

Além desta introdução, na sequência está reunida a produção do GT realizada entre os dias 24 de abril e 24 de julho de 2019, em capítulos que tratam: da visão geral do mercado de gás natural no Brasil; da infraestrutura para o gás natural; da distribuição de gás natural; do uso industrial e termelétrico do gás natural; do uso do gás natural como combustível para veículos e embarcações; e de aspectos legais e regulatórios sobre comercialização e consumidor livre de gás natural.

Em cada capítulo, são apresentados um diagnóstico relacionado ao tema abordado e sugestões para uma agenda positiva de atuação do BNDES. As proposições indicadas visam potencializar a oferta e a demanda de gás natural do Brasil e estimular novos investimentos nas atividades relacionadas ao setor, sempre com o intuito de aumentar a geração de renda, impostos e empregos no país.



// CAPÍTULO 1

MERCADO DE GÁS NO BRASIL

1.1/ Visão geral do mercado de gás natural

O mercado de gás natural é peculiar, com características bem diferentes daquelas do mercado de petróleo e seus derivados. O segmento de gás natural é bastante regionalizado, ao contrário do segmento de petróleo e seus derivados, que funciona segundo uma ampla dinâmica de mercado global.

Outro aspecto que diferencia os dois hidrocarbonetos refere-se ao grau de dificuldade de transportar e escoar os combustíveis. O petróleo é facilmente transportável por diversos meios de transporte, ao passo que o transporte de gás natural não é trivial. Ademais, deve-se ter em mente que é muito mais difícil estocar gás natural do que petróleo e seus derivados, cujos estoques são facilmente reguláveis. Então, os custos de infraestrutura são determinantes para viabilizar a colocação do gás natural no mercado. São necessários pesados investimentos, de longa maturação.

Nesse contexto, para que um mercado de gás natural em estágio não maduro possa ser desenvolvido,¹ torna-se necessário identificar grandes consumidores que pretendam demandar o combustível em grandes volumes e por um longo período de tempo. A malha de gasodutos vai se desenvolvendo a partir desses consumidores âncoras. À medida que a malha se desenvolve, externalidades de rede positivas vão sendo geradas para outros consumidores, beneficiando diversos segmentos econômicos.²

Apesar de o Brasil ainda não ter um mercado de gás natural consolidado como em países desenvolvidos, houve grande crescimento do consumo a partir dos anos 2000, principalmente com a implantação do Gasoduto Bolívia-Brasil, bem como em função das regulações, que contribuíram para o aumento da oferta de gás nacional (por exemplo, Programa Queima Zero).³

No Brasil, a oferta de gás natural é proveniente, basicamente, da produção nacional dos campos em terra (*onshore*) e dos campos em mar (*offshore*) associados ou não ao petróleo, de sua importação da Bolívia, dos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) no Ceará, na Bahia e no Rio de Janeiro, e de uma quantidade menos expressiva da Argentina, da qual se importa o combustível esporadicamente. Pelo lado da demanda, o gás natural tem diversas aplicações, que podem ser destacadas principalmente em consumo industrial, termelétrico, na cogeração, residencial e automotivo.

¹ A infraestrutura de gás natural no Brasil é modesta, com apenas cerca de 9 mil km de gasodutos de transporte em uma área de 8,5 milhões de km² e uma população de quase 210 milhões de habitantes. Por exemplo, nos Estados Unidos da América (EUA) há cerca de 500 mil km de gasodutos para uma área de 9,8 milhões de km² e uma população de 325 milhões de habitantes.

² Note-se que a economia de rede é uma característica do segmento de infraestrutura. Os custos fixos são bem superiores aos custos variáveis, fazendo com que o custo médio diminua à medida que novos consumidores são conectados à rede.

³ Programa instituído pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no início da década de 2000 (por meio da Portaria ANP n° 249/2000) para forçar a diminuição da queima do gás nas plataformas.

Depois da implantação dos principais gasodutos de infraestrutura⁴ no país nos últimos anos (Gasbol, Malha de Gasodutos do Sudeste, Malha de Gasodutos do Nordeste e Gasene),⁵ a demanda para cada tipo de consumo pode, em tese, ser atendida por qualquer tipo de fonte de gás natural, seja por meio de oferta nacional ou importação. Isso é possível graças à infraestrutura de gasodutos que interliga os principais mercados de gás natural no país, que são as regiões Sul, Sudeste e Nordeste.⁶ Sendo assim, pode-se, por exemplo, direcionar gás natural da região Sudeste para a Nordeste pelo Gasene. Por outro lado, uma injeção na rede de gás proveniente de importação de GNL no Nordeste pode aliviar a tensão sobre a oferta de gás do Sudeste, permitindo-se, assim, que haja algum excedente para ser direcionado ou deslocado, por exemplo, para a região Sul.

Cada fonte de oferta de gás para o Brasil tem sua particularidade. O gás proveniente da Bolívia vem de campos de produção em terra. Pelo contrato original, com vencimento no ano de 2019, o transporte desse gás já está “pago”, independentemente de ser disponibilizado efetivamente, ou não, graças à cláusula de *ship-or-pay*⁷ de 100% da capacidade do Gasbol. De maneira análoga, também está garantida a “compra” de pelo menos cerca de 24 milhões de m³/dia, ocorrendo a disponibilização, ou não, deste volume diário, graças à cláusula de *take-or-pay*⁸ com a Bolívia. Os campos necessitam de investimentos periódicos para manter sua capacidade de oferta ao longo dos anos.

Dessa mesma forma, os campos de gás nacional em terra ou em mar necessitam de investimentos periódicos para manter sua capacidade de oferta ao longo dos anos. O desenvolvimento de gás em terra e, mais ainda, no mar necessita de investimentos vultosos, de longa maturação, os quais dificilmente se viabilizariam se a produção não fosse contínua. Na atual conjuntura, um campo de gás natural, associado ou não associado, só é atrativo para investidores se a expectativa de produção for ininterrupta. Riscos de paradas frequentes de produção acarretariam prejuízos na produção de petróleo e redução de rentabilidade dos campos, sejam eles de gás associado ou não associado.

⁴ A Petrobras exerceu um papel relevante para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, assumindo riscos em diversos elos da cadeia de valor. Pode-se afirmar que praticamente toda a infraestrutura de transporte de gás natural no país foi realizada direta ou indiretamente pela Petrobras. Também deve-se levar em conta que a penetração de gás natural no mercado brasileiro foi possível porque a Petrobras aceitou que o gás natural deslocasse consumo de óleo combustível e gasolina. Além disso, a companhia investiu na maioria das distribuidoras estaduais ao longo dos anos para ampliar o mercado de gás natural em diversas regiões. Provavelmente, sem esses investimentos, o mercado de gás ficaria restrito a poucos estados do país.

⁵ Gasene – gasoduto que interliga as regiões Sudeste e Nordeste do país.

⁶ Atualmente, a demanda de gás natural da região Norte é atendida pela oferta da própria região por meio do gasoduto Uruçu-Coari-Manaus, que não está interligado com as demais regiões do país. Cabe destacar que a análise da oferta e demanda de gás natural dessa região não faz parte do escopo deste trabalho, uma vez que o gás dessa região é consumido principalmente por termelétricas da própria região.

⁷ Cláusula de *ship-or-pay* significa que o contratante do transporte de gás natural pagará uma quantidade mínima contratada de, por hipótese, x%, independentemente de a demanda efetiva ser menor do que esse percentual.

⁸ Cláusula de *take-or-pay* significa que o contratante da molécula (*commodity*) de gás natural pagará uma quantidade mínima contratada de y%, por hipótese, independentemente de a demanda efetiva ser menor do que esse percentual.

O gás importado por meio de navios de GNL no mercado *spot*⁹ é, historicamente, uma fonte de gás custosa.¹⁰ Sendo assim, sua importação deveria ocorrer como a última alternativa para suprir a demanda interna. Além disso, historicamente, a importação de GNL para o Brasil se dá por meio do mercado à vista ou de contratos de curto prazo. Caso uma carga de GNL comprada não seja mais necessária, existe a possibilidade de realocá-la para outro mercado global.¹¹ Embora o GNL seja um gás caro, essa fonte proporciona uma flexibilidade no momento de sua necessidade, ou seja, só é válido consumi-lo no momento de sua real necessidade. Nesse contexto, seria mais vantajoso para o país e para os consumidores demandar primeiro o gás produzido no Brasil e o proveniente da Bolívia e deixar o GNL como uma última alternativa para equilibrar a oferta com a demanda.

Cada tipo de demanda tem, por sua vez, uma particularidade que merece ser destacada. A demanda proveniente do mercado industrial, de cogeração, comercial, residencial e automotivo é praticamente estável, relativamente com poucas oscilações. Portanto, pode-se considerar que esses são mercados firmes, que consomem gás natural ininterruptamente.

A demanda para o setor termelétrico flexível a gás natural já é mais instável e incerta, dependendo do nível dos reservatórios das hidrelétricas, que, por sua vez, depende do regime hidrológico. As termelétricas flexíveis a gás natural, em tese, entram em funcionamento quando o regime de chuvas é insuficiente para manter os reservatórios das hidrelétricas em um patamar de segurança mínima. As termelétricas flexíveis funcionam como se fossem um sistema de reserva (*backup*) do sistema hidrelétrico. Nesse contexto, essa demanda de gás natural é variável ou flexível.

Também existe a demanda de gás natural para termelétricas firmes ou na base. Nesse caso, a termelétrica funciona na base da curva de carga e demanda gás natural 100% do tempo,¹² ou seja, nesse segmento, a demanda por gás é firme e ininterrupta.

Será indicado a seguir o balanço de oferta e demanda de gás natural no Brasil ao longo dos últimos anos.

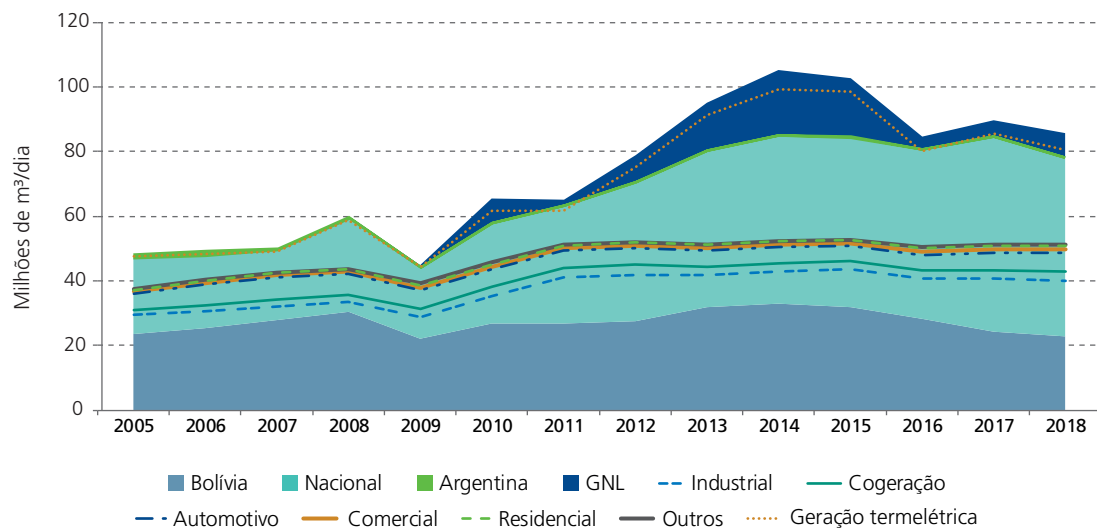
⁹ O mercado de GNL vem se desenvolvendo de forma consistente no mundo e no Brasil. Atualmente, o GNL é vendido por meio de contratos de longo prazo ou no mercado *spot*, por grandes empresas do setor de petróleo e gás. É considerada uma fonte de gás segura para o consumo de diversos países, como Japão, China, Coreia do Sul, Índia e Espanha.

¹⁰ Dependendo do aumento da exportação de gás norte-americano, o custo do GNL poderá ser reduzido no longo prazo.

¹¹ O mercado global de GNL vem crescendo ao longo dos últimos anos, mas ainda é relativamente muito menor do que o mercado de petróleo e seus demais derivados. Isso é consequência do fato de que é muito mais fácil e barato transportar petróleo e seus derivados do que o gás natural.

¹² Naturalmente, ponderado pelo fator de capacidade e pelas paradas para manutenção da térmica.

Gráfico 1 | Balanço de oferta e demanda de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de 2005 a 2018 do *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 15 jun. 2019.

Em função das características da oferta e da demanda descritas anteriormente, no Gráfico 1, a oferta foi montada levando-se em consideração seu custo e sua característica de oferta firme ou flexível. Na base, foi colocada a oferta de gás firme e menos custosa, que é o caso do gás nacional associado, do gás boliviano e do gás nacional não associado,¹³ e, por fim, a oferta de gás com maior custo, porém flexível, que é o GNL. Pelo lado da demanda, foi realizado um raciocínio semelhante, ou seja, na base foi colocada a demanda de gás firme – industrial, comercial, residencial, cogeração, automotivo e termelétrico firme – e, por último, a demanda flexível de gás para termelétrica flexível.

Do ponto de vista do produtor de petróleo e gás, sempre será prioritário casar uma oferta de gás firme com uma demanda de gás firme. Para um consumidor de gás firme, sempre será mais interessante ter uma fonte constante de gás (gás firme) para atender a suas necessidades. Nesse tipo de situação, normalmente existem cláusulas¹⁴ que exigem consumo e oferta mínimos de gás por ambas as partes, a fim de diminuir o risco de ambos. Nesse contexto, o preço de gás natural tende a ser mais atrativo para o demandante, por este garantir uma demanda mínima para o ofertante, o qual, por sua vez, tendo uma previsibilidade maior da demanda, consegue ofertar um gás mais barato para o mercado pelo fato de incorrer em um risco menor.

¹³ A produção do gás associado é prioritária em relação ao gás não associado, porque o primeiro é produzido com o petróleo, que tem valor maior para o produtor.

¹⁴ Cláusulas do tipo *ship-or-pay* e *take-or-pay* para o demandante e penalidade no caso da não entrega do gás pelo ofertante.

Já os novos demandantes de gás flexível termelétrico desejarão pagar pelo gás somente quando forem solicitados a despachar pelo operador do sistema elétrico, o que é incerto, seja porque é dependente do regime hidrológico, seja porque a demanda de eletricidade varia ao longo do dia e ao longo do ano. Portanto, não interessa a esse tipo de consumidor intermitente garantir uma demanda mínima de gás. Sem garantia de demanda, estes seriam os últimos a serem atendidos pelos ofertantes de gás e seriam abastecidos pela fonte de gás mais cara, o que poderia refletir no preço de venda mais alto.¹⁵ Os ofertantes sem garantia de compra alocariam o gás mais custoso para esse tipo de demandantes e cobrariam um preço mais elevado por incorrerem em maiores riscos.¹⁶

Por causa das características particulares do mercado brasileiro de gás natural, a estratégia deveria buscar o máximo possível o casamento entre a oferta de gás firme com a demanda de gás firme e a oferta de gás flexível com a demanda de gás flexível. Ao observar o balanço de oferta e demanda de gás, na forma como foi construído, pode-se inferir que essa estratégia está sendo perseguida, uma vez que a oferta flexível de GNL¹⁷ está atendendo somente à demanda flexível termelétrica.

Parte da oferta de gás não associado está sendo utilizada para atender às termelétricas, o que gera incerteza para o produtor de gás, caso o regime hidrológico se restabeleça, permitindo que os reservatórios das hidrelétricas retornem ao patamar observado no passado.¹⁸ Ou seja, quando os reservatórios das hidrelétricas forem recompostos, a necessidade da geração termelétrica deverá diminuir, o que poderá causar redução da produção de gás não associado, tendo que se manter o gás estocado no reservatório por um período maior, o que afetaria a remuneração do produtor de gás natural.¹⁹ Percebe-se que, no caso brasileiro, o aumento do risco hidrológico ligado ao setor elétrico está causando maiores incertezas ou aumentando os riscos no setor de gás natural, o que não existia anos atrás.

¹⁵ A análise que está sendo feita é em relação ao custo marginal e não ao preço de venda para as novas termelétricas flexíveis. Existem situações em que o preço de venda de gás pode ser diferente de seu custo marginal. Além disso, existem diversos preços para o gás natural no Brasil, como o preço de gás do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).

¹⁶ Atualmente, é exigido lastro a todas as termelétricas. Nesse contexto, todas têm de possuir contratos de compra de gás para atender a toda sua capacidade. Normalmente, nesses contratos, são exigidas cláusulas de *ship-or-pay* e *take-or-pay*, fazendo com que o gerador pague muitas vezes por um gás não consumido. Em contratos de gás flexível, ele só pagaria pelo gás consumido, mas o preço unitário desse gás tem de ser maior.

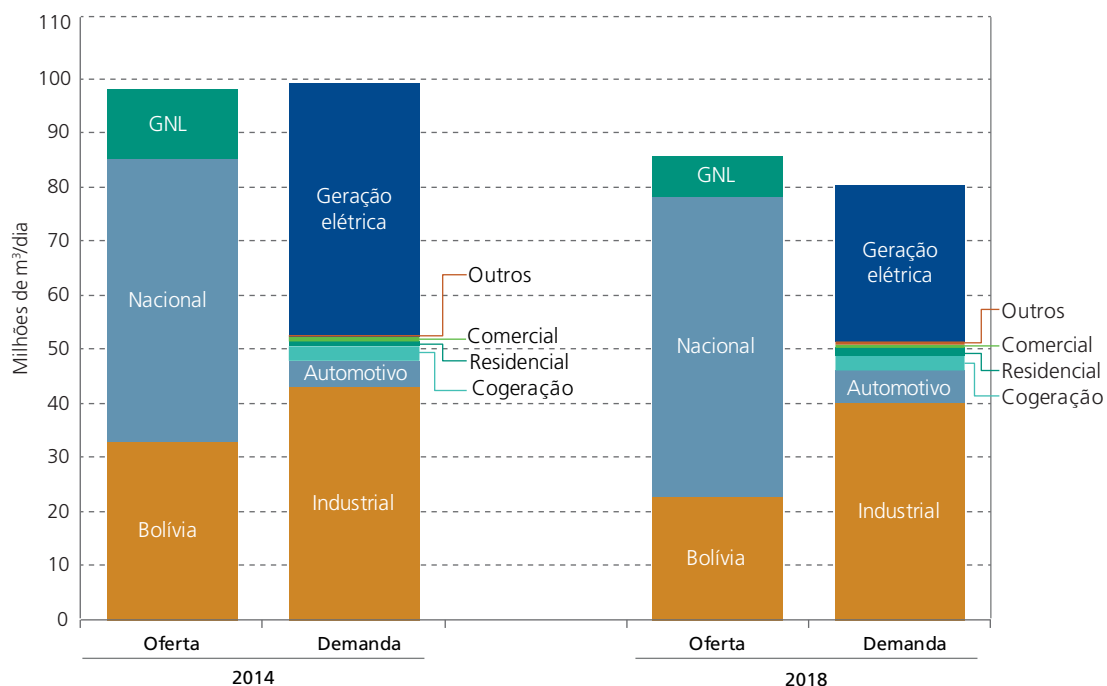
¹⁷ O Brasil passou a importar GNL em 2008, com o início de operação de seu primeiro terminal de regaseificação. Antes dessa data, as termelétricas eram supridas com o gás firme. Cabe destacar que, naquela época, existia *overbooking* de gás, ou seja, não havia gás para toda a demanda potencial. Se todas as termelétricas fossem solicitadas a despachar simultaneamente, como já ocorreu, o mercado não poderia ser atendido plenamente. O governo percebeu esse risco em meados dos anos 2000, quando começou a exigir, para qualificação dos produtores de energia termelétrica, contratos de fornecimento de combustível para atender a toda a capacidade da usina.

¹⁸ No entanto, por causa de alterações na hidrologia e na demanda, existem cenários que indicam a necessidade cada vez maior da utilização das termelétricas na base e não apenas como um *backup* das hidrelétricas.

¹⁹ Cabe mencionar que, normalmente, no sistema elétrico brasileiro, as termelétricas a gás natural e a carvão tendem a entrar em operação antes das termelétricas a *diesel* ou a óleo para suprir a necessidade de eletricidade do país no caso de não haver energia elétrica suficiente do parque hidrelétrico.

O balanço também demonstra que o Brasil é importador de gás natural com custo marginal de importação alto, uma vez que o gás necessário para equilibrar o balanço de oferta e demanda é o GNL, não o gás boliviano. Nesse contexto, atualmente, para expandir no curto prazo o mercado de gás natural, especialmente o termelétrico a gás, seria usado majoritariamente o GNL, uma vez que alguns desafios relativos à oferta de gás no país só poderão ser superados no médio prazo. No Gráfico 2, são apresentadas a oferta e a demanda de gás natural nos anos de 2014 e 2018.

Gráfico 2 | Oferta e demanda de gás natural (médias diárias, 2014 e 2018)



Fonte: Elaboração própria, com base no *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), n. 141, nov. 2018. 38p. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36216/430793/Boletim_Gas_Natural_nr_141_NOV_18.pdf/c894dfc9-e989-5f64-ffc8-e1d6da506477. Acesso em: 15 jun. 2019.

Nota: A demanda industrial inclui o consumo nas refinarias.

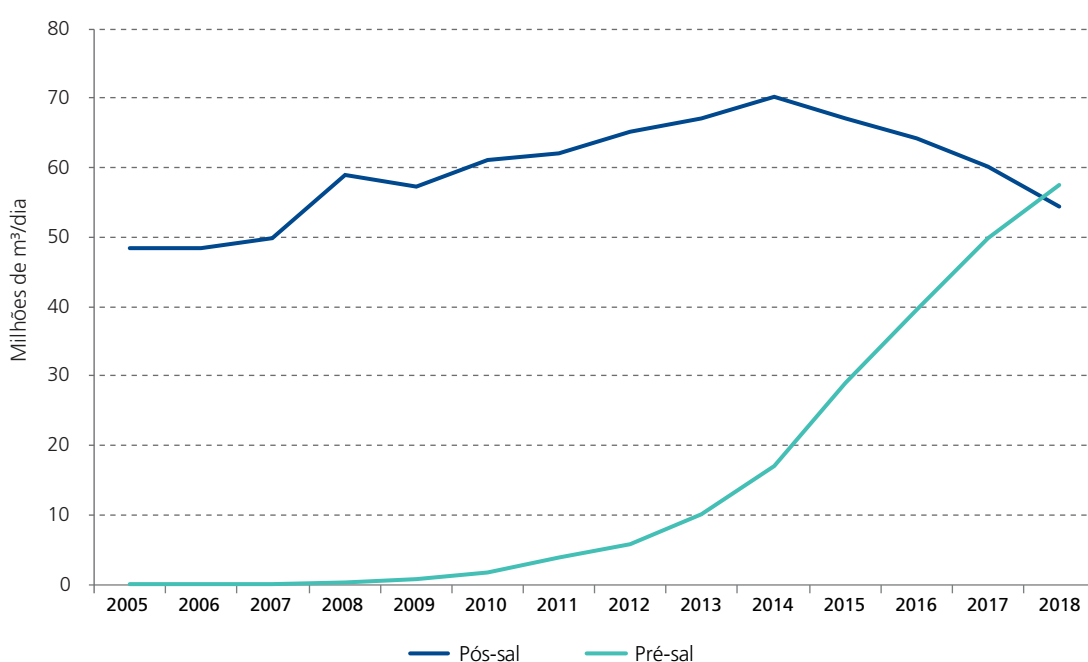
Em 2018, a oferta diária da produção nacional posta em mercado²⁰ foi de 55,3 milhões de m³ e correspondeu a 65% da oferta total no país. A importação diária do gás boliviano totalizou cerca de 22,9 milhões de m³, correspondendo a 27% da oferta de gás natural no país. A importação de GNL representou 8,8% da oferta de gás natural no país. A oferta total, portanto, atingiu, em 2018, o volume diário médio de 85 milhões de m³.

²⁰ A oferta da produção nacional corresponde à produção nacional descontando-se os valores relativos a reinjeção, queima e perda, consumo nas unidades de E&P, absorção nas unidades de processamento de GN (gás liquefeito de petróleo - GLP e gasolina natural - C5+) e perdas em transporte, armazenamento e ajustes.

A demanda diária²¹ de gás natural chegou à média de 80 milhões de m³ em 2018. O consumo industrial teve sua participação de 50%, ao passo que a participação da geração termelétrica passou de 36% do consumo total. A demanda veicular foi de 7,5%, a cogeração, de 3,5%, e a residencial e comercial, conjuntamente, de 2,6% do total.

No Brasil, cerca de 80% do gás natural é produzido no mar e, também, cerca de 80% são de gás associado. De 2008 a 2018, a produção de gás do pré-sal, em média, quase dobrou a cada ano e atingiu, em 2018, o volume diário de 49,8 milhões de m³ (Gráfico 3).

Gráfico 3 | Produção de gás natural do pós-sal e do pré-sal (entre 2005 e 2018)

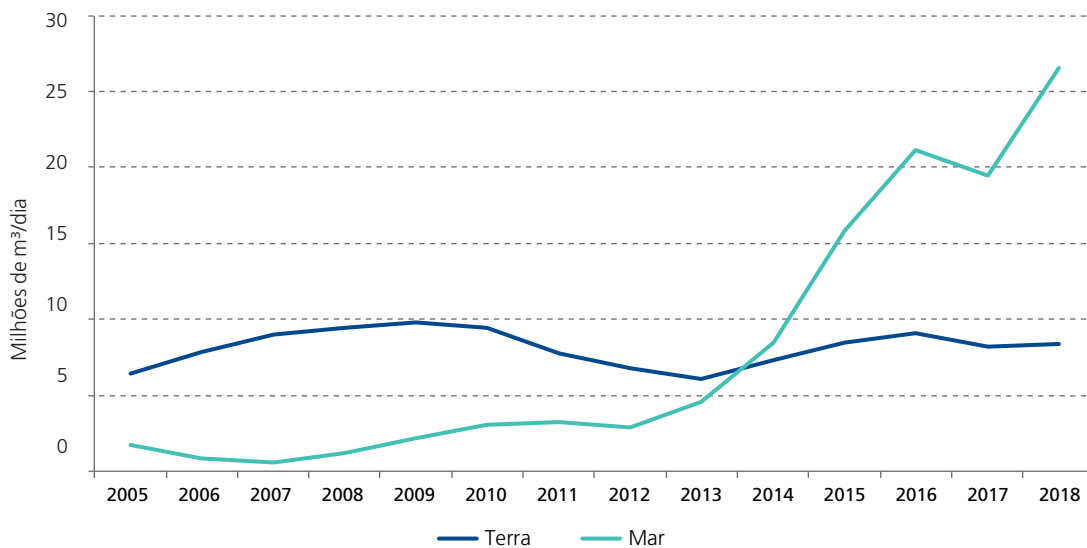


Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de 2005 a 2018 do *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em: 5 fev. 2019.

Deve-se ressaltar que os campos de petróleo do pré-sal em águas profundas entraram em produção não comercial em 2008. Concomitantemente, houve, a partir de então, um aumento médio de cerca de 37% ao ano no volume de gás reinjetado da produção nos campos marítimos, já que parte deste ainda não pode ser transportada para o consumo em razão da insuficiência de infraestrutura. Em 2018, o volume diário médio reinjetado da produção marítima foi de 26,5 milhões de m³ (Gráfico 4), uma quantidade próxima ao volume de gás importado da Bolívia.

²¹ O consumo diário corresponde às vendas nas distribuidoras somadas ao consumo nas refinarias e nas fábricas de fertilizantes nitrogenados, além do consumo térmico direto do produtor e de consumidores livres. O consumo diário é atendido tanto pela oferta da produção nacional quanto pela oferta do produto importado.

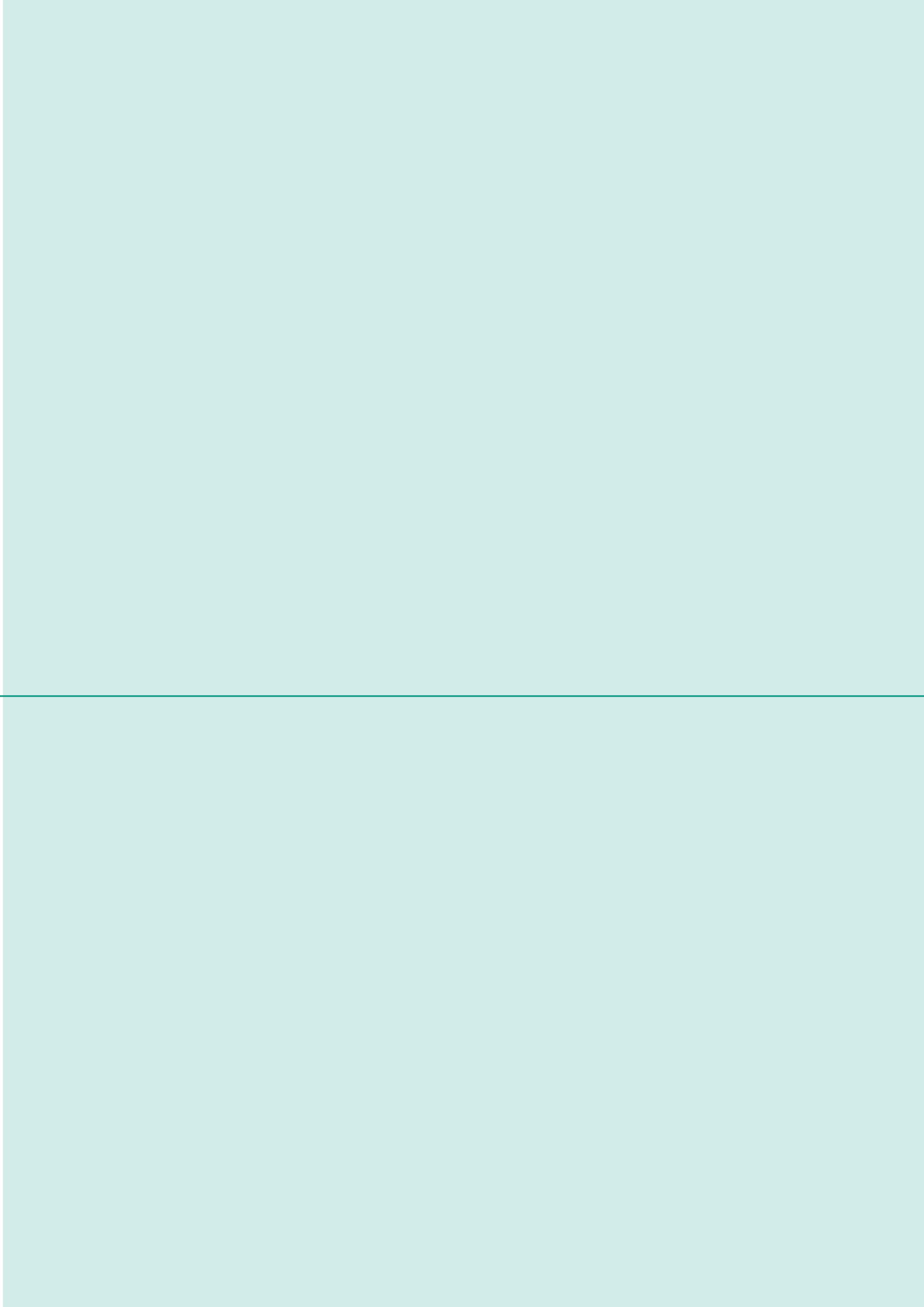
Gráfico 4 | Reinjeção diária de gás natural em terra e no mar (entre 2005 e 2018)



Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de 2005 a 2018 do *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em: 5 fev. 2019.

O pré-sal tem potencial de fornecer volume de gás considerável para o mercado, no futuro. Embora a produção do pré-sal venha aumentando, seu gás tem sido majoritariamente reinjetado por falta de gasoduto de escoamento. Atualmente, há necessidade de expansão dessa infraestrutura de gás natural no país, bem como de sua demanda. Muitos investimentos em escoamento são necessários em decorrência da restrição de queima imposta pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e para maximizar a produção de óleo, no caso de gás associado. Não reinjetar o gás natural e fazê-lo chegar ao mercado gera arrecadação de impostos, *royalties* e participação governamental para os governos federal, estaduais e municipais, gerando, também, maior riqueza, valor, emprego e renda para o setor privado e para a nação em geral.

O setor de gás natural no Brasil expandiu-se nos últimos 17 anos a partir da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil. Mesmo assim, esse setor não pode ser considerado maduro como nos Estados Unidos da América (EUA) ou em países da Europa. Muitos investimentos foram realizados, melhorias regulatórias foram e estão sendo introduzidas. Mas ainda há muitos avanços a serem realizados e muitos desafios a serem superados. Caso a maior parte dos desafios seja superada nos próximos anos, é muito provável que, em seguida, o setor inicie um novo ciclo de investimento e de expansão, que deverá ser tão duradouro quanto o ciclo passado. O BNDES está preparado para contribuir com a expansão e o desenvolvimento do segmento de gás natural no país, entendendo que se trata da principal fonte de energia na transição para a economia de baixo carbono, além de garantir a estabilidade e a segurança energética do país.





// CAPÍTULO 2

INFRAESTRUTURA PARA GÁS NATURAL

2.1/ Infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural

2.1.1/ INTRODUÇÃO

A infraestrutura de gás natural é composta, basicamente, de gasodutos de escoamento, gasodutos de transporte, unidades de processamento de gás natural,¹ terminais de gás natural liquefeito (GNL),² *city gates*³ e ramais de distribuição⁴ de gás natural. Trata-se de infraestrutura intensiva em capital, com destaque para os gasodutos de escoamento e de transporte, que requerem anos para entrar em operação, individualmente, podem custar bilhões de reais, são de implantação complexa, demandam negociação de autorização de passagem e cumprimento de requisitos ambientais, entre outras complexidades.

Os maiores investimentos em infraestrutura de gás natural ocorrem em projetos de gasodutos, divididos em duas categorias: (i) gasoduto de transporte; e (ii) gasoduto de escoamento. Esses gasodutos são responsáveis por escoar o gás natural de seu local de produção e transportá-lo para as cidades, onde é consumido nos veículos, nas indústrias, na geração de energia, nos comércios e nas residências.

2.1.1.1/ Gasodutos de transporte

O gasoduto de transporte é aquele que transporta o gás natural da unidade de processamento de gás natural (UPGN) até o *city gate* – uma estação utilizada para a interconexão entre a rede de transporte e a de distribuição. O gás natural transportado nesses gasodutos deve estar tratado⁵ e especificado para o consumo pela UPGN.

A rede de gasodutos de transporte no Brasil tem cerca de 9 mil km de extensão em uma área de 8,5 milhões de km² e uma população de quase 210 milhões de habitantes. A maior parte dessa rede no Brasil começou a operar entre os anos de 1999 e 2012, período em que foram construídos mais de 7 mil km de gasodutos (Gráfico 1).⁶

¹ Unidades que tratam o gás antes de ser colocado na malha de transporte.

² Terminais para receber o GNL.

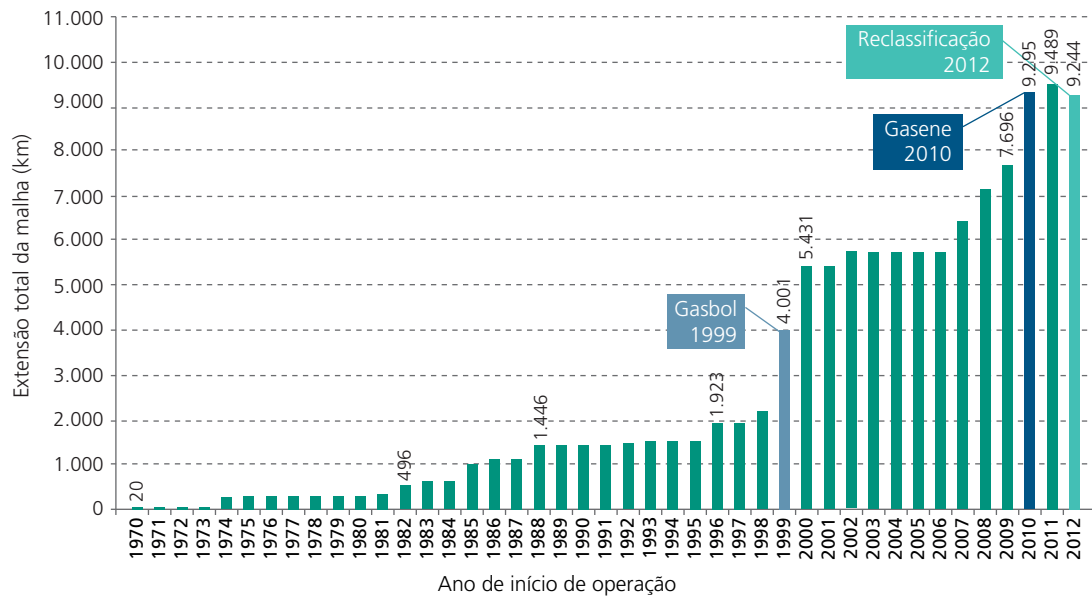
³ *City gates* são estações normalmente utilizadas para a interconexão entre redes de transporte e de distribuição.

⁴ Ramais de distribuição formam a rede que transporta o gás natural do *city gate* até o consumidor final nos centros urbanos.

⁵ O gás natural deve seguir especificações estabelecidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que também monitora os níveis mínimos e máximos de metano e etano, bem como o nível de contaminantes do gás natural, como o nitrogênio e o gás carbono.

⁶ O grande ciclo de expansão de gasodutos de transporte no Brasil terminou em 2012.

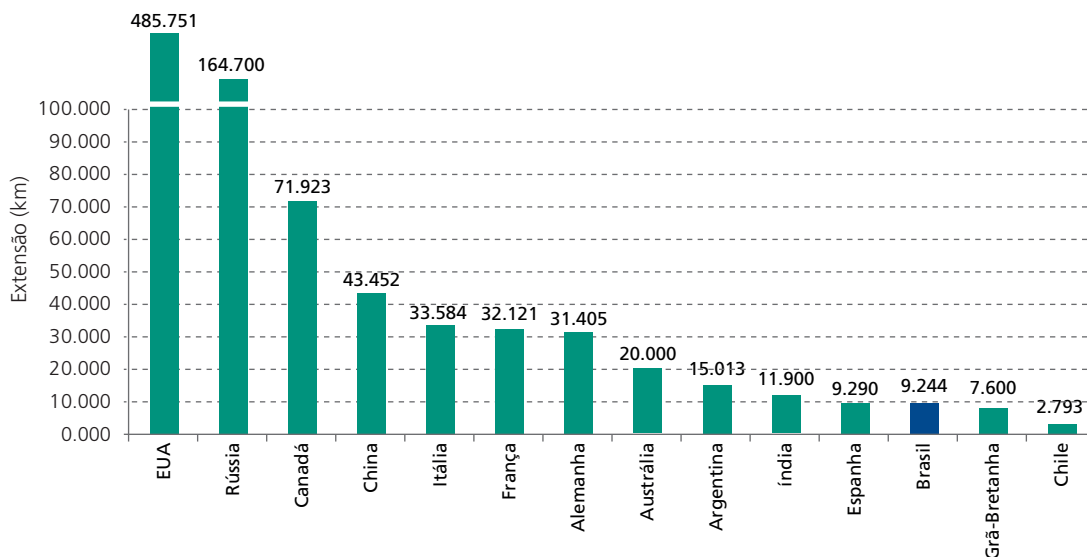
Gráfico 1 | Evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil



Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014. Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf. Acesso em: 15 jun. 2019.

A rede de gasodutos de transporte brasileira pode ser considerada modesta se comparada com outros países. Por exemplo, os EUA têm cerca de 500 mil km, a Alemanha, 31,4 mil km, e a Espanha, 9,2 mil km (Gráfico 2).

Gráfico 2 | Infraestrutura de gasodutos de transporte em países selecionados



Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014. Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf. Acesso em: 15 jun. 2019.

A rede de gasodutos de transporte interligada brasileira (Figura 1) perfaz cerca de 8,5 mil km, interliga o Rio Grande do Sul ao Ceará, além dos estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.⁷ A malha interligada já transportou mais de 90 milhões de m³/dia.

Figura 1 | Malha de gasodutos no Brasil



Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014. Disponível em: www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf. Acesso em: 15 jun. 2019.

A malha de gasodutos interligada é dividida em quatro grandes partes: (i) Malha Sudeste – gasodutos da região Sudeste; (ii) Malha Nordeste – gasodutos da região Nordeste; (iii) Gasbol – gasoduto Bolívia-Brasil, que passa pelo Mato Grosso do Sul e vai até o Rio Grande do Sul; e (iv) Gasene – gasoduto que interliga a região Sudeste à Nordeste.⁸

⁷ A malha total inclui o gasoduto Urucu-Manaus e o gasoduto Bolívia-Cuiabá.

⁸ A Malha Sudeste pertence à NTS – controlada pela Brookfield –, a Malha Nordeste e a Gasene pertencem à TAG – controlada pela Engie e Caisse des Dépôts – e a Gasbol pertence à TBG – controlada pela Petrobras.

No Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027),⁹ é traçado um cenário de oferta potencial de gás natural de até 140 milhões de m³/dia na malha interligada de gasodutos, indicando não haver necessidade de grandes expansões nessa malha até o ano de 2027, com apenas algumas exceções: (i) ampliação dos gasodutos Gasfor e Nordeste, que limitariam o fluxo de transporte entre os estados de Ceará e Pernambuco, na Malha Nordeste; e (ii) restrição de suprimento no fim do trecho Sul do Gasbol, entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul, que necessitaria agregar uma estação de compressão ou a instalação de um terminal de GNL na região.

Caso a oferta e a demanda de gás natural sejam superiores ao indicado, provavelmente haveria a necessidade de expansão de outros gasodutos. Cabe destacar que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizará revisão, compreendendo a atualização de cenários de oferta e demanda e análise da capacidade dos gasodutos brasileiros nos próximos meses. Essa iniciativa deverá estar concluída até setembro de 2019.

2.1.1.2/ Gasodutos de escoamento

O gasoduto de escoamento é aquele que transfere o gás natural do campo de produção até a UPGN, que trata o gás, garantindo o alcance das especificações, para ser injetado na malha de transporte.

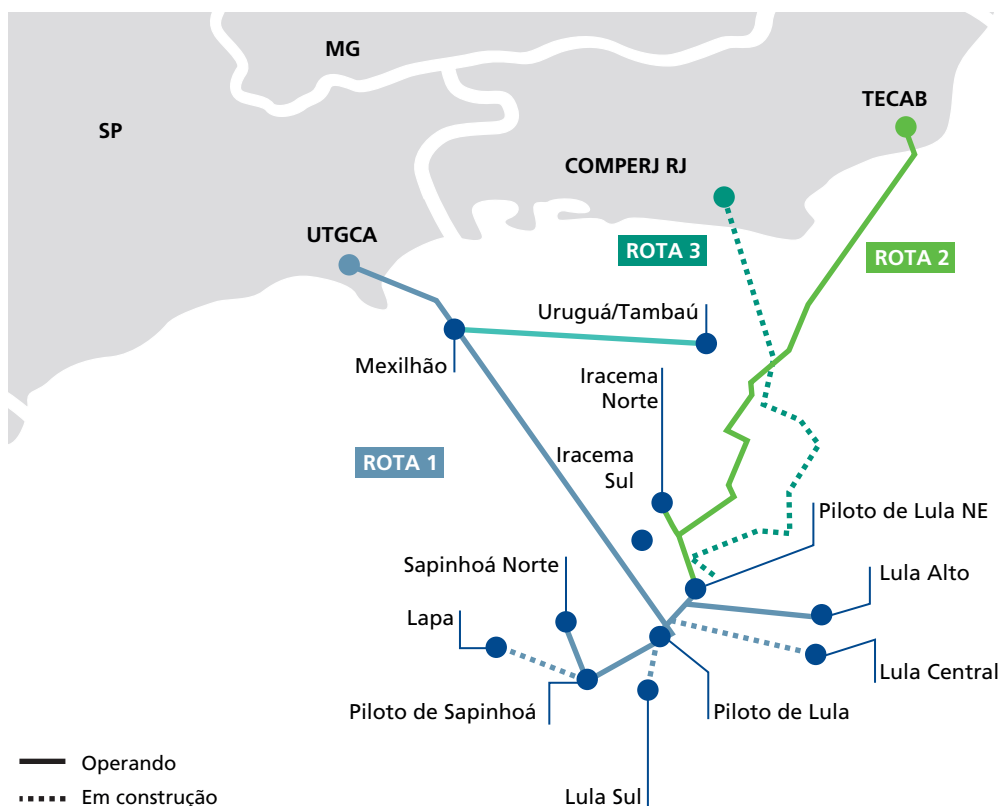
Atualmente, existem dois gasodutos que escoam a produção do pré-sal na bacia de Santos, os gasodutos Rota 1 e Rota 2. O gasoduto Rota 1 tem capacidade de cerca de 10 milhões de m³/dia, com extensão de 362 km, e está instalado em profundidade superior a 2.100 metros. Conecta a bacia de Santos ao estado de São Paulo e está em operação desde 2011. O gasoduto Rota 2 tem capacidade de cerca de 16 milhões de m³/dia, 382 km de extensão, está instalado em profundidade superior a 2.200 metros, liga a bacia de Santos ao estado do Rio de Janeiro e está em operação desde o ano de 2016 (Figura 2).

Além dos dois gasodutos descritos anteriormente, está em construção o gasoduto de escoamento Rota 3, que deverá entrar em operação em 2021. O gasoduto Rota 3 terá capacidade de transferência de cerca de 18 milhões de m³/dia e uma extensão de 355 km. Estando à profundidade de cerca de 2.300 metros, conectará a bacia de Santos ao estado do Rio de Janeiro. O investimento no gasoduto Rota 3 é de cerca de R\$ 6 bilhões e está sendo realizado pela Petrobras.¹⁰

⁹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

¹⁰ Rota 1 e Rota 2 são operados pela Petrobras e têm como sócios a BG (Shell) e a Galp. O gasoduto Rota 3 é investimento somente da Petrobras.

Figura 2 | Infraestrutura de escoamento da bacia de Santos



Fonte: Adaptado de HAYASHI, M.Y. *Apresentação Petrobras – Infraestrutura de Escoamento e Processamento de Gás do Pré-Sal da Bacia de Santos*. In: GÁS DO PRÉ-SAL: OPORTUNIDADES, DESAFIOS E PERSPECTIVAS – CICLO DE DEBATES SOBRE PETRÓLEO E ECONOMIA. IBP, Rio de Janeiro/RJ, 17 mar. 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/02/5-Mauro-Yuji-Petrobras-Gas-do-Pr%C3%A9-sal-Ciclo-de-Debates-17-03-2017.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2019.

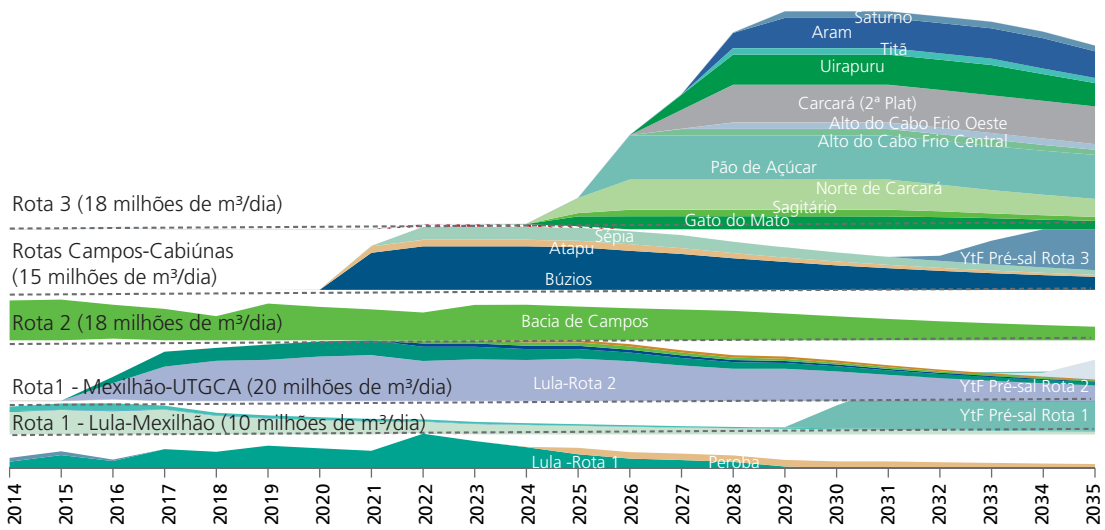
Notas: Mapa esquemático sem escala. UTGCA – Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato; Tecab – Terminal de Cabiúnas; Comperj – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.

A Petrobras já opera os gasodutos Rota 1 e Rota 2, bem como operará o Rota 3, quando sua implantação estiver concluída. A integração dessas três rotas de gasodutos de escoamento permitirá a conexão de vinte plataformas de produção com capacidade total de escoamento de gás natural de 44 milhões de m³/dia, elevando a capacidade de escoamento da bacia de Santos em 18 milhões de m³/dia.

Alguns cenários indicam plena utilização de toda essa capacidade instalada até o ano de 2025,¹¹ conforme indicado na Figura 3. Sendo assim, haverá necessidade de sua ampliação – construção de novos gasodutos de escoamento na bacia de Santos – para escoar a produção potencial de gás natural depois desse ano.

¹¹ A produção de gás natural esperada nas bacias de Campos e Santos seria em torno de 92 milhões de m³/dia no ano de 2025 – podendo variar entre 68 milhões de m³/dia e 131 milhões de m³/dia no cenário conservador e otimista, respectivamente. Fonte: TAVARES, M. *Novo mercado de gás natural no Brasil*. In: SEMINÁRIO INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA. Brasília/DF, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/0700d366-3948-a5a5-c7b2-b771f7be003df>. Acesso em: 15 mai. 2019.

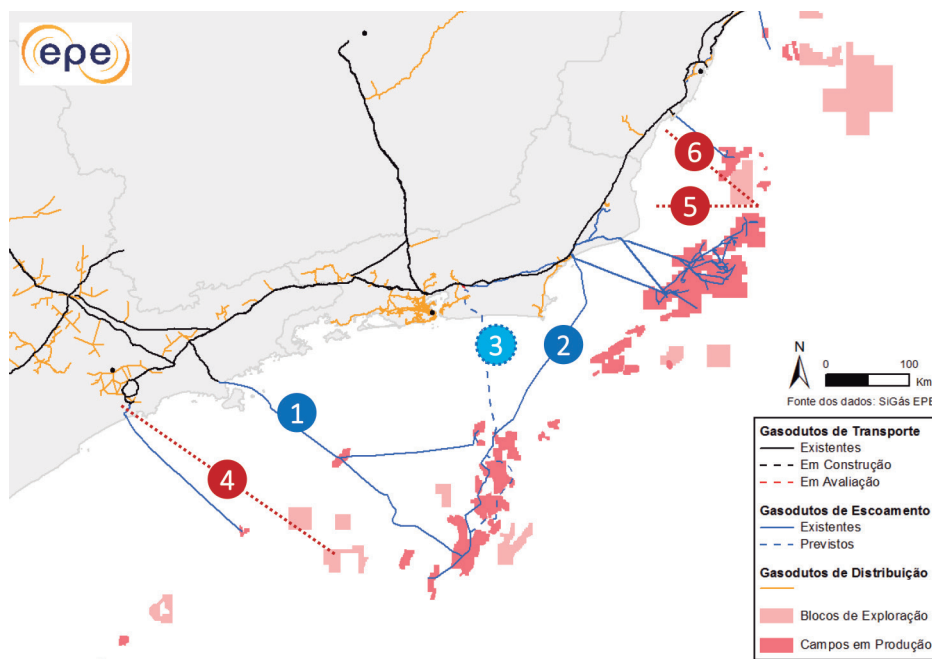
Figura 3 | Gargalo de escoamento nas bacias de Santos e de Campos



Fonte: Adaptado de TAVARES, M. *Novo mercado de gás natural no Brasil*. In: SEMINÁRIO INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA. Brasília, DF, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/07ood366-3948-a5a-5-c7b2-b771f1be003df>. Acesso em: 15 mai. 2019.

Em algumas projeções da EPE, há indicação de necessidade de serem construídas mais três rotas de escoamento de gás natural nas bacias de Santos e Campos no longo prazo (Figura 4).

Figura 4 | Indicativa de necessidade de novas rotas de gasodutos de escoamento



Fonte: EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Apresentação*. In: SEMINÁRIO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA, Brasília, DF, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/eee83ff1-2a19-40f3-dc8e-15a4c4d6d0fd>. Acesso em: 15 mai. 2019.

Além disso, haveria necessidade potencial de também desenvolver uma rota de gasodutos de escoamento na bacia de Sergipe-Alagoas, no Nordeste, em médio e longo prazos, dadas as expectativas positivas de produção futura de petróleo e gás em novos campos dessa bacia.

Portanto, dada a necessidade de escoamento da produção de gás natural do pré-sal e de outras bacias, há oportunidades de estruturar e viabilizar projetos bilionários em gasodutos de escoamento *offshore* para o continente em médio e longo prazos. São investimentos necessários à potencialização da produção de gás natural, aumentando sua oferta e contribuindo para a possível redução de preço. Consequentemente, potencializaria, também, seu consumo industrial, veicular – especialmente em caminhões e ônibus –, termelétrico, comercial e residencial no Brasil.

Um novo ciclo de investimentos¹² permitiria o uso do gás natural como combustível de transição para economia de baixo carbono, favorecendo a redução de emissões ao substituir o consumo de *diesel*, óleo combustível, gasolina e GLP, além de contribuir para a geração de valor, impostos, emprego e renda para o país, por viabilizar a monetização de maiores volumes de gás natural.

2.1.2/ PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

O projeto de implantação de um gasoduto de grande porte é de longa maturação. Para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento de gás natural a partir de 2025, haveria a necessidade de iniciar ações de fomento e estruturação de projetos de gasodutos de escoamento já em 2019, no mais tardar em 2020.

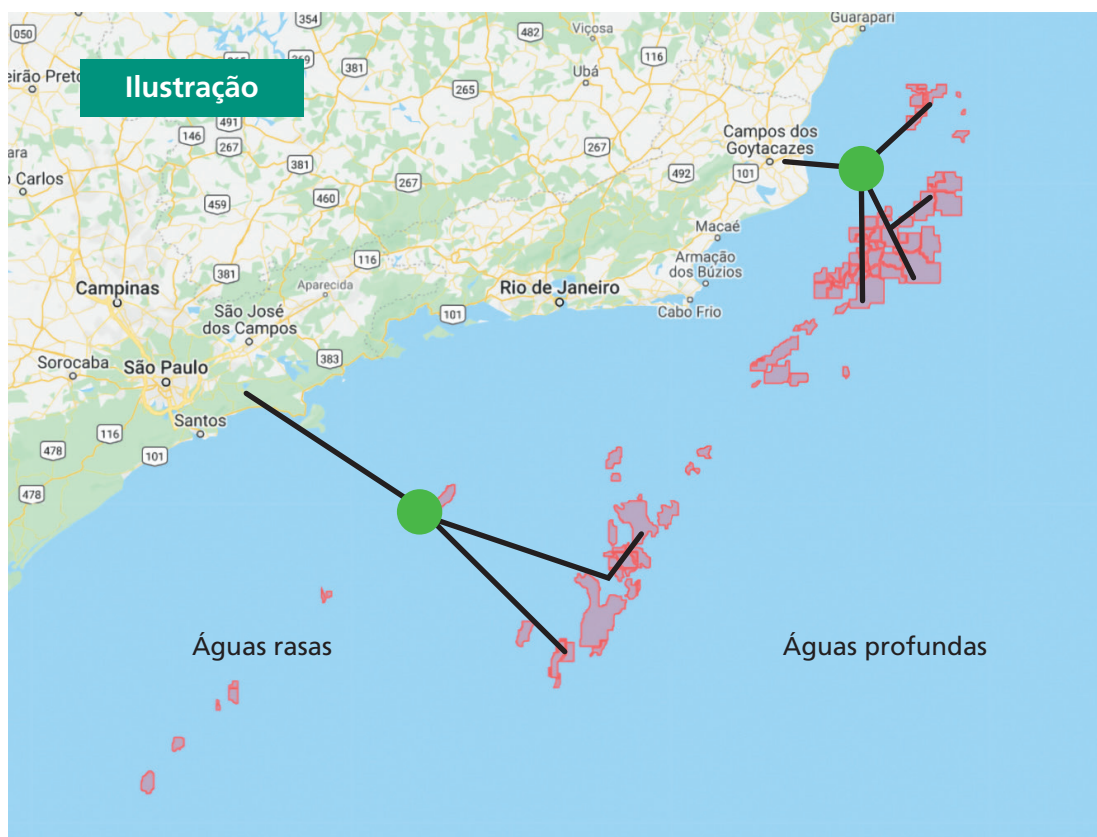
Além disso, é importante desenvolver um novo modelo de negócio de operação de gasodutos no Brasil, buscando a implantação de infraestrutura de gasodutos de escoamento compartilhada entre diversas operadoras de petróleo e gás. Os novos gasodutos de escoamento deveriam ter participação de várias empresas de petróleo, bem como de investidores institucionais, podendo ou não ter a participação da Petrobras. Em tal cenário, os novos gasodutos poderiam continuar operados por produtoras de petróleo e gás ou, alternativamente, por uma empresa operadora de gasodutos.

A materialização de tal modelo de negócio no Brasil poderia ser fomentada por meio da criação de uma sociedade de propósito específico (SPE), responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento, que, no continente, estaria conectada a uma UPGN e, no mar, por meio de uma plataforma *offshore* concentradora, um *hub*, se inter-

¹² Para ilustração, apenas o Rota 3 teve investimentos na ordem de R\$ 6 bilhões. Provavelmente, no futuro próximo, deverão ser construídas mais três rotas, conforme cogitado em EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Apresentação*. In: SEMINÁRIO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA. Brasília, DF, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/eee83ff1-2a19-40f3-dc8e-15a4c4d6dofd>. Acesso em: 15 mai. 2019.

conectaria aos campos produtores de gás natural de diversas empresas ou consórcios (Figura 5). Em resumo, as operadoras de petróleo e gás conectariam seus campos produtores à plataforma *hub* em alto-mar, que disponibilizaria um gasoduto para escoamento de grande escala, com capacidade para transferir a produção de gás de diversos campos até a UPGN no continente. Depois do tratamento, a UPGN forneceria o gás especificado à malha de transporte.

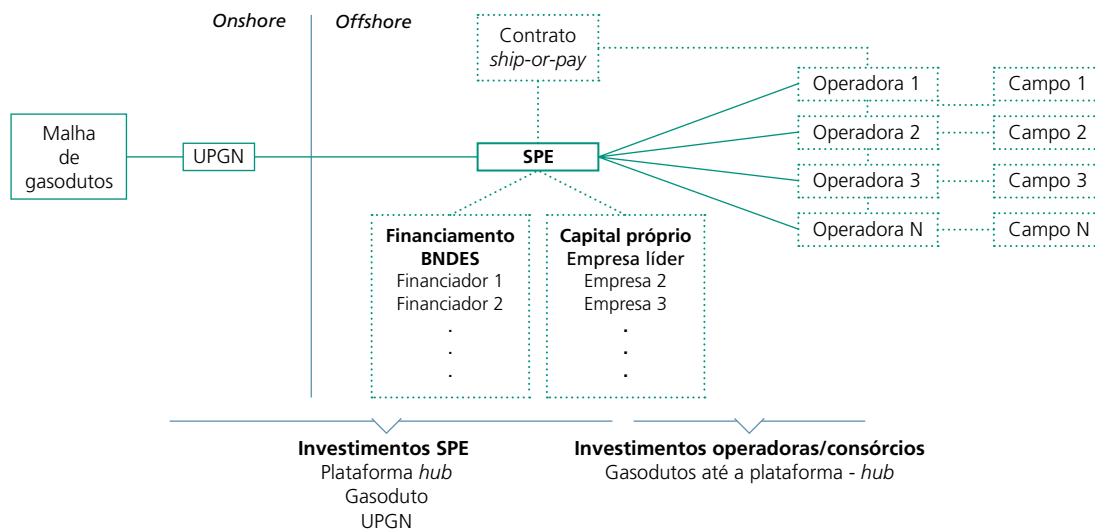
Figura 5 | Projeto estruturante de escoamento compartilhado de gás natural *offshore*



Fonte: Elaboração própria.

A SPE poderia ser financiada com uma alavancagem de aproximadamente 75%. Em contrapartida, o capital próprio seria formado pelas diversas empresas que necessitassem da infraestrutura de escoamento, ou mesmo de investidores institucionais. Em tal modelo, o escoamento do gás natural seria otimizado, pois não haveria a necessidade de as empresas realizarem individualmente os pesados investimentos em gasodutos *offshore* exclusivos. A SPE firmaria contratos de *ship-or-pay* com as empresas produtoras em um nível adequado para o pagamento do financiamento, viabilização do negócio e remuneração do capital (Figura 6).

Figura 6 | Estrutura do projeto



Fonte: Elaboração própria.

Ao BNDES, caberia um papel de destaque, no qual deveria: (i) fomentar esse modelo de negócio e os projetos decorrentes; (ii) responsabilizar-se pela elaboração da estrutura financeira e contratual do projeto; (iii) financiar o projeto na modalidade *project finance*; (iv) articular o cofinanciamento com outros agentes financeiros; e (v) realizar *road shows* para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para possíveis investidores.

Haveria também a necessidade de participação de uma empresa líder com larga experiência no negócio envolvido. A empresa líder seria responsável: (i) pelo projeto de engenharia; (ii) pela implantação do projeto; e (iii) pela operação da infraestrutura construída. Cabe destacar que não se requer que a empresa líder, necessariamente, tenha uma participação diferenciada na SPE. O que dela se requer é que seja uma empresa com experiência em dimensionamento e operação de gasodutos *offshore*, sendo produtora de petróleo e gás ou não (Quadro 1).

Quadro 1 | Papel do BNDES e da empresa líder

BNDES	Empresa líder operacional
<ul style="list-style-type: none"> • Fomentar os projetos estruturantes. • Ser responsável pela elaboração da estrutura financeira e contratual do projeto. • Financiar o projeto na modalidade <i>project finance</i>. • Articular com outros agentes financeiros. • Realizar o <i>road show</i> para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para possíveis investidores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ser responsável pelo projeto de engenharia. • Ser responsável pela implementação do projeto. • Ser responsável pela operação do projeto. • Não necessariamente ter uma participação diferenciada na SPE. • Ser preferencialmente uma empresa operadora de P&G, ou com experiência em gasodutos.

Fonte: Elaboração própria.

As produtoras de petróleo e gás integrantes da SPE poderiam ter participações equivalentes ou distintas, por exemplo, proporcionais a sua capacidade de utilização da infraestrutura instalada. As empresas produtoras de petróleo e gás, investidoras no projeto, se perceberem em algum momento que o empreendimento é apenas um custo operacional em sua produção de petróleo e gás, poderiam optar, em um segundo momento, por vender suas participações para outros investidores, sem prejuízo para o funcionamento do negócio.¹³

Em uma SPE com diversos investidores, a quantidade aportada de cada investidor seria relativamente pequena. Por exemplo, em um projeto dessa magnitude, na ordem de R\$ 6 bilhões, dez investidores com participações equivalentes de R\$ 150 milhões viabilizariam o empreendimento, considerando uma alavancagem de 75%. O BNDES poderia financiar 35% do total do investimento, e os 40% restantes deveriam ser financiados por outros agentes. Caso não surgissem outros financiadores com apetite para aportar a integralidade dos recursos necessários para o projeto, o BNDES poderia aumentar sua participação para viabilizar o empreendimento.

É importante destacar que esse tipo de empreendimento e modelo de negócio colaborará para desenvolver um mercado competitivo de gás natural no Brasil, pois, já na concepção, prevê o uso do gasoduto por diversas empresas produtoras de gás natural, viabilizando o aumento da oferta de gás no mercado brasileiro, o aumento da concorrência e, possivelmente, a diminuição de seu preço para o consumidor final.

2.1.3/ PROPOSTA DE FINANCIAMENTO PARA PROJETOS DE INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL

Para viabilizar projetos como apresentado na seção anterior, o BNDES poderia disponibilizar uma linha de financiamento para infraestrutura de gás natural. Ademais, seria importante a utilização de debêntures incentivadas de infraestrutura para financiar o projeto, pelas seguintes razões:

// Entende-se que infraestrutura de gasoduto é prioritária para aumentar a concorrência e reduzir o preço do gás natural para o consumidor final.

// O gás natural é combustível de transição para economia de baixo carbono e colabora significativamente para redução de emissões quando desloca outros combustíveis fósseis.

¹³ Uma alternativa para a mitigação de risco e custo seria destinar o investimento *onshore* (UPGN e gasodutos de interligação com a malha, por exemplo) a outra empresa, ou mesmo outra SPE com especialização distinta daquela que gerenciará o projeto *offshore*.

2.1.4/ CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os projetos de gasodutos de escoamento e de transporte são complexos, exigem longo período de implantação e apresentam longa maturação econômica e financeira. Portanto, encerram risco elevado para os investidores. Por exemplo, os gasodutos de transporte requerem muitas vezes desapropriação de extensas áreas, o que tende a causar atrasos no início da operação. Assim, requerem financiamento de longuíssimo prazo, o que diminui a oferta de potenciais financiadores no Brasil. Não bastasse, os gasodutos sempre são superdimensionados em relação à demanda na época de sua construção para obterem economia de escala no futuro, resultando em ociosidade durante longos períodos e, conseqüentemente, na baixa geração de caixa nos primeiros anos de operação.

A construção de um gasoduto pode durar cerca de quatro anos – dependendo de sua extensão. Uma vez iniciados os investimentos, o fluxo de financiamento não pode parar durante a implantação, pois qualquer atraso no projeto impacta consideravelmente sua taxa de retorno. Por causa dessas características, é comum, em todo o mundo, que instituições de fomento financiem parte desse tipo de investimento.

Dada a expectativa de grande volume de investimentos e suas características intrínsecas, vê-se que o BNDES tem um papel relevante para o desenvolvimento do setor, contribuindo para atrair novos investidores.

O desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil, até hoje, contou com o apoio financeiro do BNDES, que desenvolveu larga experiência no setor. Todos os principais projetos de expansão de gasodutos de transporte foram financiados pelo BNDES, que participou, assim, da construção de 70% da malha de gasodutos brasileira. O apoio não se restringiu aos gasodutos de transporte, mas também a investimentos em plantas de tratamento de gás, terminal de GNL e na rede de distribuição em diversos estados brasileiros. Ao todo, em valores históricos, foram desembolsados R\$ 17,5 bilhões entre 1998 e 2015. Apenas oito desses projetos perfazem desembolsos de R\$ 12,9 bilhões, relacionados à infraestrutura de gasodutos de grande porte. Os principais gasodutos apoiados foram: Gasbol, em 1998, com 2.593 km; Malha Sudeste e Nordeste, em 2003, com 1.399 km; Gasene, em 2005, com 1.388 km; e Urucu-Manaus, em 2010, com 661 km. O BNDES também financiou a plataforma fixa do campo de produção de gás não associado de Mexilhão, em 2008.

O papel do BNDES não se limita ao de financiador de projetos de infraestrutura de longo prazo. O BNDES realiza continuamente análises, estudos e propostas sobre o ambiente de negócio do setor com o objetivo de aumentar sua competitividade e os investimentos no país. Atua em conjunto com ministérios e agências reguladoras, propondo melhorias legais e regulatórias para conferir maior estabilidade e segurança ao mercado. Interage com federações de indústrias e associações empresariais, sempre em busca de aumento de renda e emprego no país. O BNDES deve ter uma postura pró-ativa para viabilizar importantes

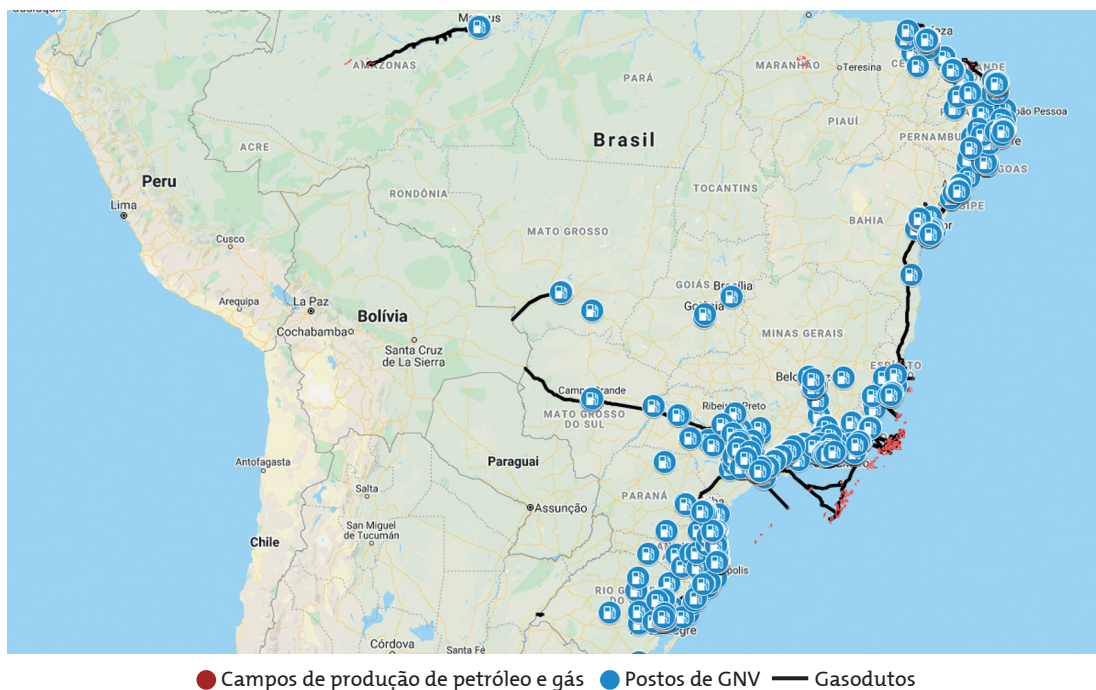
projetos de infraestrutura de gás natural, como os gasodutos de escoamento do gás do pré-sal, que permitirá ganhos econômicos e ambientais para o país.

2.2/ Infraestrutura de postos de gás natural veicular (GNV)

2.2.1/ INFRAESTRUTURA DE POSTOS DE GNV NO BRASIL

A infraestrutura de fornecimento de GNV no Brasil está presente em diversas capitais, em seu entorno e em cidades do interior do país. Essa infraestrutura é composta de 1.755 postos de abastecimento (Figura 7), sendo que 530 (30,2%) estão localizados no estado do Rio de Janeiro e 469 (26,7%) no estado de São Paulo.¹⁴

Figura 7 | Postos de GNV, gasodutos de transporte e escoamento e campos de produção



Fonte: Elaboração própria.

A rede de postos de GNV está concentrada principalmente em regiões que dispõem de fornecimento de gás natural canalizado, adjacentes aos grandes gasodutos de transporte. Algumas regiões não abastecidas pelos ramais das distribuidoras de gás são atendidas pelo gás natural comprimido (GNC), que é transportado por meio de caminhões em um raio de até 300 km da base de compressão do gás.

¹⁴ Baseado em informações disponibilizadas no portal Gasnet – O Site do Gás Natural. Disponível em: https://www.gasnet.com.br/postos_gnv.asp. Acesso em 15 mai. 2019.

O GNC é utilizado para disponibilizar o gás em municípios, indústrias e postos de abastecimento não atendidos pela rede de distribuição, permitindo o desenvolvimento inicial de novos mercados de gás natural. Dependendo do crescimento do consumo nessas localidades, seria possível, em um momento futuro, conectá-las à rede de distribuição.

De modo análogo, para expandir o fornecimento de gás natural para regiões sem redes de distribuição de gás canalizado, no lugar do GNC, o transporte do gás natural poderia ser realizado em seu estado líquido. O GNL proporciona ganho de escala, pois permite o transporte de gás em volumes muito superiores aos dos que se consegue com o GNC. Com isso, viabiliza-se o atendimento da demanda em regiões não atendidas pela malha de distribuição em distâncias de até 600 km da base de liquefação. Essa solução de abastecimento requer uma estrutura de regaseificação do gás natural, ou uma estrutura para armazená-lo no estado líquido.¹⁵

A rede de postos de GNV está localizada perto das principais estradas do país, onde se observa o maior tráfego de caminhões, estendendo-se desde o sul do Rio Grande do Sul até o norte do Ceará, bem como do Rio de Janeiro até Belo Horizonte, e de São Paulo até Campo Grande. A maior densidade do tráfego de caminhões é registrada nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e Bahia, como se pode observar na Figura 8.

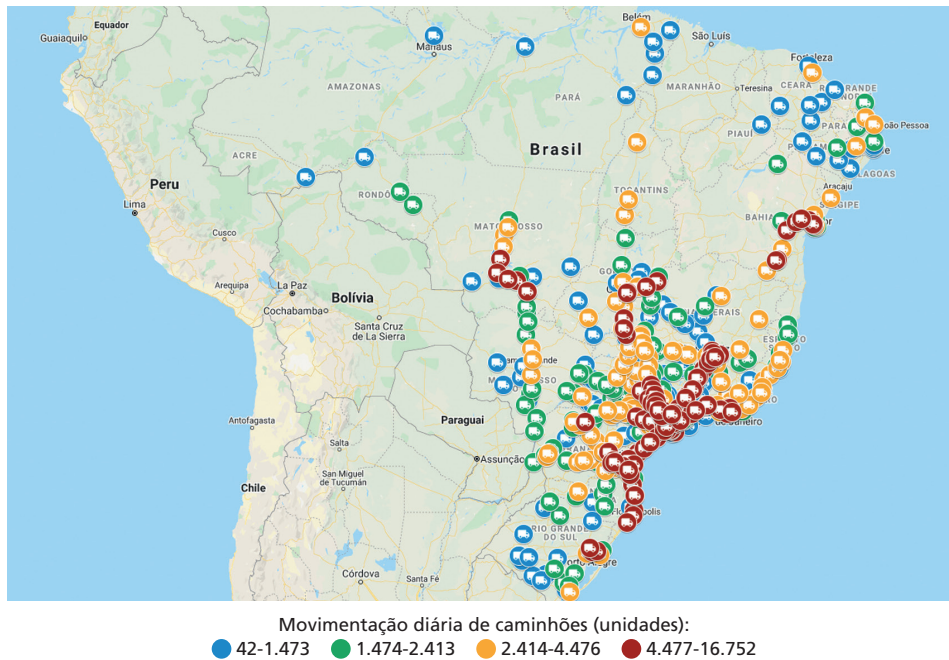
Os principais trechos de rodovias com alta movimentação diária de caminhões e que não possuem posto de abastecimento de GNV, observados na Figura 9, são: (i) São Paulo-Belo Horizonte; e (ii) São Paulo-Curitiba. Trechos de rodovias com média movimentação diária de caminhões e sem posto de abastecimento de GNV são: (i) Uberlândia-Ribeirão Preto; (ii) Uberlândia-São José do Rio Preto; e (iii) Uberlândia-Belo Horizonte.

Cabe destacar que os postos de GNV no país estão equipados para o abastecimento de veículos leves. Consequentemente, o tempo de abastecimento de veículos pesados seria demasiadamente longo, podendo ultrapassar uma hora. Para o abastecimento rápido de um veículo pesado, em um tempo em torno de cinco a sete minutos, haveria necessidade de investimentos em novos equipamentos. Uma alternativa para a utilização de gás natural em veículos pesados, como se vê na Europa e nos EUA, seria equipar os postos para o fornecimento de GNL.¹⁶

¹⁵ Informação obtida por meio de entrevistas com as empresas do setor.

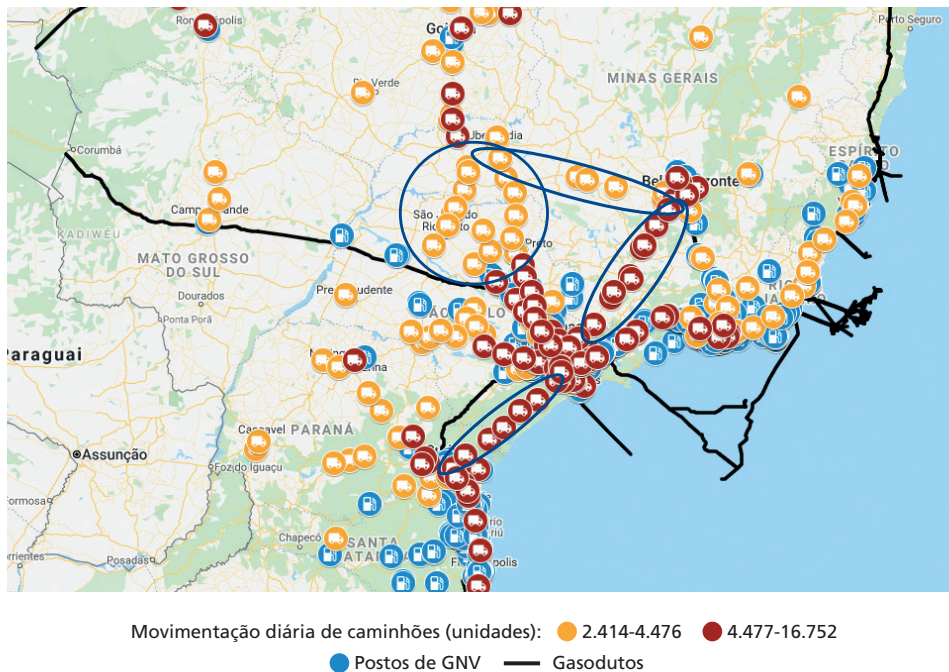
¹⁶ Caminhões com GNL têm autonomia superior a 1.000 km.

Figura 8 | Movimentação diária de caminhões



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponibilizados no portal DNIT – Plano Nacional de Contagem de Tráfego. Disponível em: <http://servicos.dnit.gov.br/dadospnc/ContagemContinua>. Acesso em: 15 mai. 2019.

Figura 9 | Movimentação diária de caminhões e postos de GNV



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponibilizados nos portais: (i) Dnit – Plano Nacional de Contagem de Tráfego. Disponível em: <http://servicos.dnit.gov.br/dadospnc/ContagemContinua>. (ii) Gasnet. Disponível em: https://www.gasnet.com.br/postos_gnv.asp. Acesso em: 15 mai. 2019.

2.2.2/ EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

O desenvolvimento da infraestrutura de GNV para utilização em veículos pesados no Brasil pode se valer da experiência ocorrida na Europa, onde foram implantados os chamados corredores azuis, que são infraestruturas de abastecimento de GNL para caminhões nas principais estradas europeias, que conectam diversos países do continente. A expansão da infraestrutura de abastecimento de GNL na Europa decorreu de parceria entre empresas nos diversos elos da cadeia de valor (empresas de petróleo e gás, distribuidoras de gás, montadoras, postos de abastecimento), em conjunto com o poder público.

O primeiro exemplo a ser mencionado é o projeto Corredor Azul de GNL (Figura 10),¹⁷ que durou cinco anos,¹⁸ contou com uma frota de 140 caminhões (78% Iveco e 22% Volvo) e 12 postos do combustível.¹⁹ O projeto obteve subvenção (*grant*) de € 7,96 milhões pelo europeu FP7 (7th Framework Programme for Research and Technological Development),²⁰ com investimentos totais de € 14,33 milhões. Esse projeto visava demonstrar a viabilidade do GNL como alternativa real para transporte de média e longa distância, como, em um primeiro momento, complemento ao *diesel* e, posteriormente, como seu substituto.

O segundo exemplo mais recente é o projeto BIOLNG,²¹ apoiado por empresas como Iveco, Shell e Scania,²² cuja proposta é contribuir para o atingimento da meta da União Europeia de redução em 60% das emissões de CO₂ até 2030. O projeto visa aumentar em dois mil o número de caminhões a GNL nas estradas, com 39 novos postos de abastecimento e a construção de uma planta de produção de bioGNL na Holanda, que transformará gás de resíduos orgânicos em GNL. O projeto é orçado em € 127 milhões e receberá apoio de 20% de seus investimentos da Connecting Europe Facility (CEF) para o setor de transportes.

Cabe destacar que, além dos exemplos citados, existem diversos outros projetos semelhantes de GNL ou GNC, que também são apoiados pela Connecting Europe Facility da Comissão Europeia.²³ Existem ainda projetos mais específicos da cadeia de valor do GNL para veículos pesados apoiados pelo EC Funding – European Union’s Horizon 2020, como o Heavy Duty Gas Engines Integrated into Vehicles (HDgas).²⁴

¹⁷ Disponível em: <http://lngbc.eu/>.

¹⁸ O projeto foi concluído em maio de 2018.

¹⁹ Participantes: Iveco, Volvo, ENI, Gas Natural Fenosa, Engie e Galp, entre outros.

²⁰ FP7 apoia projetos por meio de subvenção (*grants*). Disponível em: <https://cordis.europa.eu/project/rcn/198035/factsheet/en> e <https://www.applusdiada.com/global/en/about-us/innovation/lng-bluecorridors>.

²¹ Disponível em: <https://biolngeuronet.eu/>.

²² Participantes: Shell Downstream LNG, Scania Trucks, Iveco Trucks, Grupo Disa e Nordsol.

²³ Disponível em: https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/2017_cef_blending_call_brochure_20180926_last.pdf.

²⁴ Disponível em: <https://hdgas.eu/project/facts-and-figures/>.

Figura 10 | LNG Blue Corridors – postos de GNL na Europa



Fonte: LNG Blue Corridors – LNG stations in Europe. Disponível em: <http://lngbc.eu/>. Acesso em: 15 mai. 2019.

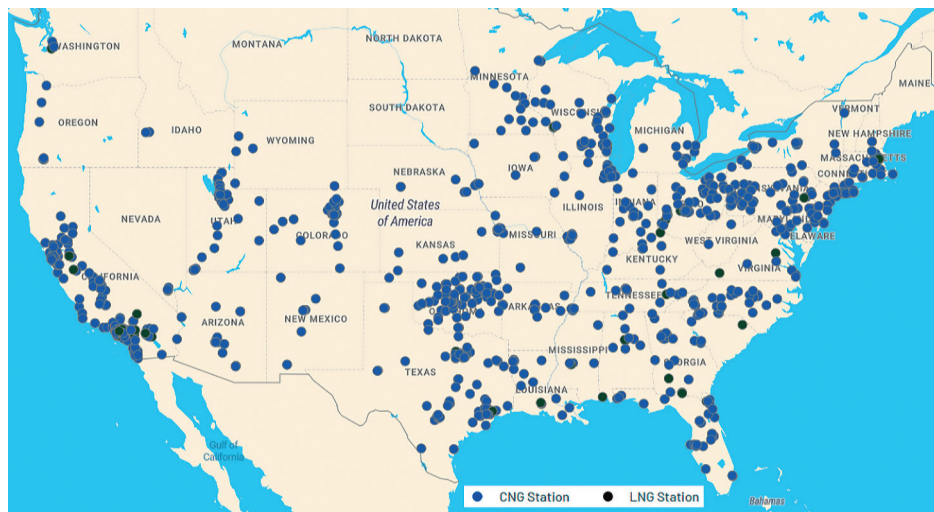
Atualmente, na Europa, existem 3.631 postos que fornecem o GNC e 201 postos que fornecem o GNL para caminhões.²⁵

No caso dos EUA, um grande produtor de gás natural com vasta rede de gasodutos de transporte, existem 1.680 postos de GNC e 144 postos de GNL (Figura 11). Mesmo com uma rede de gasodutos madura, os EUA adotaram uma série de incentivos federais e estaduais para estimular a compra de veículos a gás natural no país. Esses incentivos incluem subvenções, deduções/créditos tributários, reduções de impostos sobre combustíveis, taxas reduzidas de licenças, redução de impostos sobre vendas de veículos e menores taxas de registro.²⁶

²⁵ Conforme dados disponíveis em: <https://www.ngva.eu/>.

²⁶ Segundo a organização Natural Gas Vehicles for America NGVAmerica. Disponível em: <https://www.ngvamerica.org/policy/>. Acesso em: 15 mai. 2019.

Figura 11 | Postos de GNL e GNC nos EUA



Fonte: NGVAmerica. Disponível em: <https://www.ngvamerica.org/fuel/ngv-station-map/#/find/nearest?fuel=CNG,%20LNG>. Acesso em: 15 mai. 2019.

2.2.3/ PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

O BNDES poderia fomentar consórcios estruturantes, como ocorrido na Europa, para desenvolver projetos de infraestrutura de abastecimento de gás natural para veículos pesados.

Estruturando editais de financiamento com condições atrativas, o BNDES poderia fomentar projetos de investimentos consorciados que apresentassem soluções de melhoria e ampliação da infraestrutura existente de postos de GNV para veículos pesados no Brasil, sejam baseados em GNC ou GNL. Isso induziria o uso de veículos pesados a gás e uma nova infraestrutura, compatível com os padrões internacionais. Os mais bem colocados no edital contariam com o apoio financeiro do BNDES em condições atrativas, desde que os projetos possuíssem uma estrutura de capital e de garantias adequadas.

Os consórcios estruturantes, preferencialmente, deveriam englobar empresas nos diversos elos da cadeia de valor do segmento de gás natural, como produtores de petróleo e gás, empresas distribuidoras de gás natural, montadoras, empresas distribuidoras donas de postos de GNV, empresas de transporte rodoviário de cargas e empresas de ônibus rodoviário, municipais e intermunicipais.

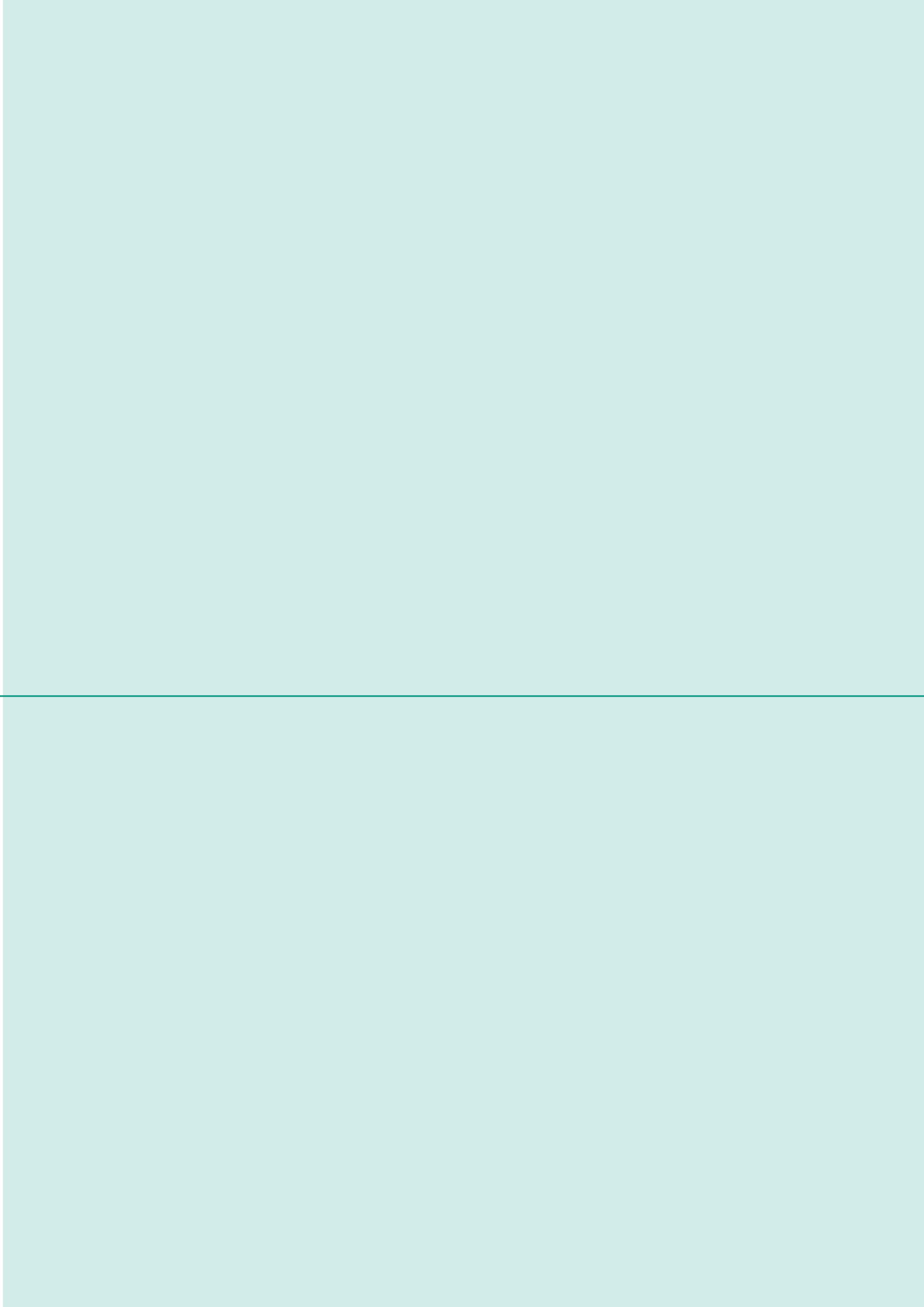
Além do edital, o BNDES, aderente a sua missão histórica, pode articular e estruturar financeiramente esse tipo de projeto. De maneira análoga ao mencionado para a infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural, item 2.1, aqui, caberia ao BNDES: (i) fomentar consórcios estruturantes para desenvolver tal modelo de negócio e os projetos decorrentes; (ii) responsabilizar-se pela elaboração da estrutura financeira e contratual dos projetos que surgirem; (iii) financiar projetos e consorciados; (iv) articular cofinanciamento

com outros agentes financeiros; e (v) realizar *road shows* para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para investidores potenciais. Iniciativas assim podem alavancar e modernizar a infraestrutura de abastecimento de gás natural de veículos pesados no país.

2.2.4/ CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estímulo na formação desses consórcios estruturantes permitiria unir interesses entre as empresas ofertantes e as demandantes de gás natural, a fim de que sejam coordenadas suas interações e atuações no mercado. Dessa forma, não somente seus respectivos objetivos individuais seriam atingidos, mas seriam favorecidos resultados compartilhados, comuns ao mercado de gás natural em geral, algo que cada agente individualmente talvez não fosse capaz de materializar ou que talvez levasse um tempo demasiado para se estabelecer no mercado. Portanto, é importante refletir sobre o potencial de iniciativas conjuntas e coordenadas dos agentes econômicos para desenvolver o mercado de gás natural para veículos pesados de forma expedita no Brasil.

Agregar e potencializar os objetivos em geral é tarefa de interesse do país, pois maximizaria a renda e a geração de empregos e proporcionaria outros benefícios para a nação, como a redução de emissões de poluentes e a redução da importação de óleo *diesel*. Nesse contexto, o BNDES tem papel fundamental na viabilização da expansão da infraestrutura de abastecimento de gás natural, bem como na geração de valor e riqueza para o Brasil.





// CAPÍTULO 3

DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

3.1/ Distribuição de gás natural no Brasil

3.1.1/ INTRODUÇÃO

A distribuição (ou *downstream*) é o último elo da cadeia de valor do gás natural, compreendendo o transporte da molécula de gás entre o *city gate* (ponto de saída da rede de transporte) e o consumidor final. A distribuição cumpre dois papéis fundamentais para a cadeia. Em primeiro lugar, a distribuidora é a responsável por fazer o monitoramento da demanda, prospectando novos clientes e novos mercados, garantindo o casamento entre oferta de gás no mercado e demanda real. Em segundo lugar, cabe à distribuição dar capilaridade à infraestrutura, permitindo a saturação da malha e a diversificação da base de clientes.

Este capítulo tem como primeiro objetivo apresentar um panorama da situação atual do mercado de distribuição no Brasil. Em seguida, serão abordados os principais temas do setor, considerando as discussões da iniciativa do Governo Federal denominada de Novo Mercado de Gás. Como diversos pontos colocam os múltiplos agentes do mercado em posições antagônicas, procura-se apresentar os principais lados da discussão para permitir uma reflexão institucional.

3.1.2/ HISTÓRICO E DIAGNÓSTICO DO SETOR

No Brasil, a distribuição de gás canalizado é um serviço que compete aos estados da Federação, conforme o art. 25, § 2º, da Constituição Federal. Essa atribuição de competência aos estados traz consigo duas consequências imediatas.

Em primeiro lugar, transfere para a distribuidora a construção de redes de dutos de distribuição intraestaduais. Considerando as dimensões continentais do Brasil, isso acarreta um nível de investimento para as distribuidoras praticamente sem precedentes no mundo.¹ Como por muito tempo não houve garantia de fornecimento de gás em diversas regiões do país, nem de demanda (clientes âncoras com garantia de consumo por longo prazo), as redes de distribuição estão concentradas no litoral e nas proximidades dos dutos de transporte.

Em segundo lugar, faz com que a cadeia do gás seja regulada em dois níveis federativos distintos. Enquanto a produção, o processamento e o transporte (*upstream* e *midstream*) contam com regulação federal,² a distribuição tem regulação estadual, podendo apresentar características distintas em cada estado da Federação. No Brasil, tal característica é exclusiva do setor de gás, não ocorrendo em outras indústrias de rede, como o setor elétrico.

¹ Por exemplo, as distâncias Betim-Uberlândia (500 km), Curitiba-Foz do Iguaçu (636 km) e Itajaí-Chapecó (530 km) são comparáveis à de gasodutos de transporte europeus, como Paris-Lyon (460 km), Madri-Barcelona (660 km) e Milão-Roma (570 km).

² Com base no art. 177, incisos I e IV, da Constituição Federal.

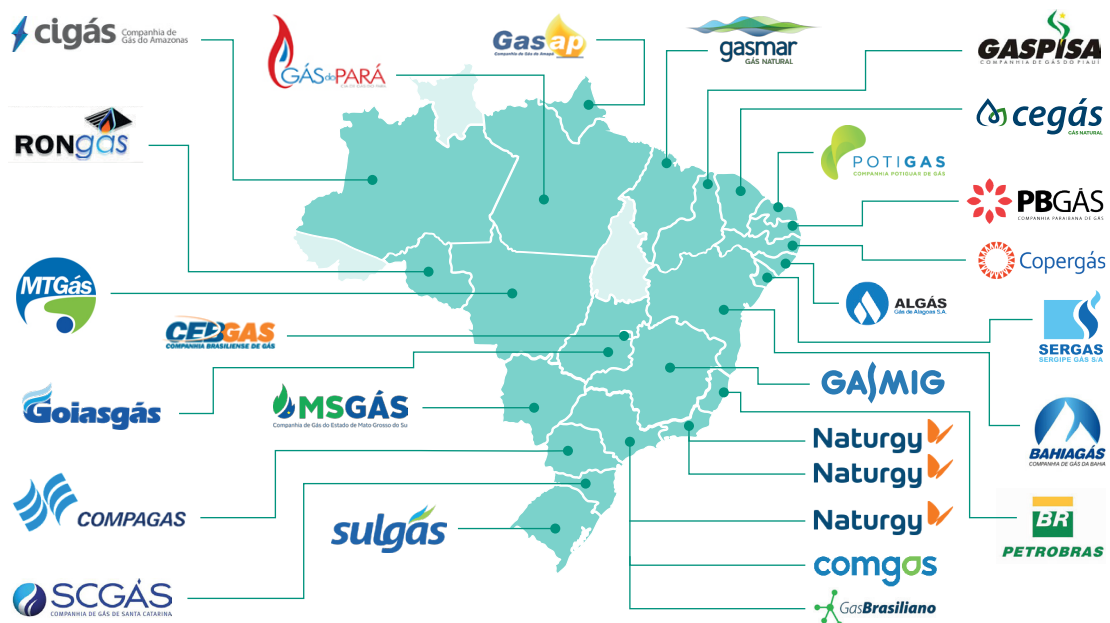
Em virtude da dupla regulação, no Brasil não há, necessariamente, harmonia na regulação de todos os elos da cadeia.

Segundo a redação original da Constituição, caberia aos estados o serviço de distribuição, mediante exploração direta ou via concessão à empresa estatal. Apenas depois da Emenda Constitucional 5, de 15 de agosto de 1995, os estados ganharam a faculdade de conceder o serviço à iniciativa privada.

Em virtude do texto original da Constituição de 1988, em meados dos anos 1990 praticamente todas as empresas de distribuição de gás natural eram estatais controladas pelo respectivo estado.³ Depois da aprovação da emenda, Rio de Janeiro e São Paulo conduziram programas de privatização de suas companhias de gás, sendo, até o momento, os únicos estados que contam com empresas de controle privado explorando a concessão.

Atualmente, o país conta com 27 distribuidoras distintas, espalhadas em 23 estados e no Distrito Federal, conforme o mapa da Figura 1. À exceção de São Paulo – com três distribuidoras – e do Rio de Janeiro – com duas distribuidoras –, todos os estados do Brasil concederam o monopólio da distribuição em toda sua extensão geográfica para apenas uma empresa.⁴

Figura 1 | Distribuidoras de gás canalizado do Brasil



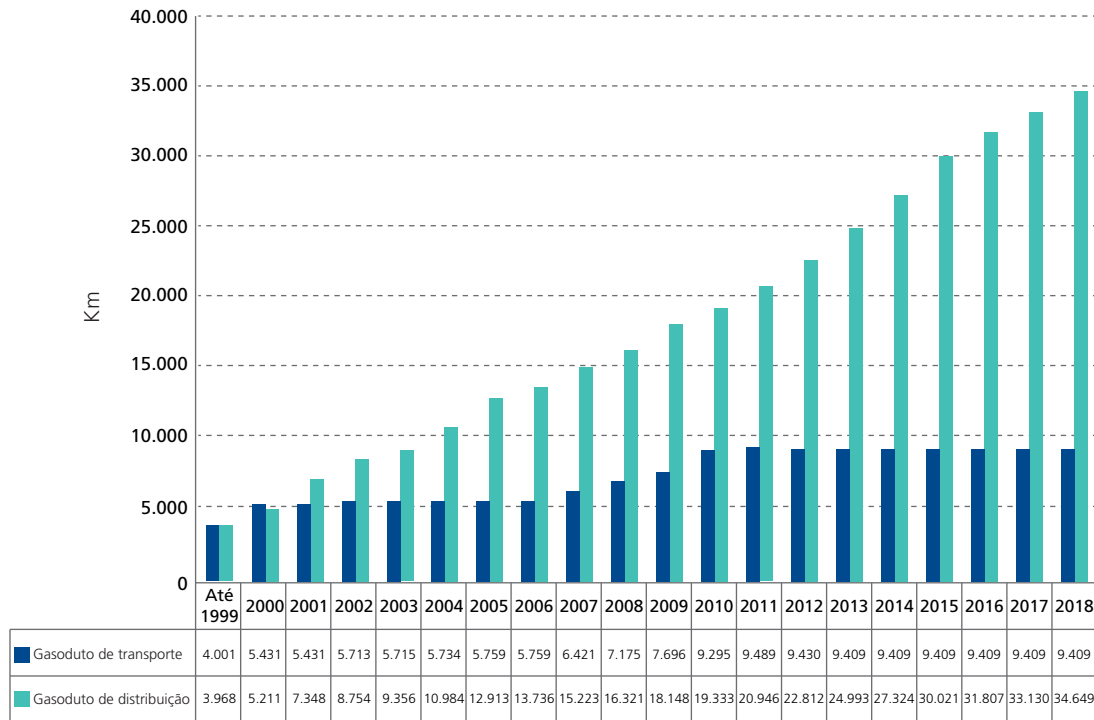
Fonte: Adaptado de ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Apresentação. In: SEMINÁRIO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA, Brasília, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/07dcae20-of42-6378-2b24-eabc3adda352>. Acesso em: 15 jun. 2019.

³ Apenas no Espírito Santo a distribuição de gás ficou a cargo da BR Distribuidora, estatal federal.

⁴ Tal decisão se justifica em virtude de duas características peculiares de ambos os estados. A primeira é a distribuição territorial da atividade econômica, que garante forte demanda no interior, e a segunda é o fato de ambos os entes serem cortados por gasodutos de transporte, facilitando a oferta de gás para o interior.

No fim de 2018, a rede de distribuição do Brasil alcançou a marca de 34.649 km, consolidando uma expansão de 12,08% ao ano desde 1999. Por sua vez, a rede de transporte tem apenas 9.409 km, valor que se mantém praticamente constante desde 2010. O Gráfico 1 mostra a evolução da infraestrutura de *midstream* e *downstream* no Brasil.

Gráfico 1 | Evolução da infraestrutura no Brasil



Fonte: Adaptado de MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília, n. 144, fev. 2019. 38p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/430789/02+-+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+de+G%C3%A1s+Natural+Fevereiro+2019/680cefb3-30fe-e-cff-28d4-6a71bc89952c>. Acesso em: 15 jun. 2019.

De forma oposta ao que ocorre em outros setores, na distribuição de gás as empresas são relativamente novas (fundadas a partir dos anos 1990) e enxutas, em virtude, principalmente, do pouco desenvolvimento da infraestrutura e da pouca oferta de gás. Em diversos estados, a empresa de distribuição de gás foi criada apenas depois da conclusão de um gasoduto de transporte, uma vez que somente com a disponibilização dessa infraestrutura o estado passou a contar com uma oferta firme e em grande quantidade de gás natural. No entanto, cabe destacar que há estados que, apesar de não contarem com oferta firme de gás, possuem uma empresa de distribuição constituída.

Novamente, a exceção cabe aos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, que possuem empresas centenárias,⁵ uma vez que utilizavam o gás canalizado (proveniente de diversas

⁵ CEG (RJ), fundada em 1854, e Comgás (SP), fundada em 1872.

fontes, como o carvão – conhecido popularmente como “gás de rua”) no serviço de iluminação pública na capital.

Assim, é possível agrupar as distribuidoras do Brasil em três grupos consideravelmente distintos entre si, descritos a seguir.

3.1.2.1/ Distribuidoras do Rio de Janeiro e de São Paulo – Grupo 1

Como dito, ambos os estados possuem as distribuidoras mais antigas do país – as únicas que foram objeto de um processo de privatização, tendo sido a CEG adquirida em 1997 pelo grupo espanhol Fenosa (hoje Naturgy) e a Comgás, em 1999, pela British Gas e pela Shell (atualmente, o controle é do grupo Cosan).⁶

Quando da privatização, os estados criaram novas regulamentações para o setor, que incluíam, entre outros aspectos, um modelo tarifário que estimulasse investimentos e a eficiência (*price cap*). Assim, foram as empresas que mais realizaram investimento em expansão de rede.

Associado a isso, Rio de Janeiro e São Paulo são os estados do país com maior atividade econômica, portanto, com maior demanda de gás, e de maior proximidade da oferta de gás natural nacional (bacia de Campos e de Santos) e importada (Bolívia).

Com isso, ambos os estados possuem o maior número de clientes (85% dos clientes do país, sendo dois milhões na Comgás e um milhão na CEG), o maior volume distribuído⁷ (34,8% – São Paulo e 17,0% – Rio de Janeiro) e a maior extensão de rede de distribuição (68% da rede do país, sendo mais de 15.000 km na Comgás e 4.684 km na CEG). A Tabela A.1 do Apêndice mostra um comparativo de volume distribuído, número de clientes e extensão de rede das principais empresas do país.

Atualmente, tanto a Comgás quanto a CEG estão entrando na fase final do contrato de concessão,⁸ que, em ambos os casos, ainda pode ser renovado por uma vez. Assim, é possível que, no médio prazo, haja uma redução nos investimentos em expansão de rede enquanto o poder concedente avalia a eventual renovação da concessão.

Adicionalmente, a renovação da concessão oferece uma oportunidade para o estado ajustar pontos do contrato, podendo incluir novos investimentos estruturantes e aperfeiçoamentos regulatórios.

⁶ No estado de São Paulo, há mais uma distribuidora de gás natural, a Gás Brasileiro, controlada pela Gaspetro.

⁷ Sem incluir a demanda térmica, conforme *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), n. 144, fev. 2019. 38p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/430789/02+-+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+de+G%C3%A1s+Natural+Fevereiro+2019/680cefb3-30fe-ecff-28d4-6a71bc89952c>. Acesso em: 15 jun. 2019.

⁸ O contrato da CEG é até 2027 e o da Comgás até 2029.

3.1.2.2/ Distribuidoras de estados que têm oferta firme de gás⁹ – Grupo 2

Nesse grupo, estão as distribuidoras do Sul e do Mato Grosso do Sul, atendidas pelo Gasbol, as demais do Sudeste, atendidas pela produção local e pela malha de transporte, as distribuidoras do Nordeste,¹⁰ atendidas pela malha da TAG e pela produção de campos locais, e a distribuidora do Amazonas, atendida pela produção no estado (Urucu).

Essas distribuidoras apresentam características similares em virtude de sua fundação depois da Constituição de 1988. A maior parte dessas empresas foi constituída com um modelo societário tripartite, no qual o estado é o controlador e a Petrobras (atualmente via subsidiária Gaspetro) e um parceiro privado são sócios minoritários.¹¹ Na Tabela A.2 do Apêndice, encontra-se a composição acionária das principais companhias.

Originalmente, o sócio privado era a *holding* Gaspart. Posteriormente, em 1997, a Enron comprou a participação da Gaspart em oito distribuidoras, no Sul e no Nordeste. Posteriormente, a participação nas distribuidoras foi vendida para o grupo japonês Mitsui, em 2005, que permanece como sócia privada nessas oito distribuidoras. As demais participações da Gaspart, que não foram vendidas para a Enron, são atualmente de titularidade da Termogás, sucessora da Gaspart.

Mais recentemente, em 2015, a Petrobras vendeu 49% de sua subsidiária Gaspetro para a Mitsui. Com isso, o grupo Mitsui é sócio indireto de 19 empresas distribuidoras (via Gaspetro),¹² e direto de oito distribuidoras.

Além da estrutura societária similar, essas empresas têm contratos de concessão muito parecidos, com remuneração contratual fixada em 20% (*cost plus*), sem estabelecimento de metas de qualidade ou de expansão. A maior parte desses contratos é anterior à Lei de Concessões,¹³ e com vigência de até cinquenta anos. A Tabela A.3 do Apêndice apresenta um resumo do prazo de vigência desses contratos, com base nas informações que foram possíveis de obter em consulta pública de fontes.

Por diversas razões, como a falta de oferta firme de gás por longos períodos, a falta de capacidade fiscal dos governos estaduais para investimento, as limitações para obtenção de crédito e a necessidade de geração de caixa para os sócios, tais empresas investiram menos na expansão de sua rede de distribuição. De forma geral, essas

⁹ Seja por produção local ou em virtude da presença de infraestrutura de transporte (gasoduto ou terminal de GNL).

¹⁰ Com exceção do Piauí.

¹¹ Alguns estados não contavam com o sócio privado.

¹² A Gaspetro é controladora da Gás Brasileiro, empresa concessionária do Oeste Paulista, depois da aquisição pela Petrobras dos ativos do grupo ENI no Brasil, em 2011.

¹³ Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal.

empresas possuem de dez mil a cem mil clientes, com redes de aproximadamente 300 km a 500 km.

Em muitos desses estados, polos industriais importantes ainda não têm acesso à infraestrutura de gás. Como exemplo, é possível citar o Triângulo Mineiro, o Oeste Catarinense e o Oeste Paranaense. A ausência de infraestrutura prejudica a competitividade econômica do estado e é agravada pela ausência de redes de transporte no interior do país.

Assim, para esses estados, ainda parece haver necessidade de um ciclo de investimentos em expansão de rede, como Rio de Janeiro e São Paulo experimentaram nos últimos vinte anos. Esse ciclo pode ser iniciado a partir de um processo de privatização, que traga novos investidores para as empresas, atrelado a um novo contrato de concessão, mais moderno, com regras tarifárias justas e metas de investimento.

3.1.2.3/ Distribuidoras de estados sem oferta firme de gás – Grupo 3

Nesses estados (Piauí, Goiás, Mato Grosso, Rondônia, Pará e Amapá) e no Distrito Federal, as distribuidoras são, praticamente, “empresas de papel”, em fase pré-operacional, uma vez que a falta de infraestrutura e de produção local impede a oferta firme de gás natural em grandes quantidades. Enquanto não houver disponibilização de infraestrutura de transporte, essas empresas praticamente não terão valor.

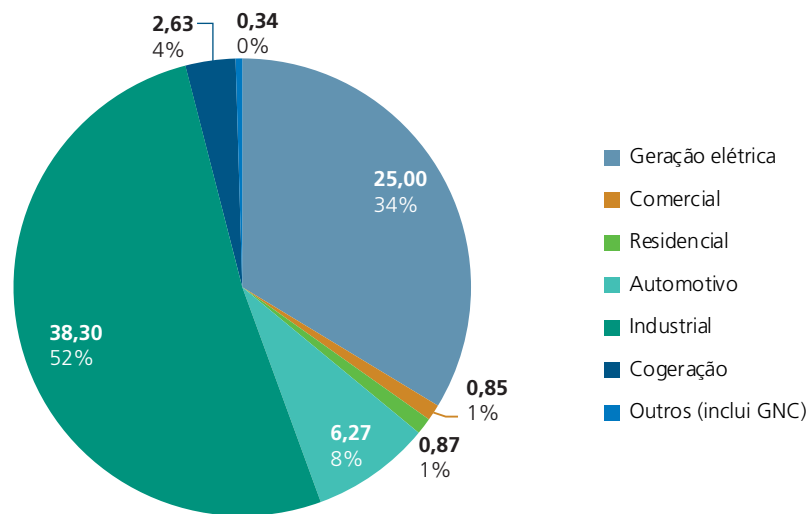
A maior parte dessas empresas segue uma estrutura societária tripartite, com a Termo-gás figurando como sócia privada.

Para o desenvolvimento de políticas públicas para o setor de distribuição de gás natural, é fundamental ter em mente a diferença existente entre as empresas desses três grupos. Eventualmente, medidas que se aplicam ao Rio de Janeiro ou a São Paulo podem inviabilizar distribuidoras de outros estados, ainda carentes de maiores investimentos.

3.1.3/ NEGÓCIO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Em virtude das características do setor, intensivo em capital, porém com custo marginal muito baixo, a distribuição de gás é um monopólio natural. Como todo monopólio, a atividade necessita ser regulada por autoridade competente para garantir taxas de retorno justas.

Atualmente, 93% do gás natural distribuído no Brasil é consumido por clientes industriais, pela geração de energia ou como combustível veicular (GNV). O Gráfico 2, elaborado pelo MME, apresenta o consumo por segmento em 2018.

Gráfico 2 | Perfil da demanda de gás natural no Brasil em 2018 (milhões de m³/dia)

Fonte: Adaptado de MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília, n. 144, fev. 2019. 38p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/430789/02+-+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+de+G%C3%A1s+Natural+Fevereiro+2019/680cefb3-30fe-ecff-28d4-6a71bc89952c>. Acesso em: 15 jun. 2019

Tipicamente, as distribuidoras oferecem dois serviços distintos, a distribuição e a comercialização do gás.

A *distribuição* consiste no transporte físico da molécula, desde o *city gate* até o ponto de entrega para o consumidor final. É o principal serviço da companhia e é nesse serviço que a empresa obtém sua lucratividade (margem de distribuição). Todos os clientes pagam a tarifa para uso do sistema de distribuição (TUSD), que varia, tipicamente, conforme o segmento do cliente e a faixa de consumo. De acordo com estudo recém-divulgado pela EPE,¹⁴ a margem média de distribuição representa 17% do preço final do gás natural, contra 46% da molécula, 13% do transporte e 24% de impostos.

O valor da margem de distribuição é regulado pelo estado mediante sua agência reguladora¹⁵ e costuma ser maior, proporcionalmente, para clientes residenciais e comerciais. Assim, para as empresas com muitos clientes (grupo 1), praticamente metade da margem de lucro é proveniente dos segmentos residencial e comercial, ainda que seu consumo seja muito inferior a 50% do gás distribuído na área de concessão. Essa configuração garante

¹⁴ BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Informe – comparações de preços de gás natural*. Brasília, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-369/INFORME%20-%20Comparações%20de%20Preços%20de%20Gás%20Natural.pdf#search=Informe%3A%20comparações%20de%20preços%20de%20gás%20natural%3A%20Brasil%20e%20países%20selecionados>. Acesso em: 15 jun. 2019.

¹⁵ No Brasil, há estados que não têm uma agência reguladora da atividade de distribuição, sendo esse papel desempenhado, em geral, nesses casos, por uma secretaria estadual multissetorial.

a essas empresas maior resiliência a crises econômicas, uma vez que o consumo desses segmentos costuma ser menos sensível a variações do PIB.

Hoje, no Brasil, existem duas formas principais de cálculo da TUSD. Os estados do grupo 1 praticam uma regulação do tipo *price cap*, na qual o estado determina o preço máximo a ser cobrado de cada segmento e a faixa de consumo de forma a garantir que a empresa tenha uma taxa de remuneração adequada para suas despesas e investimentos. Naturalmente, há diferenças metodológicas entre os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, notadamente no cálculo da taxa de remuneração regulatória (Rio de Janeiro usa CAPM e São Paulo usa WACC).¹⁶

Os estados do grupo 2 têm uma taxa de remuneração fixa, determinada no contrato, de 20% (após os impostos) para todo o prazo de vigência da concessão. Essa taxa é aplicada igualmente ao Opex e ao Capex¹⁷ incorridos, em um modelo denominado *cost plus*. Mais adiante, na sessão de privatização, será avaliada a pertinência da utilização de uma taxa fixa por todo o contrato.

Cabe destacar que, no mundo, existem outros modelos regulatórios, como o inglês (baseado em incentivos, inovação e resultados) e os híbridos, que se utilizam de partes de modelos distintos. No entanto, a comparação entre tais modelos não será objeto deste trabalho.

O segundo serviço prestado pela distribuidora é o de *comercialização* da molécula de gás. Isto é, a distribuidora é responsável pela compra da molécula do produtor e pela posterior venda dessa molécula ao cliente final.

É fundamental frisar que a distribuidora não é remunerada pelo serviço de intermediação da compra e venda da molécula entre produtor e consumidor. Considerando a natureza do gás natural, de *commodity* cotada em dólar, há períodos de enorme volatilidade no preço da molécula em reais. Naturalmente, a distribuidora não é capaz de gerenciar esse risco, uma vez que seu *core business* são a operação de transporte da molécula e o investimento em expansão de rede. Assim, todos os contratos incluem mecanismos de repasse do preço da molécula para o cliente final (mecanismo denominado de *pass through* do preço).

Cabe ressaltar que, visando dar mais competitividade ao mercado de gás, muitos estados têm em sua regulamentação a figura do consumidor livre, isto é, um consumidor que pode adquirir a molécula de outra empresa que não a distribuidora. Para esse tipo

¹⁶ CAPM é a sigla em inglês de *capital asset pricing model*. Em português, modelo de precificação de ativos de capital. WACC é a sigla em inglês de *weighted average capital cost*. Em português, custo médio ponderado do capital.

¹⁷ Opex é a sigla em inglês de *operational expenditure*. Em português, despesas operacionais. Capex é a sigla em inglês de *capital expenditure*. Em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital.

de cliente, a distribuidora presta apenas o serviço de distribuição. A seção a seguir apresenta as principais discussões envolvendo a figura do consumidor livre no âmbito do Novo Mercado de Gás.

3.1.4/ CONSUMIDOR LIVRE

Com o intuito de promover a competição na venda da molécula e, por conseguinte, baixar o preço de aquisição do insumo, muitos estados estabeleceram a figura do consumidor livre,¹⁸ permitindo que clientes com consumo médio diário acima de dado referencial possam negociar diretamente a compra do gás com produtores ou outros comercializadores. Como a regulação é de competência estadual, cada ente é livre para definir se criará a figura do consumidor livre, bem como para definir os parâmetros necessários para que um cliente possa pleitear ser consumidor livre.

Como comentado na seção anterior, a distribuidora não é remunerada pelo serviço de comercialização, apenas pelo serviço de distribuição. Dessa forma, a simples conversão de um cliente em consumidor livre não afeta o resultado da empresa, apesar de impactar a receita. Assim, não há motivos para as distribuidoras serem contra a figura do consumidor livre, ao contrário do que é costumeiramente dito no setor.¹⁹

No entanto, deve-se ter em mente que a distribuidora compra dos produtores de gás quantidade suficiente para atender a toda sua demanda, normalmente em contratos do tipo *take-or-pay* ou *ship-or-pay*. Caso a distribuidora deixe de vender gás para um grande cliente, é fundamental garantir a ela o direito de alterar seu contrato de compra de gás, reduzindo a compra no mesmo volume que deixou de ser vendido (processo conhecido como “descontratação”). Caso isso não ocorra, a distribuidora acumulará prejuízo, pois comprará um excedente de gás que não terá mercado, podendo até mesmo ser inviabilizada. Muitos estados alegam não ter regulamentação para consumidor livre em virtude de incertezas quanto à “descontratação”.

No Brasil, as primeiras experiências com consumidor livre ocorreram nos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, no início da década de 2010.²⁰ Atualmente, conforme dados da Abegás, 64,7% do PIB industrial se encontra em estados que contam com a regulamentação do consumidor livre, sendo que até 76,7% do gás consumido pela indústria é “potencialmente livre”. No entanto, passados quase dez anos, pode-se afirmar que não foram obtidos os resultados esperados.

¹⁸ Em moldes semelhantes ao existente no setor elétrico.

¹⁹ Em seminário no MME, realizado no dia 29 de abril de 2019, a Abegás qualificou de “mito” a resistência das distribuidoras à abertura do mercado.

²⁰ No país, a regulação de consumidor livre sempre esteve limitada a grandes clientes. Em mercados mais maduros, como em alguns países da Europa, todo cliente é consumidor livre, incluindo o residencial.

Segundo *players* do setor, a ausência de competição na oferta de gás acaba por inviabilizar a figura do consumidor livre. Apesar de produzir aproximadamente 75% do gás no Brasil, a Petrobras comercializa 100% do gás vendido no mercado, uma vez que a empresa compra, no poço ou na costa, a totalidade da produção das demais companhias de petróleo.²¹

No futuro, com o aumento da produção de gás por novas empresas, bem como com as mudanças no setor de transporte e de processamento para permitir o acesso dessas ao mercado, espera-se que os consumidores livres recebam propostas diferenciadas no preço da molécula por parte de diversos ofertantes por meio da livre negociação.

Outra discussão que costuma ser inserida no âmbito da regulamentação do consumidor livre diz respeito à possibilidade de realização do *bypass* físico pelo cliente, isto é, a ligação direta do consumidor na rede de transporte. Nesse cenário, o consumidor livre não pagaria margem de distribuição, fazendo com que a distribuidora perdesse todo o lucro gerado por aquele cliente.²²

Para entender o impacto que o *bypass* físico tem nas distribuidoras, é preciso atentar para a diferença existente entre as distribuidoras do grupo 1 e do grupo 2. Como já citado, as distribuidoras do grupo 1, em virtude da grande base de clientes, possuem boa parte de sua margem proveniente dos clientes residenciais e comerciais. Assim, essas distribuidoras teriam mais condições de absorver o impacto gerado pela perda da margem de distribuição dos grandes clientes, ainda que experimentando um aumento no preço para os demais clientes para compensar (ainda que parcialmente) a perda de receita.²³ Como o gás natural tem substitutos em todos seus usos, esse aumento de preços acarretaria, sem dúvida, perda de competitividade do gás e, naturalmente, redução da base de clientes.

No entanto, para empresas do grupo 2, o efeito do *bypass* físico é ainda maior. Muitas dessas empresas possuem de 70% a 90% de sua margem proveniente de grandes clientes industriais. A perda desses clientes poderia inviabilizar a continuidade operacional da

²¹ A Petrobras é proprietária da infraestrutura de escoamento e processamento existente no país. As demais empresas não construíram estruturas próprias de escoamento de sua produção de gás, tendo preferido vendê-la diretamente à Petrobras. Parte relevante da discussão no âmbito do Novo Mercado de Gás consiste em permitir o acesso de produtores à infraestrutura de terceiros. A Lei 11.909, de 4 de março de 2009 – Lei do Gás de 2009 –, garante a todos os interessados o acesso aos gasodutos de transportes ociosos.

²² Outra discussão existente é a da “individualização” do cliente. Nesse caso, o consumidor livre não faria parte da base de ativos regulatória, pagando apenas os custos referentes a sua ligação com a rede de transporte, que, em muitos casos, é relativamente simples. Para a distribuidora, essa medida teria impacto semelhante à do *bypass* físico, com redução expressiva, ainda que não total, de receita e margem.

²³ Ainda assim, estudos da Abegás, apresentados em seminário do Ministério de Minas e Energia, apontam que em São Paulo o *bypass* físico de 161 clientes (número de potenciais consumidores livres) acarretaria um aumento de 193% no preço do gás dos demais 1,8 milhão de clientes, para compensar totalmente a perda de receita. No Rio de Janeiro, o *bypass* para 17 clientes elevaria o preço em 140% para 1 milhão de clientes. ABEGÁS. *Apresentação*. In: SEMINÁRIO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL INTEGRAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA, Brasília, 29 abr. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/07dcae20-0f42-6378-2b24-eabc3adda352>. Acesso em: 15 jun. 2019.

empresa, destruindo valor de um ativo estatal e impossibilitando a expansão da infraestrutura de gás para novos polos industriais, notadamente no interior do país.

Essa medida poderia ainda aumentar a competitividade no Rio de Janeiro e em São Paulo²⁴ em razão da maior capilaridade de suas redes e pela resiliência de suas distribuidoras, podendo induzir um movimento de migração de indústrias para regiões litorâneas próximas da produção e da malha de transporte.

Como alternativa ao *bypass* físico, o estado de São Paulo está estudando estabelecer um desconto na margem de distribuição para consumidores livres. Esse desconto seria maior no caso de clientes que têm rede de distribuição exclusiva, isto é, quando apenas ele está ligado a determinado *city gate* por um duto de distribuição. Essa medida é bem recebida pelos grandes consumidores, mas é vista com cautela pelas distribuidoras.

Na visão dessas, esse tipo de desconto pode gerar distorções na economia, uma vez que a definição de consumidor livre é dada a partir do estabelecimento, por cada estado, de um consumo mínimo. Há o receio de que, uma vez ofertado o desconto, seja exercida forte pressão para diminuir os critérios de enquadramento como consumidor livre, acarretando perdas substanciais para a distribuidora.

Assim, tem-se que esse tema é um dos mais controversos do setor. Enquanto as distribuidoras e os estados são contrários à adoção do *bypass* físico, os grandes consumidores são favoráveis, ainda que de forma parcial, como estudado por São Paulo.

É importante notar que existe espaço para a construção de uma agenda de conciliação, que preserve as distribuidoras, mas que potencialize investimentos pelas grandes indústrias, gerando, assim, um ambiente propício para novos empreendimentos que proporcionaria mais empregos e renda para o país.

3.1.5/ EXPANSÃO DA REDE

Outro assunto controverso no setor diz respeito à real necessidade de expandir a malha de distribuição no Brasil. Para entender a discussão, primeiro é preciso lembrar duas características fundamentais do setor. A primeira é o baixíssimo volume consumido por clientes residenciais²⁵ e comerciais, em relação ao industrial. A segunda é que se trata de um monopólio regulado, cuja remuneração ocorre, em alguns estados, a partir de uma base de ativos e, em outros, em grande parte a partir da apresentação do total investido em expansão.

²⁴ A proximidade da produção reduzirá os custos do gás no *city gate* desses estados (molécula mais transporte), uma vez que a nova tarifa de transporte deverá dar maior peso para o locacional e menor peso para o componente postal.

²⁵ Decorrente do clima quente do país. Em países frios, o consumo residencial de gás é muito superior ao observado no Brasil.

Em virtude da segunda característica, a distribuidora tem todo o interesse em ampliar constantemente a rede²⁶ para melhorar seus resultados. No entanto, em virtude da primeira característica, tem-se que grandes investimentos de expansão para comércios e residências não são acompanhados por acréscimo correspondente de volume.

Isso posto, a única forma possível de garantir a remuneração desses grandes investimentos, exclusivamente dedicados a clientes residenciais e comerciais, é aumentando o preço do gás de todos os segmentos.

Dado esse cenário, muito atores, em especial os grandes consumidores que se encontram ligados às redes de gás, defendem a suspensão no investimento de expansão da rede para residências e comércios.

No entanto, mais uma vez, não se deve esquecer da grande disparidade entre as distribuidoras do Brasil. As empresas do Rio de Janeiro e de São Paulo investem na construção de redes há dezenas de anos. Não à toa, ambas possuem mais de um milhão de clientes cada. Dessa forma, é natural supor que o custo marginal de expansão é cada vez maior, uma vez que os centros urbanos mais densos já foram dotados de infraestrutura e a expansão da rede caminha para a periferia e para o interior.

Para as empresas do grupo 2, com cinquenta mil clientes em média, o custo marginal de expansão ainda é menor, uma vez que as áreas mais centrais, mais densamente povoadas, ainda são carentes de infraestrutura.

Nesse debate, se, de um lado, se deve, sim, evitar investimentos “populistas”, isto é, expansões economicamente inviáveis,²⁷ o que pode e deve ser feito via contrato de concessão e regulação, de outro, se deve reconhecer os benefícios decorrentes da maior capilaridade da rede de distribuição.

Para além da resiliência oferecida pela maior base de clientes, já citada, tem-se que o gás natural é um combustível mais limpo e mais seguro para residências do que o GLP.²⁸ Tem-se ainda o fato de que a expansão de redes gera empregos para mão de obra local e permite o desenvolvimento de empresas de engenharia de pequeno-médio porte.

Assim, tem-se a importância da regulação, no sentido de autorizar apenas investimentos economicamente viáveis. O regulador poderia, por exemplo, incentivar investimentos em concentrações residenciais localizadas na proximidade de indústrias

²⁶ Desde que ela consiga garantir o suprimento de gás.

²⁷ A viabilidade é diretamente proporcional ao comprimento da rede. Expansões para municípios distantes só se viabilizam com clientes âncoras, isto é, grandes consumidores, com demanda firme. Cabe ao regulador evitar o chamado efeito Averch-Johnson, isto é, o investimento excessivo em bens de capital para aumentar a remuneração da concessionária.

²⁸ O gás natural é mais leve do que o ar, se espalhando em caso de vazamento, enquanto o GLP é mais pesado, ficando junto ao solo.

com bom potencial de consumo de gás, que funcionariam como âncoras da expansão dos ramais.

É relevante também realizar a expansão com modal adequado. Em um primeiro momento, enquanto não houver demanda firme em grande quantidade, a expansão pode se dar por “gasodutos virtuais”, isto é, por meio de caminhões transportando GNC ou GNL. Em momento posterior, havendo demanda firme e relevante, o “gasoduto virtual” pode ser substituído por um gasoduto tradicional.

3.1.6/ PRIVATIZAÇÃO DAS EMPRESAS ESTATAIS E PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

Conforme mostrado na primeira seção, apenas os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo privatizaram suas distribuidoras de gás. Dessa forma, no resto do país, tem-se a seguinte situação: o estado é ao mesmo tempo o poder concedente, o regulador²⁹ e o controlador da empresa regulada.

Com o intuito de auxiliar os estados que desejassem privatizar suas empresas, o BNDES lançou, em 2016, um programa de desestatização das empresas estatais de distribuição de gás. O programa partia da premissa de que a privatização seria acompanhada de um novo contrato de concessão³⁰ ou de um aditivo ao contrato atual. O programa esteve voltado para as distribuidoras do grupo 2 (Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará).

Na época, muitos estados demonstraram interesse em conhecer o programa, mas acabaram não aderindo por um conjunto de motivos. Em primeiro lugar, havia grande indefinição quanto ao futuro do mercado de gás, que estava sendo planejado no âmbito do programa Gás para Crescer. Como algumas medidas em discussão tinham o poder de mudar consideravelmente o valor das empresas (para maior ou menor), muitos governadores optaram por aguardar a definição do cenário, com a aprovação da Lei do Gás para Crescer,³¹ o que acabou não ocorrendo. Em segundo lugar, o ganho fiscal esperado pelos governos com a alienação das distribuidoras é baixo, uma vez que a participação do estado é pequena,³² assim como o porte da empresa. Ademais, as companhias são, em geral, lucrativas, em que pese o baixo número de clientes.

²⁹ Há estados em que a regulação fica a cargo de uma secretaria de governo, uma vez que não há agência reguladora (exemplo: Minas Gerais).

³⁰ O art. 27 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995 permite a privatização de forma simultânea com a outorga de nova concessão em nível federal, que serve de modelo para diversas leis estaduais.

³¹ Projeto de Lei 6.407/2013, que alteraria a Lei 11.909/2009.

³² Em muitos casos, é de apenas 17% do capital total.

No entanto, com o Novo Mercado de Gás, iniciativa do Governo Federal, e com o agravamento da situação fiscal dos estados – associado ao plano de recuperação fiscal em gestação no Ministério da Economia³³ – é de se esperar o início de uma nova rodada de privatizações.

Quando o BNDES instituiu o programa, foram mapeados alguns pontos cruciais para o êxito da desestatização. O primeiro seria o alinhamento de interesses com os acionistas minoritários.

Isso porque, deve-se destacar, há concessionárias com acordos de acionistas que conferem, entre outros direitos, a preferência aos minoritários na compra da participação de qualquer das partes que esteja alienando suas ações.³⁴ A compatibilização desse direito com o processo de privatização requer estudo minucioso para definição da modelagem.

Ademais, será preciso construir uma solução para a outorga de novos contratos de concessão ou para assinatura de aditivos aos contratos atuais, mais adequados ao momento da economia brasileira. Cabe destacar que a maioria dos contratos ainda tem de vinte a trinta anos de vigência, o que sugere uma solução negociada entre as partes.

Como dito anteriormente, tais contratos, por exemplo, não definem metas de investimento nem de qualidade e ainda definem uma margem de distribuição fixa de 20% para todo o contrato.

Naturalmente, esses contratos não são adequados para a realidade atual do Brasil, de economia estabilizada e juros mais baixos. Setores de *utilities*, em geral, como distribuição de gás natural, são setores de baixo risco,³⁵ não comportando prêmio de risco tão excessivo como o atualmente previsto. De fato, a utilização de uma taxa de remuneração fixa para um contrato de tão longo prazo (trinta a cinquenta anos) acaba ocasionando momentos de desequilíbrio da relação risco-retorno da concessão.

A simples mudança nessa taxa, na situação atual, irá diminuir a margem de distribuição para todos os clientes, de forma justa, ao garantir o adequado equilíbrio risco-retorno, sem inviabilizar a distribuidora.

Outro ponto polêmico dos atuais contratos de concessão desses estados é o fato de a remuneração incidir sobre os custos operacionais gerenciáveis pela concessionária, sem que haja, necessariamente, controle do regulador para inibir ganhos excessivos da condição de monopolista da concessionária.

³³ Segundo informações prévias, o plano de auxílio fiscal induzirá a adoção de medidas liberalizantes em troca de garantia para novas operações e maior participação na destinação de recursos do Fundo Social.

³⁴ A privatização da petroquímica nos anos 1990 se deu com estrutura semelhante. Segundo relato de técnicos do BNDES da época, a existência de acordos desse tipo dificultou a conclusão dos processos. O número de interessados foi pequeno e praticamente todas as participações foram alienadas pelo preço mínimo, com os sócios privados exercendo o seu direito de preferência.

³⁵ Beta desalavancado do setor nos EUA é de 0,61, indicando volatilidade inferior à do mercado. (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

Em virtude dessa previsão contratual, seria possível, em teoria, que a concessionária fosse remunerada por qualquer despesa em pessoal, operação e/ou manutenção, mesmo que realizada em valores muito superiores ao de mercado. Com isso, o contrato não estimula a eficiência no gerenciamento desses custos, pelo contrário, acaba por incentivar o incremento dos custos operacionais, o que é um risco para o poder concedente em situações de monopólio natural.

Quando se pensa na privatização das concessionárias, esse ponto ganha ainda mais relevância, uma vez que é a presença do Estado no controle da companhia que atenua o risco existente de ganho excessivo pelo monopolista. Isso ocorre, porque nessa configuração o Estado é tanto controlador quanto regulador, tendo maior clareza e capacidade de gestão sobre a estrutura de custos da empresa. É de se esperar que um cenário de empresa privatizada aumente a assimetria de informação entre Estado regulador e concessionária privada, elevando o risco moral na concessão.

Assim, entende-se que a modernização desses contratos, com a adequação da relação risco-retorno da concessão, a apropriada regulação dos custos gerenciáveis, a adoção de metas de qualidade e segurança, entre outras medidas que visam aumentar a transparência e a eficiência da concessão, eventualmente com a adoção de cláusulas comuns a todos eles, será fundamental para o desenvolvimento do setor.

Adicionalmente, a modernização dos contratos permitirá formalizar boas práticas eventualmente já adotadas, mas não exigidas explicitamente em contrato, como a separação das atividades de distribuição e comercialização, bem como permitirá incorporar novidades trazidas pela lei das concessões, como o disciplinamento dos mecanismos de extinção das concessões, aumentando a segurança jurídica dos investidores.

Uma possível solução para a questão contratual – regulatória – é a de aproximar os novos contratos de concessão aos de São Paulo,³⁶ *benchmark* do setor, ao fim do prazo da concessão, respeitando certas características locais, especialmente no que diz respeito à capacidade técnica-operacional do regulador local e a necessidade de ampliação das redes.

Isso porque o custo regulatório do modelo paulista é muito alto e pode não ser replicável em todos os estados³⁷ e porque, em muitos estados, ainda há um ciclo de investimentos em expansão a ser realizado para que a concessão atinja um grau de maturidade adequada à necessidade do estado.

No entanto, o modelo final somente será conhecido depois do estudo do caso concreto e, provavelmente, deverá incluir um período de transição entre modelos. O novo contrato poderia prever, por exemplo, a migração gradual do regime *cost plus* (mais simples e

³⁶ Considerando que esse contrato não tem taxa de remuneração fixa, prevê a regulação dos custos operacionais, metas de qualidade, entre outras características.

³⁷ Nesses casos, buscar-se-ia fortalecer o contrato.

conhecido pelo regulador), porém em uma versão já adaptada para as melhores práticas, conforme discutido anteriormente, com a adequação da taxa ao risco, a regulação dos custos operacionais, entre outras mudanças, para o *price cap*, com definição contratual de WACC (fórmula paramétrica), revisão programada e a adoção do fator X ao fim do contrato de concessão, por exemplo.

Com um modelo dessa natureza, busca-se:

- // dar ao regulador tempo para se preparar para o novo ambiente regulatório;
- // respeitar os contratos atuais, que em sua maioria preveem um modelo *cost plus* até 2040, porém, em novos termos, que mitiguem o risco do poder concedente, limitado ao papel de regulador depois da privatização, e com a adequada relação risco-retorno da concessão, evitando a judicialização das concessões;
- // permitir a redução do custo de distribuição já em um primeiro momento, porém, sem inviabilizar economicamente as distribuidoras, de forma a atingir os objetivos do Novo Mercado de Gás;
- // garantir o interesse econômico da concessão, fundamental não só para o aumento dos investimentos e atração de novos investidores, como também para a arrecadação dos Estados com a privatização;
- // garantir a harmonização dos contratos de concessão, de forma que ao fim dos novos contratos a situação do mercado de distribuição de gás esteja em um nível de maturidade próximo ao de outros mercados de distribuição de *utilities*, como o de energia elétrica.

Ainda, cabe destacar o acordo assinado em 8 de julho de 2019 entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), no qual a Petrobras se compromete a sair do setor de distribuição até o fim de 2021. Em virtude desse acordo, a Petrobras deverá conduzir o processo de privatização da Gaspetro nos próximos meses, em um movimento a princípio independente da privatização das concessionárias estaduais.

Sem dúvida, a estratégia futura da Petrobras, em especial no que diz respeito à modelagem da privatização da Gaspetro, será fundamental para os processos de privatização e as alterações nos contratos. Em que pesem o desafio de coordenação entre os diversos agentes e o tempo para construir um processo, a compatibilização dos processos da Petrobras e dos estados poderia gerar sinergia, com ganhos para todos os agentes.

3.1.7/ COMENTÁRIOS ADICIONAIS

Cabe relatar algumas impressões colhidas com agentes do mercado.

A primeira diz respeito às mudanças do sistema de transporte para um modelo chamado de entradas e saídas. Algumas distribuidoras externaram preocupação com o período de transição do modelo. No entendimento desses agentes, a construção de um código de rede seria um processo demorado, sendo fundamental garantir que não haverá interrupções no fornecimento ou qualquer outro tipo de discriminação na oferta. Outra preocupação diz respeito à correta responsabilização dos agentes em caso de falhas. Destaca-se que o receio apontado é por causa da transição, não tendo sido apontada qualquer crítica quanto ao modelo operacional escolhido.³⁸

A segunda, transversal aos processos de privatização, diz respeito a uma limitação legal que pode afastar possíveis interessados no processo de privatização. Conforme o art. 16 da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002,

é vedado à concessionária e à permissionária de serviço público federal de energia elétrica, bem como à sua controlada ou coligada, à sua controladora direta ou indireta e a outra sociedade igualmente controlada ou coligada da controladora comum, explorar serviço público estadual de gás canalizado, salvo quando o controlador for pessoa jurídica de direito público interno, vedação não extensiva aos agentes autorizados de geração de energia elétrica.

Além de limitar o número de possíveis compradores, essa lei obriga que, em caso de uma eventual venda da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), Companhia Paranaense de Energia (Copel) ou Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), a empresa de gás seja vendida separadamente, uma vez que essas estatais controlam as distribuidoras de Minas Gerais, Paraná e Santa Catarina, respectivamente. Cabe destacar que a versão atual do Projeto de Lei 6.407/2013, que modifica a Lei do Gás, prevê a revogação desse artigo.

3.1.8/ CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como se procurou mostrar, a adoção de regulação para consumidor livre não afeta a margem das distribuidoras e contribui para a possibilidade de redução do preço do insumo, ao permitir a negociação direta com o produtor de gás natural. Assim, os estados devem incentivar a criação de consumidores livres, mediante regulamentação adequada, que permita, também, a desconstrução do gás pelas distribuidoras. Adicionalmente, o estado pode, a seu critério, avaliar impor uma metodologia distinta para o cálculo da TUSD dos consumi-

³⁸ De forma bastante resumida, existem dois modelos possíveis. O primeiro, defendido pelo Governo Federal, é o de condomínio de transportadores, em que as próprias transportadoras, de forma negociada entre elas, definiriam os fluxos de transporte de gás e elaborariam o “código de rede” para operação do sistema. A alternativa seria a criação de uma empresa para fazer as vias de “operadora do sistema”. Não houve objeção ou preferência por qualquer modelo.

dores livres, conforme a política que deseje implementar, atentando para a possibilidade de reduzir investimentos ou até de inviabilizar a distribuidora no caso de descontos elevados.

Ademais, tem-se que a privatização das empresas estaduais pode servir para atrair novos investidores, aumentando a capilaridade da rede dos estados, bem como sua competitividade. A privatização deve vir acompanhada de mudanças no contrato de concessão, com melhorias regulatórias, adequação das margens e incentivos ao investimento.

Por fim, é possível concluir que o processo de desestatização é complexo, em virtude da presença de sócios minoritários, com direito de preferência, e do longo prazo remanescente dos contratos. O sucesso da privatização dependerá das decisões estratégicas dos sócios, em especial da Petrobras, presente em praticamente todas as distribuidoras estatais.

Apêndice

Tabela A.1 | Características operacionais das distribuidoras

Empresa	Estado	Volume (milhões m ³ /d) ¹	Market share (%)	Cientes ²	Rede (km) ³
Comgás	SP	12,4	31,0	1.905.455	15.000
CEG	RJ	4,5	11,1	954.631	4.684
Bahiagás	BA	3,8	9,5	52.044	905
Copergás	PE	3,0	7,5	31.705	754
Gasmig	MG	2,6	6,5	42.301	1.184
CEG Rio	RJ	2,3	5,7	78.770	1.341
Sulgás	RS	2,1	5,2	43.631	1.095
SCGás	SC	1,9	4,8	12.069	1.138
BR Distribuidora	ES	1,8	4,6	48.516	447
Compagás	PR	1,2	3,0	42.232	812
Gás Natural Fenosa	SP	1,1	2,7	82.839	1.664
Gás Brasileiro	SP	0,7	1,8	22.282	1.034
Algás	AL	0,6	1,5	47.519	498
MSGás	MS	0,6	1,5	8.305	318
Cegás	CE	0,5	1,3	14.648	472
Potigás	RN	0,3	0,8	24.386	407
PBGás	PB	0,3	0,7	16.172	326
Sergás	SE	0,2	0,6	28.821	232
Cigás	AM	0,1	0,3	298	119
Gasmar	MA	0,0	0,0	-	-
Cebgás	DF	0,0	0,0	-	-
Goiasgás	GO	0,0	0,0	-	-
Gaspisa	PI	0,0	0,0	-	-
MTGás	MT	0,0	0,0	-	-
Total	-	40,2	100	-	-

Fonte: Elaboração própria, com base em informações das empresas elencadas.

Notas: ¹ Volume não térmico. ² Valores obtidos no *site* das respectivas empresas. ³ Valores obtidos no *site* das respectivas empresas. Usado último valor disponível.

Tabela A.2 | Composição societária das distribuidoras

Empresa	Estado	Ações ordinárias – ON (%)		
		Estado	Gaspetro	Privado
Comgás	SP	-	-	100
CEG	RJ	-	-	100
Bahiagás	BA	51	24,5	24,5
Copergás	PE	51	24,5	24,5
Gasmig	MG	100	-	-
CEG Rio	RJ	-	26,19	73,81
Sulgás	RS	51	49	-
SCGás	SC	51	23	26
BR Distribuidora	ES	-	100	-
Compagás	PR	51	24,5	24,5
Gás Natural Fenosa	SP	-	-	100
Gás Brasileiro	SP	-	100	-
Algás	AL	51	24,5	24,5
MSGás	MS	51	49	-
Cegás	CE	51	24,5	24,5
Potigás	RN	51	49	-
PBGás	PB	51	24,5	24,5
Sergás	SE	51	24,5	24,5
Cigás	AM	51	-	49
Gasmar	MA	51	21	28
Cebgás	DF	51	21	28
Goiasgás	GO	51	19,5	29,5
Gaspisa	PI	-	-	-
MTGás	MT	-	-	-

Fonte: Elaboração própria, com base em informações das empresas elencadas.

Tabela A.3 | Contratos de concessão

Empresa	Estado	Contrato de concessão		
		Início	Duração (anos)	Fim
Comgás	SP	1999	30	2029
CEG	RJ	1997	30	2027
Bahiagás	BA	1991	50	2041
Copergás	PE	1992	50	2042
Gasmig	MG	2013	40	2053
CEG Rio	RJ	1997	30	2027
Sulgás	RS	1993	50	2043
SCGás	SC	1994	50	2044
BR Distribuidora	ES	1993	50	2043
Compagás	PR	1994	30	2024
Gás Natural Fenosa	SP	2000	30	2030
Gás Brasileiro	SP	1999	30	2029
Algás	AL	1993	50	2043
MSGás	MS	1998	30	2028
Cegás	CE	1993	50	2043
Potigás	RN	1994	50	2044
PBGás	PB	1994	50	2044
Sergás	SE	1993	50	2043
Cigás	AM	2002	30	2032
Gasmar	MA	2002	-	-
Cebgás	DF	-	-	-
Goiasgás	GO	-	-	-
Gaspisa	PI	-	-	-
MTGás	MT	-	-	-

Fonte: Elaboração própria, com base em informações das empresas elencadas.

// CAPÍTULO 4

**GÁS NATURAL
PARA INDÚSTRIA E
TERMELÉTRICAS**

4.1/ Gás natural para indústria

4.1.1/ INTRODUÇÃO

Neste capítulo, busca-se apresentar a demanda potencial de gás natural pelo setor industrial, responsável pela maior parcela consumida de gás natural no Brasil, e oportunidades de ações para seu desenvolvimento. Para isso, foi avaliada a capacidade de expansão do uso de gás natural nas quatro principais indústrias consumidoras, considerando três vetores:

- // expansão da produção a partir da correlação com o crescimento do PIB ou projeções de mercado de consultorias especializadas;
- // movimentos de substituição de combustíveis menos eficientes em termos operacionais e ambientais; e
- // grandes projetos de adição de capacidade já definidos ou viabilizados com base no cenário projetado de estabilidade de oferta e preço competitivo do gás natural.

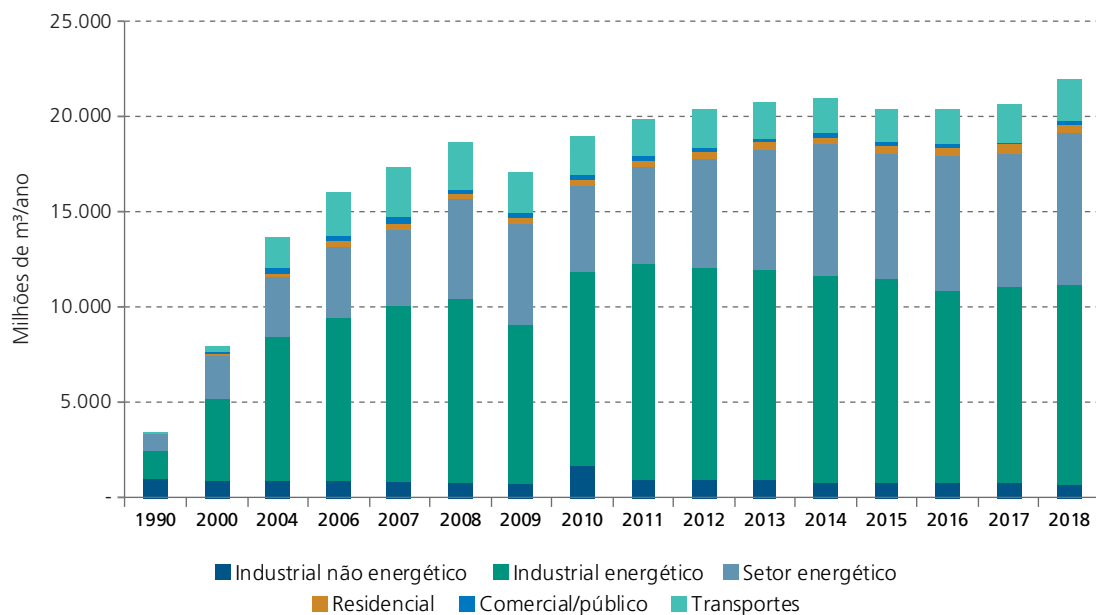
A primeira seção deste capítulo sumariza os principais resultados para cada setor industrial, além de apresentar uma breve comparação internacional da distribuição do consumo de gás natural, considerando os principais países consumidores, enquanto as demais seções expõem a análise de potencial de demanda dos principais segmentos industriais consumidores (química, cerâmica, ferro-gusa e aço e papel e celulose) e de cogeração de energia. Uma última seção é reservada ao uso do gás em termelétricas.

4.1.2/ DEMANDA INDUSTRIAL BRASILEIRA DE GÁS NATURAL

O setor industrial é o principal consumidor firme de gás natural com níveis elevados e contínuos de consumo diário, no Brasil e nos principais países consumidores. De acordo com dados do *Balanço Energético Nacional 2019* (de agora em diante referido apenas como BEN 2019),¹ dados-base de 2018, a indústria foi responsável por 35%, em média, da demanda anual de gás natural de 2006 a 2018. Em 2018, o consumo total da indústria foi de 34 milhões de m³/dia. Em relação ao consumo final de gás natural, que exclui o volume destinado à geração elétrica e à produção de derivados de petróleo, a indústria é responsável por mais de 50%, um consumo de 11.155 milhões de m³ no ano de 2018, equivalente a 31 milhões de m³/dia. O Gráfico 1 apresenta a evolução do consumo final de gás natural no Brasil, por setor.

¹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2019*. Rio de Janeiro, mai. 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>. Acesso em: 15 jun. 2019.

Gráfico 1 | Consumo final de gás natural



Fonte: Elaboração própria, com base no BEN 2019.

Com base no Gráfico 1, pode-se observar a manutenção da participação elevada da indústria nos últimos anos, em que pese a redução ocorrida a partir do pico histórico em 2011, quando o consumo industrial de gás natural alcançou 33,5 milhões de m³/dia, uma redução decorrente da queda da produção industrial observada a partir de 2014 e também da piora nas condições relativas de preço do gás natural ofertado no país nos últimos anos.

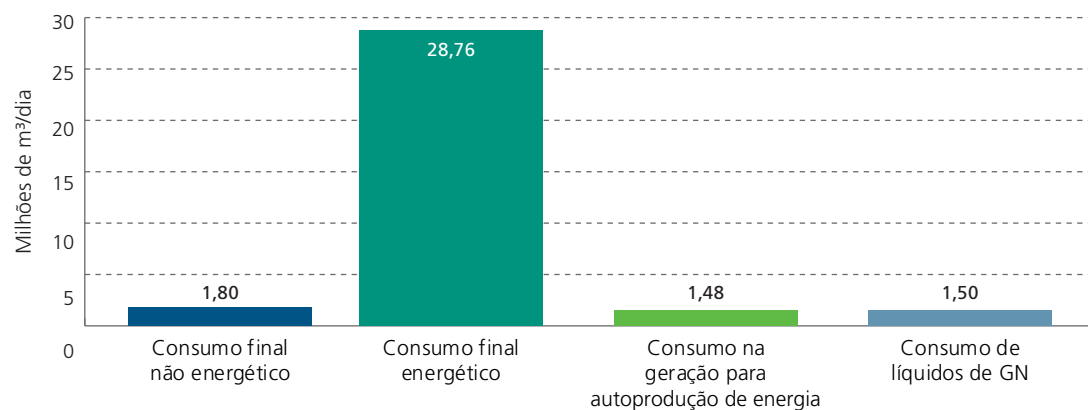
O gás natural é utilizado na indústria tanto como insumo energético quanto como matéria-prima na indústria petroquímica, principalmente para a produção de metanol e de fertilizantes nitrogenados (ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio). É usado ainda como redutor siderúrgico na fabricação de aço.

No Brasil, o consumo não energético atualmente se dá exclusivamente pela indústria química, que utiliza o gás natural para a produção de intermediários da indústria de fertilizantes. O consumo final de gás natural como matéria-prima foi de 1,8 milhão de m³/dia em 2018, depois de um pico de 2,8 milhões de m³/dia em 2012. Ainda quanto ao uso do gás natural como matéria-prima, cabe ressaltar também o uso de fração de líquidos de gás natural na produção de petroquímicos, igual a 1,5 milhão de m³/dia em 2018.

Como insumo energético, o gás natural é utilizado na indústria para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz. O gás natural proporciona uma combustão limpa, isenta de agentes poluidores, ideais para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como na indústria de cerâmica, fabricação de vidro e cimento. O consumo energético na indústria é majoritariamente destinado à geração

de energia térmica e força motriz, respondendo por 28,8 milhões de m³/dia em 2018, enquanto a autoprodução de energia elétrica nas indústrias consumiu um volume adicional de 1,48 milhão de m³/dia, no mesmo ano (Gráfico 2).

Gráfico 2 | Consumo de gás natural na indústria em 2018



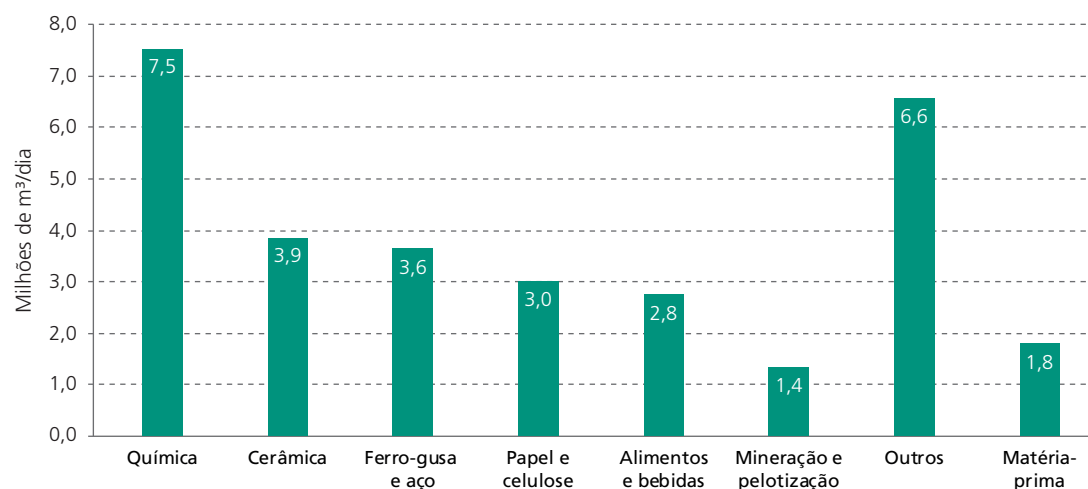
Fonte: Elaboração própria, com base no BEN 2019.

4.1.3/ PRINCIPAIS CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

As indústrias química, cerâmica, de ferro-gusa e aço e de papel e celulose destacam-se como as maiores consumidoras de gás natural e responderam por cerca de 66% do consumo industrial verificado em 2018, considerando consumo final energético, uso como matéria-prima e cogeração de eletricidade.

O Gráfico 3 apresenta o consumo final energético industrial de gás natural por segmento, em 2018.

Gráfico 3 | Consumo final de gás natural no setor industrial em 2018



Fonte: Elaboração própria, com base no BEN 2019.

Como pode ser observado, a indústria química desempenha um importante papel no mercado de gás natural, principalmente levando-se em conta a capacidade de expansão do uso como matéria-prima, que poderá ser impulsionado em um cenário de maior estabilidade de oferta e preços competitivos. De acordo com as informações levantadas, seria possível triplicar o uso de gás natural pela indústria química em um horizonte até 2030, conforme oportunidades apresentadas ao longo deste relatório.

Considerando a multiplicidade de setores envolvidos, foram analisados individualmente o consumo e as oportunidades de expansão nos quatro principais consumidores industriais: química, cerâmica, ferro-gusa e aço e papel e celulose. Cabe destacar que o crescimento vigoroso da indústria de papel e celulose nos últimos anos tem elevado sua participação no consumo de gás natural. O setor conta com unidades industriais ainda não atendidas pela rede de distribuição e cujas expansões produtivas podem impulsionar a estruturação de projetos de construção de novos ramais de abastecimento.

4.1.4/ DEMANDA INDUSTRIAL DE GN – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

São apresentados na Tabela 1 os dados de consumo dos seis maiores países consumidores de gás natural, os quais apresentam condições distintas de oferta, incluindo tanto os dois maiores países produtores, EUA e Rússia, quanto grandes importadores, a exemplo da Alemanha. De acordo com a tabela, é possível observar bastante variação em relação à distribuição do consumo, refletindo as diferentes estruturas produtivas e condições de distribuição de cada país.

Tabela 1 | Distribuição do consumo de gás natural dos seis maiores países consumidores (2016)

Consumo final	Rússia	China	EUA	Alemanha	México	Reino Unido
Total energy supply	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Transformation	54,3%	25,1%	38,4%	24,8%	54,4%	36,0%
<i>Electricity plants</i>	1,2%	20,1%	31,7%	4,4%	47,9%	29,7%
<i>Others</i>	53,1%	5,0%	6,7%	20,3%	6,5%	6,2%
Final energy consumption	31,4%	56,8%	48,6%	74,5%	20,8%	56,3%
Manufacturing, const., mining	9,8%	23,9%	18,9%	27,7%	19,3%	10,9%
<i>Iron and steel</i>	3,4%	2,4%	1,2%	3,1%	4,5%	0,5%
<i>Chemical and petrochemical</i>	1,5%	6,2%	6,7%	7,6%	4,3%	2,2%
<i>Nonmetallic minerals</i>	2,4%	0,0%	1,3%	3,6%	2,0%	1,3%
<i>Mining and quarrying</i>	0,3%	0,0%	0,4%	0,2%	0,3%	0,0%
<i>Food and tobacco</i>	0,4%	0,0%	2,8%	4,0%	0,6%	2,2%
<i>Paper, pulp and printing</i>	0,1%	0,0%	1,5%	2,9%	1,1%	0,9%

(Continua)

(Continuação)

Consumo final	Rússia	China	EUA	Alemanha	México	Reino Unido
<i>Others</i>	1,6%	15,3%	5,0%	6,5%	6,5%	3,8%
Transport	8,0%	11,0%	2,7%	0,6%	0,0%	0,0%
<i>Road</i>	0,0%	9,9%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%
<i>Pipeline transport</i>	7,9%	0,2%	2,5%	0,4%	0,0%	0,0%
Others	13,6%	22,0%	27,1%	46,2%	1,5%	45,3%
<i>Commerce, public services</i>	0,6%	0,0%	11,2%	14,8%	0,4%	9,3%
<i>Households</i>	12,7%	17,3%	15,7%	31,4%	1,1%	34,7%
Nonenergy use	9,2%	5,8%	2,9%	3,7%	0,8%	0,6%

Fonte: Elaboração própria, com base em: UNITED NATIONS. *2016 Energy Balances*. New York, 2018. Disponível em: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/balance/>. Acesso em: 16 jun. 2019.

Nota: Os termos das categorias da tabela foram empregados em inglês visando manter fidelidade à forma de classificação da publicação original.

O consumo industrial representa, em média, 22% do consumo total de gás natural desses países e pode ser considerado o maior setor consumidor. Assim como no Brasil, destacam-se como maiores consumidoras as indústrias química e de ferro-gusa e aço, que concentram cerca de 70% do consumo industrial, somados consumos energético e não energético. Em seguida, estão entre os maiores consumidores as indústrias de minerais não metálicos (cerâmicas), de alimentos e de celulose e papel, de forma semelhante à distribuição do consumo industrial no Brasil.

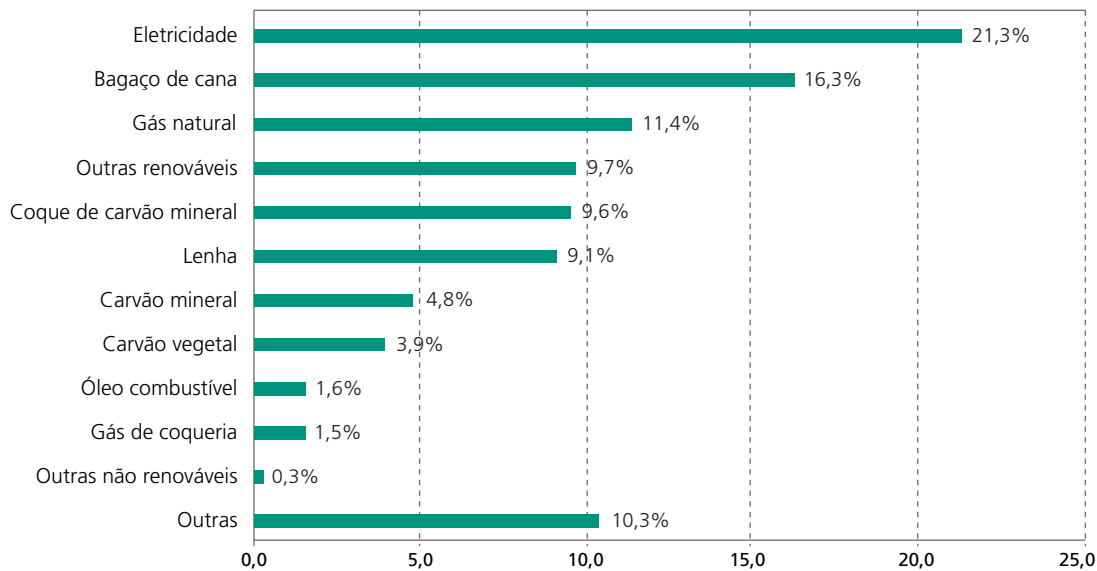
Por fim, cabe destacar que nos EUA, país que apresenta atualmente as melhores condições de oferta e distribuição de gás natural, o mesmo grupo de indústrias (química, ferro-gusa e aço, alimentos, não metálicos e celulose e papel) concentra cerca de 87% do consumo. Portanto, ao considerar uma transformação das condições de oferta no mercado brasileiro, espera-se que essas indústrias sejam as mais representativas quanto à expansão do consumo industrial e se mantenham como as principais indústrias consumidoras.

4.1.5/ USO FINAL ENERGÉTICO

A indústria e o setor de transportes são os principais setores consumidores de energia no Brasil, apesar da redução da participação da indústria evidenciada nos últimos anos, decorrente principalmente da queda de sua participação no produto interno bruto (PIB) brasileiro. A indústria foi responsável por 34,5%, em média, do consumo total anual de energia de 2006 a 2018. Em 2007, ano de maior consumo relativo, a indústria foi responsável por 37,7% do consumo total de energia, enquanto em 2018 o consumo foi de 31,7%.

Os principais insumos energéticos utilizados pelo setor industrial brasileiro são eletricidade, bagaço de cana, gás natural, outras renováveis (principalmente lixívia no setor de papel e celulose), coque de carvão mineral e lenha (Gráfico 4).

Gráfico 4 | Consumo energético industrial por fonte em 2018



Fonte: Elaboração própria, com base no BEN 2019.

Nota: O gráfico apresenta destacadamente a participação de outras fontes primárias renováveis e outras fontes primárias não renováveis, enquanto as demais fontes secundárias são apresentadas de forma agregada sob a denominação "outras".

Como pode ser observado, o gás natural é a terceira fonte de energia do setor industrial, 11,4%, que corresponde a um consumo de 28,8 milhões de m³/dia. Com esse volume de consumo, o setor industrial destaca-se como o maior consumidor final de gás natural para fins energéticos, responsável por 47,8% do consumo total.

O gás natural também se destaca por apresentar consumo bastante distribuído entre os diversos segmentos industriais, de forma semelhante à eletricidade, enquanto as demais fontes de energia registram consumo mais concentrado em determinado segmento industrial e sua participação depende diretamente do volume de produção desses segmentos. Esse é, por exemplo, o caso do bagaço de cana na indústria de alimentos e bebidas, de outras renováveis (lixívia) em papel e celulose e do coque de carvão mineral em ferro-gusa e aço.

O gás é destinado principalmente à geração de energia térmica em diversos segmentos e unidades de produção. A queima mais limpa do GN, em geral, contribui para a redução de emissões de efluentes gasosos das indústrias e também traz a vantagem de reduzir a emissão de particulados e o acúmulo de resíduos nos equipamentos, o que implica menores custos de manutenção. Na Tabela 2, são apresentados os principais usos energéticos nas maiores indústrias consumidoras.

Tabela 2 | Consumo e aplicações térmicas de GN nas principais indústrias demandantes

Indústria	Consumo (milhões de m ³ /dia)	Aplicações
Química	7,54	Geração de vapor e aquecimento em caldeiras, fornos e incineradores
Cerâmica	3,87	Desde a secagem da matéria-prima até a queima do esmalte, em secadores de argila, atomizadores, secadores de biscoito (piso já prensado) e fornos
Ferro-gusa e aço	3,64	Principalmente nas etapas de laminação e redução, em fornos de redução e tratamento térmico
Papel e celulose	3,02	Geração de vapor, secagem e acabamento, em caldeiras, fornos de cal e incineradores

Fonte: Elaboração própria.

Quanto à evolução, o gás natural é a fonte de energia que mais elevou sua participação no consumo energético industrial neste século, tendo apresentado crescimento de 200% em relação ao consumo de 9,6 milhões de m³/dia observado em 1999.

A expansão do uso do gás natural como fonte de energia térmica reflete tanto o aumento da produção das indústrias consumidoras quanto movimentos de substituição de outros combustíveis utilizados nessas indústrias.

4.1.5.1/ Expansão pelo crescimento da produção

Foram realizadas, ao longo deste relatório, estimativas de expansão do consumo de gás natural a partir de aumentos de produção projetados para as principais indústrias consumidoras e para a produção industrial geral. Para isso, foram utilizadas análises históricas e premissas sobre o comportamento de mercado. As análises realizadas para as principais indústrias consumidoras são apresentadas em seções específicas para cada indústria, enquanto o consumo das demais indústrias foi estimado a partir da projeção para a produção industrial realizada pela equipe econômica do BNDES.

Tabela 3 | Consumo industrial térmico projetado de GN no cenário atual, por segmento industrial (milhões de m³/dia)

Segmento	2018 (realizado)	2025	2030
Química	7,5	8,7	9,8
Cerâmica	3,9	5,1	6,3
Ferro-gusa e aço	3,6	4,0	4,4
Papel e celulose	3,0	3,4	4,1
Outras indústrias	10,7	12,5	14,1
Total	28,7	33,7	38,7

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com as estimativas realizadas, haveria um crescimento de cerca de 37% do consumo para uso industrial energético do gás a partir do crescimento projetado da produção. Cabe destacar que o consumo projetado se refere apenas ao consumo final energético, portanto, não inclui o GN utilizado para cogeração de eletricidade.

Vale dizer que a projeção de uso energético apresentada anteriormente foi baseada no cenário atual, por isso não considera novos projetos de adição de capacidade produtiva viabilizados por um cenário de redução dos preços de GN. O estudo contemplou o mapeamento de novos projetos que utilizam GN como matéria-prima, cujas estimativas de consumo são indicadas na próxima seção.

Por fim, apesar dessa limitação, é possível destacar expansões esperadas de capacidade de pelotização, intensivas em consumo energético: unidade integrante do projeto do Complexo Siderúrgico do Aço; retomada das operações de pelotização da Samarco a partir do fim de 2020; e o interesse anunciado da Vale na produção de *hot briquetted iron* (HBI), material *premium* produzido pela compactação da pelota de redução direta (DRI) em temperatura superior a 650° C.²

4.1.5.2/ Expansão pela substituição de outros combustíveis

Os estudos revelaram oportunidades específicas de substituição de outros combustíveis nos segmentos de ferro-gusa e aço, cerâmicas e papel e celulose, além de algumas oportunidades aplicadas a mais de um segmento, conforme relatadas a seguir. Cabe ressaltar que o conjunto de oportunidades apresentado se refere às principais oportunidades de substituição identificadas em um cenário de redução de preços e não pretende contemplar todas as possibilidades de substituição por GN.

// Injeção de GN nos altos-fornos responsáveis pela produção de ferro-gusa.

Há um significativo potencial de utilização do gás natural na etapa de redução, por meio de sua aplicação nos altos-fornos. De acordo com balanço energético de uma planta siderúrgica integrada a coque, no ano de 2013, com preços relativos mais favoráveis, foi possível injetar GN nos altos-fornos. As usinas, em geral, são aptas para a injeção e podem fazê-la, desde que seja mais rentável o consumo de gás natural que outros insumos energéticos, o que poderia ocorrer diante de uma queda de 30% no preço do GN. Considerando uma produção da ordem de 30 milhões de toneladas de aço bruto a partir de siderúrgicas integradas, a injeção nos altos-fornos poderia representar um consumo adicional de cerca de até 2 milhões de m³/dia de GN.

² Estima-se um consumo de GN em torno de 500 mil m³/dia para a unidade de pelotização do Complexo do Aço. Não foram estimados no âmbito deste trabalho valores referentes às outras duas oportunidades.

// Substituição de lenha e cavaco por GN na produção de cerâmica vermelha.

A substituição da lenha seria possível com o investimento em novos fornos a gás natural. Trata-se de movimento similar ao realizado para o segmento de cerâmica branca e de revestimento nos últimos anos. No entanto, essa conversão encontra pelo menos dois grandes obstáculos para que seja viabilizado o uso de gás nesse subsegmento. O primeiro desafio é geográfico, uma vez que existem quase oito mil empresas espalhadas por todo o território nacional sem acesso à malha de distribuição de gás. Os produtos desse subsegmento são, usualmente, de baixo valor agregado, o que representa o segundo desafio para a substituição da lenha e resíduos como insumos energéticos. Dessa forma, considera-se a possibilidade de conversão de 10% da energia derivada desses insumos, o que representaria um consumo adicional de 600 mil m³/dia de GN em 2025 e de 800 mil m³/dia em 2030.

// Substituição de óleo combustível por GN nos fornos de cal da planta da Klabin, em Ortigueira (PR).

A unidade conta com quatro linhas integradas de celulose e papel que estão localizadas a cerca de 100 km dos gasodutos. Espera-se que, a partir de uma queda de cerca de 35% no preço de GN entregue na planta, o investimento na construção do ramal possa ser viabilizado e permita a substituição do óleo combustível utilizado no forno de cal por gás natural, cuja estimativa de demanda potencial de GN seria de até 300 mil m³/dia.

Além dessas, cabe ressaltar a provável substituição de combustíveis menos eficientes e mais poluentes de forma geral, a partir de uma expansão da rede de fornecimento de GN, a exemplo das duas oportunidades indicadas a seguir.

// Aprofundamento da substituição já em curso do consumo industrial de óleo combustível.

O setor industrial consome atualmente cerca de 1,3 milhão de m³ por ano de óleo combustível, depois da queda de cerca de 50% nos últimos cinco anos. Excluindo o segmento de papel e celulose, tratado especificamente na oportunidade acima, a indústria consome em torno de 1 milhão de m³ por ano. Uma redução adicional de 50% sobre esse nível de consumo pode representar uma demanda de GN da ordem de 1,6 milhão de m³/dia de GN.

// Substituição do óleo diesel nos equipamentos de transporte de cargas.

Em 2018, a indústria consumiu cerca de 1,1 milhão de m³ de *diesel* para movimentação de cargas em três setores: mineração e pelotização, alimentos e bebidas e papel e celulose. De acordo com representantes do setor siderúrgico, seria possível substituir parte desse consumo por meio do uso de GN nesses equipamentos

utilizando-se para abastecimento os dutos de distribuição que já atendem as siderúrgicas (principal ponto de entrega de cargas de mineração). Caso esse corredor de transporte de grandes cargas movido a gás natural seja possível também nos demais segmentos indicados, uma substituição de 20% desse consumo representaria uma demanda adicional de 500 mil m³/dia de GN.

Por fim, todas as oportunidades aqui apresentadas, apesar de não exaustivas, podem representar uma demanda adicional de 6,2 milhões de m³/dia de GN.

4.1.6/ USO FINAL NÃO ENERGÉTICO (MATÉRIA-PRIMA)

O GN é matéria-prima utilizada atualmente apenas pela indústria química e responde por um consumo estimado de 3,3 milhões de m³/dia, de acordo com dados das distribuidoras de energia consolidados pelo BEN 2019 e dados de consumo de etano e propano pela Unib-4 da Braskem (antiga Rio Polímeros), localizada no Rio de Janeiro. Adicionalmente, de acordo com informações coletadas diretamente com agentes do setor, seria possível considerar um volume de pelo menos 700 mil m³/dia utilizados como matéria-prima. Trata-se de volume destinado a uso não energético, embora reportado pelas distribuidoras como uso energético.

Tabela 4 | Potencial estimado de uso de GN como matéria-prima (milhões de m³/dia)

Uso	2018 (realizado)	2025	2030
Fertilizantes nitrogenados	2,5	7,6	12,7
Metanol	0,0	2,4	4,4
C2+ para poliolefinas	1,5	3,7	5,3
Redução direta	0,0	0,0	2,1
Total	4,0	13,7	24,5

Fonte: Elaboração própria.

O potencial indicado na Tabela 4 considera um cenário de redução expressiva do preço de GN entregue na planta industrial, de acordo com representantes das indústrias para uma faixa de US\$ 5-8/milhões de BTU a depender da atividade e se demandar novos investimentos. Os usos e níveis de consumo indicados na tabela são descritos nos capítulos dedicados à demanda por GN na indústria química (produção de fertilizantes nitrogenados, metanol e uso de C2+ para produção de poliolefinas) e na siderurgia (redução direta de óxido de ferro para produção de ferro-esponja).

4.1.7/ COGERAÇÃO DE ENERGIA

Além do uso térmico, o GN oferece grande potencial para sistemas de cogeração. Esse tipo de uso é interessante para indústrias que necessitam concomitantemente de grandes quantidades de energia térmica e de energia elétrica. Nesses casos, é possível aumentar a eficiência energética dos processos utilizando, por exemplo, os gases de exaustão de uma turbina a gás como fonte de calor e de energia para diversos processos físicos e químicos.

O uso de gás natural para autoprodução de eletricidade tem crescido nos últimos anos, incluindo autoprodução nos setores industrial, comercial e público. De acordo com dados do BEN 2019, em 2018 o setor industrial consumiu 1,5 milhão de m³/dia para geração de eletricidade via unidades autoprodutoras.

A redução do preço do gás natural apresenta uma oportunidade adicional de ganhos operacionais e redução de custos para a indústria, não só do ponto de vista da utilização como matéria-prima ou fonte de energia térmica proporcionada por sua queima, mas também na perspectiva da energia elétrica (EE). Por meio da cogeração, a empresa pode gerar parcela da EE demandada por suas operações e até mesmo exportar excedentes para outros usuários.

A Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen) estima que o potencial elétrico da cogeração a GN é de 7.200 MW.³ Considerando que 50% desse potencial esteja localizado na indústria, o potencial de cogeração no setor industrial representaria uma demanda de cerca de 20 milhões de m³/dia de GN. No entanto, levando-se em conta que a cogeração é responsável por toda a autoprodução de EE no setor industrial, o consumo atual seria de apenas 1,5 milhão de m³/dia, aproximadamente 7% do potencial indicado.

O baixo aproveitamento do potencial de cogeração a GN decorre da razão desfavorável entre “custo específico de energia elétrica (R\$/MWh)/custo específico de geração com GN (R\$/MWh)”. Segundo análises da Ecogen,⁴ há um cenário favorável à cogeração com GN quando essa razão é superior a 4,0. Assim, a cogeração tem sido atrativa em alguns estados para o mercado cativo de energia elétrica, daí o relativo sucesso na adoção por parte de *shopping centers* e condomínios empresariais. Por outro lado, a cogeração tem se mostrado pouco atrativa para os consumidores do mercado livre, por conta dos preços mais baixos para aquisição de sua energia elétrica.

Entretanto, se o preço do GN fosse reduzido à metade, o custo específico da geração com o combustível também se reduziria na mesma proporção, delineando um cenário atrativo para a cogeração a GN em todos os estados do país, inclusive para os consumidores livres de energia elétrica.

³ COGEN – ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. *Gás natural: mercado potencial de cogeração*, 2018. Os dados potenciais agregados estão disponíveis em: <http://www.cogen.com.br/infocogen/ebook>.

⁴ A empresa constrói, instala, opera e mantém sistemas de cogeração. Ver: <http://ecogenbrasil.com.br>.

Logo, para indicação da demanda potencial de GN para cogeração de EE no setor industrial, supõe-se que uma redução de preços de GN da ordem de 30% a 40% nos próximos anos poderá permitir avançar gradualmente a cogeração de EE para aproveitamento de 20% do potencial estimado para 2025 e 30% do potencial estimado para 2030.

Tabela 5 | Potencial de uso de GN para cogeração de energia (milhões de m³/dia)

Setor	2018 (realizado)	2025	2030
Industrial	1,5	5,7	9,6
Comercial e público	0,5	2,0	3,5
Total	2,0	7,7	13,1

Fonte: Elaboração própria.

4.1.8/ RESULTADOS CONSOLIDADOS

Os resultados apresentados na Tabela 6 consolidam todas as oportunidades apresentadas ao longo do presente trabalho e respectivas estimativas de consumo de GN indicadas com base nos estudos realizados e informações colhidas de representantes, apresentados resumidamente neste capítulo e mais detalhadamente nos capítulos seguintes.

Cabe destacar duas limitações do estudo que impactam diretamente as estimativas apresentadas a seguir: a dificuldade natural de obter uma visão mais completa e detalhada acerca das diversas oportunidades de expansão do consumo derivadas de um cenário de preços competitivos; e a ausência de análises mais profundas acerca da viabilidade das oportunidades mapeadas em função de preços competitivos de GN.

Tabela 6 | Demanda brasileira industrial de GN por uso (milhões de m³/dia)

Usos	2018 (realizado)	2025 ¹	2030 ¹
Uso final energético	28,0	37,4	43,5
Química ²	6,8	7,9	8,9
Cerâmica	3,9	5,8	7,0
Ferro-gusa e aço	3,6	6,2	6,8
Papel e celulose	3,0	3,7	4,6
Outras indústrias	10,7	13,8	16,2
Matéria-prima	4,0	13,7	24,5
Fertilizantes nitrogenados	2,5	7,6	12,7
Metanol	-	2,4	4,4
C2+ para poliolefinas	1,5	3,7	5,3
Redução direta	-	-	2,1

(Continuação)

Usos	2018 (realizado)	2025 ¹	2030 ¹
Cogeração – industrial	1,5	5,7	9,6
Total industrial	33,5	56,8	77,6
Cogeração – comercial e público	0,5	2,0	3,5
Demanda total estimada	34,0	58,8	81,1

Fonte: Elaboração própria.

Notas: 1. O potencial indicado para os anos de 2025 e 2030 consideram a viabilidade de todas as oportunidades mensuradas ao longo do trabalho. 2. Valores ajustados com base em informações obtidas com representantes do setor.

4.1.9/ CONSIDERAÇÕES FINAIS E PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

As oportunidades, não exaustivas, mapeadas ao longo do estudo indicam uma demanda potencial de gás natural de cerca de 59 milhões de m³/dia em 2025 e 81 milhões de m³/dia em 2030, crescimento médio de 7,5% ao ano, ritmo semelhante ao observado de 2002 até 2011, ano de maior de consumo de GN pela indústria.

O forte crescimento projetado é resultado principalmente da realização de novos investimentos viabilizados por um cenário de redução de preços e estabilidade de oferta de GN. Nesse sentido, espera-se que uma redução de preços da ordem de 30% a 40% poderá viabilizar uma série de investimentos e operações industriais consideradas não competitivas aos preços atuais. Enquanto outro conjunto de empreendimentos seria viabilizado a partir de uma redução mais expressiva no preço do GN, segundo representantes da indústria para valores entre US\$ 5-6/milhões de BTU. Esse seria o caso, por exemplo, de investimentos em novas plantas de produção de fertilizantes nitrogenados e de redução direta de óxido de ferro para produção de ferro-esponja.

Os fatores determinantes para a elevação do consumo industrial e novo patamar de desenvolvimento do mercado de gás natural são:

- // redução de pelo menos 30% nos preços praticados no país; e
- // garantia de condições competitivas de oferta de longo prazo de GN e das frações de líquidos de GN (C2+).

As principais medidas destinadas à construção dessas condições de mercado destacadas por representantes do setor industrial são:

- // criação de novas classes especiais de consumo que permitam a negociação de preços mais competitivos para grandes consumidores industriais;
- // redução da carga tributária incidente sobre o gás natural; e

// definição de parâmetros de composição do gás natural (metano, etano, propano etc.) entregue na rede de distribuição com foco na maximização de seu aproveitamento econômico, sustentabilidade ambiental e segurança.

Diante do potencial de demanda apresentado e do conjunto de investimentos e novos empreendimentos industriais que poderão ser viabilizados a partir da queda dos preços de gás natural no Brasil, vislumbra-se a oportunidade de atuação do BNDES como agente catalisador desses investimentos, por meio da articulação dos diversos atores envolvidos e coordenação de esforços para a realização desses empreendimentos.

Detentor de conhecimento setorial e *expertise* na estruturação de projetos e soluções financeiras, o BNDES poderá acelerar o desenvolvimento e a estruturação financeira de novos investimentos industriais e de expansão de dutos de distribuição, capazes de potencializar o mercado de gás natural brasileiro, incluindo soluções padronizadas para investimentos em cogeração de energia.

4.2/ Gás natural na indústria química

4.2.1/ INTRODUÇÃO

O gás natural pode ser associado a jazidas de petróleo ou não associado. No Brasil, a maior parte da produção de gás natural se dá em jazidas de gás associado. Existe uma tendência das empresas a focar mais na produção de petróleo, que costuma oferecer margens mais atrativas e menor dificuldade de escoamento e armazenagem, justamente por ser um líquido. A falta de infraestrutura de gasodutos de escoamento faz com que parte significativa do gás natural produzido seja reinjetado.

Do ponto de vista da logística, as grandes distâncias dos campos do pré-sal até a costa exigem grandes investimentos em rotas de escoamento que possibilitem a oferta de gás nos centros de consumo. Como exemplo, o investimento no Gasoduto Rota 2 foi de cerca de R\$ 8,6 bilhões.⁵

Contudo, à medida que a produção do pré-sal aumenta, os volumes de gás passam a ser cada vez mais relevantes, o que aumenta a viabilidade econômica da construção de cada vez mais gasodutos.

Atualmente, há duas rotas de escoamento de gás do pré-sal: (i) o Gasoduto Rota 1, que tem capacidade de escoamento de cerca de 10 milhões de m³/dia, com interligação ao terminal de Caraguatatuba (SP); e (ii) o Gasoduto Rota 2, com capacidade de escoamento

⁵ BRASIL. Ministério do Planejamento. PAC – Programa de Aceleração do Crescimento. Disponível em: <http://pac.gov.br/obra/8854>. Acesso em: 1º jul. 2019.

de 16 milhões de m³/dia e interligação ao terminal de Cabiúnas (RJ). Encontra-se também em construção o Rota 3, que terá vazão de escoamento de até 18 milhões de m³/dia, com interligação a Itaboraí (RJ).

A composição do gás natural bruto pode variar, sendo a maior parte do volume composta por metano, etano e propano, conforme a Tabela 7.

Tabela 7 | Composição do GN

Origem	Composição em % volume						Densidade	Poder calorífico superior (MJ/Nm ³)
	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	C ₄ e maiores	CO ₂	N ₂		
Rio de Janeiro	89,44	6,7	2,26	0,46	0,34	0,8	0,623	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,2	0,615	39,25

Fonte: Elaboração própria, com base em dados de GasNet. Disponível em: https://www.gasnet.com.br/gasnatural/gas_completo.asp#gas11. Acesso em 1º jul. 2019.

O principal componente do gás natural é o metano, também conhecido por C1, por conter apenas um átomo de carbono. O principal uso do metano é energético, mas ele também pode ser utilizado na indústria química, por exemplo, na fabricação de fertilizantes nitrogenados.

Além do metano, o gás natural também contém etano (C2) e demais líquidos de gás natural (C3+), que são importantes matérias-primas para a indústria química.

Para que o potencial do gás natural possa ser mais bem aproveitado, é importante que haja uma separação de suas frações. A fim de que isso aconteça, as unidades de processamento de gás natural (UPGN) recebem o GN bruto e separam a parte seca (C1) dos líquidos de gás natural.

Atualmente, pela Resolução ANP 16/2008, que estabelece as especificações do gás natural, o limite máximo de etano no gás natural comercial é de 12%; e de metano, de no mínimo 85%. Como o GN do pré-sal tem um percentual de etano superior ao que estabelece a norma, sua separação exigiria a instalação de UPGNs de turboexpansão. A título de referência, há hoje mais de dez UPGNs e, apesar de algumas contarem com a tecnologia necessária para a separação de etano, apenas a UPGN de Cabiúnas faz essa separação.

Por outro lado, de acordo com a Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás),⁶ representantes de associações da indústria, como a Associação dos Grandes Consumidores de Energia (Abrace), a Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (Abividro),

⁶ ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. *Mudança nas especificações do gás natural preocupa indústrias e distribuidoras*. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/70000>. Acesso em: 1º jul. 2019

a Associação Brasileira das Indústrias Químicas (Abiquim) e a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), entre outros órgãos de classe, entendem que é importante que tais limitações sejam mantidas. A variação de hidrocarbonetos no gás natural pode, por exemplo, piorar a eficiência de turbinas a gás, gerar maior fuligem em fogões e aumentar as emissões de poluentes.

A separação do etano é de grande valor para a indústria petroquímica e poderia viabilizar a implantação de novas fábricas de eteno. Além disso, o fornecimento de gás natural mais rico em metano é importante para a taxa de eficiência das plantas de fertilizantes nitrogenados, metanol, negro de fumo (ou negro de carbono)⁷ e outras indústrias que utilizam o metano como matéria-prima.

Nesse sentido, o aumento da oferta de gás natural do pré-sal pode representar um importante fator para parar o processo recente de desindustrialização que vem ocorrendo na química brasileira. Nos últimos anos, houve a paralisação de duas importantes fábricas de metanol e de fertilizantes nitrogenados, aumentando a dependência de importação desses produtos.

4.2.2/ USO COMO MATÉRIA-PRIMA

Atualmente, o único uso não energético do gás natural brasileiro ocorre na petroquímica. Os principais insumos dessa indústria são justamente o gás natural (C1 a C4) e a nafta (C5 a C12).

Nesse sentido, a oferta e o preço desses insumos constituem o principal determinante de competitividade e direcionador dos investimentos a nível mundial. A Tabela 8 lista as principais indústrias químicas que, de acordo com relatório elaborado em 2017 no âmbito do programa Gás para Crescer, utilizavam o GN seco⁸ como insumo.

Tabela 8 | Indústrias químicas que utilizam GN como insumo

Empresa	Localização	Produto
Air Liquide	Paulínia - SP	Hidrogênio
Cabot	Mauá - SP	Negro de carbono
Clariant	Suzano - SP	Hidrogênio
Columbian Chemicals	Cubatão - SP Camaçari - BA	Negro de carbono
Elekeiroz	Camaçari - BA	CO, hidrogênio, oxoálcoois

(Continua)

⁷ O negro de fumo é uma substância proveniente da pirólise do GN que é utilizada na produção de graxas, pneus, tintas pretas e toners de impressora.

⁸ GN com baixo teor de líquidos.

(Continuação)

Empresa	Localização	Produto
Evonik	Aracruz - ES	Peróxido de hidrogênio
Katrium	Rio de Janeiro - RJ	Carbonato de potássio
Orion Carbons	Paulínia - SP	Negro de carbono
Peróxidos do Brasil	Curitiba - PR	Peróxido de hidrogênio
Petrobras-Fafen	Arucária - PR Camaçari - BA Laranjeiras - SE	Amônia e ureia
Unigel	Camaçari - BA	Cianetos, metacrilatos, policarbonatos
Yara Fertilizantes	Cubatão - SP	Amônia

Fonte: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Relatório SC6: Gás Natural Matéria-Prima*. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36216/458640/SC6_Relatório_Gás_Natural_Matéria-Prima_final.pdf. Acesso em: 1º jul. 2019.

4.2.3/ FERTILIZANTES NITROGENADOS

Entre os segmentos listados, a indústria de fertilizantes nitrogenados merece especial atenção pelos grandes volumes produzidos e pela alta demanda por gás natural. Para essas indústrias, o custo do GN chega a representar mais de 80% do custo de operação.

A fabricação dos fertilizantes nitrogenados se inicia na síntese da amônia, processo no qual o nitrogênio presente no ar é fixado em uma molécula de amônia (NH₃). A síntese da amônia⁹ utiliza o gás natural como fonte de hidrogênio. A partir daí, a amônia pode ser transformada em diferentes produtos nitrogenados (ureia, nitrato de amônio, sulfato de amônio etc.). Apesar de também serem utilizados na indústria de explosivos e em aditivos para veículos a *diesel*, entre outras, o principal uso de produtos nitrogenados é na indústria de fertilizantes.

O Brasil, pela importância de seu agronegócio, é hoje um dos principais importadores de fertilizantes no mundo. A importação dos principais fertilizantes nitrogenados chegou a um somatório de 12.239 mil toneladas em 2018, conforme consulta realizada ao portal Comex Stat de estatísticas de comércio exterior.¹⁰

⁹ A rota de fabricação da amônia que utiliza gás natural se inicia em uma reação química entre metano e água, conforme a reação estequiométrica a seguir: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$. O hidrogênio é então utilizado na síntese da ureia: $\text{N}_2 + 3 \text{H}_2 \rightleftharpoons 2 \text{NH}_3 + \text{energia}$. A ureia, por sua vez, é a base dos fertilizantes nitrogenados.

¹⁰ BRASIL. Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. *Comex Stat – Exportação e importação geral*. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>. Acesso em: 1º jul. 2019.

Tabela 9 | Importações brasileiras de fertilizantes nitrogenados

Descrição	Importações em 2018 (mil t)	Valor FOB (US\$ mil)
Ureia	5.561	1.525.760
Fosfato de amônio (MAP)	3.321	1.378.685
Sulfato de amônio	2.324	375.884
Nitrato de amônio	1.033	216.917
Total	12.239	3.497.246

Fonte: Elaboração própria, com base em: BRASIL. Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. *Comex Stat* – exportação e importação geral. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>. Acesso em: 1º jul. 2019.

A grande dependência de importações de fertilizantes nitrogenados se deve, em parte, à falta de investimento no setor. A queda do preço dos fertilizantes nitrogenados nos últimos anos e a alta do preço do GN levaram a sucessivos prejuízos das unidades de fertilizantes da Petrobras.

A mudança estratégica da companhia, que passou a focar no *upstream*, sustentada pelos resultados não atrativos em suas fábricas de fertilizantes nitrogenados, fez com que a companhia abortasse os investimentos em três novas plantas de fertilizantes: a UFN III (Três Lagoas – MS), UFN IV (Linhares – ES), e UFN V (Uberaba – MG). Além disso, a empresa já manifestou interesse em alienar todas suas fábricas de fertilizantes. Em maio de 2018, a Petrobras comunicou¹¹ ao mercado negociações com a empresa russa Acron referentes ao processo de alienação integral de sua participação acionária na Araucária Nitrogenados S.A. (Ansa) e de sua Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III), não concluídas até o fechamento deste estudo. Contudo, uma eventual entrada em operação na nova unidade ainda pode demorar alguns anos, já que a planta se encontrava ainda em construção quando as obras foram paralisadas em 2014.

Outro movimento relevante no setor foi a compra da fábrica de Cubatão da Vale Fertilizantes pela Yara.¹² Contudo, a recente alta no preço do gás natural em São Paulo fez com que um de seus executivos viesse a público indicar a possibilidade de paralisar a fábrica por causa do alto custo do GN.

A falta de previsibilidade e o alto preço do gás natural podem tornar o negócio insustentável. Os aumentos de preço do GN praticados pela Comgás em 2018 e 2019, da ordem de 60%, fizeram com que o preço pago pela companhia, da ordem de US\$ 11/milhões de BTU,

¹¹ Petrobras, Relacionamento com investidores. Desinvestimentos no Setor de Fertilizantes: Concessão de Exclusividade para Negociação. Comunicado ao mercado em 9 de maio de 2018.

¹² Grande empresa de fertilizantes norueguesa.

tornasse crítica¹³ a continuidade da planta. Uma possível parada da planta de amônia da Yara poderia gerar uma reação em cadeia, levando ao fechamento de outras plantas que atualmente compram amônia para a fabricação de fibras sintéticas, ácido nítrico e glutamato, entre outros.

Os desafios recentes enfrentados pela indústria brasileira de fertilizantes nitrogenados traduziram-se em uma queda significativa na demanda por GN para esse setor nos últimos anos.

O pico da produção de fertilizantes nitrogenados no Brasil ocorreu em 2013, quando houve um consumo médio de 3 milhões de m³/dia de GN. Embora tenha declinado nos últimos anos, a produção de fertilizantes continuou sendo um grande *driver* de consumo de GN pela indústria até 2018, quando o consumo de GN para esse fim foi de pouco mais de 2,5 milhões de m³/dia.¹⁴

Apesar do cenário pessimista vivido nos últimos anos, o menor preço do GN pode não só restabelecer a operação das unidades de fertilizantes paralisadas como também atrair investimento em novas plantas.

Com base no estudo elaborado pela consultoria Chemvision,¹⁵ em parceria com a Abiquim, caso todos os fertilizantes nitrogenados que hoje são importados passassem a ser produzidos no Brasil, haveria uma demanda de até 12,7 milhões de m³/dia em 2030,¹⁶ conforme mostra a Tabela 10.

Tabela 10 | Potencial de uso de GN para a produção de nitrogenados

Produtos	2030 (milhões de m ³ /dia)
Amônia cativa para ureia	8,4
Amônia cativa para nitrato de amônio	0,8
Amônia cativa para sulfato de amônio	1,4
Amônia cativa para MAP	2,0
Total	12,7

Fonte: CHEMVISION 2019.

¹³ Como comparativo, o preço do GN, em meados de 2017, antes da aquisição da fábrica de fertilizantes, era da ordem de US\$ 8/milhões de BTU.

¹⁴ Este valor inclui a Fafen-BA, localizada em Camaçari (BA), e a Fafen-SE, localizada em Laranjeiras (SE). A planta de amônia da Yara em Cubatão consome GN, enquanto a Fafen-PR utiliza resíduos asfálticos em vez de gás natural.

¹⁵ CHEMVISION. Relatório com projeções de demanda de produtos, elaborado a pedido do BNDES, por meio da Abiquim, e recebido em 2019, de agora em diante referido apenas como CHEMVISION 2019.

¹⁶ Valor interpolado considerando estimativas para 2025 e para 2035.

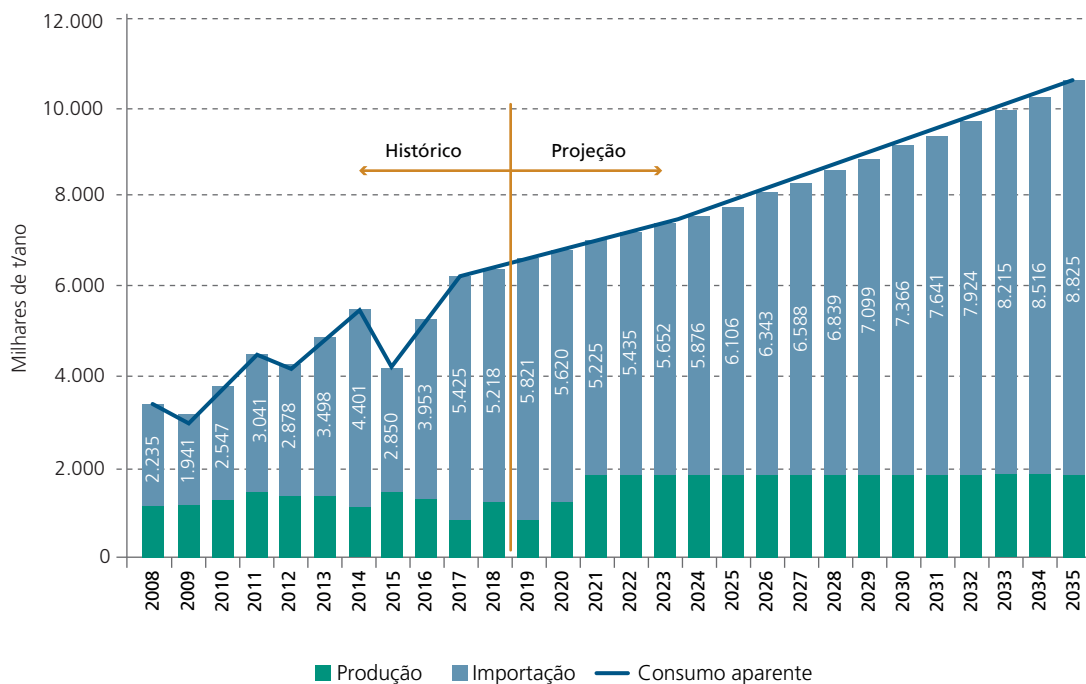
O estudo baseou-se em premissas de consumo de GN e crescimento de mercado apresentadas a seguir.

4.2.3.1/ Ureia

A projeção da demanda de ureia é mostrada no Gráfico 5, que parte das seguintes premissas:

- // a Fafen de Araucária será mantida em produção;
- // a Fafen-SE e a Fafen-BA não retomam a produção;
- // a planta de Três Lagoas, em construção, será privatizada e poderá entrar em operação no segundo semestre de 2020.

Gráfico 5 | Projeção da demanda de ureia (3% ao ano)



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

Nessas condições, haveria uma demanda atendida por importação de até 7,4 milhões de t/ano em 2030. Essa demanda corresponde, por sua vez, a uma demanda de gás natural de 8,4 milhões de m³/dia.

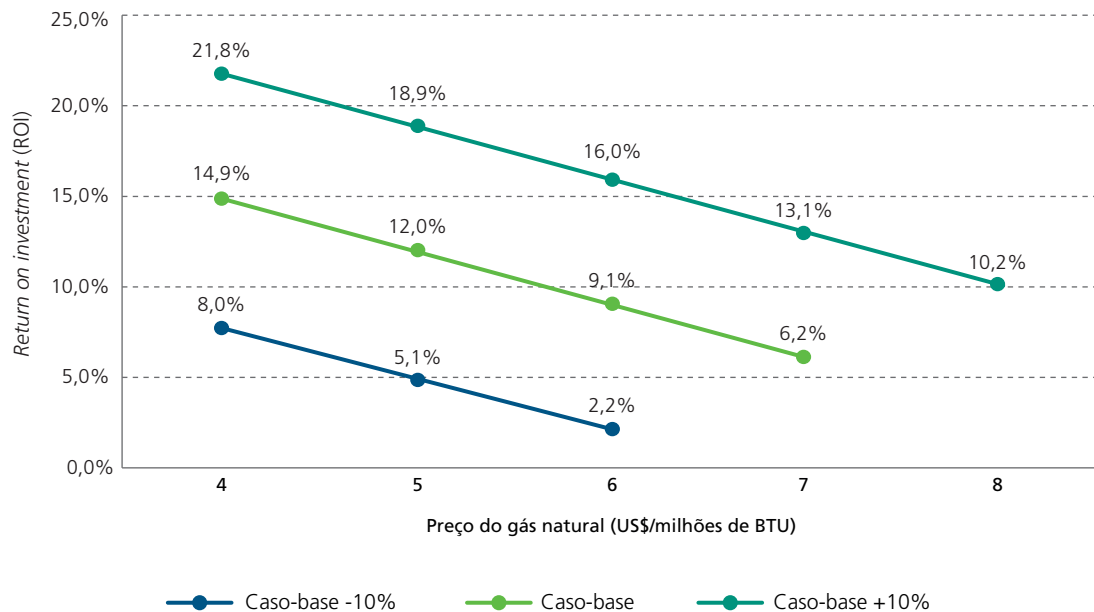
A capacidade *world scale* é de 1 milhão de t/ano, embora já se construam plantas maiores, como a de Três Lagoas (1,2 milhão de t/ano).

Essa demanda possibilitaria a construção de cerca de cinco plantas de escala mundial para atender à demanda nacional por fertilizantes nitrogenados.

De acordo com o referido estudo da Chemvision, o preço estimado do gás natural que torna competitiva a química do C1 situa-se entre US\$ 4,5 e US\$ 5,5/milhões de BTU, posto na planta, sem impostos. Esse valor inclui a molécula, transporte e distribuição. Esse nível de preço da matéria-prima deve ser entendido como um preço médio, pois toda *commodity* está sujeita a variações de preço que podem influenciar a competitividade de novas plantas.

O Gráfico 6 representa uma análise de sensibilidade ao preço do gás natural (*ex impostos*) de um projeto típico de investimento no Brasil para produção de ureia, em que o caso-base se refere ao preço de venda atualmente praticado no mercado brasileiro (paridade de importação).

Gráfico 6 | Sensibilidade da ureia ao preço do GN



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

4.2.3.2/ Sulfato de amônio

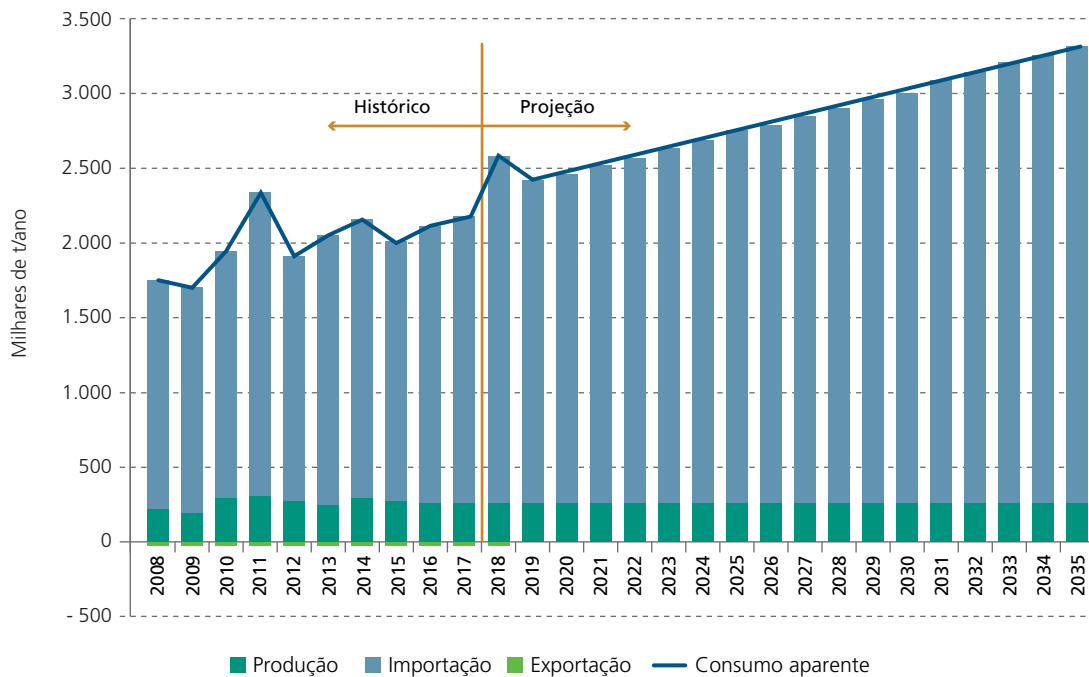
Atualmente, apenas a Unigel produz sulfato de amônio como subproduto de sua planta de metacrilatos, adquirindo amônia da Fafen-BA. A Fafen-SE estava construindo uma planta de sulfato de amônio aproveitando a produção de ácido sulfúrico pela RNEST para venda como fertilizantes, mas a planta foi descontinuada.

O sulfato de amônio tem um preço internacional reduzido, pois é normalmente obtido como subproduto de outros processos. Por esse motivo, sua viabilização por produção direta é economicamente desafiadora.

Além disso, por ser um produto de baixo preço, a logística tem uma importância enorme na competitividade: assim, sua produção, se econômica, provavelmente só é viabilizada

em produções localizadas perto dos portos por onde hoje o sulfato é importado. A projeção da demanda de sulfato de amônio é mostrada no Gráfico 7, admitindo como premissa que a Unigel continuará operando, com amônia da Fafen-BA ou importada.

Gráfico 7 | Projeção da demanda de sulfato de amônio



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

A projeção mostra que, se mantida a tendência atual, o Brasil importará em 2030 cerca de 2,8 milhões de t/ano desse fertilizante.

A demanda de amônia para uma produção interna comparável ao volume de importação seria de 713 mil t/ano em 2030. Essa demanda de amônia corresponde, por sua vez, a uma demanda de gás natural de 1,4 milhão de m³/dia.

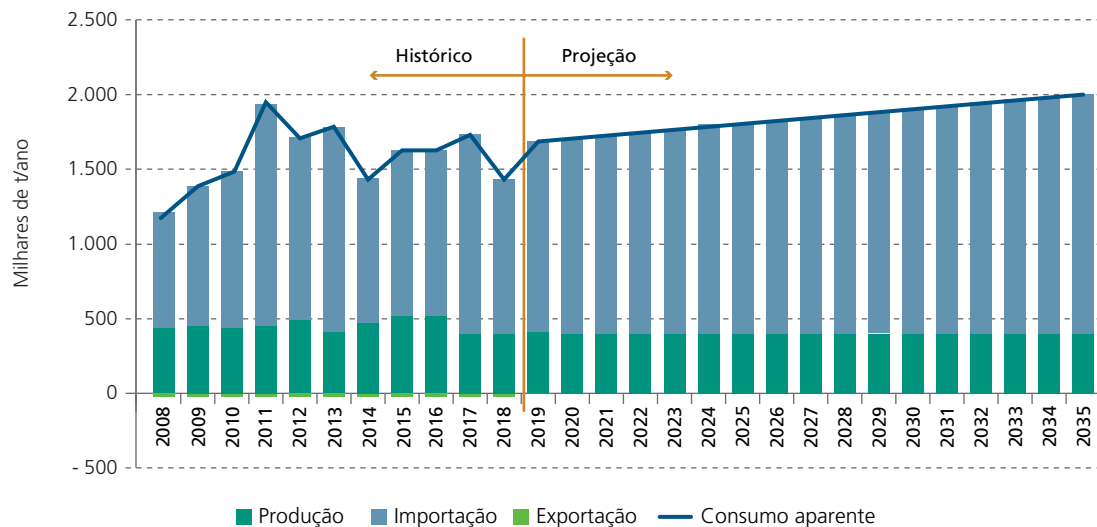
4.2.3.3/ Nitrato de amônio

O único produtor nacional de nitrato de amônio é a Yara, e os comentários feitos sobre a competitividade do sulfato também são pertinentes para o nitrato, embora com menor intensidade.

O nitrato de amônio tem também uso expressivo como explosivo em mineração e sua importação é feita predominantemente pelos portos do sul do país.

A projeção da demanda de nitrato de amônio é mostrada no Gráfico 8, admitindo como premissa que a Yara continuará operando em condições similares à atual.

Gráfico 8 | Projeção da demanda de nitrato de amônio



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

A projeção mostra que o Brasil deve importar em 2030 cerca de 1,5 milhão de t/ano de nitrato de amônio (caso não sejam implantadas novas unidades).

A demanda de amônia para viabilizar essa produção seria de 395 mil t/ano. Essa demanda de amônia, por sua vez, corresponde a uma demanda de gás natural de 800 mil m³/dia.

4.2.3.4/ Fosfato de amônia (MAP)

O Brasil é um grande importador de MAP (fosfato monoamônico). Sua produção nacional é limitada pelo custo logístico da amônia, o que torna a importação direta mais competitiva.

Atualmente, a planta da Mosaic, em Uberaba (MG), recebe amônia de caminhão suprida pela Yara (produção própria ou importação) a partir de Cubatão (SP).

O projeto da Petrobras para construir uma planta de amônia em Uberaba de 500 kta¹⁷ foi descontinuado, com a alegação de que seria inviável.

Em 2018, o Brasil importou 3,3 milhões de toneladas e produziu cerca de 1,8 milhão de toneladas de MAP. O consumo de amônia para a produção doméstica de MAP é de cerca de 174 kta.

A demanda potencial de amônia, considerando a importação de MAP mencionada, atinge 485 kta. O crescimento da demanda de MAP tem tido um ritmo elevado, de cerca de 4,5% ao ano, e, nessas condições, a demanda de amônia para atender a uma produção adicional de MAP equivalente à importação alcançaria 1 milhão de t/ano em 2030. Essa demanda corresponde, por sua vez, a uma demanda de gás natural de 2,0 milhões de m³/dia.

¹⁷ Mil toneladas por ano (kta).

A localização das principais minas de fosfato é no interior. Sendo assim, a localização das minas pode representar um entrave para a produção local.

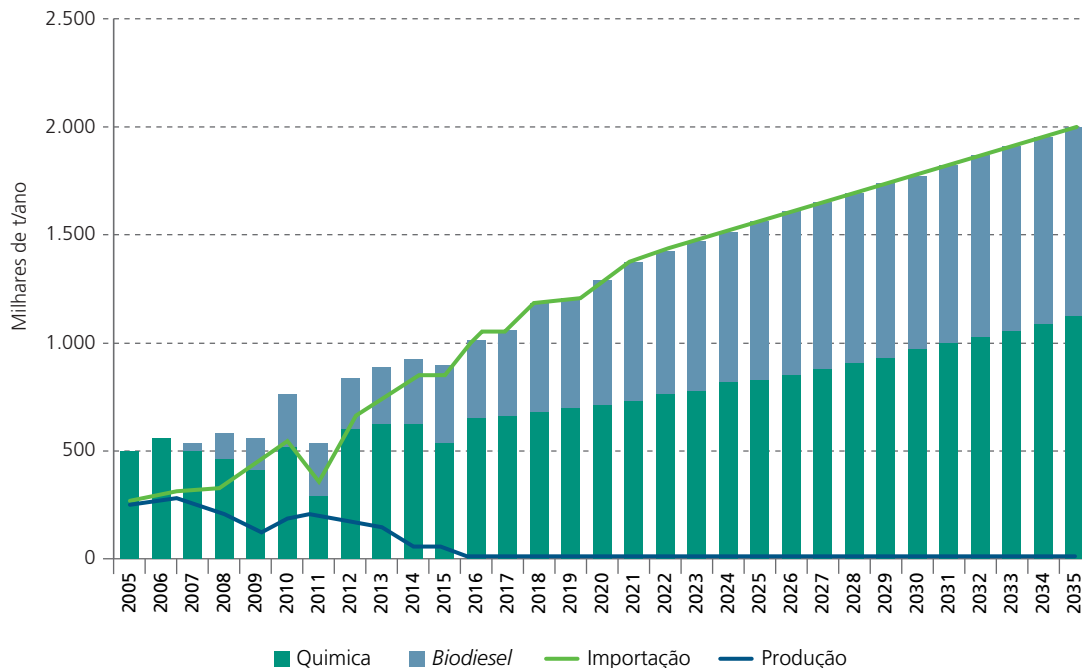
4.2.4/ METANOL

O GN também é um importante insumo para a fabricação de metanol. As duas plantas brasileiras de metanol encerraram suas atividades (GPC – RJ em 2014 e Metanor – BA em 2016).

A Metanor, última fábrica nacional a encerrar as atividades, era localizada no polo de Camaçari e tinha capacidade de produção de 82.500 t/ano. O alto preço do GN, que representa cerca de 80% do custo de produção do metanol, fez com que a planta fosse hibernada em 2016. Com a paralisação, o Brasil passou a importar 100% do consumo desse químico. São importados anualmente cerca de 1,2 milhão de toneladas de metanol, sendo que 44% da demanda é puxada pela fabricação de resinas para madeira aglomerada e 42% é para a fabricação de biodiesel.

A Chemvision estima que, caso não sejam instaladas novas plantas, o volume de importação continuará crescente, conforme mostra o Gráfico 9.

Gráfico 9 | Projeção da demanda de metanol



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

A escala mundial é considerada de 1 milhão de t/ano, com consumo de GN de aproximadamente 2,4 milhões de m³/dia, embora atualmente se construam plantas de porte substancialmente maior.

A queda¹⁸ no preço do GN poderia atrair investimentos em uma ou duas novas plantas de metanol de escala mundial, com consumo de GN da ordem de 4 milhões de m³/dia em 2030.

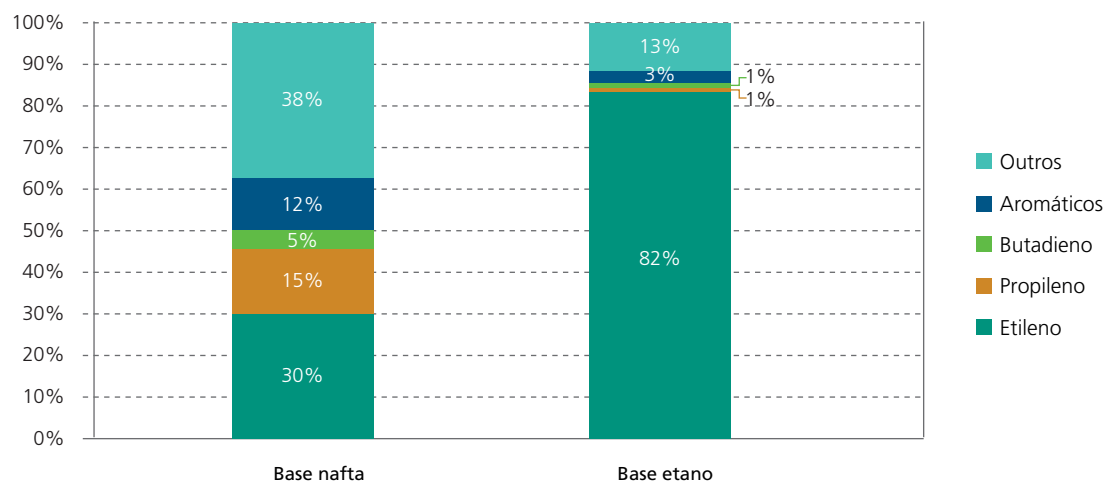
O Sul e o Sudeste concentram os mercados de resinas termorrígidas e biodiesel, e, nesse caso, as novas plantas, para que a logística não se torne um fator de inviabilidade, devem se localizar nessas regiões.

4.2.5/ PETROQUÍMICA DO ETANO

Apesar de não entrar nas estatísticas de uso de GN pela indústria química no BEN 2019, o C2 (etano) é uma fração que integra o GN bruto. Por esse motivo, é comum se referir à rota da petroquímica que utiliza o etano como rota do GN.

No mundo, há duas principais rotas petroquímicas de primeira geração. A primeira utiliza frações do gás natural (em especial, etano e propano) e tem como seu principal produto o eteno. A segunda rota utiliza nafta petroquímica e tende a produzir maior quantidade de propileno e aromáticos, entre outros, conforme mostra o Gráfico 10, retirado da Nota Técnica SPG-SPT n° 04/2018 da EPE.

Gráfico 10 | Rendimento da nafta *versus* etano

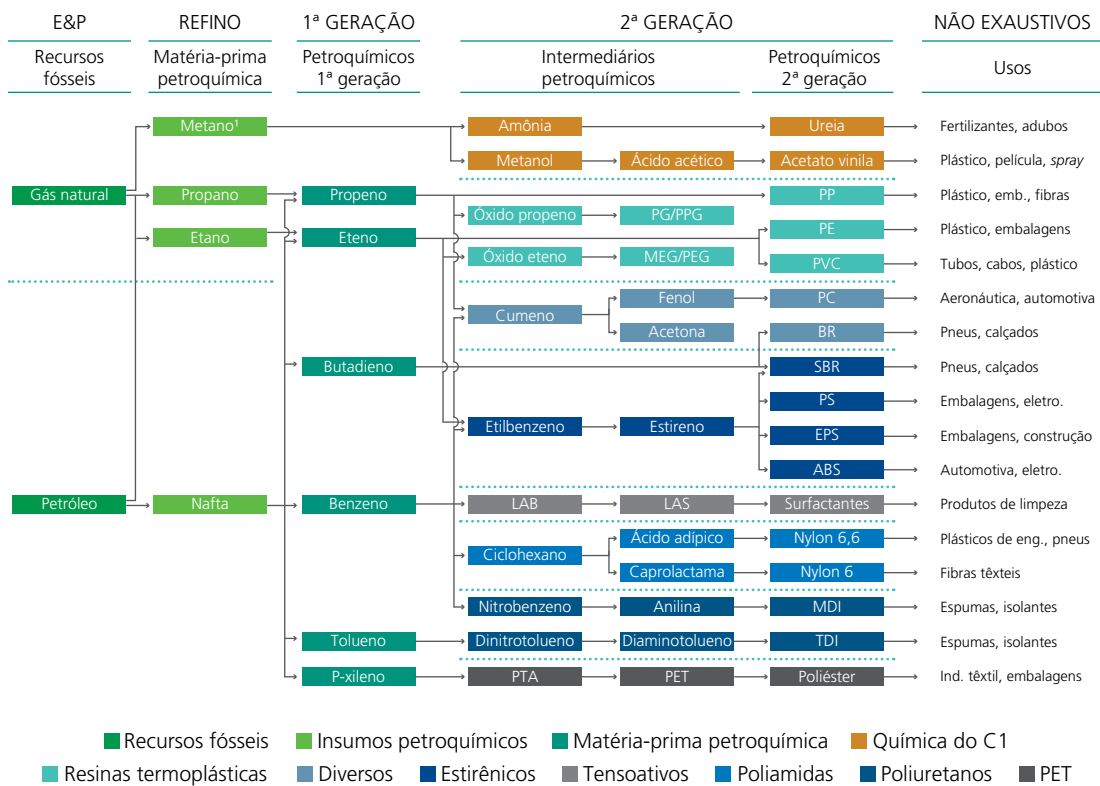


Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Nota Técnica DPG-SPT 04/2018*. Rio de Janeiro, 1º nov. 2018. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf. Acesso em: 1º jul. 2019.

A Figura 1 exemplifica os principais usos do gás natural e da nafta petroquímica para formar os *building blocks* usados na produção da maior parte dos petroquímicos.

¹⁸ Em conversa com representantes da Abiquim, foi colocado que atualmente o preço do GN para a indústria orbita em torno da seguinte composição (em US\$/milhões de BTU): 8 a 9 (produtor) + 4 (distribuidoras) + 3 (impostos). Na visão da Abiquim, um valor da ordem de US\$ 5/milhões de BTU (produtor) viabilizaria investimentos.

Figura 1 | Elos da petroquímica



Fonte: Adaptado de BAIN&COMPANY; GAS ENERGY. *Estudo do potencial de diversificação da indústria*. Relatório 6. São Paulo, 2014.

Nota: 1. Metano também é matéria-prima petroquímica.

No Brasil, a baixa disponibilidade de etano faz com que a petroquímica seja majoritariamente baseada na nafta, enquanto nos EUA esse cenário é inverso. Nos EUA, a grande disponibilidade de GN e os baixos preços praticados fizeram com que houvesse um grande crescimento na indústria petroquímica nos últimos anos.

A separação do etano de forma econômica requer que as unidades de processamento tenham a tecnologia de turboexpansão, única que permite um rendimento alto (da ordem de 95% a 98% em volume) na separação da fração C2 contida e mercado químico próximo a UPGN.

Atualmente, a única UPGN que separa etano é a de Cabiúnas, que abastece a Unib-4 da Braskem (antiga Rio Polímeros), localizada em Duque de Caxias (RJ).

Outras UPGNs nacionais possuem linhas de turboexpansão, mas apenas as unidades de processamento de Cabiúnas, Cacimbas e Urucu têm capacidade suficiente para separar volumes comerciais de etano.

As UPGNs menores (Bahia – Catu, Pilar e Guamaré) utilizaram essa tecnologia provavelmente para obter melhor eficiência na separação das frações C3+.

As UPGNs de Urucu e Cacimbas, embora tecnicamente possam separar etano, não o farão em razão de sua localização (falta de mercado regional para etano).

A UPGN de Itaboraí, atualmente em construção para processar o gás natural recebido pelo Gasoduto Rota 3, segundo informações não oficiais, terá uma capacidade de 21 milhões de m³/dia,¹⁹ com três linhas de turboexpansão de 7 milhões de m³/dia cada.

A UPGN de Monteiro Lobato (Caraguatatuba) foi construída como uma Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (Uapo), em 2011, com três linhas com capacidade total de processamento de cerca de 20 milhões de m³/dia. Foi posteriormente modificada para poder tratar até 10 milhões de m³/dia do gás rico associado vindo pelo Gasoduto Rota 1 (campos de Lula e Sapinhoá, principalmente) e ainda mais recentemente (2018) para aumentar a capacidade de tratamento. No entanto, Caraguatatuba não pode separar etano.

Os percentuais de etano nos campos do pré-sal são os de maior potencial de contribuição para a disponibilidade de etano (e outros líquidos). O teor de etano varia entre 12% e 19% (tipicamente entre 12% e 13%), mas hoje todo o gás natural é compulsoriamente injetado nos campos de Búzios, Mero, Sépia e Atapu, por causa do excesso de CO₂.

A Tabela 11 mostra o volume de líquidos de gás natural separados nas UPGNs brasileiras (etano e propano apenas em Cabiúnas/Reduc).

Tabela 11 | Líquidos de gás natural separados nas UPGNs

Fração	Unidade	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Etano		198	319	304	278	257	336	381	334	315	284	269	376	490	450
Propano		145	345	335	311	284	350	166	373	398	321	338	477	306	400
GLP	mil t/ano	1.570	1.837	1.831	1.705	1.549	1.401	1.308	1.282	1.412	1.439	1.459	1.473	1.807	1.982
C ₅ +		481	1.277	1.282	514	513	656	605	796	739	875	904	950	1.018	1.317

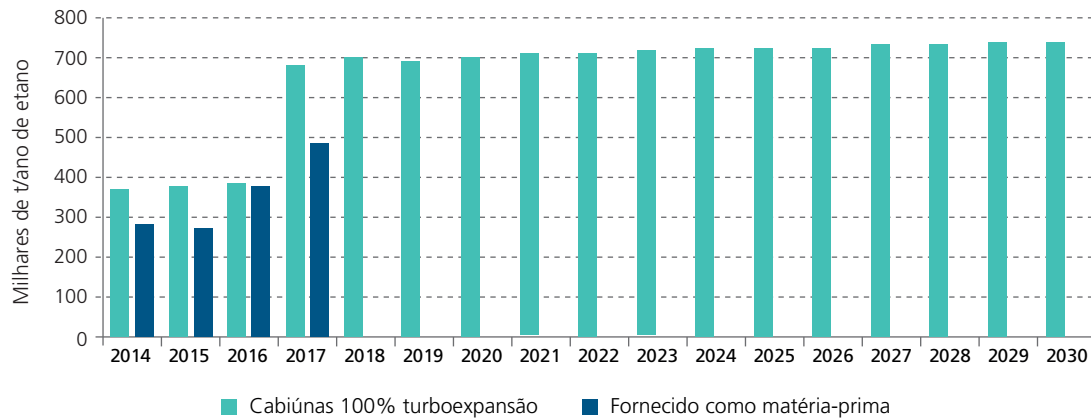
Fonte: CHEMVISION 2019.

O Gráfico 11 mostra a disponibilidade possível de etano na UPGN de Cabiúnas, se as três linhas de turboexpansão fossem aproveitadas em sua capacidade (16,2 milhões de m³/dia), e o volume de etano que foi disponibilizado para o *cracker*²⁰ Unib-4 da Braskem (RJ).

¹⁹ Dependendo da fonte de informação, a capacidade varia entre 18 milhões e 21 milhões de m³/dia.

²⁰ Um *cracker* de etano é uma planta que transforma o etano em eteno.

Gráfico 11 | Histórico e projeção da oferta de etano em Cabiúnas

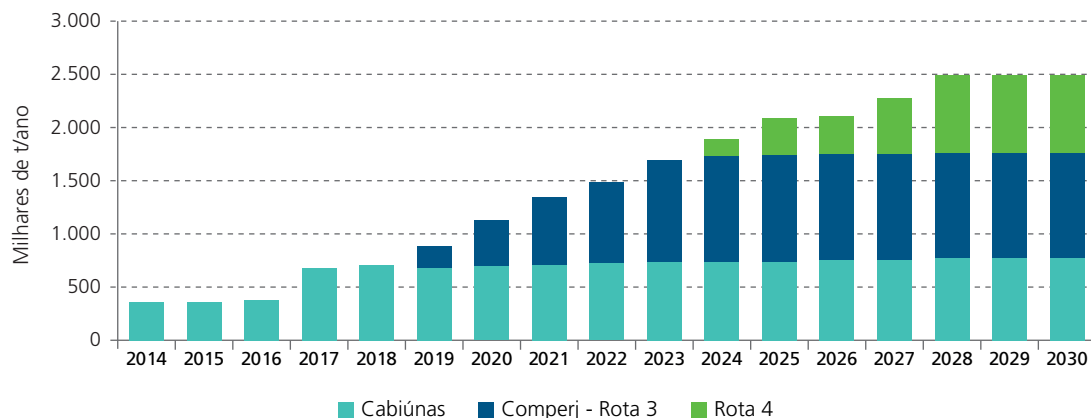


Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

O aumento brusco da oferta de etano em 2017 deve-se à entrada em operação do Gasoduto Rota 2, que leva para Cabiúnas gás do pré-sal com teor de etano bem superior ao da bacia de Campos.²¹

O Gráfico 12 mostra a capacidade de separação de etano tecnicamente possível (que se pode chamar de efetiva), considerando que as UPGNs que vão processar o gás recebido tanto pelo Gasoduto Rota 3 quanto uma possível expansão nos gasodutos de escoamento, como o Rota 4,²² terão tecnologia de turboexpansão (capacidade de processamento, respectivamente, de 21 milhões e 15 milhões de m³/dia) e que todo esse gás é, essencialmente, oriundo do pré-sal com teor de etano de cerca de 12% em volume.

Gráfico 12 | Capacidade efetiva de separação de etano



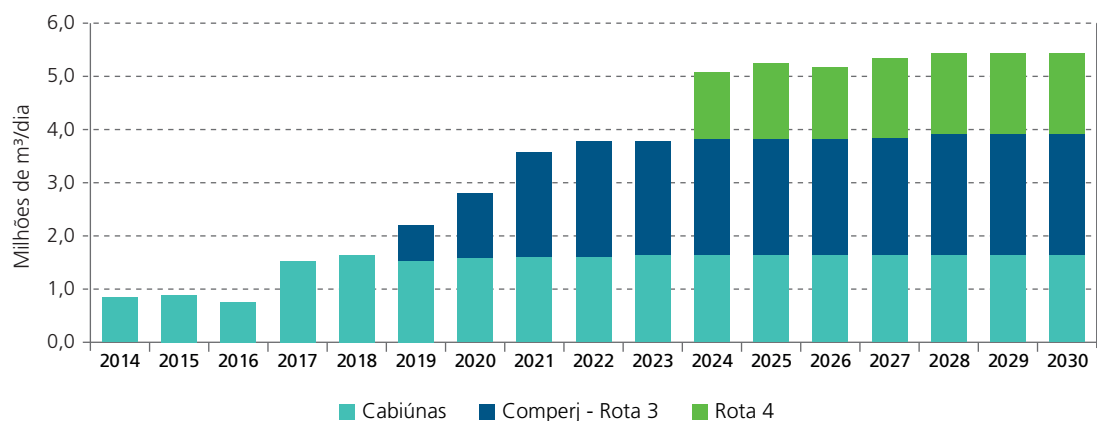
Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

²¹ O gás do pré-sal contém mais de 12% em volume de etano, enquanto o gás da bacia de Campos contém, em média, 7%.

²² O estudo da Chemvision considerou a entrada em operação do gasoduto de escoamento Rota 4 em 2024. Cabe destacar que ainda não há nenhuma confirmação de que haverá a implantação desse gasoduto.

O Gráfico 13 mostra o potencial da disponibilidade de etano em volume (expresso em milhões de m³/dia).

Gráfico 13 | Capacidade efetiva de separação de etano



Fonte: Adaptado de CHEMVISION 2019.

O Gráfico 13 mostra que a disponibilidade de etano na UPGN de Itaboraí – RJ (Rota 3) poderá atingir cerca de 1.000 kta de etano (cerca de 2,2 milhões de m³/dia) e que a disponibilidade desse insumo, na UPGN de uma possível (dependendo do cenário) Rota 4 (SP), poderá ser de 730 kta (cerca de 1,6 milhão de m³/dia).

Como base de comparação, a Unib-4 da Braskem (antiga Rio Polímeros), localizada no Rio de Janeiro, recebe da Petrobras 393 kta de etano e 393 kta de propano e produz 520 kta de eteno, que são transformados em 540 kta de resinas de polietileno.

Em volume, o consumo de etano da Rio Polímeros equivale a aproximadamente 0,9 milhão de m³/dia, enquanto o consumo de propano é de aproximadamente 0,6 milhão de m³/dia.

O coeficiente técnico para passar de etano a eteno é de 0,82, e, assim, existirão as seguintes disponibilidades de eteno nos gasodutos Rota 3 e Rota 4 (no caso de sua implantação – conforme as características consideradas pela Chemvision): (i) Rota 3 (Itaboraí): 820 kta; e (ii) Rota 4 (São Vicente): 600 kta.

Embora o tamanho considerado *world scale* para um *cracker* de eteno de cargas leves se situe na faixa de 1 milhão de t/ano, as dimensões acima são competitivas, como atesta o desempenho atual da Unib-4 da Braskem (antiga Rio Polímeros). De acordo com o estudo da Chemvision, haveria demanda suficiente no mercado nacional para absorver todo o volume de eteno produzido a partir do gás dos gasodutos Rota 3 e Rota 4.

Além disso, poderia haver os gasodutos Rota 5 e Rota 6, terminando, respectivamente, em Açu (RJ) e Porto Central (ES), que são projetos em cogitação, com capacidade estimada entre 10 milhões e 15 milhões de m³/dia. Contudo, as informações são muito preliminares

para poder se afirmar que existe viabilidade econômica para a construção de um novo complexo petroquímico.

Cabe destacar que os gasodutos Rota 4 e Rota 5 estão em estudo, mas ainda não se tem conhecimento de qual deles será realizado em primeiro lugar.

4.2.6/ USO ENERGÉTICO E COGERAÇÃO

O GN também é uma importante fonte de energia térmica para indústrias que utilizam equipamentos como caldeiras, fornos e secadores. Dois grandes diferenciais desse combustível são a maior facilidade de utilização e a menor emissão de CO₂ e fuligem em relação a outros energéticos, como óleo combustível, lenha e carvão.

A queima mais limpa do GN pode ser necessária para cumprir o nível de emissões de efluentes gasosos previstas no processo de licenciamento ambiental de certos projetos e também traz a vantagem de reduzir o acúmulo de resíduos nos equipamentos, o que implica menores custos de manutenção.

Além do uso meramente térmico, o GN oferece grande potencial para sistemas de cogeração,²³ conforme tratado na seção 4.6.

Esse tipo de uso é interessante para indústrias que necessitam, concomitantemente, de grandes quantidades de calor (ou frio)²⁴ e de energia elétrica. Nesses casos, é possível aumentar a eficiência energética dos processos utilizando, por exemplo, os gases de exaustão de uma turbina a gás como fonte de calor para diversos processos físicos e químicos.

Atualmente, a indústria química brasileira conta com cinco unidades de cogeração qualificada baseada no gás natural, com potência instalada total de 158 MW. Isso representa um consumo de gás natural inferior a 1 milhão de m³/dia.

Tabela 12 | Potência instalada de unidades de cogeração da indústria química

Empresa	Município	Potência (MW)
Braskem S.A.	Camaçari – BA	131
Air Liquide	Jundiaí – SP	8
Rhodia	Paulínia – SP	12
Bayer S.A.	São Paulo – SP	4
Rhodia	Santo André – SP	3

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Aneel. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracaoTipoFase.asp>. Acesso em: 1º jul. 2019.

²³ Em alguns casos, a cogeração pode duplicar a eficiência energética em relação à mera geração de energia elétrica.

²⁴ Chillers do tipo condensador evaporador são capazes de refrigerar fluidos utilizando a energia térmica de uma fonte de calor.

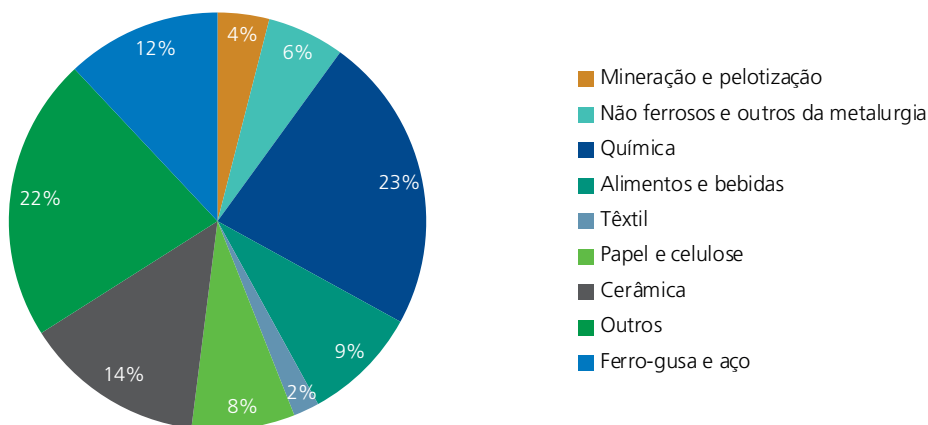
Contudo, dado o alto consumo de energia elétrica da indústria química, essa capacidade de geração representa menos de 7% do consumo de energia elétrica total da indústria química (de cerca de 2.450 MW médios, de acordo com o BEN 2018²⁵).

Em um estudo do ano de 2008 da Cogen,²⁶ foram mapeadas 26 indústrias químicas que teriam um potencial de geração de 912 MW médios, o que representaria uma demanda de 5.330 m³/dia de gás natural.

4.2.7/ EVOLUÇÃO RECENTE DO CONSUMO

A indústria química é o setor industrial com maior consumo de GN no Brasil, responsável por cerca de 23% do uso energético do GN pela indústria. Cumprido ressaltar que, além do uso energético, a indústria química se destaca por ser o único setor da indústria brasileira a também utilizar o GN como matéria-prima. O Gráfico 14, elaborado com base no consumo energético²⁷ de GN pela indústria, mostra a relevância da indústria química no uso do GN.

Gráfico 14 | Distribuição de uso energético de GN na indústria



Fonte: Adaptado de BEN 2018.

O Gráfico 15 mostra a evolução do uso do GN pela indústria química nos últimos dez anos.²⁸ Nota-se que não há uma tendência clara de aumento ou redução de consumo energético, que se manteve próximo do patamar atual, de 7 milhões de m³/dia. Quanto ao uso

²⁵ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional 2018*. Rio de Janeiro, mai. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em: 15 jun. 2019. (Ano-base 2017). De agora em diante referido como BEN 2018.

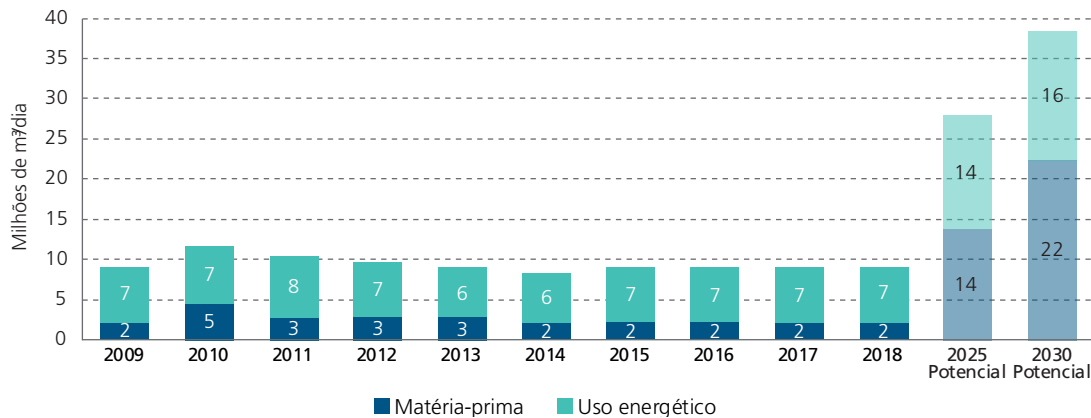
²⁶ COGEN – ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. *Potencial para cogeração no Brasil*. Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2008/Potencial_Cogerao_Brasil_FCCE_22072008.pdf. Acesso em 1º jul. 2019.

²⁷ O BEN não inclui nessa rubrica o uso do GN para a geração de energia elétrica.

²⁸ O gráfico não considera o uso de líquidos de GN na cadeia do eteno.

como matéria-prima, houve uma queda nos últimos anos, e o consumo atual gira em torno de 2 milhões de m³/dia.²⁹ As colunas com os anos 2025 e 2030 representam o potencial de crescimento de uso de GN pela indústria química caso uma possível queda no preço do GN o torne mais atrativo em relação a outras fontes de energia e de matéria-prima.

Gráfico 15 | Evolução do consumo de GN pela indústria química



Fontes: Elaboração própria, com base em CHEMVISION 2019 e BEN 2018.

O pico de consumo de GN pela indústria ocorreu em 2010. Uma possível razão para a estagnação no consumo é a redução do uso de GN como matéria-prima, com a redução da produção de fertilizantes nitrogenados e o fechamento da GPC e da Metanor (fábricas de metanol). Esse declínio coincidiu com a piora da competitividade do GN brasileiro, sobretudo em relação ao gás americano, depois do início da exploração do *shale gas*.

Adicionalmente, a paralisação das fábricas de fertilizantes nitrogenados da Petrobras, que ocorreu em 2019, pode ocasionar uma nova retração no consumo de GN pela indústria química, da ordem de até 2 milhões de m³/dia.

4.2.8/ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA

A falta de capilaridade da rede de distribuição de gás natural no Brasil não chega a ser um grande problema para as principais indústrias petroquímicas de primeira³⁰ e segunda³¹ geração. É comum que essas indústrias se concentrem em polos por causa da facilidade de fornecimento de matérias-primas, utilidades e demais sinergias. O Brasil conta com quatro importantes polos petroquímicos, localizados em Camaçari (BA), Duque de Caxias (RJ), Mauá (SP) e Triunfo (RS), todos atendidos por gás natural.

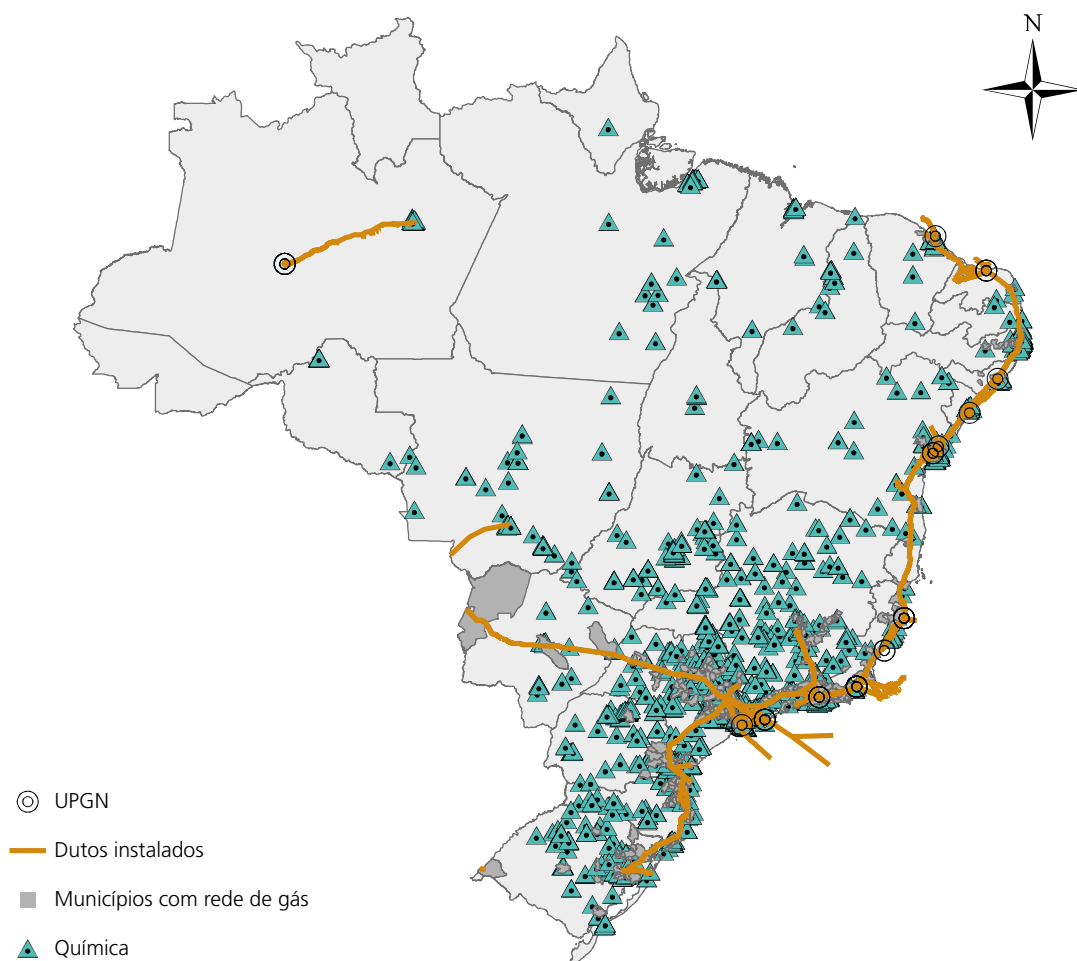
²⁹ Esse volume é praticamente todo destinado às fábricas de fertilizantes nitrogenados.

³⁰ As que utilizam as matérias-primas (nafta, gás natural, gás liquefeito de petróleo – GLP etc.) para gerar os produtos ou matérias-primas básicas.

³¹ Aquelas que, a partir de matérias-primas básicas, produzem intermediários que serão matérias-primas para outras indústrias, embora também já possam ter uma aplicação final nessa fase.

Contudo, a falta de capilaridade da rede pode ser um problema para indústrias químicas mais à frente na cadeia, que não necessariamente se concentram em polos. As fábricas de fertilizantes são um exemplo de indústrias que podem sofrer com a falta de gasodutos, já que faz sentido que elas estejam localizadas em áreas rurais, perto do mercado consumidor de fertilizantes. A Figura 2 mostra a distribuição geográfica das indústrias químicas pelo país.

Figura 2 | Georreferenciamento das indústrias químicas brasileiras



Fonte: Elaboração própria.

4.2.9/ PERSPECTIVA ATUAL DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE QUÍMICOS

Atualmente, a falta de disponibilidade de nafta, GLP e gás natural a custos competitivos é um entrave para o surgimento de novos projetos estruturantes da indústria química. A retomada de investimentos depende de alternativas que assegurem o fornecimento de matérias-primas com custos suficientemente baixos e durante prazos suficientemente longos que sejam aceitáveis pelos investidores.

Por ser antigo, o parque industrial da química demanda investimentos para a manutenção da capacidade produtiva, mas tais investimentos decorrentes não devem trazer aumentos de produção ou demanda adicional de gás natural.

Os únicos segmentos da indústria química que estão recebendo novos investimentos relevantes são os de fabricação de fertilizantes fosfatados e de mistura de fertilizantes.

Embora não haja grandes investimentos em perspectiva na indústria química que gerem aumento de produção, é razoável que ocorra um crescimento de produção da indústria química em compasso com o crescimento do PIB, provenientes de redução da capacidade ociosa, e aumentos de capacidade puxados pelo aumento de demanda.

Além disso, caso se confirme a mudança estrutural no preço do GN oferecido à indústria, é provável que o ganho de competitividade traga investimentos relevantes no setor.

4.2.10/ ANÁLISE DO POTENCIAL DE DEMANDA

Uma eventual redução no preço do gás natural poderia reverter o processo de fechamento de plantas que utilizavam GN, além de atrair novos investimentos, e incremento de demanda por GN.

O principal potencial de demanda por GN está na implantação de novas fábricas de fertilizantes nitrogenados, que, caso haja uma redução no preço do GN, podem gerar uma demanda adicional de GN de cerca de 10 milhões de m³/dia até 2030. Tal estimativa foi baseada na viabilização de investimentos para a produção interna de até 80% dos volumes atualmente importados de fertilizantes nitrogenados para suprir o mercado interno de ureia, nitrato de amônio, sulfato de amônio e MAP.

A redução do custo do GN também poderia atrair importantes investimentos em sistemas de cogeração, gerando uma demanda por GN que poderia chegar a 6 milhões de m³/dia até 2030. Essa estimativa baseou-se no consumo de energia elétrica de um estrato de grandes indústrias químicas em áreas já atendidas por redes de GN e na quantidade de GN que seria necessária para gerar essa energia.

O próprio crescimento orgânico da indústria química, mesmo desconsiderando uma mudança estrutural no preço do GN, já poderia gerar incremento da ordem de 2 milhões de m³/dia até 2030, ou, caso a queda no preço do GN se confirme, o incremento pode ser consideravelmente maior.

Também se estima que o GN mais barato viabilizaria a implantação de uma ou duas plantas de produção de metanol, que poderiam demandar cerca de 4 milhões de m³/dia de gás natural até 2030. Assim como no caso dos fertilizantes nitrogenados, essa estimativa se baseou no volume de metanol importado atualmente.

Por último, a maior oferta de etano do gás natural poderia viabilizar investimentos em até duas fábricas de eteno até 2030, com consumo combinado de etano da ordem de 4 milhões de m³/dia. Essa estimativa considera que todo o etano disponibilizado na separação do GN do gasoduto Rota 3 e de um possível Rota 4 seria disponibilizado para a petroquímica.

Desse modo, em um cenário otimista, a maior competitividade do gás natural pode elevar a demanda pela indústria química a 39 milhões de m³/dia em 2030, um acréscimo de 27 milhões de m³/dia.

A Tabela 13 sumariza o potencial estimado de uso de GN pela indústria química.

Tabela 13 | Potencial de uso de GN por segmento da indústria química (milhões de m³/dia)

Uso	2018 (realizado)	2025	2030
Fertilizantes nitrogenados	2,5	7,6	12,7
Cogeração	0,4	6,3	7,1
Outros usos energéticos	6,8	7,9	8,9
Metanol	0,0	2,4	4,4
C2+	1,5	3,7	5,3
Total	11,2	27,9	38,5

Fontes: Elaboração própria, com base em dados de COGEN – ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – Potencial para cogeração no Brasil (disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2008/Potencial_Cogerao_Brasil_FCCE_22072008.pdf. Acesso em: 1º jul. 2019); CHEMVISION 2019; e BEN 2018.

Entretanto, a redução no preço do GN para cerca de US\$ 5/milhões de BTU, que, segundo a indústria, viabilizaria investimentos com tecnologia baseada no uso do GN, parece ambiciosa perante os preços atuais, de cerca de US\$ 11/milhões de BTU, e só pode ser alcançada no longo prazo, com mudanças regulatórias e fiscais e investimentos na indústria extrativa de petróleo e GN.

4.3/ Gás natural na indústria cerâmica

4.3.1/ DESCRIÇÃO DAS APLICAÇÕES

A indústria de cerâmica, segunda maior consumidora de gás no setor industrial, é bastante heterogênea no que tange à produção e ao porte de empresas, bem como à sua distribuição geográfica pelo país. Entretanto, um fator comum em quase todos os subsegmentos dessa indústria é a alta intensidade de energia térmica em seu ciclo produtivo, no qual obtém seus produtos depois do tratamento de insumos minerais a elevadas temperaturas. O setor tem uma relevância significativa como fornecedor do segmento da construção civil, além de ser historicamente exportador.

O setor pode ser subdividido, principalmente, em dois subsegmentos: de cerâmica vermelha e de cerâmica branca e revestimento, conforme classificação utilizada no BEN.

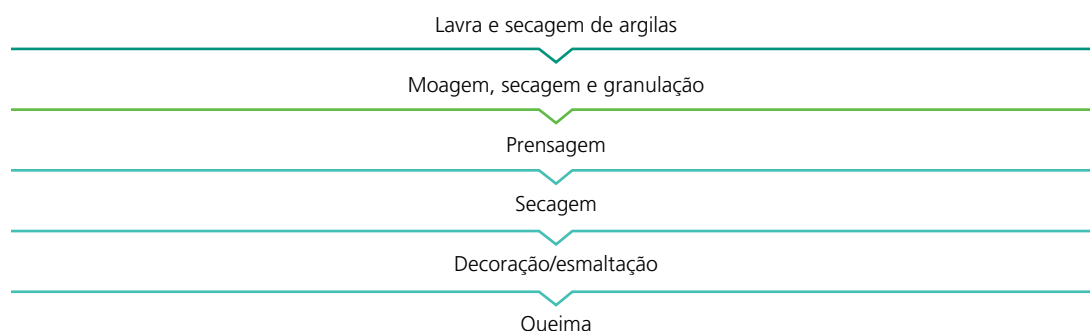
O subsegmento da cerâmica vermelha produz, sobretudo, tijolos, blocos, telhas e tubos, entre outros. É um segmento pulverizado por todo o território nacional, com preponderância de empresas de pequeno porte. Segundo dados da Associação Nacional da Indústria Cerâmica,³² o segmento é formado por quase sete mil empresas que empregam mais de um milhão de pessoas direta e indiretamente.

O subsegmento de cerâmica branca é bastante diversificado, tendo como principais produtos louças, tais como bacias, caixas d'água, bidês, lavatórios e colunas. O Brasil é um dos maiores produtores mundiais nesse subsegmento, com sua produção concentrada nas duas principais empresas, Roca e Duratex, que, juntas, detêm perto de 75% do mercado.

O subsegmento de revestimentos é composto de materiais de construção civil utilizados para cobertura e acabamento em superfícies. Muito mais pulverizado do que o de cerâmica branca, com 92 empresas, concentradas sobretudo no Sul e Sudeste, a indústria de revestimento brasileira é uma das principais do mundo, ocupando a segunda posição em relação ao consumo e produção.

De maneira geral, os processos de fabricação empregados pelos diversos subsegmentos assemelham-se em maior ou menor grau. Geralmente, compreendem as etapas de preparação dos insumos, conformação das peças, tratamento térmico e acabamento. Os materiais cerâmicos são, geralmente, fabricados a partir da composição de duas ou mais matérias-primas, além de aditivos e água ou outro meio. O tratamento térmico das peças, depois da conformação, é a etapa em que há maior consumo energético. É uma etapa de grande importância para conferir ao material as propriedades físico-químicas desejadas. Na Figura 3, é apresentado o processo produtivo genérico de uma indústria cerâmica.

Figura 3 | Fluxograma de processo produtivo genérico da indústria cerâmica

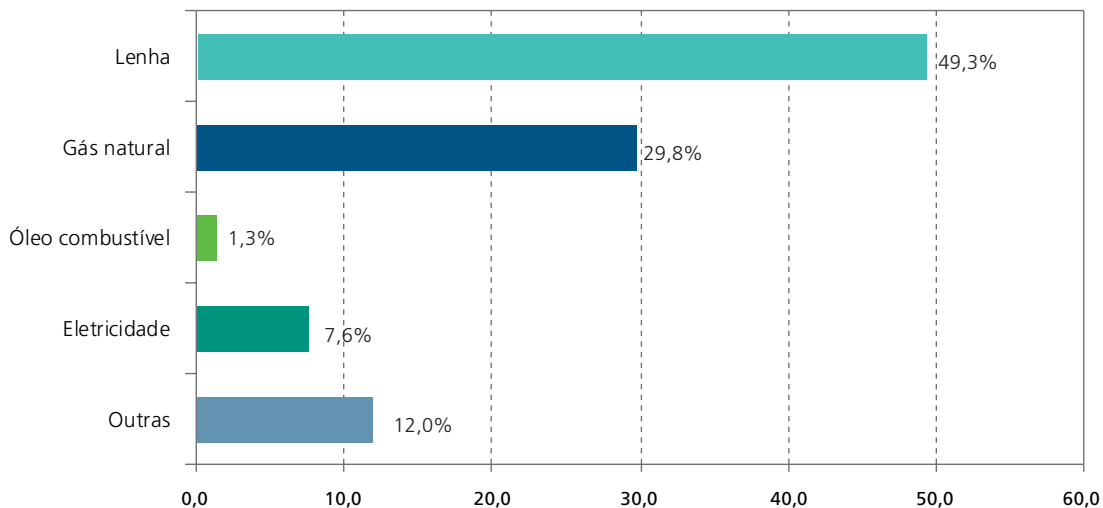


Fonte: Elaboração própria.

³² Disponível em: <https://www.anicer.com.br/anicer/setor/>. Acesso em: 30 mai. 2019.

De acordo com o BEN 2018, a maior parte da energia consumida pela indústria cerâmica provém do uso da queima da lenha, com 49% de participação, seguida pelo gás natural, com 30% de participação, e eletricidade, com 8%, conforme o Gráfico 16.

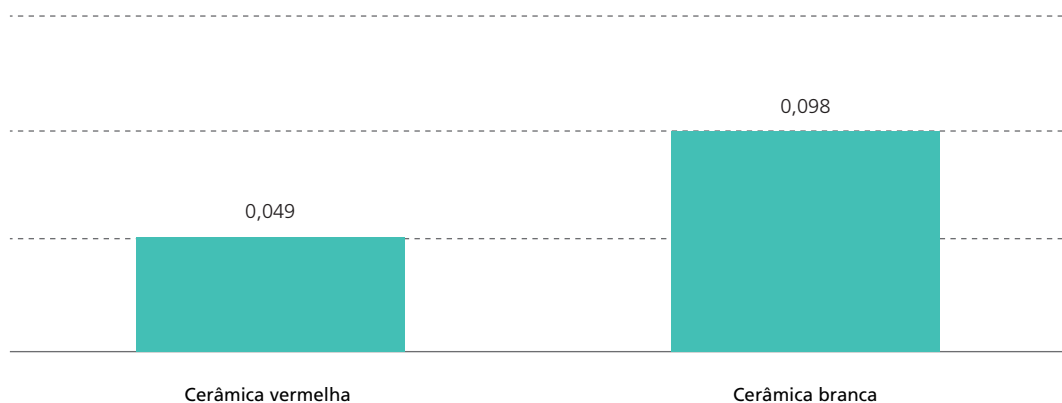
Gráfico 16 | Fonte de energia para o setor de cerâmica em 2018



Fonte: Adaptado de BEN 2018.

A produção de cerâmica branca é mais intensiva em energia, com consumo específico duas vezes maior do que a produção de cerâmica vermelha, conforme o Gráfico 17. No entanto, a produção desta segunda apresenta um consumo absoluto maior, porque sua produção é mais significativa em termos quantitativos.

Gráfico 17 | Consumos específicos dos subsegmentos de cerâmica (toneladas equivalentes de petróleo por tonelada – tep/t)



Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – Projeto META*. Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados – segmento cerâmica. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>. Acesso em: 17 jun. 2019.

Na cerâmica vermelha, a lenha ainda predomina como principal fonte energética, com uma participação de quase 50% do consumo energético no processo de fabricação, enquanto outros resíduos da madeira apresentam 39%. Desse modo, a energia proveniente de lenha ou derivados de madeira chega a praticamente 90% do consumo energético nesse subsegmento. Essa estrutura de consumo energético se deve principalmente ao perfil de pequenas empresas familiares espalhadas por todo o território nacional e também ao fato de seus produtos terem baixo valor agregado e menores exigências de desempenho mecânico.

O subsegmento de revestimentos tem estrutura de consumo energética em que predomina o consumo de gás natural como fonte, com 86% de participação. Essa alta participação do gás natural se deve à alta concentração da produção nos dois principais polos, São Paulo e Santa Catarina, e também às exigências de desempenho e *design* típicas do setor.

Desse modo, ao longo das últimas décadas, esse subsegmento passou por uma transformação com a conversão das antigas plantas para consumo de gás natural. Uma característica da produção brasileira é a utilização de dois processos produtivos distintos: via seca e via úmida. O primeiro processo opera com menores custos de materiais, insumos energéticos e manutenção de equipamentos, enquanto o processo de via úmida é capaz de produzir peças de maior qualidade e melhor acabamento final.

De maneira geral, todo o segmento da indústria cerâmica é intensivo em energia elétrica e térmica, com predominância do uso de lenha e gás natural para fornecimento de calor aos processos produtivos. Em 2018, o consumo energético do setor representou 1,6% de todo o consumo energético no país, conforme Tabela 14.

Tabela 14 | Participação no consumo final energético do segmento de cerâmica

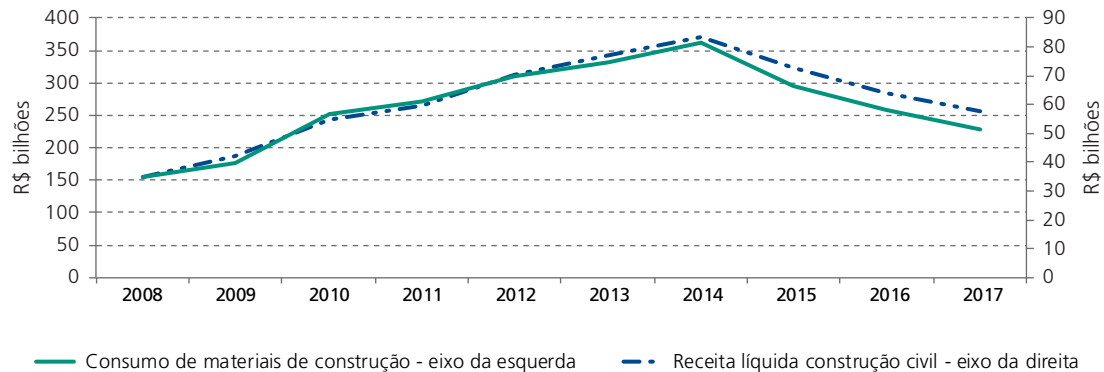
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumo final (%)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6

Fonte: BEN 2018.

4.3.2/ EVOLUÇÃO RECENTE DO CONSUMO

A indústria de cerâmica tem alta relação com o setor de construção civil, que é seu principal consumidor em praticamente todos os subsegmentos. O desempenho recente da economia brasileira teve impacto bastante negativo no setor de construção civil e no consumo de materiais de construção, com queda de aproximadamente 30% nos dois casos, conforme o Gráfico 18.

Gráfico 18 | Receita líquida do setor da construção civil e consumo de materiais de construção

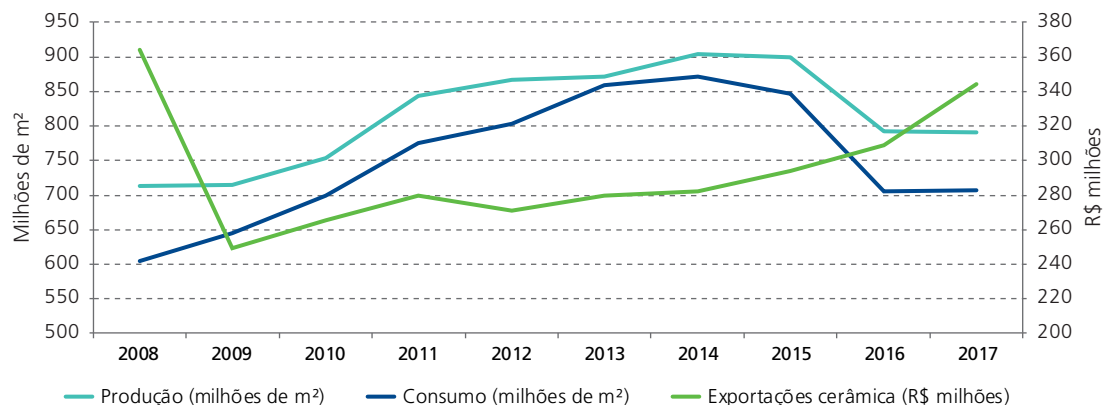


Fonte: Adaptado de IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Pesquisa Anual da Indústria da Construção* – Novos dados para 2017 e atualização de dados para 2015 e 2016. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/paic/tabelas/brasil/2017>. Acesso em: 18 jun. 2019.

A produção de revestimentos cerâmicos recuou 113 milhões de m² nos últimos quatro anos, o que representou um recuo de 13%, aproximadamente. O consumo recuou 165 milhões de m², retrocesso de 19% no mesmo período.

Outro fator relevante que tem pressionado o segmento é a atuação da China no mercado internacional. Nas últimas décadas, o país tornou-se um importante *player* internacional no segmento, não apenas o maior produtor como o maior exportador, concentrando aproximadamente 40% das exportações totais. O Brasil, como tradicional exportador no segmento, passa então a enfrentar maior acirramento na competição nos mercados internacionais, sem, contudo, deixar de exportar parcela significativa de sua produção, sobretudo em um cenário interno de consumo deprimido. Esse fraco desempenho recente da economia e do setor de construção civil refletiu-se diretamente no segmento de cerâmicas, como se pode ver no Gráfico 19.

Gráfico 19 | Produção e consumo de revestimentos cerâmicos



Fontes: Adaptado de ANFACER – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE CERÂMICA PARA REVESTIMENTOS, LOUÇAS SANITÁRIAS E CONGÊNERES. *O mercado brasileiro*. [2018?] Disponível em: <https://www.anfacer.org.br/brasil/>; e BRASIL. Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. *Comex Stat* – Exportação e importação geral. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>. Acesso em: 18 jun. 2019.

O desempenho ruim do segmento no passado recente se reflete em seu consumo energético, que, em termos gerais, apresentou no ano de 2017 o mesmo patamar de consumo equivalente de anos antes, conforme Tabela 15. No período, o segmento apresentou um pico de consumo energético no ano de 2014, tendo encolhido desde então. Entretanto, o consumo de gás apresentou crescimento de 30% entre 2008 e 2011, tendo mantido seu consumo energético constante desde então. Desse modo, o consumo energético relativo do gás teve um aumento em sua participação total, passando de aproximadamente 25% do consumo energético para 30% no ano de 2017.

Tabela 15 | Evolução do consumo energético por fonte (10³ tep)

Fontes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gás natural	1.007	977	1.141	1.288	1.314	1.354	1.339	1.324	1.325	1.326
Carvão vapor	44	31	30	52	35	39	50	62	37	41
Lenha	2.122	2.081	2.275	2.387	2.458	2.631	2.657	2.312	2.081	208
Outras recuperações	53	53	58	61	62	65	66	59	54	55
Óleo diesel	8	8	6	31	28	24	26	24	19	17
Óleo combustível	322	322	295	125	113	125	102	59	48	58
GLP	166	176	165	169	161	163	171	173	163	157
Outras de petróleo	173	178	195	270	275	289	292	262	223	225
Eleticidade	298	301	319	342	359	380	376	339	322	322
Total	4.193	4.128	4.485	4.724	4.803	5.069	5.079	4.614	4.272	4.280

Fonte: BEN 2018.

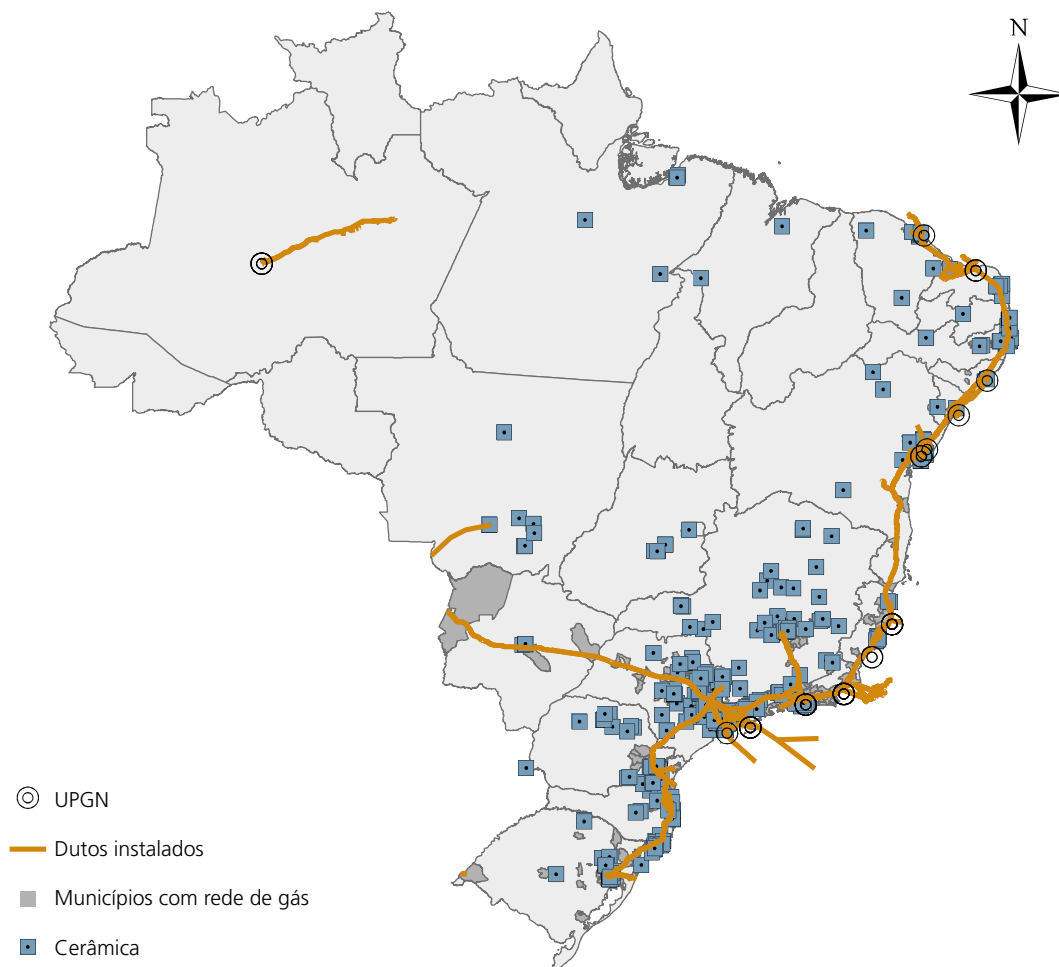
Outra transformação ocorrida no segmento foi, praticamente, a eliminação do uso de óleo combustível, entre 2008 e 2017, com redução de mais de 80% em seu consumo. Nesse contexto, a representatividade desse insumo energético passou de 7,7% no consumo energético em 2008 para um consumo residual de 1,4% em 2017.

4.3.3/ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DE GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA CERÂMICA

A distribuição geográfica da indústria cerâmica representa um desafio relevante no que tange à universalização do acesso ao gás natural. Entretanto, parcela significativa do segmento já realizou a migração ou conversão para utilização de gás como principal insumo energético em sua matriz.

Como se pode visualizar na Figura 4, parte significativa da indústria de cerâmica se encontra em regiões com oferta e distribuição de gás. Desse modo, ao longo das últimas décadas, o subsegmento de revestimentos passou por uma transformação, com conversão para utilização de gás natural.

Figura 4 | Distribuição geográfica do segmento cerâmico



Fonte: Elaboração própria.

Entretanto, quando se lida com o subsegmento de cerâmica vermelha, o desafio geográfico é potencializado por sua organização industrial, que é composta de milhares de empresas distribuídas por todas as regiões do território nacional, e por se tratar de produto não intensivo em capital, sem elementos de diferenciação, consumo pulverizado e disponibilidade de matéria-prima espalhada pelo território.

Desse modo, a maior demanda reprimida para o segmento de cerâmica se dá pelo subsegmento de cerâmica vermelha. Uma vez que mais da metade da população está

concentrada nas regiões Sul e Sudeste, há uma concentração grande de empresas desse subsegmento nessas regiões, que já têm acesso a oferta de gás natural. Assim, caso seja possível realizar a migração para uso de gás como insumo energético, as indústrias desse subsegmento já estão bastante concentradas em regiões com acesso ao insumo energético. Entretanto, o desafio do subsegmento de cerâmica vermelha não é apenas geográfico, uma vez que seus produtos têm baixo valor agregado, o que demandaria um custo de matéria-prima em níveis muito competitivos.

4.3.4/ ANÁLISE DO POTENCIAL DE DEMANDA POR GÁS NATURAL

4.3.4.1/ Perspectiva baseada na evolução da produção

Conforme exposto, o segmento de cerâmica vem passando por situação adversa em função do desempenho econômico brasileiro, bem como do setor da construção civil. A retomada de investimentos no segmento depende, necessariamente, de uma retomada econômica que eleve o montante de investimentos e de novas construções no país. Entretanto, a retomada de investimentos no segmento se dará com um atraso em função da ociosidade atual, de aproximadamente 35%, com que a indústria opera. Desse modo, não se espera que grandes novas capacidades sejam adicionadas em curto prazo até que a retomada do crescimento permita a diminuição da ociosidade atual da indústria.

Desse modo, para estimar o crescimento da produção da indústria de cerâmica e o consequente consumo de gás natural, levou-se em consideração seu desempenho em relação ao crescimento do produto interno bruto (PIB).

A partir da projeção de crescimento do PIB elaborada pelo Departamento de Pesquisa Econômica do BNDES, estimou-se o consumo de gás natural no mesmo período, conforme Tabela 16.

Tabela 16 | Projeção do consumo de gás

Ano	Consumo de gás (milhões de m ³ /ano)	Consumo de gás (milhões de m ³ /dia)
2008	1.144	3,1
2009	1.110	3,0
2010	1.296	3,6
2011	1.464	4,0
2012	1.493	4,1
2013	1.538	4,2
2014	1.521	4,2
2015	1.505	4,1

(Continua)

(Continuação)

Ano	Consumo de gás (milhões de m ³ /ano)	Consumo de gás (milhões de m ³ /dia)
2016	1.505	4,1
2017	1.507	4,1
2018	1.412	3,9
2019	1.473	4,0
2020	1.522	4,2
2021	1.578	4,3
2022	1.648	4,5
2023	1.721	4,7
2024	1.795	4,9
2025	1.871	5,1
2026	1.949	5,3
2027	2.029	5,6
2028	2.112	5,8
2029	2.196	6,0
2030	2.282	6,3

Fontes: BEN 2018.

Desse modo, projeta-se um crescimento no consumo de gás da ordem de 460 milhões de m³/ano no segmento de cerâmica até 2025. Isso representa um aumento de 36% em relação ao consumo de 2018, último dado disponível pela ANP.

4.3.4.2/ Outras oportunidades de elevação do consumo

O potencial de aumento da demanda por gás natural no segmento de cerâmica terá como principal vetor de crescimento o aumento da própria produção do setor, uma vez que o gás natural é um importante insumo energético do setor. A substituição do uso da lenha por gás natural poderia ser outro vetor de aumento do consumo de gás, mas com muitas restrições quanto a sua viabilidade técnico-econômica.

O subsegmento que utiliza gás natural em sua estrutura produtiva atual é o de louças e revestimento. Estes estão concentrados, sobretudo, nas regiões Sudeste e Sul, respectivamente, que são atendidas por gasodutos e poderiam se beneficiar rapidamente de um choque de preços do gás natural. Conforme apresentado na seção 4.1, a projeção de crescimento da demanda de gás natural em relação à expectativa de retomada do PIB e da construção civil é da ordem de 460 milhões de m³/ano, conforme a Tabela 16, entre 2018 e 2025.

A substituição da lenha só seria possível com a substituição das plantas atuais para fornos que usem gás natural. Essa conversão encontra significativas barreiras para que seja viabilizada, uma vez que o principal subsegmento que utiliza lenha como insumo energético é o de cerâmica vermelha. Seriam dois grandes obstáculos para que fosse viabilizado o uso de gás nesse subsegmento. O primeiro desafio é geográfico, uma vez que existem quase oito mil empresas espalhadas por todo o território nacional sem acesso a malha de distribuição de gás. Os produtos desse subsegmento são, usualmente, de baixo valor agregado, o que representa o segundo desafio para a substituição da lenha e seus derivados como insumos energéticos.

Para estimar o potencial de demanda no caso da uma eventual conversão, tomou-se por base o consumo energético proveniente de lenha no ano de 2018 no segmento de cerâmica e estimou-se uma curva de conversão percentual, de acordo com a Tabela 17. Trata-se de uma estimativa hipotética que traria maior confiabilidade e controle aos processos de produção nesse subsegmento.

Tabela 17 | Curva de conversão do uso de lenha para gás natural

Consumo energético de lenha em 2018 (tep)		2.056
Conversão para gás natural	Consumo de gás natural projetado (milhões de m ³)	
10%	234	
25%	584	
50%	1.168	
75%	1.752	
90%	2.103	
100%	2.336	

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do BEN 2018.

Apesar de teórico, para o caso da cerâmica vermelha, nas últimas décadas, o subsegmento de cerâmica branca e de revestimento realizou de fato essa conversão, adotando o gás natural como principal insumo energético. Hoje, 86% do fornecimento energético para esse subsegmento se dá por meio desse insumo.

Em resumo, as projeções de crescimento da demanda por gás, em um cenário de gás a preços competitivos, indicam um crescimento de 49%, com acréscimo de 1,90 milhão de m³ no consumo diário de 2025, em relação a 2018. Para o ano de 2030, é projetado um aumento no consumo de 3,17 milhões de m³/dia em relação a 2018, o que representa um crescimento de 81%, conforme Tabela 18.

Tabela 18 | Adicional de consumo de gás por tipo de subsegmento em 2025 e 2030 (milhões de m³/dia)

	2018	2018 -2025	2018 -2030
Adicional no período – cerâmica branca	-	1,26	2,38
Adicional no período – cerâmica vermelha (10% de conversão)	-	0,64	0,78
Total acumulado de consumo no fim do período	3,87	5,77	7,03

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, a principal oportunidade de atuação no setor é o aprofundamento do conhecimento setorial no segmento de cerâmica vermelha de modo a propor estudo técnico acerca da possibilidade de conversão da lenha por gás natural como principal insumo energético.

4.4/ Gás natural na indústria de ferro-gusa e aço

4.4.1/ DESCRIÇÃO DAS APLICAÇÕES

O processo de produção do aço pode ser dividido em três grandes etapas: 1. Redução, em que o minério de ferro é transformado em ferro metálico; 2. Refino (ou aciaria), em que são retiradas as impurezas da liga metálica e reduzido o teor de carbono, etapa na qual se obtém o aço propriamente dito; e 3. Conformação mecânica, no qual o produto semiacabado, resultado da solidificação do aço (lingotamento), é laminado na forma desejada (chapas, barras, fios, tubos etc.).

A etapa de redução consiste na transformação do minério de ferro (mais especificamente de um óxido de ferro) em uma liga metálica de ferro-carbono (denominada ferro primário), por diferentes rotas técnicas. A mais utilizada no Brasil é a partir de altos-fornos, no qual é utilizado o coque de carvão mineral como agente termorredutor, mas pode alternativamente ser usado o carvão vegetal em fornos menores. Outra rota bastante utilizada mundialmente aplica o gás natural como agente redutor, técnica conhecida como redução direta, na qual se produz o ferro-esponja (ou ferro primário).

A etapa do refino pode utilizar diferentes fornos: o conversor a oxigênio (LD/BOF), o forno elétrico a arco (EAF) e o forno Siemens-Martin (OH), que está praticamente em desuso por causa de sua baixa produtividade e do alto potencial poluidor (utilizado apenas na Ucrânia e na Rússia). As principais diferenças entre a produção via BOF e EAF são os insumos utilizados: no primeiro, utiliza-se o ferro-gusa líquido, enquanto no segundo utilizam-se o ferro-gusa sólido ou ferro-esponja e a sucata. Por causa disso, as usinas siderúrgicas

podem ser classificadas entre usinas integradas, que incorporam a etapa de redução, ou semi-integradas, que partem do refino da carga metálica. Em ambos os casos, termina-se a etapa com o lingotamento do metal.

As usinas semi-integradas, com produção via EAF, como não incorporam unidades de coqueria, sinterização e redução metálica usuais em uma siderúrgica integrada, são também chamadas de *minimills*. Elas são a maioria nos EUA, representando 60% da produção total de aço, enquanto no Brasil representam 24% e na China, 8% (dados de 2013).

A terceira etapa busca dar o tratamento final para a conformação do aço em produtos acabados, que podem ser planos (chapas grossas, bobinas e folhas laminadas a quente, bobinas galvanizadas ou laminadas a frio) ou longos (fio-máquina, vergalhões, barras e tubos, entre outros). Para laminação do metal semiacabado, é necessário que ele esteja dúctil, por isso o material é aquecido nos fornos de reaquecimento.

O processo siderúrgico envolve muitas transformações e, por isso, consome altos volumes energéticos. A Tabela 19 apresenta de forma esquemática o consumo desses insumos.

Tabela 19 | Principais insumos energéticos consumidos atualmente nas plantas brasileiras

	Processos	Principais insumos energéticos
Rota integrada a coque	Sinterização	Coque
		Energia elétrica (baixo consumo)
	Coqueria	Carvão metalúrgico
		Energia elétrica (baixo consumo)
		Coque
	Alto-forno	PCI (<i>pulverized coal injection</i>)
		Energia elétrica (médio consumo)
	Aciaria a oxigênio (LD/BOF)	Energia elétrica (baixo consumo)
	Lingotamento contínuo	Energia elétrica (baixo consumo)
		Gás de coqueria
Rota via EAF	Laminação	Gás de alto-forno ou de aciaria
		Energia elétrica (alto consumo)
	Aciaria elétrica	Energia elétrica (alto consumo)
	Lingotamento contínuo	Energia elétrica (baixo consumo)
		Gás natural
	Laminação	Energia elétrica (alto consumo)

Fonte: Adaptado de CARVALHO, P. S. L.; MESQUITA, P. P. D.; ARAÚJO, E. D. G. Sustentabilidade da siderurgia brasileira. *BNDES Setorial*, n. 41. Rio de Janeiro: BNDES, 2015.

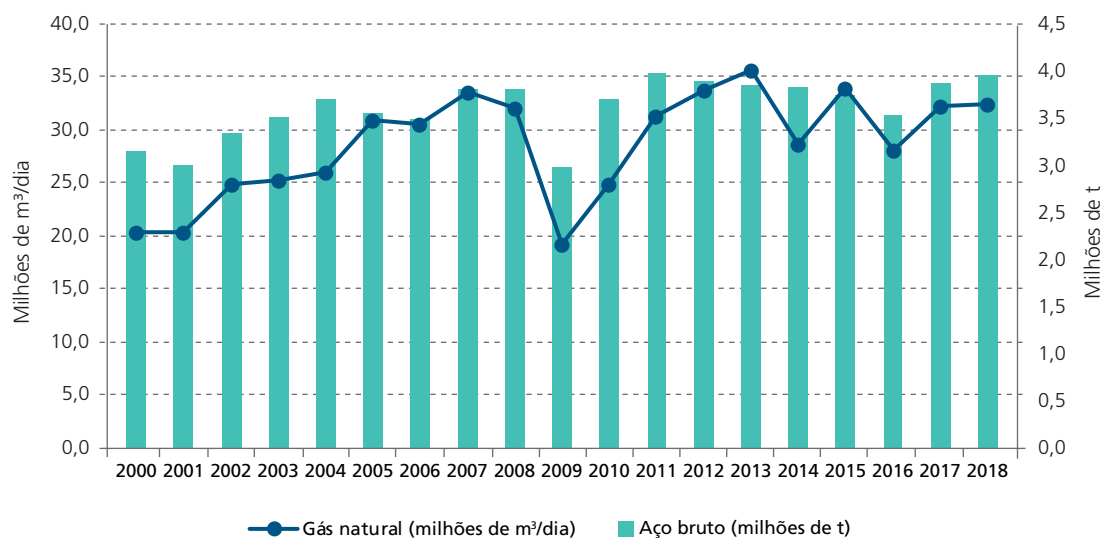
É possível notar que o gás natural é consumido principalmente na laminação em usinas de rota via EAF. Mas pode ser utilizado também em substituição a outras cargas carbonosas nos altos-fornos e na laminação em usinas integradas, em complementação a outros gases.

Atualmente, não é utilizada no Brasil a rota via redução direta. Nela, é necessário como insumo não energético o gás natural, tornando-o imprescindível para a produção. A última fábrica que utilizava tal técnica era a Usiba (BA), que encerrou suas atividades por considerá-la inviável em razão de seu preço.

4.4.2/ EVOLUÇÃO RECENTE DO CONSUMO

Com base no Gráfico 20, podem-se observar, além da alta correlação entre o volume de produção de aço bruto e do consumo de gás natural, alguns movimentos de expansão do uso do gás para um mesmo volume de produção, notadamente entre 2005 e 2007 e entre 2011 e 2013, impulsionados pela melhor condição de oferta nesses períodos. Movimento inverso ao observado nos últimos anos, quando houve um decréscimo do valor absoluto consumido de gás natural para um mesmo volume de produção.

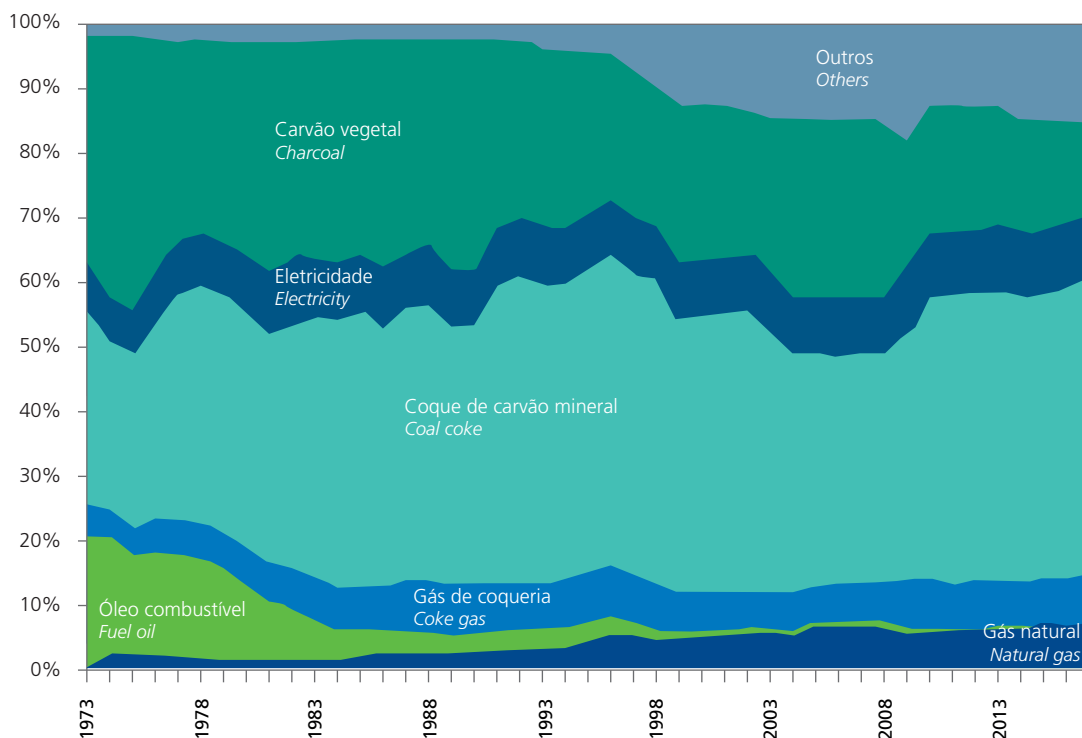
Gráfico 20 | Produção de aço bruto e consumo de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CRU INTERNATIONAL. *Crude Steel Market Outlook*, 2019; e do BEN 2019.

Quanto à participação relativa, o consumo de gás natural alcançou sua maior participação em 2013, com 7,8% do consumo total de energia na siderurgia, volume igual a 4 milhões de m³/dia. Esse crescimento de participação foi resultado principalmente da redução da produção via carvão vegetal (principalmente em produtores de ferro-gusa para venda, chamados guseiros independentes) e da substituição do uso de óleo combustível permitida pela melhora nas condições de oferta de gás natural, como pode ser observado no Gráfico 21.

Gráfico 21 | Distribuição do consumo de energia por fonte na produção brasileira de ferro-gusa e aço



Fonte: Adaptado de BEN 2018.

O BEN 2018, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresenta como foi o consumo energético para o setor siderúrgico. É possível reparar que o consumo energético do segmento representa 15,9 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), nos quais os principais são: coque de carvão mineral (46,1% do total); carvão vegetal e outras fontes (ambos com 16,6%); eletricidade (10,1%); gás de coqueria (7,4%); e, por fim, gás natural (7,3%).

Apesar de ser sua última fonte energética em relação ao consumo, o setor siderúrgico é o terceiro setor industrial maior consumidor de gás natural no Brasil (12% do consumo industrial diário, ou 3,6 milhões de m³/dia), ficando atrás apenas da indústria de cerâmica (14%, ou 4,1 milhões de m³/dia) e da química (22%, ou 6,7 milhões de m³/dia), conforme nos mostram os dados do BEN 2018. Apesar desse consumo elevado, esse percentual poderia ser ainda maior.

Com base em dados obtidos pelos balanços energéticos de algumas plantas siderúrgicas de 2017, confirma-se a hipótese aqui levantada de que a maior parte do consumo de gás natural hoje é proveniente da laminação, conforme nos mostra a Tabela 20, que apresenta o percentual do consumo do gás natural na laminação em relação a toda a etapa produtiva (redução, aciaria, laminação e sistemas de energia).

Tabela 20 | Estatísticas descritivas selecionadas do consumo de gás natural na etapa de laminação, 2017 (% , com base na amostra de plantas siderúrgicas)

	Amostra	Amostra tratada ¹
Média	51,54%	68,72%
Valor mínimo	0,00%	59,94%
Valor máximo	82,32%	82,32%
Desvio-padrão	0,36	0,12

Fonte: Elaboração própria, com base em informações obtidas diretamente com empresas do setor.

Nota: 1. Excluindo planta sem laminação.

A primeira coluna revela alguns dados descritivos para nosso universo de análise, composto de quatro plantas industriais: 51,5% do consumo de gás se dá exclusivamente na etapa de laminação. Excluindo-se a planta que não realiza essa etapa, esse valor sobe para 68,7%. O principal fator explicativo para a utilização do gás natural é seu poder calorífico, mais eficiente que outros combustíveis energéticos. Fica evidente o potencial do aumento de seu consumo em uma situação mais favorável da oferta do gás natural.

Em contato com as organizações do setor, pôde-se corroborar essa evidência com o Instituto Aço Brasil (IABr), que tem os balanços energéticos de todas as plantas de seus membros. Segundo seus dados de 2018, o consumo de gás natural nas usinas da rota semi-integrada é 67,4% maior do que na rota integrada. Ou seja, ter a etapa de laminação em seu processo leva ao maior consumo do gás natural, especialmente para as plantas semi-integradas, pois elas não possuem cogeração pelos gases de alto-forno, coque e aciaria.³³

Concluída essa etapa mais genérica sobre a utilização do gás natural por meio de dados obtidos secundariamente, partiu-se para uma interação com representantes da área de engenharia das empresas do setor. Três observações merecem destaque. A primeira delas é que o consumo de gás natural acompanha a produção de aço, na medida em que o gás natural é um dos insumos energéticos que podem ser consumidos, mas não o único. E que não há impedimento tecnológico para elevar a utilização do gás natural como fonte energética, nem mesmo no curto prazo: o motivo pelo qual

³³ Foram solicitadas informações médias de consumo do gás natural pelas etapas produtivas, conforme aparecem nos balanços energéticos (redução, aciaria, laminação e sistemas de energia, além de outras etapas), mas a única disponibilizada foi o recorte entre as usinas integradas e não integradas.

não se utiliza um volume maior, hoje, é financeiro, mas, uma vez que o consumo de gás natural seja mais rentável do que outros insumos energéticos, a troca é realizada sem muitas complicações.

A segunda diz respeito ao consumo no processo produtivo atual: é verdade que hoje a etapa que mais utiliza o gás natural é a laminação, mas isso ocorre pelo fato de as condições de oferta do gás natural não serem atraentes. E houve momentos recentes em que o preço relativo do gás natural era mais favorável do que hoje, culminando na prática com consumo maior, conforme apontado anteriormente neste trabalho e evidenciado no Gráfico 21. O interessante fator apontado é que há um significativo potencial de utilização do gás natural na etapa de redução, por meio de sua aplicação nos altos-fornos.

Para verificar essa informação, foi consultado o balanço energético relativo a uma planta, reproduzindo a seguir alguns de seus dados sem sua identificação. A Tabela 21 apresenta, em gigajoule por tonelada de aço bruto (GJ/tab), a evolução do consumo de gás natural dessa mesma planta em diferentes anos.

Tabela 21 | Evolução do consumo de gás natural de uma mesma planta segundo as etapas de produção no passado recente (GJ/tab)

	2013	2014	2015	2016	2017
Redução	0,94	0,15	0,00	0,29	0,08
Aciaria	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
Laminação	0,41	0,75	1,03	0,67	0,70
Sistemas de energia	0,00	0,14	0,73	0,21	0,25
Total	1,42	1,10	1,82	1,22	1,10

Fonte: Elaboração própria, com base em dados obtidos diretamente com empresas do setor.

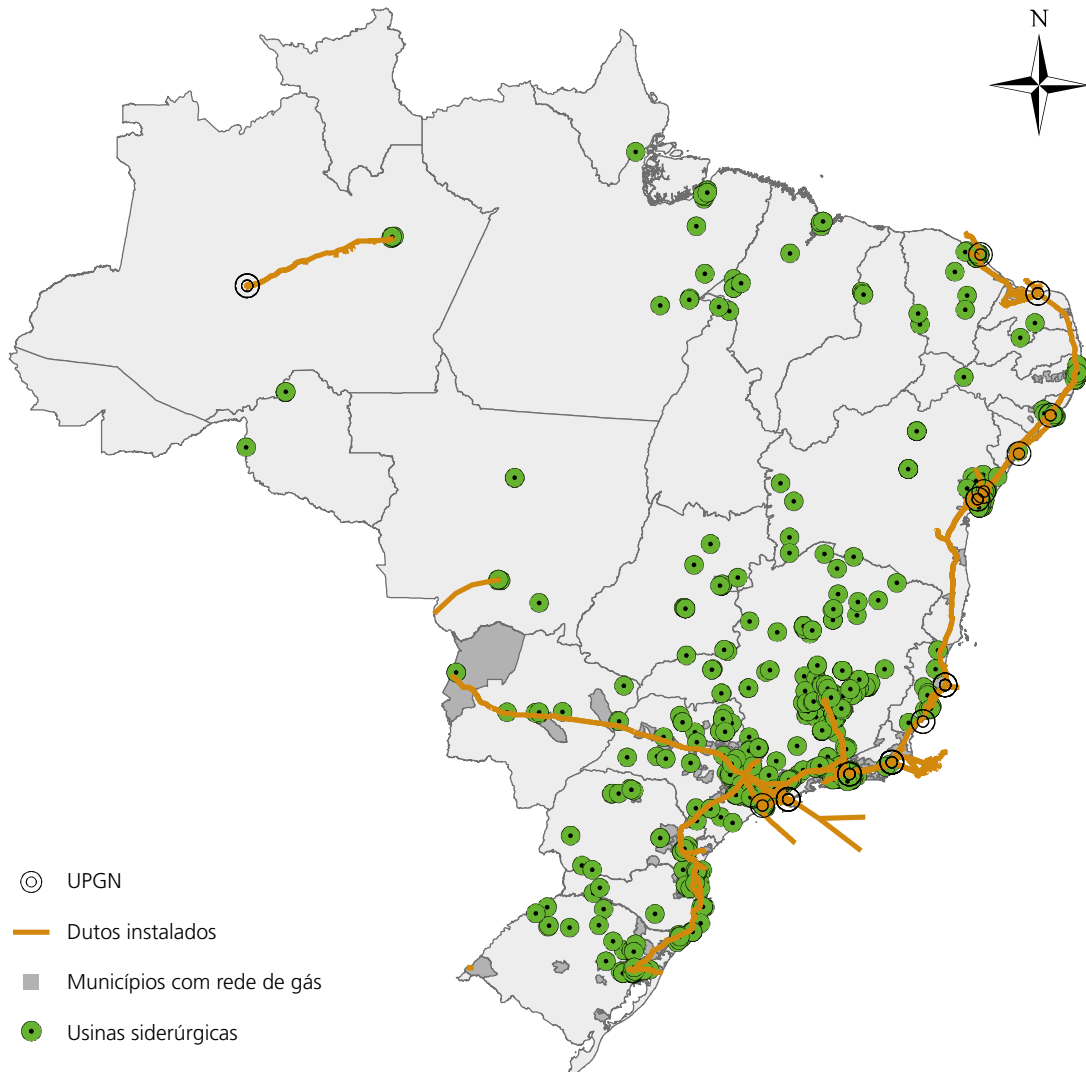
É possível perceber que 66,6% do consumo do gás natural no ano de 2013 se deu na etapa de redução e que em nenhum dos outros anos esse consumo nessa etapa se repetiu.

Por fim, a terceira observação diz respeito à redução direta: caso as condições sejam significativamente melhores do que hoje, o que só deve acontecer no longo prazo, é possível que se volte a produzir dessa forma. Ou seja, o potencial de demanda tende a aumentar, caso a oferta se regularize a preços significativamente menores, pois isso viabilizaria a implantação de uma ou duas plantas de redução direta, processo altamente dependente do gás natural.

4.4.3/ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA

Com o intuito de identificar eventuais restrições na oferta de gás natural às plantas siderúrgicas no Brasil, a Figura 5 identifica as plantas existentes, bem como as localidades que já contam com infraestrutura de distribuição de gás.

Figura 5 | Georreferenciamento das usinas siderúrgicas no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar a Figura 5, observa-se que as unidades, de maneira geral, já estão servidas ou estão bem próximas da rede de distribuição de gás atualmente disponível. Dessa forma, não há restrições relevantes na infraestrutura de oferta de gás natural que impeçam as empresas do setor de aumentar a demanda por essa fonte energética caso o cenário de

queda de preços do gás de fato se concretize. As plantas estão localizadas em 31 municípios, dos quais três não contam com oferta física de gás natural: são as unidades da Gerdau, em Divinópolis (MG), do Grupo Ferroeste, em Açailândia (MA), e do Grupo Aço Cearense, em Marabá (PA), que têm situações distintas.

A unidade da Gerdau é uma planta de 1982. Trata-se de uma usina de aços longos, via forno elétrico a arco, e que se localiza a cerca de 110 km dos gasodutos já existentes. A depender de uma queda significativa de preços, pode ser interessante para a empresa realizar investimento para construção do ramal de conexão.

A situação das unidades do Grupo Ferroeste e do Grupo Aço Cearense é diferente. São plantas mais recentes, de 2016 e 2008, respectivamente, que produzem aços longos e planos, mas se encontram afastadas da atual rede de distribuição. Mesmo uma queda acentuada de preços não justificaria a construção de um ramal até elas.

Esse diagnóstico de que a infraestrutura disponível atual não é um limitador para a expansão da demanda do gás natural via setor siderúrgico foi corroborada pelas entrevistas com organizações do setor. As principais questões apontadas foram a magnitude da queda dos preços e a garantia de estabilidade no fornecimento dessa energia. O primeiro ponto será retomado na subseção 4.4.4.2.

4.4.4/ ANÁLISE DO POTENCIAL DE DEMANDA

4.4.4.1/ Perspectiva baseada na evolução da produção

O ano de 2018 apresentou para o mercado siderúrgico, principalmente, um período de crescimento do protecionismo em relação ao comércio internacional. A edição da Seção 232, por parte do governo de Donald Trump, estimulou o acirramento de medidas protecionistas adicionais, principalmente por parte da China e da União Europeia, o que acabou culminando com uma redução do volume brasileiro de exportações de aço em relação a 2017 (com queda prevista em torno de 7%).

Os preços internacionais apresentaram oscilação em 2018, mas mantiveram patamar semelhante aos observados no fim de 2017 – ano marcado pela recuperação dos preços do setor. Aliado ao aumento do câmbio e a partir das expectativas positivas com a retomada da economia brasileira, o setor apresentou uma recuperação das margens em 2018, que só não foi melhor por causa da greve dos caminhoneiros.

Apesar de não haver perspectiva firme para novos investimentos para os próximos anos, a expectativa é de que se reequilibrem os investimentos em *sustaining* para os níveis ideais já em 2019. Essa análise é corroborada pelos dados de aço bruto: a produção e a utilização da capacidade produtiva a partir de 2018 devem gradualmente se recuperar, assim como demonstram a coluna 2019-2023 da Tabela 22.

Tabela 22 | Produção de aço bruto e utilização da capacidade produtiva no Brasil em períodos determinados, estatísticas descritivas

	Produção de aço bruto (milhões de t)				Utilização da capacidade produtiva			
	2008-2012	2013-2015	2016-2018	2019-2023	2008-2012	2013-2015	2016-2018	2019-2023
Média	32,58	33,77	33,58	37,70	81,64%	76,70%	68,67%	78,42%
Valor máximo	35,22	34,16	35,10	39,28	95,05%	80,65%	71,80%	82,50%
Valor mínimo	26,51	33,26	31,28	35,67	71,70%	71,85%	63,85%	73,65%
Desvio-padrão	3,50	0,47	2,03	1,52	0,084	0,045	0,042	0,036

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CRU INTERNATIONAL. *Crude Steel Market Outlook*, 2019.

Isso deve acarretar um aumento do consumo do gás natural a partir do aumento da produção e possivelmente, se as condições de oferta de fato melhorarem, em sua participação no balanço energético das plantas.

4.4.4.2/ Oportunidades de elevação do consumo do gás natural

Na presente análise, foram construídos três cenários até 2030 para projetar a demanda por gás natural no setor siderúrgico nos próximos anos, sendo o primeiro baseado apenas em um crescimento previsto dadas as condições atuais, enquanto o segundo e o terceiro projetam transformações mais estruturais, que incorporam novos investimentos, provocados por melhorias das condições de oferta do gás natural. Tais interpretações foram construídas com base em dados do BEN 2019, projeções de crescimento da produção pela CRU,³⁴ uma das principais consultorias mundiais de mineração e metais, e em entrevistas semiestruturadas com organizações do setor.³⁵

O BEN 2019 nos fornece até o ano de 2018 o consumo médio de gás natural pela indústria siderúrgica, a partir do consumo energético total. E tem-se a projeção de produção de aço brasileira segundo as estimativas da CRU 2019. O primeiro passo a ser tomado foi o de estabelecer uma relação entre o consumo energético e a produção de aço bruto.³⁶

Foi então estimado um fator de correlação entre essa produção e a variação de consumo de energia a partir dos dados históricos (desde 2000), de modo que foi possível projetar

³⁴ CRU INTERNATIONAL. *Crude Steel Market Outlook*, 2019, de agora em diante referida apenas como CRU 2019.

³⁵ Composto pelo Instituto Aço Brasil (IABr), Instituto Brasileiro de Mineração (IBM), Consultoria de Empreendimentos (ConDet), especializada em mineração e siderurgia, e por empresas do setor.

³⁶ Uma alternativa possível seria utilizar a produção de produtos acabados em vez da produção de aço bruto, mas pareceu-nos que essa relação não era tão consistente (alta variância). Os resultados obtidos com essa simulação via produtos acabados resultaram em dados mais otimistas do que os aqui apresentados.

os valores de consumo de gás natural segundo a estimativa de produção futura pela CRU 2019. Para isso, foi mantido o fator de participação do gás natural na matriz energética do setor de 2018 (7%). A Tabela 23 condensa os resultados obtidos para esses diferentes cenários, e a primeira linha é esse cenário-base.

Tabela 23 | Resultados de consumo de gás natural com base nos cenários (milhões de m³/dia)

	2018	2025	2030
Cenário 1	3,6	4,0	4,4
Cenário 2	3,6	[5,1-5,7]	[5,7-6,3]
Cenário 3	3,6	[5,1-6,2]	[8,3-8,9]

Fonte: Elaboração própria.

Como é possível perceber, até 2030 espera-se que o consumo de gás natural saia do patamar de 3,6 milhões de m³/dia para 4,4 milhões de m³/dia, ou seja, um aumento de quase 1,7% ao ano.

Os próximos cenários já incorporam uma mudança mais significativa da oferta do gás natural e foram construídos com base nas entrevistas. Segundo eles, uma redução de seu preço em torno de 30% já provoca uma mudança estrutural de consumo, especialmente em sua utilização nos altos-fornos. Esse aumento significa que o percentual de consumo de gás natural no balanço energético supera os 7% que compõem o cenário-base. Esse valor tende a se elevar pelo menos para 9%, mas pode ser que chegue a 10%.

Esse intervalo é o que explica a faixa de valores apresentada na segunda linha da Tabela 23, que define o segundo cenário. É curioso reparar que esse aumento da participação do gás na matriz, mesmo com seu viés menos otimista, leva a uma demanda maior do que o primeiro cenário já em 2025. A expectativa é que até 2030 o crescimento do consumo de gás seja entre 3,8% e 4,7% ao ano, podendo alcançar o valor de 6,3 milhões de m³/dia.

Nesse nível de preços, novos investimentos começam a ser postos em prática. E um desses investimentos mapeados pelas entrevistas é a implementação do Polo Siderúrgico e Metal-Mecânico do Açu. O projeto se baseia nas oportunidades relacionadas à ampliação da oferta e desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, aliado a um crescimento da demanda para o setor. Localiza-se no complexo portuário do Açu, no nordeste fluminense, e prevê a instalação de uma unidade de pelletização e de uma planta de redução direta. Enquanto a primeira unidade pode ser viável, considerando os preços atuais do gás natural liquefeito (GNL) importado, a planta de redução direta requer uma oferta de gás natural mais acessível, maior do que a redução de 30% estabelecida no cenário 2.

Esse terceiro cenário funciona como uma perspectiva potencial do crescimento do consumo do gás natural e está apresentado na terceira linha da Tabela 23. No melhor dos cenários aqui apresentados, além da implantação dessas duas unidades, haveria o desenvolvimento do polo a partir da instalação de uma unidade de aciaria elétrica e de plantas metais mecânicas menores. É possível notar a amplitude entre as faixas apresentadas: em 2030, os valores podem chegar a 8,9 milhões de m³/dia, levando a um crescimento anual de 7,8%.

Diante dessa perspectiva de redução de preços, outros projetos começam a ser anunciados, como a possibilidade de implantação de outras unidades semelhantes às que se pretende no Polo do Açú. Nesse sentido, destaca-se o interesse da Vale em uma planta de *hot briquetted iron* (HBI), cuja “condição para esta iniciativa é o barateamento do custo do gás, combustível usado no processo de produção do HBI”.³⁷ Ou seja, a perspectiva de demanda do gás natural, com a redução de seu preço e o incremento de novos investimentos não mapeados, tende a ser maior do que o até aqui calculado.

4.5/ Gás natural na indústria de papel e celulose

4.5.1/ DESCRIÇÕES DAS APLICAÇÕES

O setor de papel e celulose é um dos segmentos industriais mais intensivos em eletricidade do país. As etapas do processo produtivo, ilustrado na Figura 6, que mais contribuem para o alto consumo energético, tanto elétrico quanto térmico, estão relacionadas aos processos de cozimento e concentração do licor negro,³⁸ recuperação de reagentes químicos empregados na digestão da madeira e secagem da celulose. Grande parte dessa demanda energética é suprida por combustíveis provenientes do próprio processo, como o licor negro e a biomassa oriunda das florestas. Parte dessa demanda, no entanto, necessita ser adquirida da rede, em que os preços da energia elétrica têm histórico de alta volatilidade.

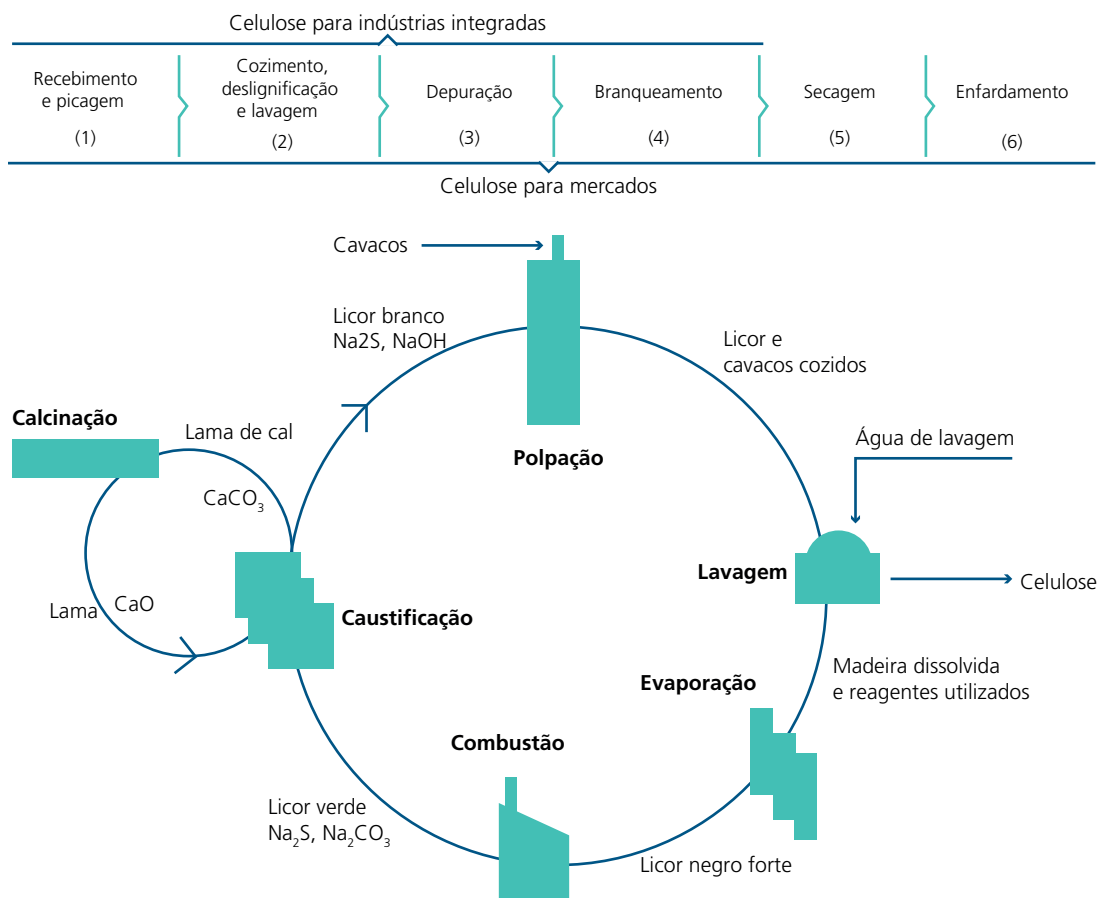
A matriz energética dessa indústria baseou-se, inicialmente, no suprimento por meio de óleo combustível, abundante e barato. Todavia, com as crises do petróleo nos anos 1970, ocorreram rápidas e significativas mudanças, motivadas pelo incentivo do uso do licor negro em caldeiras de recuperação química. O gás natural, com a exploração das bacias de Santos e Campos, bem como com a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, também se tornou uma alternativa energética para a substituição do óleo combustível como fonte de energia térmica.

³⁷ Disponível em <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1SO00J-OBRBS>. Acesso em: 5 jul. 2019.

³⁸ Licor negro é um subproduto do processo de tratamento químico na indústria de papel e celulose. Consiste na mistura de compostos químicos inorgânicos utilizados durante o processo de cozimento, resíduos de madeira dissolvida (lignina) e matéria orgânica separada da madeira durante o processo.

No entanto, as restrições de abastecimento e o alto preço do gás natural desestimularam a utilização mais intensiva desse insumo por parte do setor. Dados recentes indicam que o gás natural representa apenas 2,18% do custo (*cash cost*) da produção de celulose no Brasil. O forno de cal, equipamento presente na linha de recuperação de reagentes químicos e que consome bastante energia térmica, é um dos principais demandantes de gás natural nesse setor.

Figura 6 | Processo de produção da celulose e papel



Fonte: Adaptado de BIAZUS, A.; DA HORA, A. B.; LEITE, B.G.P. Panorama de mercado: celulose. *BNDES Setorial*, n. 32. Rio de Janeiro: BNDES, set. 2010. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1312>. Acesso em: 1º jul. 2019.

As principais mudanças na participação dos insumos energéticos dessa indústria se deveram não somente a restrições de oferta e de preço, mas estão também associadas a políticas setoriais, como incentivos à autoprodução de energia e aproveitamento de subprodutos para diminuir a dependência externa de combustíveis e energia elétrica, característica que pode ser observada na Tabela 24.

Tabela 24 | Autoprodução de eletricidade por setor e fonte (GWh)

	Hidráulica	Gás natural	Carvão mineral	Bagaço de cana	Lixívia	Lenha e carvão vegetal	Outras primárias	Óleo diesel	Óleo combustível	Gás de coqueria e alcatrão	Outros produtos de petróleo
Total	18.593	11.954	1.352	35.656	11.693	2.114	8.307	1.651	1.141	1.644	2.709
Energético	32	8.817	0	27.656	0	0	5	1.247	71	0	1.567
Residencial	0	0	0	0	0	0	71	0	0	0	0
Comercial	173	759	0	0	0	57	138	137	34	0	0
Público	34	132	0	0	0	2	58	37	5	0	0
Agropecuário	1.806	0	0	33	0	293	163	20	0	0	0
Industrial	16.548	2.246	1.352	7.967	11.693	1.762	7.872	210	1.031	1.644	1.142
Cimento	971	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
Ferro-gusa e aço	3.048	543	0	0	0	372	7.117	9	100	1.644	0
Ferro-ligas	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mineração e pelotização	2.345	95	0	0	0	0	0	11	425	0	0
Não ferrosos e outros da metalurgia	9.273	0	941	0	0	0	0	3	189	0	0
Química	6	581	46	0	0	20	447	12	17	0	1.142
Alimentos e bebidas	61	454	35	7.904	0	179	131	43	0	0	0
Têxtil	107	82	0	0	0	6	0	7	0	0	0
Papel e celulose	352	300	330	63	11.693	821	47	70	299	0	0
Cerâmica	8	21	0	0	0	0	0	4	0	0	0
Outras indústrias	283	168	0	0	0	364	130	49	0	0	0

Fonte: BEN 2018.

Do total da autoprodução de energia elétrica no setor industrial, 22% derivam do setor de celulose e papel, abaixo apenas do setor de aço e ferro-gusa, que responde por 24%. Cabe registrar que essa característica não seria empecilho para a maior utilização de gás natural pelo setor, tendo em vista que sua utilização ocorre essencialmente como fonte de energia térmica.

4.5.2/ EVOLUÇÃO RECENTE DO CONSUMO

Nas tabelas 25 e 26, pode-se observar a evolução do consumo energético pelo setor de papel e celulose nos últimos dez anos.

Tabela 25 | Consumo energético do setor de papel e celulose (milhões de m³/dia)

Fontes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gás natural	1,6	1,5	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,5	2,4	2,5
Carvão vapor	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Lenha	4,3	4,5	4,7	4,7	4,8	5,0	5,3	5,7	6,1	6,2
Bagaço de cana	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lixívia	12,7	13,5	14,7	14,7	14,4	15,5	16,9	18,2	19,4	20,1
Outras renováveis	2,4	2,4	2,7	2,7	2,4	2,6	2,0	2,2	2,3	2,3
Óleo diesel	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6
Óleo combustível	1,6	1,6	1,5	1,2	1,0	0,9	1,1	1,1	1,1	0,9
Gás liquefeito de petróleo	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eleticidade	4,8	4,9	5,1	5,1	5,1	5,2	5,5	5,8	6,1	6,2
Total	27,9	29,1	31,5	31,7	31,1	32,9	34,8	36,5	38,5	39,5

Fonte: BEN 2018.

Tabela 26 | Consumo energético do setor de papel e celulose (%)

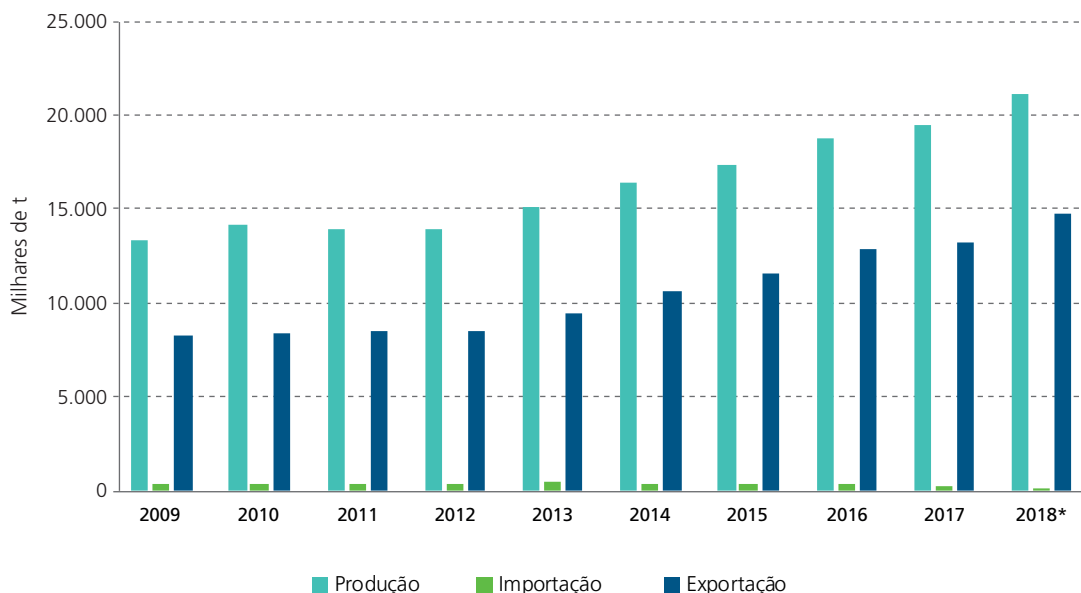
Fontes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Carvão vapor	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,0	0,7	0,7	0,8
Gás natural	5,7	5,2	6,7	7,2	7,7	7,6	7,6	6,9	6,3	6,4
Lenha	15,3	15,5	14,9	14,9	15,3	15,3	15,3	15,6	15,7	15,7
Lixívia	45,5	46,4	46,5	46,3	46,4	47,1	48,6	49,8	50,4	51,0
Óleo combustível	5,6	5,3	4,6	3,8	3,3	2,9	3,3	2,9	3,0	2,3
Eleticidade	17,1	16,8	16,1	16,1	16,4	15,9	15,9	15,9	15,8	15,8
Outras	9,9	9,9	10,0	10,5	9,7	10,0	8,2	8,2	8,1	8,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: BEN 2018.

Ainda que o consumo de gás natural tenha apresentado um crescimento significativo, de cerca de 60%, no período de 2008 a 2017, sua participação na matriz energética do setor de papel e celulose não teve aumento significativo, passando de 5,7% para 6,4% do consumo energético do setor. Dessa forma, conforme se verifica na Figura 7, o aumento do consumo de gás nos anos recentes está relacionado, essencialmente, ao aumento da produção de celulose, não tendo sido observada uma substituição significativa de outras fontes energéticas pelo gás natural.

Figura 7 | Produção, exportação e importação de celulose (milhares de t)

Ano	Produção	Importação	Exportação
2009	13.315	359	8.229
2010	14.164	412	8.375
2011	13.922	392	8.478
2012	13.977	411	8.513
2013	15.127	430	9.430
2014	16.465	416	10.614
2015	17.370	407	11.528
2016	18.773	357	12.901
2017	19.527	211	13.199
2018*	21.085	180	14.722



Fonte: Adaptado de IBÁ – INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES. *Histórico de desempenho do setor – 2019*. Disponível em: <https://www.iba.org/historico-de-desempenho#celulose-1>. Acesso em 1º jul. 2019.

Nota: *Preliminar.

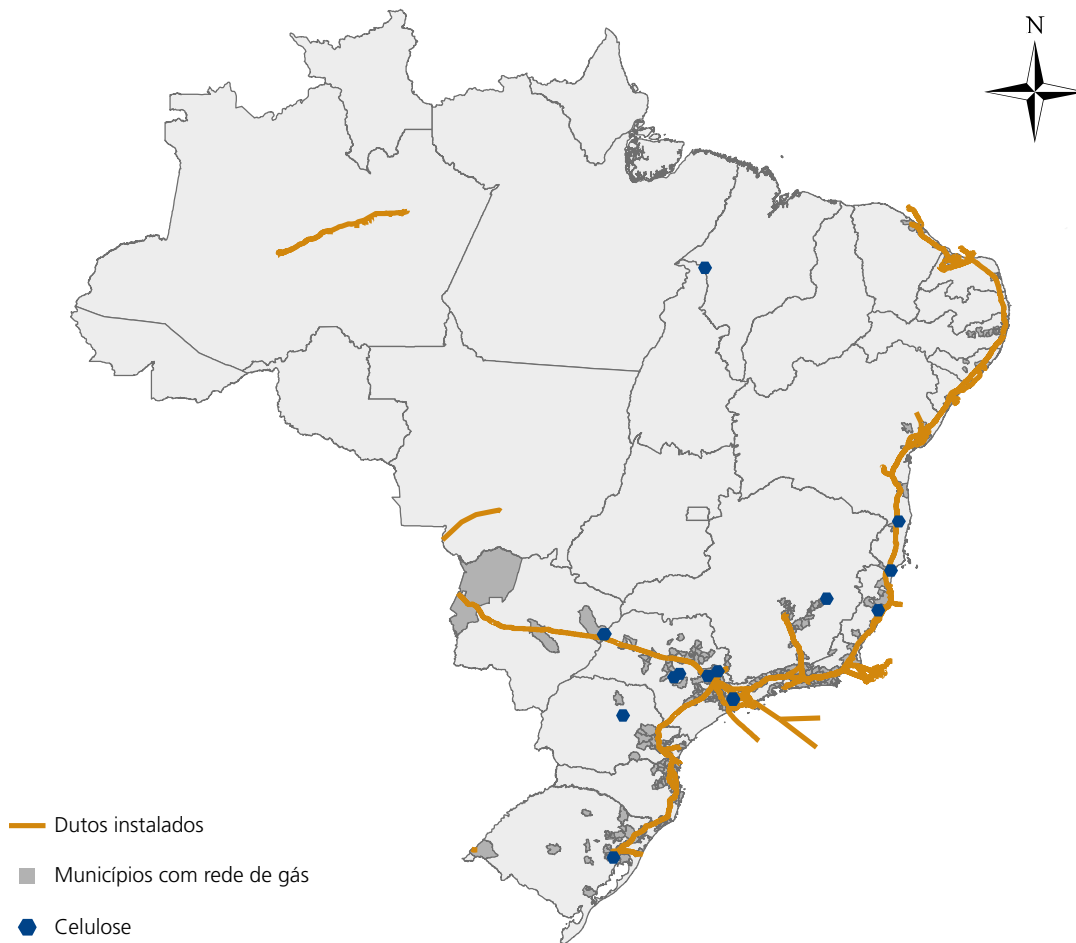
Cabe observar o aumento de participação do licor negro como insumo energético do setor, passando de 45% para 51% do total. O licor negro é utilizado como combustível nas caldeiras de recuperação, que tem como uma de suas funções gerar vapor e, consequentemente, energia para a fábrica.

Esse movimento está associado ao aumento da autoprodução de energia nas plantas de celulose, conforme comentado na seção 4.5.1. Ademais, em fábricas modernas de celulose, o vapor gerado nas caldeiras de recuperação é mais do que suficiente para atender às necessidades de vapor e energia de toda a fábrica, reforçando ainda mais essa tendência.

4.5.3/ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA

Com o intuito de identificar eventuais restrições na oferta de gás natural às plantas de celulose no Brasil, a Figura 8 identifica as plantas existentes, bem como as localidades que já dispõem de infraestrutura de distribuição de gás.

Figura 8 | Georreferenciamento da indústria de celulose no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar a Figura 8, observa-se que as unidades de celulose, de maneira geral, já estão servidas ou estão bem próximas da rede de distribuição de gás atualmente disponível. Dessa forma, não há restrições relevantes na infraestrutura de oferta de gás natural que impeçam as empresas do setor de aumentar a demanda por essa fonte energética caso o cenário de queda de preços do gás de fato se concretize. As exceções a esse panorama ficam por conta das unidades da Klabin, em Ortigueira (PR), e da Suzano, em Imperatriz (MA), que têm situações distintas.

4.5.3.1/ Ortigueira (PR)

A unidade Puma da Klabin possui quatro linhas integradas de celulose e papel que estão localizadas a cerca de 100 km dos gasodutos. De acordo com as informações obtidas nas entrevistas realizadas com representantes da empresa para ajudar na elaboração do presente estudo, o atual patamar do preço do gás inviabiliza o investimento na construção de um ramal que permita conectar a unidade Puma à rede de distribuição existente.

Já em um cenário de queda significativa de preços, a ser apresentado na próxima seção, o investimento na construção do ramal seria viabilizado e permitiria à empresa promover a substituição do óleo combustível utilizado no forno de cal por gás natural, cuja estimativa de demanda potencial seria de até 0,3 milhão de m³/dia.

Cabe aqui tecer uma consideração adicional. Não há certeza de que o preço do gás irá, na prática, cair ao patamar necessário para viabilizar a construção do ramal dedicado à unidade Puma. Por outro lado, é possível que outras unidades industriais nessa região também tenham interesse na utilização do gás natural, o que aumentaria as chances de viabilização desse ramal mesmo que o preço não atinja o patamar idealizado. Nesse contexto, é provável que haja espaço para o BNDES, detentor de conhecimento setorial e *expertise* na estruturação de projetos de infraestrutura, considerar o apoio à estruturação de projetos industriais como uma alternativa interessante para diversificar sua forma de atuação.

4.5.3.2/ Imperatriz (MA)

A situação da unidade da Suzano no Maranhão é diferente, pois ela se encontra bem distante da atual rede de distribuição, e mesmo uma queda acentuada de preços não justificaria a construção de um ramal dedicado a essa unidade.

De toda forma, é possível concluir que a infraestrutura da rede de distribuição atualmente disponível não seria um limitador para que o setor de celulose, inserido em um cenário de preços de gás significativamente menores dos que os praticados atualmente, possa expandir sua demanda por gás natural.

4.5.4/ PERSPECTIVA ATUAL DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE CELULOSE E PAPEL

Para estimar a expansão da capacidade produtiva em celulose e papel, utilizou-se como referências as projeções de 15 anos da Fastmarkets RISI, tradicional consultoria especializada no segmento de papel e celulose, bem como levantamento realizado pelo Departamento de Indústrias de Base e Extrativa, da Área Industrial do BNDES, com o intuito de mapear os projetos de investimento que serão implementados nos próximos anos.

A expectativa de implantação de projetos de grande porte de celulose (principalmente) e papel da Suzano, Duratex e Klabin, que em seu conjunto representariam cerca de R\$ 20 bilhões de inversões, deve sustentar em patamares elevados o nível de investimentos observado nos últimos anos. O setor de celulose irá concentrar grande parte desses recursos, o que levará à continuidade do movimento de expansão de capacidade produtiva observado na última década.

O projeto da Suzano, maior produtora de celulose de fibra curta do mundo, com capacidade instalada de 10,9 milhões de t/ano de celulose de eucalipto, consiste na implantação de uma terceira linha de celulose em Três Lagoas (MS). Estima-se que o projeto, ainda não confirmado pela empresa, estaria concluído em 2022 e teria dimensões semelhantes à segunda linha de celulose, inaugurada em 2017, com cerca de 1,95 milhão de t/ano de capacidade produtiva.

A Duratex, tradicional fabricante de painéis de madeira, louças e metais sanitários, formou uma *joint venture* com o grupo austríaco Lenzig para produção de celulose no Triângulo Mineiro. A unidade, cuja previsão de inauguração é para 2022, terá capacidade para produzir 450 mil t/ano de celulose solúvel tipo viscose – matéria-prima utilizada na indústria têxtil.

Já o projeto da Klabin, maior produtora de papéis e embalagens do país, irá investir na expansão de sua unidade Puma II, em Ortigueira (PR). O investimento abrange a construção de duas novas máquinas de papel, com produção de celulose integrada e capacidade produtiva de 920 mil t/ano de papéis *kraftliner*. A implantação do projeto será realizada em duas etapas, com conclusão total prevista para 2023.

Considerando esses investimentos, a capacidade de produção nacional de celulose seria expandida em 3.450 mil t/ano até 2023, em linha com o estimado pela Fastmarkets RISI para o mesmo período, enquanto no setor de papel a expansão da capacidade atingiria 1.780 mil t/ano nesse mesmo período.

Cabe salientar que, diferentemente do setor de celulose, no qual a maior concentração dos produtores torna factível o mapeamento direto de diversos movimentos empresariais, o segmento de papel é bastante fragmentado, dificultando esse tipo de levantamento. Por

esse motivo, para realizar a projeção da capacidade produtiva do setor de papel, foram utilizados exclusivamente os dados da Fastmarkets RISI. O resumo dessas projeções está apresentado no Tabela 27.

Tabela 27 | Projeções sobre aumento da capacidade produtiva

Indicador projetado	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Unidade
Capacidade celulose	23.340	23.735	23.995	24.325	25.475	26.232	27.547	28.292	28.797	29.707	31.182	31.792	32.702	milhares de t
Capacidade papel	12.516	12.896	13.103	13.523	13.666	13.766	14.293	14.806	15.424	15.945	16.643	17.321	17.869	milhares de t
Acréscimo anual capacidade celulose	-	395	260	330	1.150	757	1.315	745	505	910	1.475	610	910	milhares de t
Acréscimo acumul. capacidade celulose	-	2	3	4	9	12	18	21	23	27	34	36	40	%
Acréscimo anual capacidade papel	-	380	207	420	143	100	527	513	618	521	698	678	548	milhares de t
Acréscimo acumul. capacidade papel	-	3	5	8	9	10	14	18	23	27	33	38	43	%

Acréscimo capacidade	2018	2025	2030	Unidade
Celulose	-	4.952	9.362	milhares de t
Papel	-	2.290	5.353	milhares de t

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Fastmarkets RISI (dados obtidos com exclusividade por meio de acesso direto ao portal da consultoria, disponibilizados mediante contrato de prestação de serviços).

É interessante notar que a capacidade produtiva em celulose deve seguir se expandindo em um ritmo acelerado (40% até 2030), de maneira análoga ao que ocorreu nos últimos anos. O que os resultados desse exercício trazem como novidade é um crescimento mais forte também do setor de papel (43% até 2030).

Uma vez projetados os indicadores de capacidade produtiva, foi necessário estimar o nível de utilização dessa capacidade para projetar a produção efetiva do setor até 2030. Ainda que se pudesse utilizar um nível maior de ocupação no setor de papel, tendo em vista o início da recuperação econômica esperada para o segundo semestre de 2019, utilizou-se conservadoramente como premissa que o nível de utilização da capacidade instalada, tanto em celulose quanto em papel, seria mantido nos níveis atuais.³⁹

De toda forma, como o consumo de gás natural está essencialmente associado ao processo de produção de celulose, conforme mencionado na subseção 4.5.1, a eventual alteração dessa premissa teria pouco efeito prático sobre as estimativas do potencial da

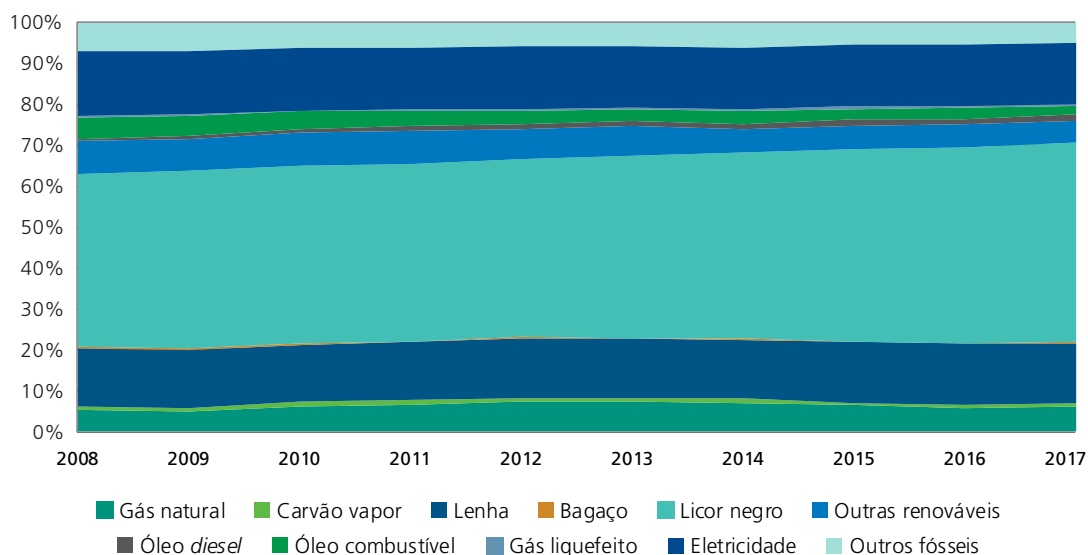
³⁹ O nível de utilização de capacidade instalada (Nuci) do setor de papel é de cerca de 80%, abaixo do setor de celulose (90%).

demanda por gás natural nos próximos anos. É também por esse motivo que a próxima seção está centrada na análise do potencial de demanda na indústria de celulose.

4.5.5/ ANÁLISE DO POTENCIAL DE DEMANDA

Na presente análise, foram construídos dois cenários para projetar a demanda por gás natural no setor de celulose nos próximos anos. No primeiro cenário, foi mantida a participação do gás natural no consumo energético do setor, utilizando-se a média que essa participação alcançou nos últimos dez anos (6,8%), conforme observado no Gráfico 22. De maneira similar, foi mantida a relação entre consumo energético e produção do setor – média dos últimos dez anos – para projetar a relação entre aumento da produção de celulose e papel e aumento do consumo de gás natural nesse setor.

Gráfico 22 | Evolução do consumo energético – celulose e papel



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados do BEN 2018.

O objetivo desse primeiro cenário é avaliar o potencial de aumento do consumo de gás natural derivado somente do aumento esperado da produção de celulose e papel.

O segundo cenário compartilha as mesmas projeções de expansão da capacidade produtiva e produção efetiva do setor para os próximos anos que foram utilizadas no cenário 1. A diferença em relação ao cenário 1 está justamente nas premissas específicas utilizadas para o mercado de gás natural.

Nesse segundo cenário, foi considerada uma queda de 35% do preço do gás nos próximos anos, em razão do aumento esperado da oferta e da concorrência no setor.⁴⁰

⁴⁰ Alinhada conforme expectativa anunciada pelo governo (<https://exame.abril.com.br/economia/guedes-diz-que-preco-da-energia-pode-cair-40-em-2-anos-com-plano-para-gas/>, <https://oglobo.globo.com/economia/governo-projeta-reducao-de-40-no-preco-do-gas-com-quebra-de-monopolio-da-petrobras-23761162>).

Para estimar o efeito que essa queda teria na demanda de gás natural no setor de celulose, foram feitas entrevistas com representantes de empresas do setor e da Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel (ABTCP). Nessas conversas, houve consenso em apontar a substituição do óleo combustível por gás natural no forno de cal como item de maior contribuição para o acréscimo da demanda por gás em um cenário de queda de preços.

A estimativa para quantificar qual seria o acréscimo de demanda nesse cenário também teve como base entrevistas com representantes do setor. Por terem a visão de todo o setor, foram capazes de passar informações essenciais para que se chegasse a um número consolidado de acréscimo de demanda, apontando tanto as plantas com maior potencial de substituição do óleo combustível quanto aquelas que têm limitações para que essa substituição ocorra. A Tabela 28 apresenta algumas das principais estimativas de ambos os cenários.

Tabela 28 | Projeções sobre aumento do consumo de gás

Indicador projetado	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Unidade
Produção	31.897	32.672	33.139	33.889	35.182	36.039	37.881	39.139	40.262	41.693	43.866	45.154	46.612	milhares de t
Consumo total de energia	13.336	13.660	13.855	14.169	14.710	15.068	15.838	16.364	16.834	17.432	18.340	18.879	19.488	milhares de tep
Consumo total de energia/produção	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	0,418	tep/t
Consumo gás natural (cenário 1)	3,0	2,9	2,9	2,98	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0	4,1	milhões de m ³ /dia
Consumo gás natural (cenário 2)	3,0	2,9	2,9	3,01	3,2	3,3	3,5	3,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	milhões de m ³ /dia

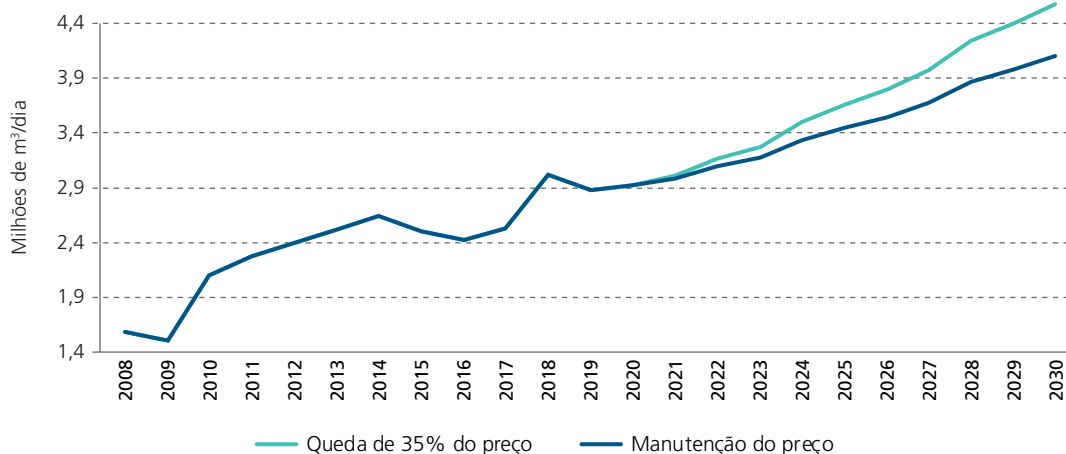
Acréscimo consumo gás	2018	2025	2030	Unidade
Cenário 1	-	0,4	1,1	milhões de m ³ /dia
	-	14%	36%	
Cenário 2	-	0,6	1,6	milhões de m ³ /dia
	-	21%	52%	

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do BEN 2018 e da Fastmarkets RISI (dados obtidos com exclusividade por meio de acesso direto ao portal da consultoria, disponibilizados mediante contrato de prestação de serviços).

Considerando um horizonte de projeção até 2030, a demanda por gás natural estaria crescendo, no fim desse período, 500 mil m³/dia a mais, anualmente, no segundo cenário em relação ao primeiro. Grande parte dessa diferença seria decorrente da substituição do óleo combustível por gás natural no forno de cal, movimento já iniciado de forma tímida e que seria acelerado por uma queda de preços da ordem de 35%.

Ainda que a diferença entre os cenários não provoque um aumento exacerbado na demanda por gás natural, é interessante observar, conforme ilustrado no Gráfico 23, que essa diferença apresenta uma tendência de crescimento ao longo do tempo, o que poderia gerar uma demanda estruturalmente mais robusta no longo prazo.

Gráfico 23 | Consumo de gás natural – celulose e papel



Fonte: Elaboração própria.

Cabe comentar que uma das premissas utilizadas na análise foi que a queda de preços só alcançaria o patamar de 35% em 2021, tendo em vista o tempo necessário para a implantação das medidas que viabilizem a queda nessa magnitude. Por isso, a diferença entre os cenários só começa a ser sentida a partir desse ano e vai aumentando à medida que o horizonte de projeção aumenta.

Em linhas gerais, o presente exercício procurou traçar perspectivas acerca da demanda por gás natural no Brasil para os próximos anos a partir da elaboração de dois cenários. No primeiro cenário, apesar de o preço ter sido mantido constante durante todo o período de projeção, observa-se acréscimo relevante na demanda por gás. Isso se explica pelo aumento significativo de produção esperado tanto para celulose quanto para papel.

O segundo cenário contempla uma queda de preços de 35%, um pouco abaixo da queda almejada pelo governo (40%). Nesse cenário, há um forte estímulo para substituir o óleo combustível por gás natural no forno de cal, equipamento com maior potencial para consumo de gás no setor de celulose e papel. Viabiliza, inclusive, a construção de ramais para conectar unidades que não estejam muito distantes da rede de gasodutos existentes (aproximadamente até 100 km). Isso explicaria a maior demanda por gás natural vislumbrada nesse cenário.

Apesar de não ser um dos maiores consumidores potenciais de gás natural no setor industrial, a demanda de 4,6 milhões de m³/dia projetada para o ano de 2030 no setor de celulose e papel, no cenário que contempla queda de preços, tampouco é desprezível. Além

dos aspectos ambientais favoráveis que a maior utilização do gás natural, em detrimento do óleo combustível, propicia, essa demanda projetada contribui para elevar o consumo total de gás pelo setor industrial, aumentando, assim, a atratividade para as empresas fornecedoras desse insumo, que passariam a ter, em função desse aumento de demanda, maiores incentivos a aumentar o volume de investimentos e ampliar a rede de distribuição.

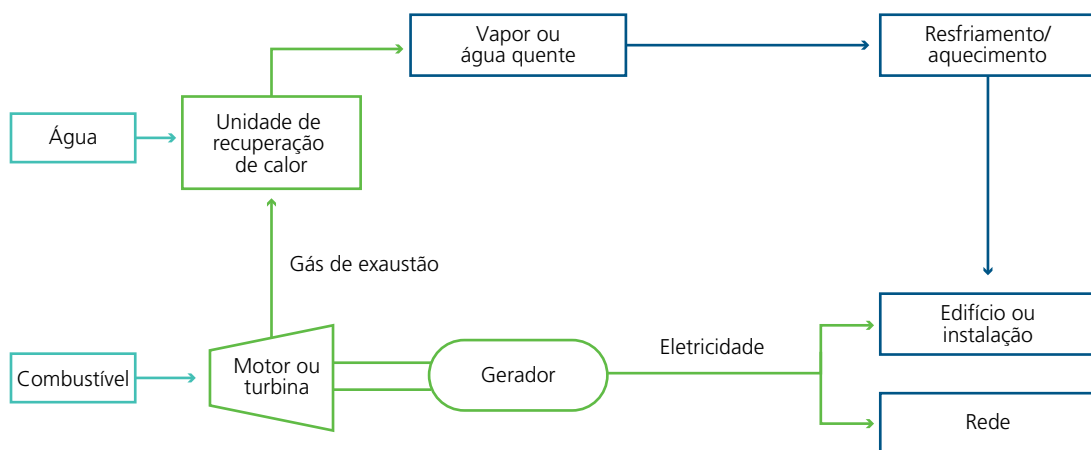
4.6/ Gás natural na cogeração de energia

4.6.1/ INTRODUÇÃO

A redução do preço do gás natural apresenta uma oportunidade adicional para reduzir custos para a indústria, não só do ponto de vista da utilização como matéria-prima ou fonte de energia térmica proporcionada por sua queima, mas também na perspectiva da energia elétrica (EE). Por meio da cogeração, a empresa pode gerar parcela da EE demandada por suas operações e até mesmo exportar excedentes para outros usuários.

A cogeração (CHP – *combined heat and power*) é a produção simultânea e sequencial de duas ou mais utilidades – calor de processo e potência mecânica e (ou) elétrica, a partir da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.⁴¹ A Figura 9 ilustra o processo. Destaque-se que, além de gerar calor, o uso de equipamentos adicionais permite também obter água gelada, que pode ser utilizada, por exemplo, no condicionamento de ar. Tal produção conjunta de EE, calor e frio é conhecida como “trigeração” (CCHP – *combined cooling, heat and power*).

Figura 9 | Processo de cogeração (CHP)



Fonte: Adaptado de EPA – UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Combined heat and power (CHP) partnership*. Disponível em: www.epa.gov/chp/what-chp/. Acesso em: 15 mai. 2019

⁴¹ CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. Comitê Brasileiro. *Dicionário de terminologia energética*. 3 ed. Rio de Janeiro: CBCME, 2001. (324 p.)

A Aneel⁴² reconhece os benefícios da cogeração de energia, ao alegar que “contribui para a racionalidade energética, possibilitando um melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica, assim promovendo benefícios para a sociedade”.

4.6.2/ EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A Figura 10 ilustra o benefício da cogeração do ponto de vista da eficiência energética, utilizando-se de números típicos na indústria. O primeiro caso ilustrado (geração em separado) requer cem unidades de combustível para gerar 54 unidades de energia elétrica e calor. O segundo caso (cogeração) requer apenas 68% do combustível em relação à geração em separado. Em outras palavras, no exemplo dado, a cogeração tem uma eficiência de 85%, enquanto a geração em separado tem eficiência de 58%.

Figura 10 | Comparação do rendimento energético: convencional e cogeração



Fonte: Adaptado de BHATIA, S. C. *Advanced renewable energy systems*. New Delhi: Woodhead Publishing India, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/cogeneration>. Acesso em: 1º jun. 2019.

Para fins do presente estudo, é ilustrativo raciocinar que a geração elétrica está sendo provida por uma usina térmica a gás natural (UTE GN). Tais usinas queimam o combustível em turbinas, semelhantes às de aviões, e têm eficiência que chega a 38%,⁴³ naquelas com tecnologia de ciclo aberto, ou até superior a 50% nas unidades mais modernas, com tecnologia de ciclo combinado.⁴⁴

⁴² ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 235, de 14 de novembro de 2006. Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia e dá outras providências. [S.l.], [2006?]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2019.

⁴³ A eficiência média das térmicas a GN no Brasil em 2018 foi de aproximadamente 38% – MME (2018), *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, nº 142.

⁴⁴ Usinas de ciclo combinado usam turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível.

Outro fator que contribui para a eficiência da cogeração, não representado na Figura 10, é a redução de perdas nos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade, possibilitada pela aproximação entre produção e consumo.

Entretanto, é preciso considerar que também existem processos de cogeração de baixa eficiência, o que os torna desvantajosos em relação aos ganhos de escala de uma usina centralizada. Isso é ainda mais crítico em se tratando de um combustível fóssil, como é o caso do GN. Tendo isso em vista, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração, a Aneel⁴⁵ define como “cogeração qualificada” o atributo concedido a cogeradores que atendem a requisitos de racionalidade energética. Os requisitos mínimos são estabelecidos por fonte, sendo os mais restritivos para as fontes: derivados de petróleo, gás natural e carvão.

4.6.3/ GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Uma das possibilidades da cogeração é seu uso por pequenas unidades (exemplos: *shopping centers*, edifícios corporativos, hotéis e hospitais). Essa geração de pequeno porte, que inclui também outras fontes, como a solar, é denominada GD (geração distribuída) e pode ser “micro” (até 75 KW) ou “mini” (até 5 MW). É definida e tratada pelas Resoluções Normativas 482/2012, 687/2015 e 786/2017 da Aneel, que regulam a exportação de excedentes de energia elétrica, em um sistema de compensação (*net metering*) com a distribuidora, como um “empréstimo”. No caso da cogeração, o incentivo é concedido se for “qualificada”.

A geração distribuída tem outros benefícios técnicos reconhecidos, como:

- // redução de demanda nos sistemas de transmissão e distribuição durante horários de pico;
- // postergação da necessidade de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição;
- // aumento da confiabilidade do sistema elétrico; e
- // possibilidade de fornecimento de emergência, entre outros.

Embora se utilize frequentemente a expressão “geração distribuída” como sinônimo da GD comentada acima, a legislação brasileira (Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004) é mais ampla e incentiva também a cogeração qualificada acima de 5 MW, ao definir como “geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...] **conectados diretamente**

⁴⁵ ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 235, de 14 de novembro de 2006. Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia e dá outras providências. [S.I.], [2006?]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2019.

no sistema elétrico de distribuição do comprador” (grifos nossos). No caso do empreendimento termelétrico, aí incluída a cogeração, a lei requer eficiência mínima de 75% para seu enquadramento como geração distribuída.

4.6.4/ INCENTIVOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um incentivo para a geração distribuída foi instituído pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pela Resolução Normativa Aneel 77, de 18 de agosto de 2004, que consiste na redução em 50% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST/TUSD), para centrais cogeneradoras de até 30 MW. Em outras palavras, a cogeração qualificada tem recebido tratamento de fonte de “energia incentivada”, juntamente com outras fontes, como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

A legislação permite também às cogeneradoras produzir não somente para uso próprio – autoprodutores (APE) –, mas também atuar como produtores independentes de energia (PIE), aptas a vender excedentes de energia elétrica. A comercialização pode ser feita diretamente a integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais também forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração (Decreto 2.003/1996). Também pode ser destinada para consumidores livres de energia elétrica ou até mesmo para sua distribuidora. Nesse último caso, devem submeter-se a chamada pública por ela realizada, de modo que haja competição de preços. Para orientar o processo competitivo, a Lei 13.203/2015 instituiu o chamado valor de referência específico (VRE), que representa o preço-teto que as distribuidoras podem repassar aos consumidores finais.

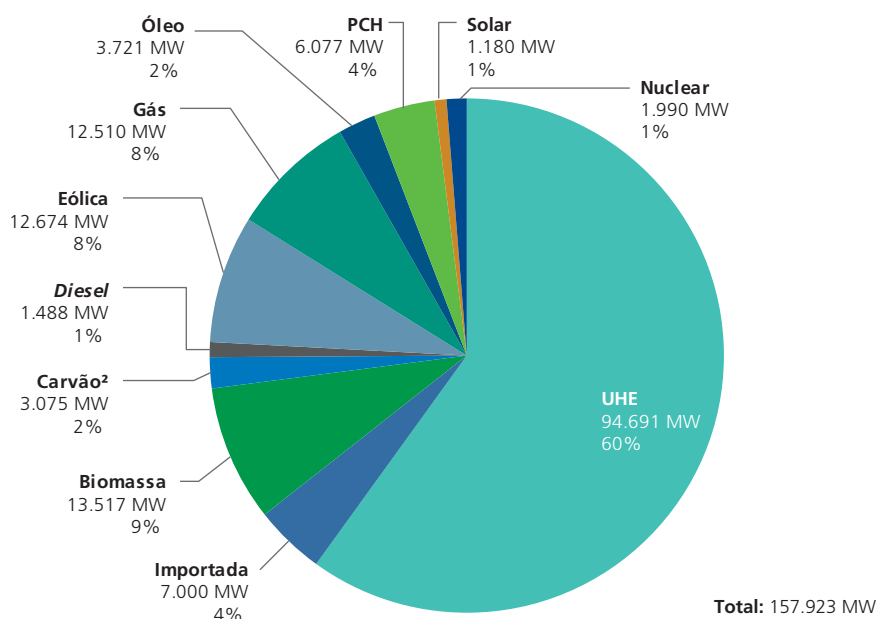
Incentivo adicional à cogeração qualificada é dado pela Lei 9.991/2000, que isenta a empresa da obrigação de aplicar 1% da receita operacional líquida da venda de energia em pesquisa e desenvolvimento (P&D), caso a empresa gere energia exclusivamente por meio de fontes renováveis e cogeração qualificada.

Finalmente, há que se destacar os incentivos estaduais à cogeração a gás, como benefícios tarifários na distribuição do insumo.

4.6.5/ OPORTUNIDADES DE EXPANSÃO DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

Há espaço para cogeração a gás natural na matriz energética?

A resposta à questão é afirmativa e pode ser depreendida pela análise das atuais fontes de energia elétrica no Brasil. Primeiramente, observa-se a participação do GN na geração de eletricidade para, posteriormente, compará-la com o potencial estimado da cogeração. Conforme mostra o Gráfico 24, as usinas térmicas a gás natural têm participação relevante na geração de eletricidade, respondendo por cerca de 8% da capacidade instalada no Sistema Integrado Nacional (SIN).

Gráfico 24 | Capacidade instalada no SIN (maio 2018)¹

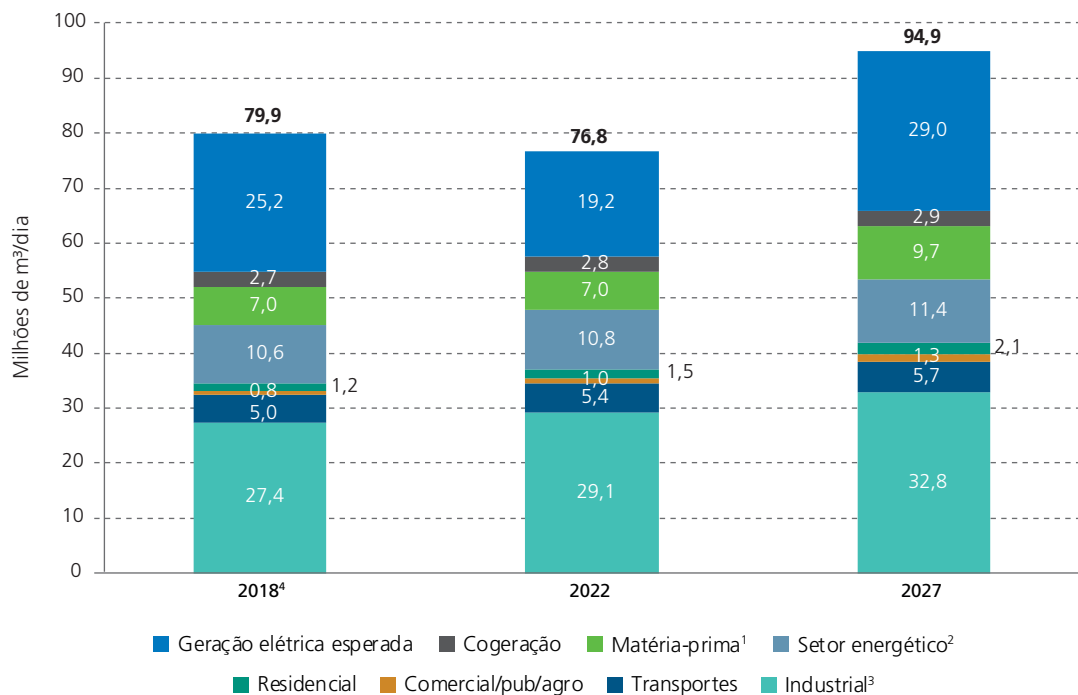
Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Nota: 1. Destaque-se a relevância da biomassa na geração elétrica. Em particular, a biomassa proveniente da cana-de-açúcar tem sido largamente utilizada na cogeração, cujo calor da queima gera vapor para turbinas que movimentam equipamentos de produção para preparo da cana e extração do caldo e para aquecimento em processos de tratamento e evaporação do caldo e destilação do etanol. Também é crescente a cogeração a partir da biomassa em plantas de papel e celulose. 2. Inclui usinas P. Médici A e B (em processo de desativação).

As projeções na “expansão de referência” para a geração centralizada de energia elétrica no Plano Decenal de Energia 2027 (PDE 2027)⁴⁶ indicam ainda aumento da capacidade instalada na geração centralizada à base de GN, de 12.939 MW para 23.021 MW (em 2027). Um componente relevante desse aumento é a premissa da descontração gradual das térmicas a óleo combustível e a diesel que, conjuntamente, representam hoje 5.104 MW e passarão a 2.144 MW da capacidade instalada em 2027. Como consequência, espera-se aumento do consumo do GN para a geração elétrica, conforme Gráfico 25.

⁴⁶ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Gráfico 25 | Consumo total de GN por setor



Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Notas: 1. Consumo final não energético (matéria-prima): gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química. 2. Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN. 3. Inclui parcela energética de fertilizantes. 4. Estimativas.

4.6.6/ POTENCIAL PARA COGERAÇÃO A GN

A Cogen estima⁴⁷ que o potencial elétrico da cogeração a GN é de 7.200 MW. Para fins comparativos, se todo esse potencial fosse desenvolvido, responderia por boa parte do incremento de 10.000 MW previsto no PDE 2027 para a geração centralizada a GN.

Para uma perspectiva da contribuição de cada setor, é possível pautar-se por estudos anteriores da Cogen (SILVESTRIN, 2008):⁴⁸ a cogeração a GN teria, naquela ocasião, um potencial de consumo de gás de 17 milhões de m³/dia (uso industrial), além de 2 milhões de m³/dia (uso comercial) e 6 milhões de m³/dia (para venda de excedentes de energia elétrica). A Tabela 29 desagrega os dados com relação ao potencial industrial.

⁴⁷ Conforme informações constantes no site da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen). Disponível em: <http://www.cogen.com.br/infocogen/ebook>. Acesso em 1º jun. 2019.

⁴⁸ SILVESTRIN, C. R. *Potencial para cogeração no Brasil: oportunidades de investimentos & negócios na cogeração a gás natural e bioeletricidade*. In: FÓRUM COGEN-SP/CANAL ENERGIA – OPORTUNIDADES PARA COGERAÇÃO A GÁS E BIOMASSA. São Paulo/SP, 22 jul. 2008. Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2008/Potencial_Cogeraçao_Brasil_FCCE_22072008.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Tabela 29 | Potencial de cogeração a GN

Segmento	Potencial (MW)	GN (mil m ³ /dia)	% GN
Química	912	5.330	32
Ferro-gusa	287	2.065	12
Papel e celulose	346	2.052	12
Alumínio	164	1.233	7
Cimento	221	1.184	7
Têxtil	183	984	6
Citros	104	558	3
Frigorífico	105	528	3
Madeira	63	431	3
Aminoácidos	60	430	3
Pneus	70	418	3
Cerâmica	59	402	2
Bebidas	65	348	2
Massas/biscoitos	62	327	2
Laticínios	41	198	1
Óleos	27	194	1
Total industrial	2.769	16.682	100
Comércio e serviços	700	2.368	
Excedente p/venda*	1.000	6.000	
Total geral*	4.500	25.000	

Fonte: Adaptado de SILVESTRIN, C. R. *Potencial para cogeração no Brasil: oportunidades de investimentos & negócios na cogeração gás natural e bioeletricidade*. In: FÓRUM COGEN-SP/CANAL ENERGIA – OPORTUNIDADES PARA COGERAÇÃO A GÁS E BIOMASSA. São Paulo/SP, 22 jul. 2008. Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2008/Potencial_Cogerao_Brasil_FCCE_22072008.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Nota: *Valores estimados pelo BNDES.

Destaque-se, também, o crescimento do potencial da cogeração, ao comparar o valor encontrado no estudo anterior (2013), em torno de 4.500 MW, com o potencial do estudo mais recente (2018), de 7.200 MW. Mantidas as proporções do consumo entre os dois estudos da Cogen, o potencial atual de geração elétrica demandaria cerca de 40 milhões de m³/dia de GN.

As estatísticas indicam que relativamente pouco do potencial é utilizado, pois em 2018 o Brasil consumiu uma média de 2,8 milhões de m³/dia de GN em cogeração.⁴⁹ Em outras palavras, cerca de 7% do potencial. Destaque-se também que são marginais as projeções de aumento desse volume, nas premissas do PDE 2027 (ver Gráfico 25).

Voltando a atenção para a *cogeração qualificada*, aquela de maior impacto na eficiência energética do país, nota-se que os números também são modestos. Em consulta ao Banco de Informações de Geração (BIG)⁵⁰ da Aneel, o total de geradores com cogeração qualificada a GN em operação disponibiliza 587 MW, já descontada a participação de 1.833 MW da Petrobras, que detém o próprio insumo e é operadora de grandes usinas centralizadas, produtoras de eletricidade e vapor, como a Termorio. Esses 587 MW representam 8,1% do potencial apontado pelo estudo da Cogen⁵¹ e que pode ou não ser utilizado, a depender do custo do gás. Para fins ilustrativos, o Quadro 1 lista as empresas que aderiram à cogeração qualificada, com potência outorgada superior a 5 MW (novamente, excluindo-se a Petrobras).

Quadro 1 | Cogeneradores qualificados com GN (5 MW)

Código	Usina	Potência outorgada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município
UTE.GN.SP.002904-1.01	Celpav IV	139.424	PIE	100% para Suzano Papel e Celulose S.A.	Jacareí – SP
UTE.GN.BA.000602-5.01	Camaçari	130.710	PIE	100% para Braskem S.A.	Camaçari – BA
UTE.GN.SP.002787-1.01	Suzano	39.900	APE	100% para Suzano Papel e Celulose S.A.	Suzano – SP
UTE.GN.SP.028076-3.01	Mogi	30.775	PIE	100% para Contour Global do Brasil Participações S.A.	Mogi Guaçu – SP
UTE.GN.RJ.027352-0.01	Brahma	13.080	PIE	100% para Contour Global Do Brasil Participações S.A.	Rio de Janeiro – RJ
UTE.GN.SP.027956-0.01	Rhodia Paulínia	12.098	APE	100% para Rhodia Poliamida e Especialidades S.A.	Paulínia – SP

(Continua)

⁴⁹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília, n. 142, nov. 2018. 38p. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36216/430793/Boletim_Gas_Natural_nr_141_NOV_18.pdf/c894dfc9-e989-5f64-ffc8-eld6da506477. Acesso em: 15 jun. 2019.

⁵⁰ Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracaoTipoFase.asp>. Acesso em: 15 mai. 2019.

⁵¹ COGEN – ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. *Gás natural: mercado potencial de cogeração*, 2018.

(Continuação)

Código	Usina	Potência outorgada (kW)	Destino da energia	Proprietário	Município
UTE.GN.RJ.031153-7.01	RJR	12.030	PIE	100% para Ecogen Rio Soluções Energéticas S.A.	Rio de Janeiro - RJ
UTE.GN.SP.028374-6.01	Jacareí	10.500	APE PIE	100% para Companhia de Bebidas das Américas (Ambev)	Jacareí - SP
UTE.GN.ES.029586-8.01	Biancogrês	10.220	APE	100% para Biancogrês Cerâmica S.A.	Serra - ES
UTE.GN.SP.028373-8.01	Salto (Atg. Eucatex)	9.800	PIE	100% para Compass Geração Ltda.	Salto - SP
UTE.GN.PR.028077-1.01	Balsa	9.199	PIE	100% para Contour Global Do Brasil Participações S.A.	Balsa Nova - PR
UTE.GN.BA.028067-4.01	Iguatemi Bahia	8.316	APE	100% para Condomínio Shopping da Bahia	Salvador - BA
UTE.GN.SP.027391-0.01	UGPU	7.700	PIE	100% para Air Liquide Brasil Ltda.	Jundiaí - SP
UTE.GN.PR.029242-7.01	Imcopa	7.000	APE	100% para Importação, Export. e Indústria de Óleos Ltda.	Araucária - PR
UTE.GN.RJ.001033-2.01	Globo	5.160	APE	100% para Editora Globo S.A.	Duque de Caxias - RJ

Fonte: ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração (BIG). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracaoTipoFase.asp>. Acesso em: 1º jun. 2019.

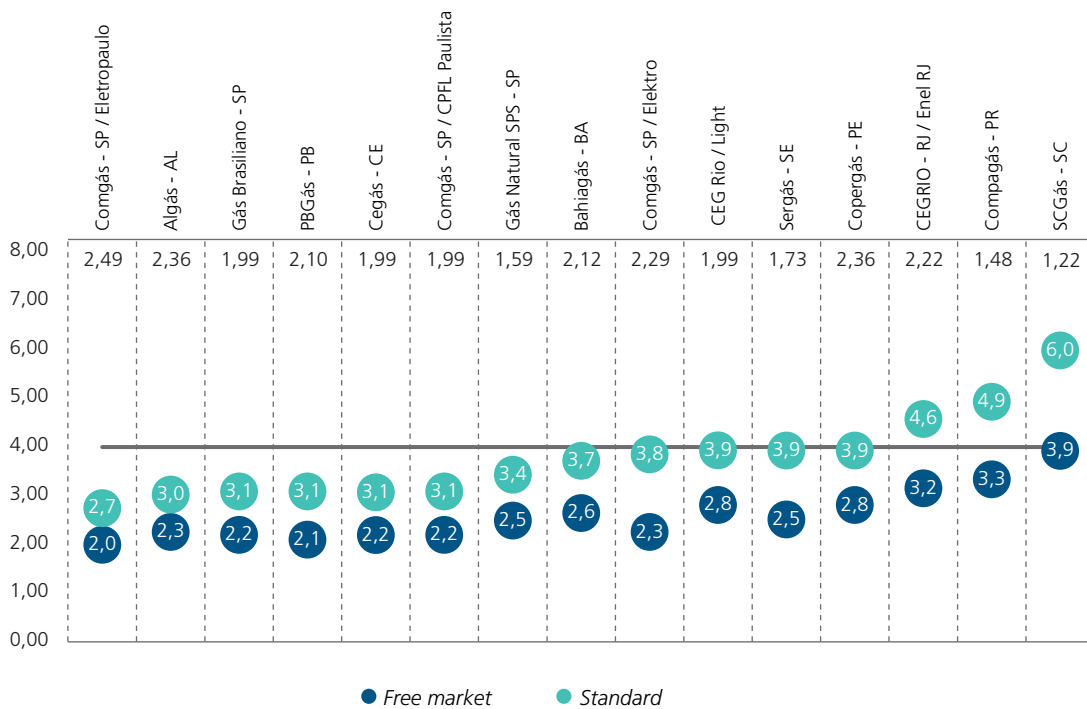
Nota: APE: autoprodutor de energia elétrica. PIE: produtor independente de energia elétrica – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (Lei 9.074, de 7 de julho de 1995).

4.6.7/ IMPACTO DO CUSTO DO GN NA COGERAÇÃO

O mercado utiliza o termo *spark spread* para medir a vantagem de produzir a própria energia elétrica. É definido como a margem bruta do MW gerado pela própria empresa em relação ao MW adquirido no mercado. A empresa Ecogen⁵² disponibilizou a Figura 11, que ilustra se é vantajosa ou não a cogeração para cada concessionária de gás natural no país. Em vez do *spark spread*, utilizou um “índice de cogeração”, representado pela razão “custo específico de energia elétrica (R\$/MWh)/custo específico de geração com GN (R\$/MWh)”.

⁵² A empresa constrói, instala, opera e mantém sistemas de cogeração (<http://ecogenbrasil.com.br>).

Figura 11 | Índice de cogeração – Ecogen



Fonte: Adaptado de Ecogen. In: Apresentação interna para o BNDES. 29 mai. 2019.

Nota: Os círculos em cor azul representam consumidores livres de energia elétrica e os verdes representam consumidores do mercado cativo. Os valores logo abaixo do nome da concessionária de gás representam o preço (R\$) do m³ de GN. Premissas: consumo de GN considerado = 250 mil m³/mês; mercado livre com 50% de redução da tarifa de conexão.

Segundo as análises da Ecogen,⁵³ há um cenário favorável à cogeração com GN quando o “índice de cogeração” é superior a 4,0. Pode-se observar que tem sido atrativa para o mercado cativo de energia elétrica, daí o relativo sucesso na adoção por parte de *shopping centers* e condomínios empresariais. Por outro lado, a cogeração tem se mostrado pouco atrativa para os consumidores do mercado livre, por conta dos preços mais baixos para aquisição de sua energia elétrica.

Entretanto, para fins de raciocínio, se o preço do GN fosse reduzido à metade, o custo específico da geração com o combustível também se reduziria na mesma proporção, “elevando” os círculos azuis e verdes da figura, delineando um cenário atrativo para a cogeração a GN em todos os estados do país, inclusive para os consumidores livres de energia elétrica. Isso significaria o gás chegar ao consumidor por um preço entre R\$ 0,90 e R\$ 1,20/m³, em vez de R\$ 1,80 e R\$ 2,40/m³ considerados atualmente (que equivale a algo entre US\$ 14 e US\$ 15/milhões de BTU).

⁵³ Apresentação da empresa, disponível em: <https://docplayer.com.br/79161807-Cogeraçao-reducao-de-custos-nas-industriais.html>.

4.6.8/ INDÚSTRIAS APROPRIADAS PARA COGERAÇÃO VERSUS TECNOLOGIAS

Em geral, empreendimentos com demanda térmica similar ou superior à demanda de eletricidade, constantes e estendidas por longas horas, são candidatas à cogeração. A demanda térmica pode envolver calor, vapor, água quente ou água gelada. Exemplos de potenciais cogeradores são as indústrias de bebidas, laticínios, frigorífico, óleos, aminoácidos, massas e biscoitos, citros, cerâmica, papel e celulose, têxtil, química, ferro-gusa e aço, cimento, pneus e alumínio.

A tecnologia mais apropriada dependerá da demanda térmica. Na configuração *topping*, de uso mais difundido entre as diversas indústrias, o primeiro aproveitamento da energia é na geração de energia elétrica, ou seja, a combustão do gás (em turbina ou motor alternativo) move um dispositivo de geração de energia elétrica e, a seguir, o calor é aproveitado para gerar água quente ou vapor. Na outra alternativa, denominada *bottoming*, primeiramente o gás é queimado no processo produtivo, em fornos e fornalhas, por exemplo, e, então, o calor dos gases de exaustão é aproveitado em caldeiras recuperadoras para gerar vapor, que move uma turbina. É utilizada quando uma queima no processo gera gases a alta temperatura (como ocorre em siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras e refinarias de petróleo). O rendimento elétrico neste caso é inferior ao da cogeração *topping*.

4.6.9/ CONSIDERAÇÕES FINAIS E PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

A cogeração que utiliza combustíveis renováveis, como a biomassa, tem se mostrado pujante no Brasil e certamente é vantajosa do ponto de vista ambiental e econômico. Entretanto, para os casos em que seu uso não é possível, o gás natural apresenta-se como alternativa.

Nessa perspectiva, é esperado que uma redução no preço do gás natural no país incentive projetos de cogeração com o combustível, o que, por sua vez, contribui para estimular o desenvolvimento da distribuição por dutos, na medida em que grandes consumidores, como é o caso da indústria, costumam atuar como “âncoras” para o crescimento das redes.

Adicionalmente, considerando-se que o gás natural é o mais limpo dos combustíveis fósseis e, também, que as projeções indicam crescimento do volume utilizado na geração de EE, são bem-vindos os projetos de cogeração com o combustível. A cogeração eleva a eficiência de cada unidade consumida, gerando eficiência em custos e, ainda, reduzindo as emissões de CO₂ em relação à alternativa, que é a geração separadamente de energia elétrica e calor. Entretanto, a cogeração a ser incentivada deve ser aquela de alta eficiência energética, que é buscada pelos parâmetros de “cogeração qualificada” definidos pela Aneel.

A cogeração cria uma concorrência para a energia elétrica centralizada, e a tendência natural é que sua vantagem relativa cresça em períodos de seca, quando as térmicas a gás costumam ser acionadas no Brasil. Entretanto, se coloca a questão se a cogeração a GN

seria tão atrativa a ponto de concorrer com a energia hídrica no período úmido. De qualquer modo, se o preço do GN para a indústria for competitivo, cria-se um cenário favorável para firmar uma parcela adicional de demanda do combustível.

O BNDES poderá atuar no fomento de projetos qualificados de cogeração por meio da estruturação de soluções financeiras adequadas para os diversos portes de investimentos e clientes, em parceria com empresas executoras de projetos de cogeração e aproveitando o potencial de seus produtos de crédito. Cabe destacar aqui o mérito da atuação dos produtos com foco em médias empresas, BNDES Direto 10 e BNDES Crédito Direto Médias Empresas.

As soluções financeiras para investimentos em cogeração devem contemplar os investimentos realizados tanto por empresas operadoras de sistemas de cogeração quanto por indústrias que pretendam fazer a aquisição direta de equipamentos e implantar seus próprios sistemas, os quais deverão compor o catálogo de produtos e fornecedores do BNDES.

4.7/ Gás natural para termelétricas e infraestrutura para estocagem subterrânea

4.7.1/ INTRODUÇÃO

Uma das possibilidades de investimentos para viabilizar a expansão da infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural seria por meio de termelétricas, que, combinadas com a demanda potencial da indústria por gás natural, poderiam ancorar tal expansão em regiões ainda não atendidas. Contudo, a maior parte das termelétricas instaladas no país opera de forma flexível, não demandando gás natural de forma contínua, funcionando apenas como complemento ou *back-up* do sistema de geração hidrelétrico.

Além disso, no Brasil não existem instalações de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN). A ESGN poderia complementar a atual infraestrutura existente, especialmente em combinação com a geração termelétrica em determinadas condições.

4.7.2/ GÁS PARA TERMELETRICAS

No Brasil, o setor elétrico tem contado crescentemente com o fornecimento de gás para complementar a produção de energia hidrelétrica. Como a geração hidrelétrica é sazonal e o consumo de eletricidade varia bastante ao longo do dia e ao longo do ano, é necessário ter disponível uma fonte de geração capaz de cobrir esses momentos de escassez de oferta de eletricidade, o que tem sido feito com frequência por meio de usinas termelétricas a gás natural. As termelétricas podem garantir estabilidade e segurança energética para o sistema, uma vez que sua geração é estável, não sazonal, não dependente de condições climáticas como as hidrelétricas e os parques de geração solares e eólicos.

Em sua maior parte, as termelétricas brasileiras são flexíveis, operando somente nos períodos em que o regime hidrológico exige a complementação da energia gerada pelas hidrelétricas, operando como reserva (*backup*) no sistema. Nos últimos anos, foram contratadas apenas três termelétricas, em um regime que estabelece determinado percentual de inflexibilidade. Contudo, contratos com alguma inflexibilidade não são comuns no sistema elétrico nacional. Essas últimas usinas contratadas localizam-se na costa, em regiões já servidas por infraestrutura de transporte de gás natural.

Para que termelétricas possam ancorar investimentos na cadeia do gás natural, seria importante que as novas contratações considerassem termelétricas na base, ou parcialmente inflexíveis. Além disso, teriam de ser implantadas em regiões que não disponham de rede de gasodutos e que apresentem potencial de demanda industrial pelo gás.

Uma termelétrica é um grande consumidor, assim, é considerada a principal âncora para a expansão da infraestrutura de gás natural. A termelétrica na base ajuda a viabilizar novos gasodutos de transporte e expansão da rede de distribuição, uma vez que apenas sua operação é suficiente para garantir parte razoável do uso da capacidade instalada do novo gasoduto. Depois da implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, em um típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também novos clientes da indústria e do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado.

Não é viável construir novos gasodutos de escoamento e de transporte se não houver uma demanda mínima para sustentar economicamente o investimento. A maior parte da produção de gás natural brasileira, 80% em 2018, é derivada do gás associado à produção de petróleo. Isto é, não se produz o petróleo sem se produzir o gás. Assim, quando não existe demanda para o gás natural, é necessário reinjetá-lo nos reservatórios para não se interromper a produção do petróleo.⁵⁴ Nesse regime, é fundamental, portanto, que exista uma demanda firme para viabilizar o aproveitamento econômico do gás natural associado.

No Brasil, parte da demanda por gás natural é firme e parte é flexível. A demanda firme é composta pela demanda industrial, residencial, comercial, veicular e pela pequena parte de termelétricas a gás com geração firme. A demanda flexível é formada basicamente pelas termelétricas flexíveis.

O desenvolvimento de mercado por meio de novos clientes industriais, comerciais, residenciais e veiculares é um processo lento, ao passo que o desenvolvimento de mercado por meio de atendimento a uma termelétrica é muito rápido. Por isso, a implantação de

⁵⁴ Cabe esclarecer que é normal no processo de exploração do petróleo a reinjeção de parte do gás associado.

uma termelétrica em localizações estratégicas é o meio mais expedito para a expansão da infraestrutura de gás natural.

A atenção para a localização de uma nova termelétrica, quando se objetiva também a expansão da infraestrutura relacionada ao transporte e à distribuição de gás natural, é fundamental. Aquelas construídas perto da infraestrutura preexistente não induzem, por isso, a expansão da rede e dos ramais de gasodutos. Foi o caso observado em termelétricas a GNL, implantadas perto da costa e de seus respectivos terminais de GNL. Naturalmente, a localização de uma nova termelétrica deve estar coerente com as necessidades do setor elétrico. O desafio é harmonizar tais necessidades com as necessidades próprias da produção, transporte e distribuição de gás natural. Não se deve descuidar do custo econômico e da segurança energética que uma termelétrica a gás natural proporciona para o sistema em geral.

Para auxiliar a produção contínua do gás visando ancorar investimentos na cadeia, mesmo em um ambiente de consumo intermitente de geração por uma termelétrica flexível, poderia se aventar como alternativas a estocagem do gás (explorada no próximo tópico) e o desenvolvimento de um mercado de gás natural secundário.

Em um mercado secundário, uma termelétrica flexível com contrato firme de gás poderia vendê-lo para terceiros quando não fosse despachada. Nesse caso, uma termelétrica flexível localizada em um ponto estratégico também poderia ser uma indutora no desenvolvimento de outros mercados de gás natural. A alteração na regulamentação do setor, em discussão há algum tempo no Brasil, propõe a criação de mercado organizado de gás natural no país. Caso isso seja implantado, o mercado secundário de gás poderia se tornar realidade no futuro.

4.7.3/ ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL⁵⁵

Por se tratar de uma indústria de rede, a utilização do gás natural requer tecnologias que permitam lidar com o descasamento temporal e espacial entre a oferta e a demanda, contexto em que se desenvolveu, a partir do início do século XX, a ESGN.

A ESGN é definida como o armazenamento de grandes quantidades de gás natural, sob alta pressão, em estruturas geológicas naturais ou artificialmente construídas para essa finalidade, geralmente localizadas nas proximidades dos grandes centros consumidores industriais e urbanos, por razões estratégicas.⁵⁶

⁵⁵ Seção baseada em: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estocagem-subterranea-de-gas-natural-aspectos-gerais-regulatorios-estimativa-de-custos-e-simulacao>. Acesso em: 24 mai. 2019.

⁵⁶ GORAIEB, C. L.; IYOMASA, W. S.; APPI, C.J. *Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil*. São Paulo: Páginas e Letras Editora Ltda., 2005. 226 p

O volume e o modo de utilização, bem como as técnicas e tecnologias da ESGN, variam muito em função do nível de desenvolvimento da indústria do gás natural, da existência de estruturas para seu armazenamento e dos níveis de reserva, produção e consumo, bem como das condições climáticas dos países.

A ausência de estrutura geológica favorável, por certo, tornará a ESGN mais onerosa ao requerer a utilização de tanques metálicos, o que, por sua vez, ainda pressiona pela redução da capacidade de armazenagem dada a inviabilidade econômica de reproduzir artificialmente as dimensões naturais apropriadas à estocagem de grandes volumes de gás. Os custos de instalações para ESGN variam bastante em função dos fatores geológicos e de engenharia. A própria aplicação a que se destina também influi nos custos. Por exemplo, um projeto que vise o atendimento da demanda de pico será bastante diferente, tudo o mais constante, de um projeto para o balanceamento da malha de gasodutos, pois a taxa de retirada⁵⁷ poderá ser bem diferente entre um caso e outro.

Para uma ideia das ordens de grandeza envolvidas, ainda que vagamente, um projeto de ESGN em campo depletado⁵⁸ leva em torno de três anos apenas na etapa de construção, envolve um custo de poucas centenas de milhões de dólares e tem vida útil entre trinta e quarenta anos.

O principal objetivo de uma instalação de ESGN é equilibrar o balanço entre oferta e demanda de gás, algo crucial sobretudo em países com invernos rigorosos e que incorrem em variações sazonais muito significativas. Outras implantações de ESGN podem ser justificadas por: (i) garantir a segurança de suprimento em caso de acidentes e imprevistos; (ii) favorecer o equilíbrio do fluxo de gás na rede de gasodutos de transporte; (iii) atenuar desequilíbrios e dificuldades temporárias na oferta e na demanda, evitando penalidades contratuais para os carregadores (o chamado *parking*); (iv) implementar mecanismo de especulação, armazenando o gás quando se aposta em aumento de seu preço futuro; (v) operar como ferramenta para balizamento de preços e margens; e (vi) atender o setor de geração termelétrica.

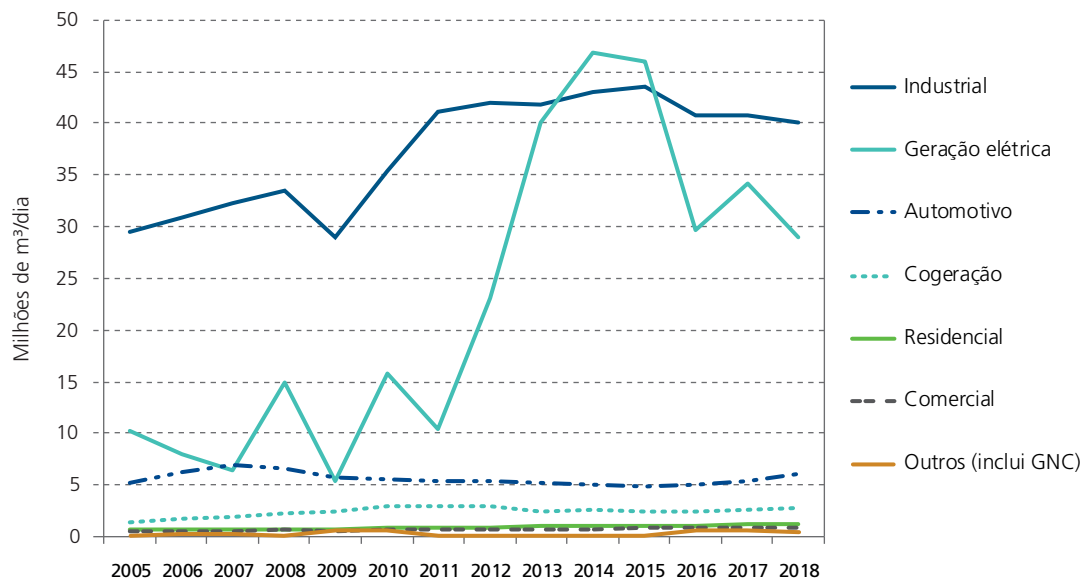
O Brasil vem contemporizando as variações de oferta e demanda do gás natural por meio da utilização do GNL. Uma significativa expansão do mercado de gás natural decorreu da implantação de inúmeras termelétricas no início dos anos 2000, em decor-

⁵⁷ Taxa de retirada, ou taxa de entrega (*deliverability rate* ou *send-out rate*), mede a quantidade de gás natural que pode ser retirada da ESGN em dado período de tempo. Dependerá das instalações e de limitações técnicas impostas pelo volume e pressão do gás existente no reservatório.

⁵⁸ À frente, serão apresentadas formas de estocagem possíveis, usualmente: campos depletados, aquíferos e cavernas salinas. Na média, ESGNs construídas a partir de campos depletados são menos onerosas. Além da forma, da capacidade de armazenagem e de fatores geológicos, outros fatores, como a taxa de injeção e a taxa de retirada (quantidade de gás que se consegue injetar e retirar por dia), influem no custo de um projeto de ESGN. Uma ESGN com capacidade total de 240 milhões de m³, com taxa de injeção inferior a 2 milhões de m³/dia e taxa de retirada inferior a 3 milhões de m³/dia, custa em torno de US\$ 100 milhões. Já um projeto cuja capacidade total de estocagem é de 2,2 bilhões de m³, com taxa de injeção de 13 milhões de m³/dia e taxa de retirada de 20 milhões de m³/dia, custaria em torno de US\$ 270 milhões.

rência da crise hídrica, sob um regime de intermitência e flexibilidade do consumo. No Gráfico 26, tem-se a dimensão do reflexo da flexibilidade do consumo diariamente, a partir de 2005. Nos momentos em que foi necessário, o suprimento da demanda extra por gás natural foi provido pelo GNL, marcando o início da utilização dos primeiros terminais de GNL brasileiros.

Gráfico 26 | Consumo diário de gás natural no Brasil, por setor, entre 2005 e 2018



Fonte: Elaboração própria, com base em BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Edições de 2005 a 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 15 jun. 2019.

A despeito do patamar de custo mais elevado inerente à utilização do GNL, muitos projetos de ESGN planejados até 2015 em países do Sul e Sudeste da Ásia, América Central e América do Sul não vingaram, tendo os países optado por importar GNL e investido na construção de terminais de regaseificação (CEDIGAZ, 2016; CEDIGAZ, 2017 *apud* BRASIL, 2018, p. 34).⁵⁹

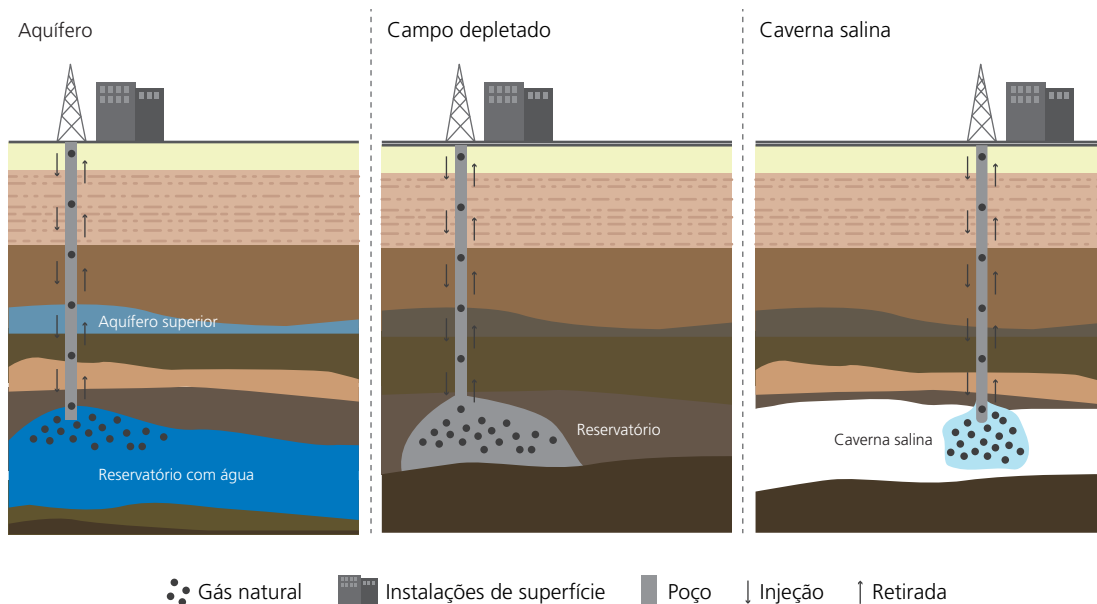
Apesar disso, um possível aumento no dinamismo do mercado de gás brasileiro, tanto pelo crescimento da produção e da demanda quanto pela diversificação dos agentes envolvidos, pode gerar oportunidades de investimentos em instalações de ESGN, complementando a infraestrutura de gás natural existente. Poderiam ser utilizadas como forma de favorecer a segurança de suprimento e de possibilitar o balanceamento da malha de gasodutos, tanto para estocar excedentes quanto para injetar na rede, em circunstâncias em que produtores e carregadores enfrentassem eventuais dificuldades.

⁵⁹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação*. Rio de Janeiro, 2018. p. 34. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estocagem-subterranea-de-gas-natural-aspectos-gerais-regulatorios-estimativa-de-custos-e-simulacao>. Acesso em: 24 mai. 2019.

A atividade de ESGN é praticamente inexistente no país, embora prevista na chamada Lei do Gás (Lei 11.909/2009) para ser exercida mediante concessão, precedida por licitação, ou autorização. A regulamentação do regime de autorização foi aprovada pela Resolução ANP 17/2015 e até o momento a ANP emitiu uma autorização para instalação de ESGN no Campo de Santana, na bacia do Recôncavo (BA), cujo plano foi aprovado pela agência em 2015. A revisão do marco regulatório do gás natural ora em andamento contempla iniciativas que visam estimular a atividade de ESGN no país.

As três principais formas de estocagem subterrânea de gás natural utilizadas atualmente no mundo são: campos depletados, aquíferos (impróprios para consumo humano) e cavernas salinas, ilustradas na Figura 12. Além desses três tipos mais comuns, existem também instalações de ESGN em cavernas rochosas e minas abandonadas.

Figura 12 | Esquema de estocagem das principais formas de ESGN



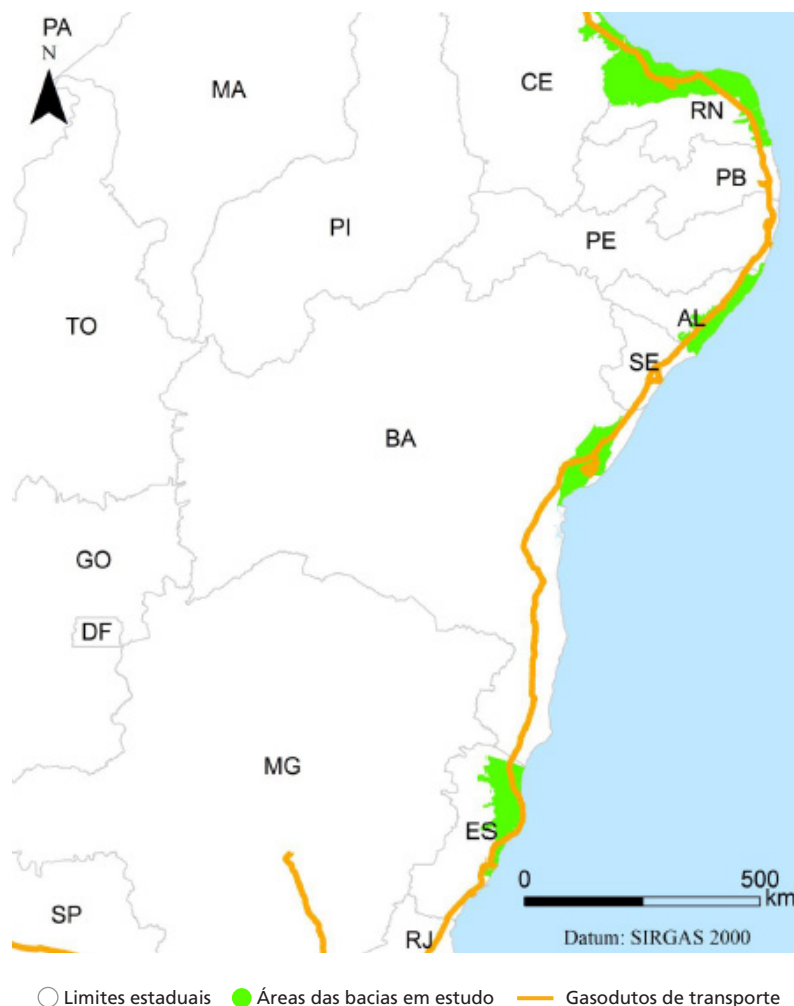
Fonte: Adaptado de BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estocagem-subterranea-de-gas-natural-aspectos-gerais-regulatorios-estimativa-de-custos-e-simulacao>. Acesso em: 24 mai. 2019.

A forma mais usual é a implementação de ESGN em campos depletados, pois se beneficia do conhecimento geológico acumulado pela investigação sísmica realizada ao longo da exploração e produção, bem como da possibilidade de reaproveitamento dos poços, sistemas de coleta e conexões preexistentes do campo cuja produção foi encerrada, o que reduz o custo de construção. Cabe notar que ao extrair o gás estocado é necessário tratá-lo novamente, independentemente da forma de estocagem, pois inevitavelmente ele sofrerá contaminação no processo. Usualmente, a descontaminação do gás estocado em

campos depletados se dará em processos de separação em baixas temperaturas e adsorção por adsorventes sólidos, para a remoção de água e condensados.

No fim de 2016, no contexto de regulamentação do regime de concessão para a atividade de ESGN, a ANP realizou uma consulta pública na qual nove campos depletados foram disponibilizados para que interessados em implantar instalações de ESGN se manifestassem. Com isso, delimitaram-se alguns pontos no país propensos a esse tipo de estrutura localizados em quatro bacias terrestres: Cidade de Sebastião Ferreira e Lagoa Pacas (bacia de Alagoas); Lagoa Parda Sul e Mosquito (bacia do Espírito Santo); Acauã Leste (bacia Potiguar); e, por fim, Camaçari, Lagoa Verde, Pojuca Norte e Miranga Leste (bacia do Recôncavo Baiano), ilustrados na Figura 13.

Figura 13 | Localização das áreas de bacias de interesse para ESGN



Fonte: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estocagem-subterranea-de-gas-natural-aspectos-gerais-regulatorios-estimativa-de-custos-e-simulacao>. Acesso em: 24 mai. 2019.

No referido estudo da Empresa de Pesquisa Energética, foi simulada a viabilidade de aplicação de ESGN para o atendimento de demanda termelétrica. O caso simulado apontou para a viabilidade em determinadas condições dessa abordagem. Embora o mais comum seja utilizar cavernas salinas para o atendimento de demandas termelétricas, no estudo da EPE foram modeladas as condições de um campo depletado na bacia do Recôncavo baiano em virtude de ali existirem campos maduros com potencial para utilização, bem como pelo fato de a taxa de retirada de gás considerada ter valores próximos à demanda que deveria ser atendida na região estudada.

No caso de demandas de pico, em especial a termelétrica, a instalação de uma ESGN, assumindo certas condições, garantiria o fornecimento de gás natural, considerando acionamento rápido das UTEs em 15 minutos. Além da segurança de suprimento, a ESGN se mostraria eficiente na manutenção da oferta para atendimento das demandas da região da Bahia por um período de até 90 dias. Para o caso específico analisado da manutenção da oferta para as UTEs da região, assumindo o valor de consumo diário de 2,2 milhões de m³, as simulações indicaram que a ESGN Campo de Santana possibilitaria 30 dias de atendimento dessa demanda termelétrica.⁶⁰

Uma das conclusões emitidas nesse estudo foi que as estratégias para usar ESGN ou GNL podem ser complementares ou mesmo competidoras em determinado mercado. Em diversos países, ambas as alternativas estão presentes em suas cadeias de gás para garantir a flexibilidade e a segurança do suprimento. Com a expansão do mercado de gás natural no Brasil, pode-se especular que, em algum nível, ocorra a utilização conciliada de ambas as abordagens na busca por dispor de uma cadeia mais robusta e menos sujeita a riscos operacionais.

4.7.4/ A POSSÍVEL APLICABILIDADE DA ESGN NO BRASIL

Uma grande questão a ser equacionada para aumentar a dimensão do mercado de gás natural no Brasil é o desenvolvimento de demanda firme capaz de ancorar os investimentos na produção e escoamento do gás do pré-sal para o continente. Como foi dito, a utilização de termelétricas é a forma mais rápida de conseguir ancorar tais investimentos, dado seu nível de consumo de gás. Porém, para cumprir esse papel, a termelétrica deveria constituir uma demanda firme, para isso precisando operar na base da curva de carga do sistema elétrico. Esse não é o modelo praticado no Brasil, no qual as termelétricas atuam de forma intermitente, em complemento às hidrelétricas, eólicas e solares.

Como contraponto, a associação de uma termelétrica que tenha despacho garantido durante um período fixo do ano com uma instalação de ESGN poderia ancorar uma

⁶⁰ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Estocagem subterrânea de gás natural: aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação*. Rio de Janeiro, 2018. p. 18. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estocagem-subterranea-de-gas-natural-aspectos-gerais-regulatorios-estimativa-de-custos-e-simulacao>. Acesso em 24 mai. 2019.

demanda de gás natural firme durante o ano. No caso, o desafio seria alcançar a viabilidade econômica de uma instalação de ESGN com capacidade suficiente para garantir a produção ininterrupta de gás natural associado, estocando-o até ser consumido pela termelétrica.

O volume de gás útil⁶¹ de ESGN implantada em campos depletados pode variar entre 50 milhões e 4.200 milhões de m³. Tecnicamente, portanto, com tal abordagem seria possível armazenar um volume de gás associado, produzido ininterruptamente, suficiente para ser consumido por uma termelétrica. Como exercício, pode-se pensar que uma produção contínua de um milhão de m³/dia de gás natural seria viabilizada por uma instalação de ESGN com volume de gás útil de 240 milhões de m³ associada a uma termelétrica com capacidade aproximada de 700 MW que consumisse três milhões de m³/dia durante quatro meses do ano em que fosse despachada. Ora, nos oito meses (240 dias) do ano em que a termelétrica estivesse inativa, o gás produzido seria estocado, locupletando a instalação de ESGN totalmente com 240 milhões de m³ de gás. Durante os supostos quatro meses de operação da termelétrica, ela seria suprida por um milhão de m³/dia do gás produzido e dois milhões de m³/dia retirados da instalação de ESGN. Nesse caso, a ESGN conseguiria firmar uma demanda de gás de um milhão de m³/dia durante o ano, sabendo que a usina funcionaria por quatro meses (120 dias) por ano a plena carga.

Cabe refletir se a solução apresentada acima é adequada para uma termelétrica 100% flexível. A princípio, por definição, não seria de conhecimento prévio quantos dias seria despachada durante o ano, ou mesmo se seria despachada pelo menos um dia no ano. Essa incerteza dificultaria a viabilidade de sua operação, mesmo associada à hipotética instalação de ESGN. Considerando esse arranjo, se tivesse que operar, por exemplo, a plena capacidade por seis meses (180 dias) em um determinado ano, não teria gás suficiente para sua plena necessidade, uma vez que tem contratado um milhão de m³/dia para uma necessidade de três milhões de m³/dia. Caso não houvesse disponibilidade de gás no mercado *spot*, ou dependendo de seu preço nesse mercado, poderia se inviabilizar economicamente. Além disso, uma termelétrica flexível associada com investimentos em ESGN ficaria menos competitiva nos leilões, pois teria custos fixos superiores àquelas sem a estocagem.

Portanto, a ESGN talvez não seja a melhor solução para uma termelétrica com plena flexibilidade, situação em que o GNL flexível deve ser a solução mais adequada. Por outro lado, uma termelétrica com alguma inflexibilidade garantida durante um período anual predeterminado, associada a uma ESGN, poderia ser uma opção para garantir algum nível de demanda firme de gás natural.

⁶¹ Gás útil (*working gas*) é o volume de gás estocado disponível para entrega ao mercado. A capacidade total da ESGN é o volume máximo de gás que ela pode estocar, o que corresponde à soma do gás útil ao gás de base (*cushion gas*). Por sua vez, o gás de base é o volume de gás natural que fica permanentemente estocado com o propósito de manter a pressão mínima requerida para a operação da ESGN.

Dado o escopo e o tempo definido para este trabalho, não foi possível responder à pergunta: tal arranjo se sustentaria economicamente? Essa pergunta precisaria ser desdobrada em várias outras, como: Os custos de construção e operação da ESGN seriam cobertos? O gás natural, ao ser produzido, passa por uma unidade de processamento que o especifica para disponibilizá-lo à instalação de ESGN por meio de gasodutos de transporte. Estocado pelo período requerido, no momento em que tivesse de ser finalmente consumido, teria de ser novamente tratado para a retirada dos contaminantes que adquiriu no processo de estocagem, para poder ser novamente inserido na rede de transporte até sua disponibilização na termelétrica. A que valor o gás natural teria de ser fornecido originalmente para viabilizar tal arranjo? O gás natural utilizado na ESGN incorre em custos adicionais, como o do próprio investimento na instalação, o de transporte até a ESGN, o de estocagem, o custo de retratamento do gás e o de transporte da ESGN até a termelétrica. Esse arranjo seria mais barato do que uma termelétrica flexível, sem a instalação ESGN, com um contrato *take-or-pay*⁶² de três milhões de m³/dia? Seria possível e mais barato a realização de contratos no mercado primário ou secundário de gás natural desses supostos três milhões de m³/dia durante os meses de despacho da termelétrica? Para que essa última alternativa fosse factível, seria importante desenvolver o mercado secundário e possibilitar celebração de contratos de fornecimento de gás natural por determinado período do ano.

4.7.5/ PROPOSTA DE FINANCIAMENTO PARA PROJETOS DE ESGN

Para viabilizar projetos como apresentado no item anterior, o BNDES poderia disponibilizar uma linha de financiamento para infraestrutura de gás natural. Ademais, seria importante a utilização de debêntures incentivadas de infraestrutura para financiar o projeto pelas seguintes razões:

// Entende-se que a ampliação da infraestrutura de gás natural é prioritária para aumentar a concorrência e reduzir seu preço para o consumidor final.

// O gás natural é o combustível de transição para a economia de baixo carbono, colabora significativamente para redução de emissões quando desloca outros combustíveis fósseis.

4.7.6/ CONSIDERAÇÕES FINAIS

A EPE, responsável pela organização dos leilões do setor elétrico, poderia buscar harmonizar as necessidades desse setor com o de gás natural, a fim de maximizar o ganho econômico para o país, não apenas o de um segmento da economia. Combinar a demanda

⁶² Em um contrato *take-or-pay*, o contratante da molécula (*commodity*) de gás natural pagará pela quantidade contratada independentemente de demandar, efetivamente, uma quantidade menor.

por gás natural termelétrico com a demanda por gás natural industrial poderia viabilizar a expansão da infraestrutura de gás, além de alavancar novos investimentos na indústria, proporcionando maior agregação de valor, geração de emprego e riqueza para o Brasil.

Sendo assim, o BNDES, por sua vez, deveria fomentar e estruturar projetos que combinem as demandas do setor industrial com a demanda de geração termelétrica a gás natural em determinadas regiões do país, objetivando a expansão de gasodutos de transporte, de instalações de ESGN, quando aplicável, e da rede de distribuição de gás natural. Uma rede de distribuição mais densa e robusta, *per se*, viabilizaria maior infraestrutura de abastecimento de GNV no território nacional, além do atendimento a outros usuários comerciais e residenciais, bem como do setor veicular.



// CAPÍTULO 5

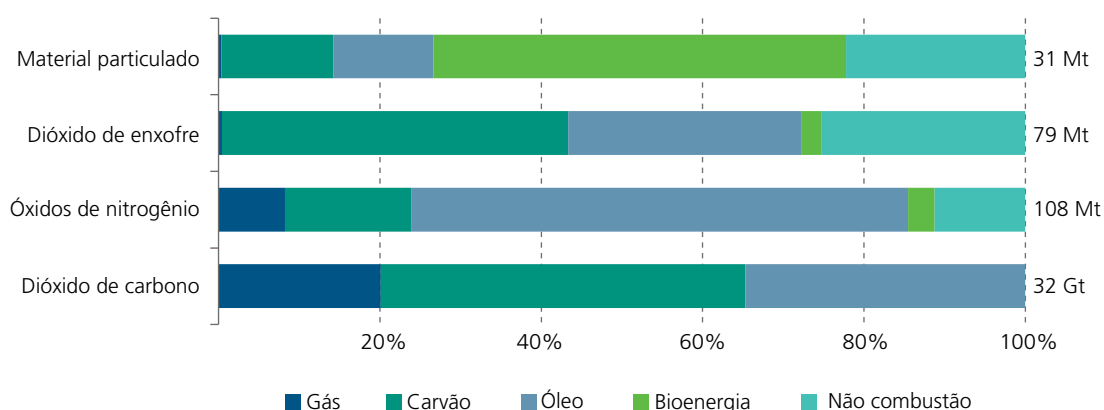
GÁS NATURAL PARA VEÍCULOS PESADOS E EMBARCAÇÕES

5.1/ Gás natural para veículos pesados

5.1.1/ INTRODUÇÃO

O gás natural é o combustível fóssil mais limpo, uma vez que emite menos poluentes. Seu uso, em substituição a outros combustíveis fósseis mais poluentes, pode trazer benefícios para o meio ambiente, seja do ponto de vista da redução das emissões de gás carbônico, seja pela melhora da qualidade do ar. De acordo com o Gráfico 1, é possível comparar a emissão de alguns poluentes resultantes da queima do gás natural com a da queima de outros combustíveis.

Gráfico 1 | Participação do gás natural no total de emissões de poluentes



Fonte: Adaptado de IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017.

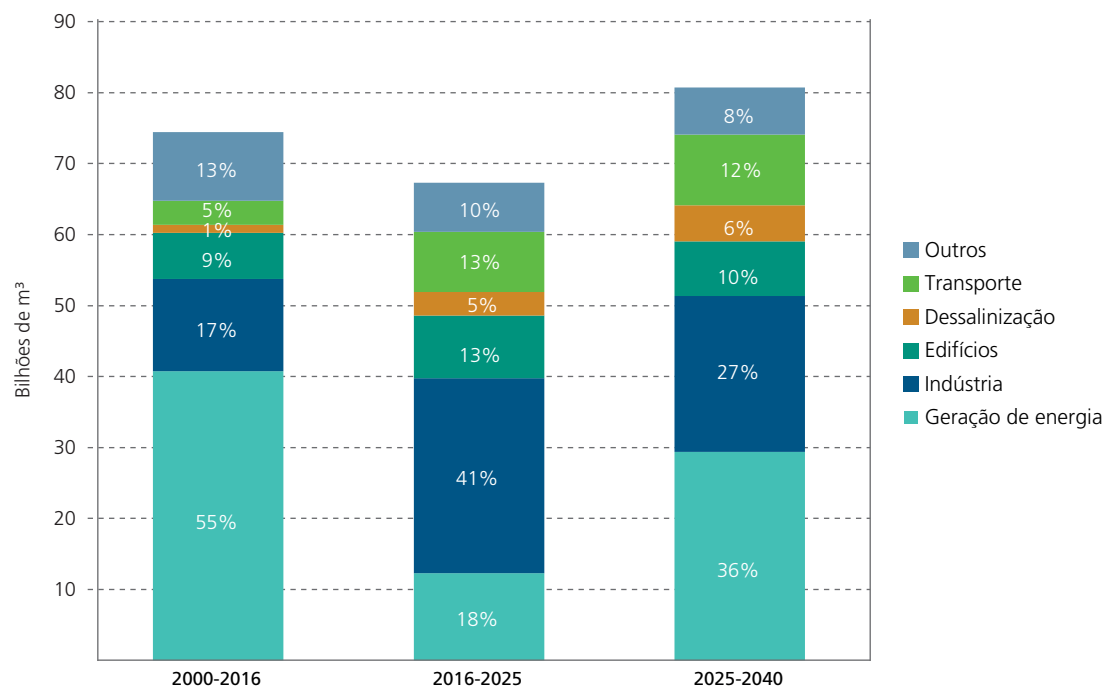
Notas: Mt = megatoneladas. Gt = gigatoneladas. Emissões de não combustão são emissões em processos industriais e fora dos sistemas de exaustão dos veículos.

Conforme pode ser visto no Gráfico 1, comparativamente, a queima do gás natural traz benefícios do ponto de vista das emissões de poluentes. O uso de gás natural não gera emissão de material particulado (MP) nem de dióxido de enxofre (SO₂), contudo, ainda que em menor montante quando comparado ao carvão e ao óleo, a combustão produz óxidos de nitrogênio (NO_x). A maior parte do NO_x emitido resulta da queima do *diesel* utilizado no segmento de transportes, cuja emissão nos centros urbanos tem impacto relevante na qualidade do ar e na saúde pública. Dessa forma, apesar de suas características de baixa emissão, especialmente se comparado com o carvão e com os derivados de petróleo, há um aspecto, além da emissão do CO₂, que precisa ser levado em conta. Deve-se atentar que, quando o gás natural é queimado de forma inadequada, ou seja, não atendendo às especificações, pode causar a emissão de metano, relevante para as emissões de gases de efeito estufa (GEE).¹

¹ O impacto do gás metano (CH₄) é de cerca de vinte vezes superior ao do CO₂, isto é, uma unidade de metano equivale a vinte unidades de CO₂. Ver GASES do efeito estufa: Dióxido de Carbono (CO₂) e Metano (CH₄). *Dicionário Ambiental*, Rio de Janeiro, abr. 2014. Disponível em: <https://www.oeco.org.br/dicionario-ambiental/28261-gases-do-efeito-estufa-dioxi-do-de-carbono-co2-e-metano-ch4/>. Acesso em: 6 jun. 2019.

Para se ter uma ideia dos principais setores demandantes de gás natural e sua tendência de longo prazo, pode ser útil recorrer às projeções realizadas pela International Energy Agency (IEA) em seu *World Energy Outlook* de 2017 e de 2018 (Gráfico 2) acerca dos setores que serão os principais demandantes de gás natural no horizonte de 2040.²

Gráfico 2 | Projeção de demanda por gás natural por setores



Fonte: Adaptado de IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017.

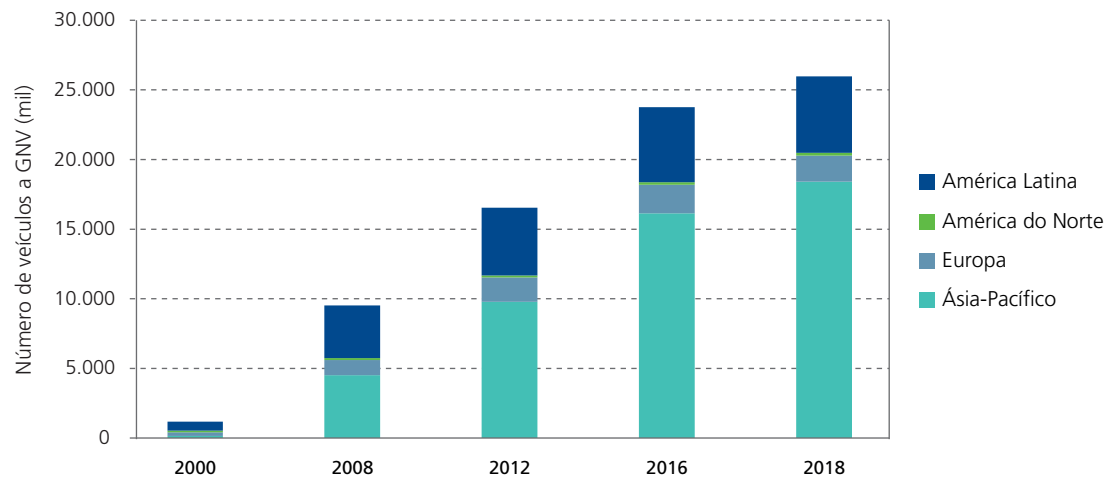
Segundo a visão da IEA, a indústria e o setor de energia serão os principais responsáveis por absorver a demanda adicional por gás natural. A demanda do setor de transportes apresenta crescimento em volume e aumenta sua parcela na demanda total, embora não se destaque como principal fonte de demanda adicional para o gás.

De acordo com Le Fevre,³ a frota de veículos a gás natural se concentra na Ásia, essencialmente em quatro países: China, Índia, Irã e Paquistão. Os gráficos 3 e 4 mostram a frota de veículos a gás natural por região e por país, respectivamente.

² Ver, por exemplo, IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017 e IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2018*. Paris: OECD/IEA, 2018.

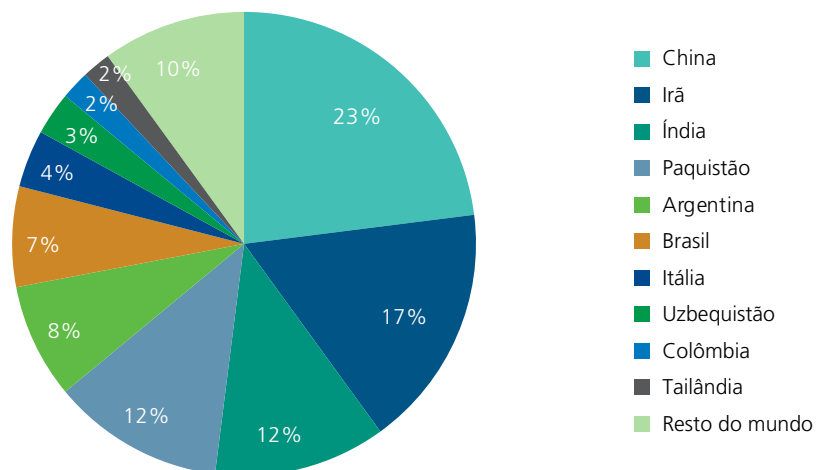
³ LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50, Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

Gráfico 3 | Frota de veículos a gás natural por região



Fonte: Adaptado de LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

Gráfico 4 | Frota de veículos a gás natural por país, 2018



Fonte: Adaptado de LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

Deve-se destacar que a frota de veículos a gás natural é formada, essencialmente, por veículos leves. Segundo a estimativa da IEA, apenas 1% da frota mundial de veículos a gás natural é formado por veículos pesados, sendo que a maior parte se concentra na China, nos EUA e na União Europeia.

No Brasil, o montante total de veículos atinge aproximadamente 1,9 milhão. Os veículos leves respondem, virtualmente, por todo esse montante, consumindo cerca de 5,4 milhões de m³/dia de gás natural veicular. Entretanto, há a expectativa de que o Brasil tenha, no curto prazo, uma ampliação de sua oferta de gás natural, acompanhada da redução de seu

preço. Tal perspectiva abriria espaço para esforços de massificação do uso desse combustível nos diversos segmentos, como industrial, construções, transportes e geração de energia.

Todavia, vale ter clareza de que, ainda que essa massificação ocorra, no setor de transportes, ela será gradual. Nesse sentido, a experiência estadunidense é elucidativa.⁴ Com o advento do *shale gas* nos EUA, o preço do gás natural se reduziu em relação ao dos combustíveis derivados do petróleo. A expectativa inicial era de que houvesse aumento da participação dos veículos pesados movidos a gás na matriz de transportes rodoviários, especialmente aqueles movidos a gás natural liquefeito (GNL). Tal expectativa não se concretizou, sobretudo nas regiões que não contavam com terminais de liquefação do gás.

Recentemente, o potencial que se estima para o crescimento da participação dos veículos pesados nos EUA é relacionado aos veículos movidos a gás natural comprimido (GNC). Contudo, mesmo uma década depois do aumento da produção do *shale gas* estadunidense, esse potencial estimado também não se concretizou. A título de ilustração, conforme Le Fevre,⁵ a Clean Energy Fuels, uma das maiores fornecedoras de gás natural dos EUA, estima que, da frota total de 3,2 milhões de caminhões de longa distância, apenas 15 mil são movidos a gás natural.⁶ Ao que parece, portanto, mesmo nos EUA, onde houve uma queda expressiva no preço do gás, a inserção vem se dando de forma lenta e gradual.⁷

Tendo isso em mente, o objetivo desta seção é discutir, a partir da interação com diversos atores, os limites e possibilidades para o uso do GNV em veículos pesados. Para fins de organização, a seção é composta de oito subseções, incluindo esta introdução. A subseção 5.1.2 fornece um panorama da indústria automotiva, ressalta que ainda não é clara qual a rota tecnológica que será predominante e apresenta números gerais do segmento de veículos pesados. A subseção 5.1.3 relata as diferentes tecnologias de motorização para os veículos a gás natural. Na subseção subseção 5.1.4 são abordados aspectos regulatórios do setor automotivo. A subseção 5.1.5 trata do envolvimento da indústria fabricante de veículos pesados com o tema do gás natural veicular. As subseções 5.1.6 e 5.1.7 tratam do transporte público

⁴ Ver LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

⁵ LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

⁶ Citado em LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50, Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2019.

⁷ A Itália também é uma experiência relevante por ter um mercado de gás desenvolvido e por já possuir tradição no uso de caminhão a gás no transporte de cargas. Mesmo na Itália, a proporção de veículos a gás na frota total de veículos em 2018 é pequena (cerca de 2,4%) e mesmo essa frota de veículos a gás é composta, em sua maioria, de veículos leves. Os veículos de carga representam apenas 0,3% da frota total a gás (ou seja, 9% desses 2,4%). Na Suécia, por exemplo, os veículos de carga movidos a gás representam cerca de 4,6% de todos os veículos leves e pesados movidos a gás natural. Ver LE FEVRE, C. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. *Energy Insight*, n. 50. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford, 2019 e IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. The future of trucks – implication for energy and environment. *Insight Series 2017*. Paris: OECD/IEA, 2017.

coletivo urbano de passageiros e o transporte de carga, respectivamente, procurando jogar luz sobre o potencial de demanda advindo desses segmentos por gás natural. Por fim, a subseção 5.1.8 apresenta as considerações finais e aventa sugestões preliminares.

5.1.2/ ASPECTOS GERAIS SOBRE A INDÚSTRIA AUTOMOBILÍSTICA

5.1.2.1/ O futuro da indústria automotiva

Como se sabe, praticamente desde o início da disseminação dos automóveis, o sistema de transporte sobre rodas se deu com base em combustível fóssil derivado da matriz petrolífera. Recentemente, contudo, há indicações de que a indústria automotiva passará por importantes mudanças globais nas próximas décadas. Essas surgem no bojo de novas tendências do setor, em especial, o desenvolvimento de tecnologias alternativas de combustão, bem como o advento da conectividade dos veículos e dos veículos autônomos.

Segundo Traub-Merz,⁸ entre os principais *drivers* que influenciam a mudança estão os efeitos climáticos e as conseqüentes tentativas de redução das emissões de GEEs. As emissões geradas pelo setor de transportes tornaram-se uma forte preocupação em âmbito mundial. Soma-se a isso a busca por segurança energética, com diversos países (como Alemanha, França, Japão e China) procurando reduzir suas importações de petróleo – dependência parcialmente relacionada ao setor de transporte. De modo que quem for capaz de desenvolver tecnologias alternativas pode se ver na liderança, caso aumente a escassez desse recurso energético. Outro desafio é a concentração populacional nas cidades, por exemplo, ao provocar trânsito e poluição localizada.

De certa forma, esses desafios pressionam as grandes montadoras a oferecer soluções ecológica e socialmente satisfatórias. Alguns autores, como Freyssenet,⁹ já afirmaram que, possivelmente, o fim do motor a combustão interna seria a grande resposta do setor às questões climáticas. De todo modo, o futuro do setor automotivo ainda está em construção e é possível que uma diversidade de novas soluções conviva longamente com os motores a combustão interna, com o setor caminhando paulatinamente rumo às tecnologias alternativas.

A construção do futuro vem sendo liderada por países avançados e pelas empresas líderes do setor automotivo (mas não apenas desse setor). No momento, tendo em vista a incerteza quanto ao ritmo da mudança tecnológica, as montadoras vêm adotando diferentes estratégias. Há um amplo espectro de alternativas, como veículos híbridos que combinam

⁸ TRAUB-MERZ, R. *The automotive sector in emerging economies: industrial policies, market dynamics and trade unions. Trends & perspectives in Brazil, China, India, Mexico and Russia*. Berlin: Friedrich-Ebert-Stiftung, 2017.

⁹ FREYSSENET, M. The second automotive revolution is underway: scenarios in confrontation. In: CALABRESE, G. (ed.). *The greening of the automotive industry*. Londres: Palgrave Macmillan, 2012. p. 304-322.

a combustão interna (*diesel*, gasolina, ou gás natural) com a motorização elétrica, veículos puramente elétricos, veículos movidos a célula de combustível e também desenvolvimentos em combustíveis alternativos, como os biocombustíveis em seus diversos tipos. Mas, mesmo diante dessa miríade de possíveis alternativas de soluções tecnológicas, que ainda não são comprovadas em sua plenitude, é provável que a tecnologia atual e dominante de combustíveis fósseis mantenha participação relevante nas próximas décadas. Porém, é possível uma alteração de perfil de consumo com a redução relativa do uso de *diesel* e gasolina em relação ao do aumento da utilização do gás natural em determinados países.

5.1.2.2/ A indústria automotiva no Brasil

Além do que foi dito anteriormente, convém também destacar alguns aspectos gerais acerca das características, da organização e do tamanho da indústria automobilística no Brasil.

De acordo com o *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2019*,¹⁰ elaborado pela Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), esse setor representa cerca de 4% do produto interno bruto (PIB) brasileiro e responde por 22% do PIB da indústria de transformação. Existem no país 26 empresas fabricantes de veículos e 582 empresas de autopeças. Ademais, o setor tem uma capacidade instalada capaz de produzir cinco milhões de veículos por ano e emprega aproximadamente quinhentas mil pessoas – direta e indiretamente, são cerca de 1,3 milhão de pessoas. Atualmente, o Brasil é o nono maior produtor mundial e o oitavo mercado consumidor.

Estruturalmente, o setor automotivo é formado por grandes empresas montadoras de veículos e por suas empresas fornecedoras. Esse conjunto de empresas costuma ser segmentado em diferentes camadas. Assim, além das montadoras responsáveis pela produção do produto final, outra parte dessa indústria é o conjunto de empresas sistemistas, que fornecem às montadoras os subconjuntos e sistemas. Algumas dessas empresas têm origem nas próprias montadoras, embora como entidades separadas, e normalmente possuem capacidade de investimento e boa gestão financeira. Abaixo delas estão os níveis inferiores do segmento de autopeças. Esses níveis são compostos de fabricantes de partes e peças, que costumam destinar seus produtos ao nível superior da cadeia. Trata-se de empresas heterogêneas e que produzem produtos mais básicos. Também são empresas de menor porte e apresentam maior fragilidade financeira e maior necessidade de capital de giro.

O setor também pode ser dividido com relação aos veículos leves, como automóveis de passeio e comerciais leves, e aos veículos pesados, como ônibus e caminhões. Relativamente ao primeiro, praticamente todas as fabricantes globalmente relevantes estão presentes

¹⁰ ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2019*. São Paulo, 2019. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/anuarios.html>. Acesso em: 7 jun. 2019.

no país e as principais produtoras no Brasil são as seguintes: Volkswagen, FCA, GM, Ford, Toyota, Honda, Hyundai, Renault e PSA. Já com relação ao segundo, as principais fabricantes de veículos no Brasil são as seguintes: Mercedes-Benz, Volkswagen/MAN, Iveco/CNH, Volvo, Scania e Ford – essa última anunciou, em fevereiro de 2019, que fechará sua fábrica de caminhões no país. Um panorama mais completo pode ser obtido no Quadro 1.

Quadro 1 | Empresas fabricantes de autoveículos

Empresas	Produtos			
	Automóveis	Comerciais leves	Caminhões	Ônibus
Agrale		x	x	x
Audi	x			
BMW	x			
CAOA	x	x	x	
CNH/Iveco		x	x	x
DAF			x	
FCA (Fiat, Jeep)	x	x		
Ford	x			
General Motors	x	x		
Honda	x			
HPE (Mitsubishi, Suzuki)	x	x		
Hyundai	x			
Jaguar e Land Rover	x			
MAN		x	x	x
Mercedes-Benz	x		x	x
Nissan	x			
PSA	x			
Renault	x	x		
Scania			x	x
Toyota	x			
Volkswagen	x	x		
Volvo	x		x	x

Fonte: Adaptado de ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira* – 2019. São Paulo, 2019. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/anuarios.html>. Acesso em: 7 jun.2019.

A fim de obter uma dimensão do tamanho do mercado, pode-se recorrer aos dados do *Relatório da Frota Circulante*,¹¹ elaborado pelo Sindicato Nacional da Indústria de Componentes para Veículos Automotores (Sindipeças).

Conforme a Tabela 1, percebe-se que a frota brasileira de veículos seguiu aumentando nos últimos anos. No fim de 2018, a frota total de autoveículos atingiu 44,8 milhões de unidades. Nesse mesmo ano, a frota de automóveis e comerciais leves foi da ordem de 42,5 milhões de unidades. Já com relação aos caminhões e ônibus, objeto do presente documento: a frota de caminhões atingiu aproximadamente 2 milhões de unidades e a frota de ônibus chegou a 386 mil unidades no fim de 2018.

Tabela 1 | Frota circulante (unidades)

Segmento	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Automóveis	30.898.766	32.992.248	34.712.948	35.621.014	35.996.611	36.430.823	37.098.282
Comerciais leves	4.199.866	4.522.584	4.853.583	4.996.122	5.072.404	5.173.023	5.333.843
Caminhões	1.761.280	1.863.787	1.947.888	1.965.220	1.962.036	1.961.068	1.983.149
Ônibus	357.090	376.329	389.445	391.867	389.331	386.231	386.417
Total autoveículos	37.212.002	39.754.948	41.903.864	42.974.223	43.420.382	43.951.145	44.801.691

Fonte: Elaboração própria, com base em SINDIPEÇAS – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Relatório da Frota Circulante*. São Paulo, 2019. Disponível em: <https://www.sindipecas.org.br/area-atuacao/?co=s&a=frota-circulante>. Acesso em: 7 jun. 2019.

Cabe registrar que toda a frota de autoveículos está concentrada, principalmente, em cinco estados: São Paulo (30,4%), Minas Gerais (11,9%), Paraná (7,7%), Rio de Janeiro (7,6%) e Rio Grande do Sul (6,8%).

Para além dos dados da frota de veículos, outra dimensão do tamanho do mercado pode ser apreendida a partir dos dados relativos aos licenciamentos de novos veículos. Assim, a Tabela 2 compreende esses dados para a presente década. De modo geral, percebe-se que o pico de licenciamentos de veículos pesados ocorreu em 2011 e que o número de novos licenciamentos está, hoje, em patamar inferior ao do início da década. Atualmente, os caminhões respondem por 76 mil licenciamentos de novas unidades e os ônibus respondem por 15 mil licenciamentos.

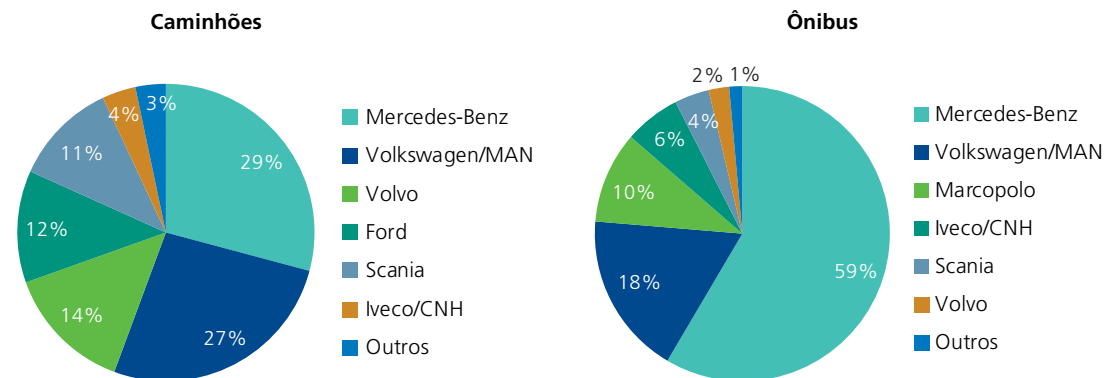
¹¹ SINDIPEÇAS – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Relatório da Frota Circulante*. São Paulo, 2019. Disponível em: <https://www.sindipecas.org.br/area-atuacao/?co=s&a=frota-circulante>. Acesso em: 7 jun. 2019.

Tabela 2 | Licenciamento de autoveículos novos (unidades)

Segmento	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Automóveis	2.856.540	2.901.647	3.115.223	3.040.783	2.794.687	2.123.009	1.688.289	1.856.096	2.099.605
Comerciais leves	472.489	524.184	518.960	539.113	538.796	357.524	300.308	319.890	375.751
Caminhões	157.707	172.870	139.174	154.576	137.055	71.651	50.559	51.941	75.987
Ônibus	28.328	34.547	28.714	32.898	27.474	16.792	11.161	11.755	15.081
Total autoveículos	3.515.064	3.633.248	3.802.071	3.767.370	3.498.012	2.568.976	2.050.317	2.239.682	2.566.424

Fonte: Elaboração própria, com base em ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira de 2019*. São Paulo, jan. 2019. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/anuarios.html>. Acesso em: 3 jun. 2019.

Em relação aos principais fabricantes de caminhões e ônibus, o *Anuário 2018* da Federação Nacional Distribuição Veículos Automotores (Fenabrave)¹² apresenta o *market-share* para o ano de 2018. No caso do segmento de caminhões, a líder de mercado é a Mercedes-Benz (29,16%), seguida pela Volkswagen/MAN (26,49%) e depois pelas fabricantes Volvo (13,9%), Ford (12,18%), Scania (11,31%) e Iveco/CNH (3,66%). Por sua vez, no segmento de ônibus, a líder de mercado é a Mercedes-Benz (58,48%), seguida pela Volkswagen/MAN (17,84%) e depois pelas empresas Marcopolo (10,05%), Iveco/CNH (6,15%), Scania (3,8%) e Volvo (2,25%). O Gráfico 5 ilustra o que foi dito.

Gráfico 5 | *Market-share* de caminhões e ônibus em 2018

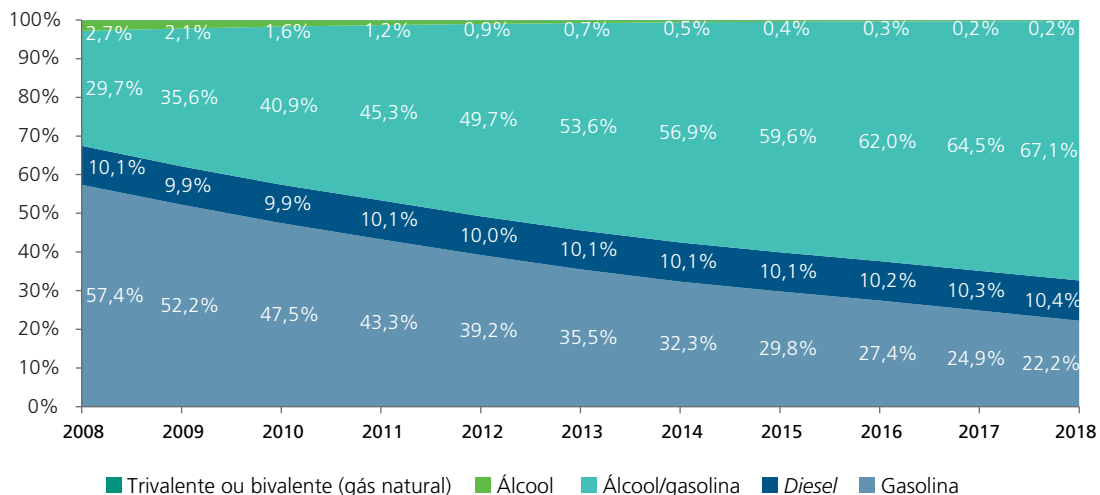
Fonte: Elaboração própria, com base em FENABRAVE – FEDERAÇÃO NACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário 2018 – O desempenho da distribuição automotiva no Brasil*. São Paulo, mar. 2019.

Procurando jogar luz sobre a segmentação do mercado atual de acordo com o tipo de combustível, o referido *Relatório da Frota Circulante* mostra que, em 2018, os veículos movidos a gasolina atingiram 22,2% da frota brasileira. Isso porque tais veículos foram sendo progres-

¹² FENABRAVE – FEDERAÇÃO NACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário 2018 – o desempenho da distribuição automotiva no Brasil*. São Paulo, mar. 2019.

sivamente substituídos pelos veículos *flex* (álcool/gasolina), que alcançaram a marca de 67,1% da frota. O restante da frota é, essencialmente, representado pelos veículos movidos a *diesel* (10,4%) e um percentual pouco representativo abarca os demais tipos de combustível (GNV, somente álcool, elétrico/híbrido). Decerto, o aludido percentual de *diesel* diz respeito, basicamente, aos veículos pesados. Essa informação é ilustrada no Gráfico 6.

Gráfico 6 | Evolução da frota por combustível (automóveis, comerciais leves, caminhões e ônibus)

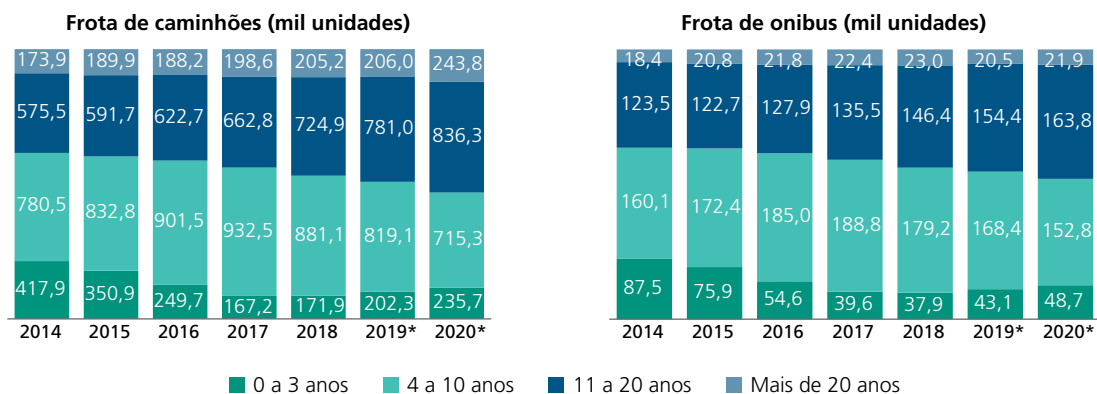


Fonte: Adaptado de SINDIPEÇAS – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Relatório da Frota Circulante*. São Paulo, 2019. Disponível em: <https://www.sindipecas.org.br/area=-atuacao/?co=s&a=frota-circulante>. Acesso em: 11 jun. 2019.

Nota: A categoria de veículos trivalentes ou bivalentes (gás natural) não está representada no gráfico devido a sua baixa participação no total da frota.

Por fim, o Gráfico 7 diz respeito apenas ao segmento de caminhões e ônibus, mostrando o volume da frota, por idade.

Gráfico 7 | Volume da frota de caminhões e ônibus, por idade



Fonte: Adaptado de SINDIPEÇAS – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Relatório da Frota Circulante*. São Paulo, 2019. Disponível em: <https://www.sindipecas.org.br/area-atuacao/?co=s&a=frota-circulante>. Acesso em: 11 jun. 2019.

Nota: *Projeções.

No caso dos caminhões, em relação à frota total de aproximadamente 2 milhões de veículos em 2018: 8,7% da frota tem até três anos de idade; 44,4% da frota tem entre quatro e dez anos de idade; 36,6% da frota tem entre 11 e vinte anos de idade; e 10,3% da frota de caminhões tem idade superior a vinte anos. Já no caso dos ônibus, em relação à frota total de aproximadamente 386 mil veículos em 2018: 9,8% da frota tem até três anos de idade; 46,3% têm entre quatro e dez anos de idade; 37,9%, entre 11 e vinte anos; e 6% têm idade superior a vinte anos.

Nota-se que o maior mercado é representado pelos veículos leves, enquanto, dos veículos pesados, a maior parte se deve aos caminhões e a menor parte se deve aos ônibus. Observa-se também que praticamente metade da frota de veículos pesados tem mais de dez anos de idade. Assim, feita essa caracterização panorâmica, passa-se à apresentação das principais tecnologias de motorização.

5.1.3/ TECNOLOGIA

Há uma série de fatores técnicos que afetam a decisão de utilizar o gás natural como combustível. Ainda que uma avaliação detalhada das tecnologias de motores a gás esteja fora do escopo deste trabalho, será feita uma breve descrição das principais rotas tecnológicas disponíveis e desenvolvidas pelas principais montadoras.

Os motores a combustão interna podem ser de dois tipos, ignição por centelha (ciclo Otto) e ignição por compressão interna (ciclo Diesel), referentes aos motores a gasolina e diesel, respectivamente. Os primeiros utilizam uma vela de ignição para inflamar a mistura ar/combustível, são mais adequados a veículos leves (elevado RPM e baixo torque) e têm uma queima mais limpa, embora sejam menos eficientes na conversão térmica. Já no ciclo Diesel, a ignição ocorre a partir da injeção de combustível na câmara de combustão, quando esta contém ar a altas temperaturas e pressões. Os motores a diesel são mais adequados a veículos pesados (operando a baixo RPM e elevado torque), produzem emissões com maior concentração de poluentes e oferecem maior eficiência térmica.

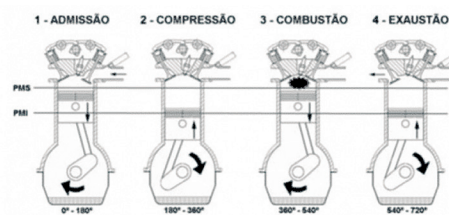
Nos motores de ciclo Otto (por exemplo, a gasolina, etanol ou gás), durante o primeiro tempo – a admissão –, a válvula de admissão se abre, o pistão desce e enche a câmara com a mistura ar/combustível. Em seguida, quando a válvula de admissão se fecha, começa o tempo de compressão, em que o pistão sobe comprimindo essa mistura. Quando o pistão chega perto do ponto morto superior (PMS), é produzida uma centelha que explode a mistura ar/combustível, iniciando o tempo de explosão e movimentando o pistão para baixo com muita força. Na próxima meia-volta do eixo virabrequim, a válvula de escapamento é aberta e o pistão sobe empurrando todos os resíduos para fora da câmara de combustão.

Nos motores de ciclo Diesel, a válvula de admissão se abre e o pistão desce enchendo a câmara somente com ar. Em seguida, no tempo de compressão, esse ar é comprimido, o

que eleva sua temperatura. Quando o pistão chega perto do ponto morto superior (PMS), o óleo *diesel* é injetado a uma pressão em torno de 200 bar e se inflama instantaneamente ao deparar-se com o ar aquecido. Essa explosão causa uma grande força de expansão que faz com que o pistão desça para seu ponto morto inferior (PMI). Na próxima meia-volta do eixo virabrequim, a válvula de escape é aberta e o pistão sobe empurrando todos os resíduos para fora da câmara de combustão.

A Figura 1 ilustra as fases explicadas nos parágrafos anteriores e as principais diferenças entre os dois motores.

Figura 1 | Motor a combustão a quatro tempos e principais diferenças entre os motores



Motor Ciclo Otto	Motor Ciclo Diesel
Admite e comprime a mistura ar/combustível	Comprime somente o ar
Controle de rotação feito pela válvula borboleta de aceleração	Controle de rotação feito pela bomba injetora
Taxa de compressão e temperatura dentro do cilindro menor	Taxa de compressão e temperatura dentro do cilindro maior
Centelha para inflamar a mistura	Não exige centelha
Injeção do combustível no tempo de admissão	Injeção do combustível no tempo de compressão
Forte expansão do motor, com pouca duração	Expansão do motor com menos força, porém mais longa

Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis em: <https://www.embarcados.com.br/motores-de-combustao-interna-ciclo-otto/>. Acesso em: 18 jun. 2019.

5.1.3.1/ Motores a gás natural

Existem hoje, em escala comercial, duas rotas tecnológicas distintas para a adoção do gás natural como combustível para veículos pesados: (i) o motor de ciclo Otto, desenvolvido com tecnologia dedicada, que utiliza exclusivamente o gás natural; e (ii) o motor de ciclo Diesel adaptado para operar com uma mistura gás-*diesel*, em diferentes proporções. A primeira das rotas é aquela seguida pela grande maioria das empresas fabricantes de veículos pesados. Na segunda rota tecnológica, conhecida como *dual-fuel*, é admitida inicialmente na câmara de combustão uma mistura ar/gás. Depois da compressão dessa mistura, é injetado o óleo *diesel*, que, em contato com as altas pressões e temperaturas na câmara, deflagra um processo de ignição que alcança rapidamente a mistura ar/gás previamente comprimida. Nesse caso, a empresa fabricante de veículo pesado com tecno-

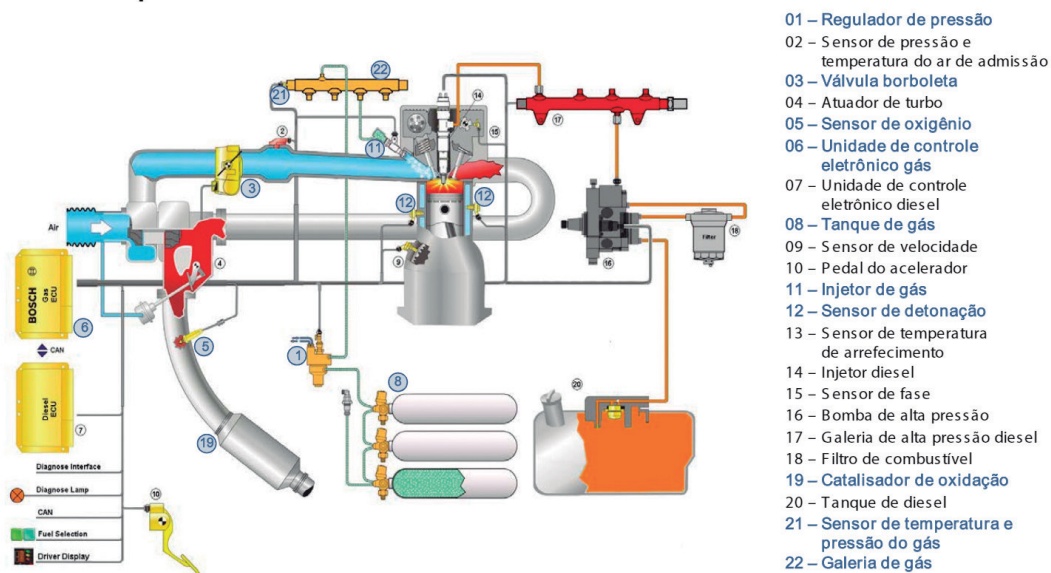
logia bicomcombustível é a Volvo. Assim, em âmbito global, existem fabricantes de motores e veículos dedicados a cada uma dessas duas rotas tecnológicas.

Nos motores que utilizam a tecnologia *dual-fuel*, a taxa de substituição – proporção de gás utilizada na mistura *diesel*-gás – pode alcançar valores da ordem de 95%, em aplicações pontuais. Em condições operacionais normais, situa-se na faixa de 60% a 90%. No caso de não haver gás natural disponível, o motor poderia funcionar somente com o *diesel*.¹³

Vale mencionar que uma das referências no desenvolvimento dos sistemas de injeção para a tecnologia *dual-fuel* é o fabricante Bosch. A filial da empresa no Brasil desenvolveu uma solução de adaptação de motores *diesel* para *dual-fuel*. Essa solução foi produzida de 2006 até 2013 e pode ser aplicada tanto em motores novos (chamada de OEM, feita em parceria direta com a fabricante e instalada nos motores em sua linha de montagem) quanto para a conversão de motores *diesel* usados para o uso da tecnologia.

A Figura 2 representa a tecnologia *dual-fuel* da Bosch, na modalidade OEM. Por ser aplicada em motores novos, nessa modalidade é possível uma comunicação direta entre as unidades de controle (ECU) do *diesel* (original do motor) e do gás, o que viabiliza uma operação integrada entre as duas de forma a garantir a utilização da taxa de substituição adequada a cada condição de uso, resultando em maior *performance* operacional.

Figura 2 | Sistema *dual-fuel* – ciclo *Diesel* – configuração OEM (motor novo)



Fonte: Figura cedida pela Bosch do Brasil.

¹³ Ver, por exemplo: <https://www.volvotrucks.com.br/pt-br/news/blog/sustentabilidade/volvo-apresenta-primeiro-caminhao-do-brasil-movido-a-gnl-e-a-diesel.html>.

Na Figura 2, os itens 6 e 7 indicam a ECU gás e a ECU *diesel* conectadas, em que comandam de forma coordenada todo o funcionamento e a dosagem dos combustíveis (gás/*diesel*). Tal comando é exercido por meio de sinais enviados para os injetores de gás (11) e *diesel* (14) e para o conjunto de válvulas de controle (1, 3 e 8), a partir de sinais coletados de sensores de pressão e temperatura, velocidade e composição de gases (2, 13 e 21; 9, 12 e 15; 5).

As principais vantagens da adoção do sistema *dual-fuel* são:

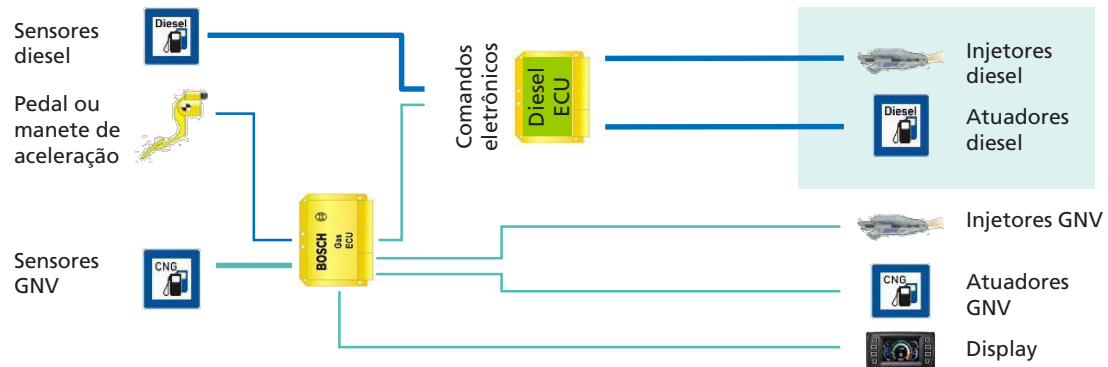
- // o projeto do motor não sofre alterações;
- // aumento da autonomia;
- // utilização do veículo em regiões onde não exista rede de distribuição de gás, uma vez que o motor pode funcionar normalmente utilizando somente *diesel*; e
- // funcionamento mais silencioso.

Como dito, uma segunda possibilidade é a conversão/adaptação de motores existentes, originalmente produzidos para utilizar *diesel*, para que possam também utilizar gás natural. Assim, essa seria outra possibilidade para a expansão do uso do gás na frota de veículos pesados existente. Tal conversão consiste na aplicação de componentes e serviços de instalação e configuração, geralmente fornecidos na forma de *kits* (o que resultou na denominação popular de “kit gás”).

Também para a conversão de motores, existem duas rotas tecnológicas possíveis: (i) a transformação do motor para o ciclo Otto; e (ii) a manutenção do ciclo *Diesel* com a adoção do sistema *dual-fuel*.

No primeiro caso, conhecido como “ottonização”, é introduzido todo um sistema de ignição por centelha e implica a substituição de componentes-chave do motor, como os cabeçotes e os pistões. Nesse caso, o motor convertido passa a utilizar somente o gás natural. Por implicar a alteração de componentes fundamentais do motor, a ottonização oferece um risco maior de perda de *performance*.

Já a adoção do sistema *dual-fuel* em motores usados preserva os componentes originais do motor. Para esse caso, há algumas diferenças em relação à configuração OEM descrita na Figura 2. A principal é que a injeção de *diesel* passa a ser comandada pela ECU-gás, ficando a ECU-*diesel* com uma operação subordinada a ela. A Figura 3 apresenta um esquema da aplicação do sistema *dual-fuel* para a conversão de motores *diesel* para gás natural.

Figura 3 | Conversão de um motor *diesel* para sistema *dual-fuel*

Fonte: Figura cedida pela Bosch do Brasil.

A adoção da tecnologia *dual-fuel* para a conversão de motores resulta em taxas de substituição, em geral, menores do que a obtida na modalidade OEM. Nesse caso, as taxas de substituição situam-se entre 30% e 40%.

As vantagens dessa tecnologia são a possibilidade de reconversão a baixo custo, o baixo nível de ruído e a preservação do valor de revenda no mercado de veículos usados. Contudo, é pertinente apontar possíveis riscos de seu uso individualizado em motores usados. Essa solução de conversão é mais aplicável a motores de até média quilometragem, para grandes empresas, com frotas com maior controle sobre a operação dos motores desses veículos. Trata-se, decerto, de nicho limitado e insuficiente para viabilizar grandes investimentos.

5.1.3.2/ Armazenagem de gás natural

Existem duas alternativas para armazenar o gás natural em veículos.

A primeira seria por meio do GNC. O gás natural é armazenado por meio de compressão em cilindros. Nesse caso, por exemplo, alguns modelos de caminhões têm autonomia de cerca de 500 km – proporcional ao número ou ao tamanho de cilindros instalados no veículo.

Destaca-se que, atualmente, a infraestrutura instalada no Brasil é para o abastecimento de GNC em veículos leves, e sua aplicação em veículos pesados implicaria um longo tempo de abastecimento. Entretanto, caso haja investimentos em infraestrutura, existem bombas mais modernas, apesar dos custos relevantes, que reabastecem um caminhão em cerca de cinco a sete minutos. No caso específico dos ônibus, por exemplo, o investimento em infraestrutura consistiria na adaptação das garagens das empresas operadoras, para que possam abastecer sua própria frota sem prejudicar a operação.

A segunda alternativa seria o armazenamento por meio de GNL. O gás natural é resfriado a menos 161 °C e é armazenado de forma líquida. Nesse caso, o caminhão poderá ter autonomia superior a 1.200 km. Ressalte-se que a infraestrutura instalada no Brasil não

está preparada para o abastecimento de GNL em veículos. Nesse tipo de solução, haveria necessidade de investimentos ainda maiores para adaptar os postos de gás natural veicular.

5.1.3.3/ Equipamentos para postos de GNV

Os principais fornecedores de equipamentos para postos de abastecimento de GNV no mercado brasileiro são as empresas Junqueira Compressores e Máquinas e Aspro Serviços em GNV. A primeira tem equipamentos disponíveis no cadastro do BNDES Finame, enquanto a segunda já teve produção nacional, mas foi descontinuada há cerca de dois anos. A empresa manifestou interesse na retomada da produção local, caso uma política consistente de incentivo ao uso do gás estabeleça níveis de demanda que a sustentem.

O levantamento de informações realizado para o presente documento indica que a instalação de um posto rodoviário de abastecimento de GNV demanda investimentos da ordem de R\$ 1,3 milhão, excluídos os custos de obras civis. Basicamente, a estrutura necessária consiste na estação compressora, composta por compressor, bomba de abastecimento (*dispenser*), painel elétrico de comando e estrutura de armazenamento. A Tabela 3 apresenta uma composição dos equipamentos para um posto rodoviário “típico”, com os respectivos custos aproximados.

Tabela 3 | Configuração típica de um posto rodoviário de GNV

Item	Quantidade	Preço aproximado (R\$)
Compressor	1	670.000
Dispenser	2	310.000
Painel elétrico	1	80.000
Armazenagem de 1.125 litros	1	70.000
Montagem eletromecânica	1	170.000
Total		1.300.000

Fonte: Elaboração própria.

5.1.4/ A REGULAÇÃO DE EMISSÕES E DE EFICIÊNCIA

5.1.4.1/ Proconve

Como se sabe, em âmbito mundial, diversos países definem regras e limites para as emissões oriundas do setor de transportes. O Brasil tem controlado as emissões de veículos pesados por meio do Programa de Controle do Ar por Veículos Automotores (Proconve) desde o fim da década de 1980. Em geral, as normas são implementadas no Brasil com alguma defasagem em relação às normas europeias.

Uma primeira versão do programa para veículos pesados surgiu em 1987 apenas para ônibus urbanos e foi sendo ampliada até 1989. Inspirado nos padrões europeus de normas

para controle de emissões e procedimentos de certificação, o Proconve foi ampliado ao longo das décadas seguintes e normas mais exigentes foram sendo implementadas. A norma atualmente vigente no Brasil está em vigor desde 2012 e diz respeito à fase 7 do Proconve. Foi estabelecida pela Resolução Conama 403, de 11 de novembro de 2008, sendo equivalente à norma europeia Euro V.

Basicamente, na fase 7 do Proconve, foram estabelecidos limites menores para as emissões de poluentes, como monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos (HC), óxidos de nitrogênio (NO_x) e material particulado (MP). A título de exemplo, Façanha e outros (2016)¹⁴ afirmam que os limites de emissões atuais (fase P-7) são 86% e 95% mais baixos do que os primeiros limites de óxidos de nitrogênio (NO_x) e material particulado (MP), respectivamente.¹⁵

O Quadro 2 mostra um resumo da aplicação do programa no Brasil.¹⁶

Quadro 2 | Cronograma do Proconve para veículos pesados

Norma	Resolução	Equivalente europeia	Data de implementação
Proconve P-1	Conama 18/1986	-	<ul style="list-style-type: none"> • 1987 (ônibus urbanos) • 1989 (100%)
Proconve P-2	Conama 8/1993	Euro 0	<ul style="list-style-type: none"> • 1994 (80%) • 1996 (100%)
Proconve P-3		Euro I	<ul style="list-style-type: none"> • 1994 (ônibus urbanos) • 1996 (80%) • 2000 (100%)
Proconve P-4		Euro II	<ul style="list-style-type: none"> • 1998 (ônibus urbanos) • 2000 (80%) • 2002 (100%)
Proconve P-5	Conama 315/2002	Euro III	<ul style="list-style-type: none"> • 2004 (ônibus urbanos) • 2005 (micro-ônibus) • 2005 (40%) • 2006 (100%)

(Continua)

¹⁴ FAÇANHA, C. et al. *Deficiências no programa Proconve P-7 brasileiro e o caso para normas P-8*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2016.

¹⁵ Para implementação do programa, um componente importante diz respeito ao uso de tecnologias de pós-tratamento. Como detalham Façanha e outros (2016), as tecnologias de pós-tratamento requerem a utilização de óleo diesel com ultra baixo teor de enxofre (ULSD) e também a utilização de um reagente conhecido no Brasil como Arla 32. O Arla 32, composto por 32,5% de ureia e 67,5% de água, é um agente redutor líquido de NO_x no diesel e permite que o catalisador converta o NO_x e a ureia em gases mais benignos. Antes da implementação do Proconve 7, o ULSD e o Arla 32 não estavam disponíveis no Brasil, porém houve esforço de distribuição desses produtos em âmbito nacional. Caso o veículo pesado não utilize o Arla 32, as emissões superariam sobremaneira os limites máximos definidos na norma do Proconve.

¹⁶ Ver MILLER, J.; POSADA, F. *Norma Proconve P-8 de Emissões no Brasil*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2019.

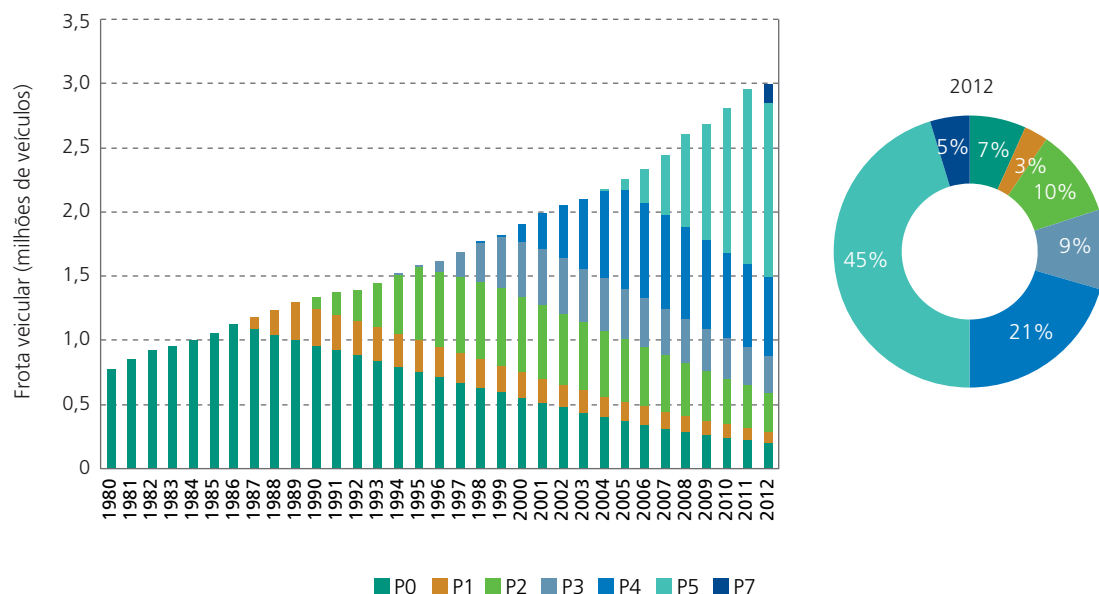
(Continuação)

Norma	Resolução	Equivalente europeia	Data de implementação
Proconve P-6	Conama 315/2002	Euro IV	<ul style="list-style-type: none"> Nunca implementada, pois o <i>diesel</i> com teor ultrabaixo de enxofre (ULSD) não estaria disponível. A P-5 permaneceu até 2011.
Proconve P-7	Conama 403/2008	Euro V	<ul style="list-style-type: none"> 2012
Proconve P-8	Conama 490/2018	Euro VI	<ul style="list-style-type: none"> 2022 (homologações) 2023 (todas as vendas e registros)

Fonte: Adaptado de MILLER, J.; POSADA, F. *Norma Proconve P-8 de Emissões no Brasil*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2019.

O Gráfico 8, elaborado pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA) e replicado por Façanha e outros (2016),¹⁷ exibe a evolução da composição da frota de veículos e como a frota vem aumentando o percentual de veículos com mais baixa emissão. Apesar de só haver informações até o ano de 2012 – o MMA publicou o inventário de emissões em 2013 e não houve mais atualizações posteriores –, é possível perceber que o número de veículos que atende às normas mais exigentes seguiu aumentando, embora um percentual ainda relevante de veículos atendessem às normas menos exigentes.

Gráfico 8 | Estimativas da frota de veículos a *diesel* por fase do Proconve



Fonte: Adaptado de FAÇANHA, C. *et al. Deficiências no programa Proconve P-7 brasileiro e o caso para normas P-8*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2016.

¹⁷ Gráfico elaborado no âmbito do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (ano-base 2012) – *Relatório Final*, do MMA, e extraído de FAÇANHA, C. *et al. Deficiências no programa Proconve P-7 brasileiro e o caso para normas P-8*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2016.

Recentemente, a Resolução Conama 490, de 16 de novembro de 2018, estabeleceu a próxima fase do Proconve (fase 8), que entrará em vigor no ano de 2022.¹⁸ A nova fase será válida para novas homologações a partir de 1º de janeiro de 2022 e para todas as novas vendas e registros em 1º de janeiro de 2023 – e isso vale tanto para veículos produzidos no país quanto para veículos importados. A norma será aplicada a todos os veículos novos de passageiros e carga de uso rodoviário equipados com motores a ignição por compressão ou por centelha com peso mínimo de 3,8 t, que são as categorias que mais contribuem para as emissões.¹⁹

Essencialmente, a fase 8 do Proconve impõe limites máximos de emissão para gases de escapamento, partículas (óxido de nitrogênio – NO_x), material particulado (MP) e hidrocarbonetos (HC) e ruído, bem como exige melhor controle das emissões, por meio da utilização de sistemas de diagnóstico de bordo (*on-board diagnosis* – OBD) mais avançados, ciclos de testes mais representativos e requisitos de conformidade em uso.

Na Tabela 4, é possível observar a diferença das várias fases do Proconve.²⁰

Tabela 4 | Normas de emissões no Brasil e europeias para motores a *diesel* pesados

Norma Proconve ³	Equivalente à norma Euro	Ciclo de testes	(g/kWh)						PN (nº/kWh)
			CO	HC	NO _x	MP	NMHC	CH ₄	
P-1 (1989)	-	NBR 7026/7027	Apenas índice de fumaça						-
P-2 (1996)	-	R-49	11,2	2,45	14,4	0,6	-	-	-
P-3 (2000)	Euro I (1991)	R-49	4,9 4,5 ¹	1,23 1,1 ¹	9,0 8,0 ¹	0,40 0,36 ¹	-	-	-
P-4 (2002)	Euro II (1996)	R-49	4,0	1,1	7,0	0,15	-	-	-
P-5 (2006)	Euro III (2000)	ESC/ELR	2,1	0,66	5,0	0,10 0,13 ²	-	-	-
		ETC	5,45	-	5,0	0,16 0,21 ²	0,78	1,6	-
P-6 (ignorado)	Euro IV (2005)	ESC/ELR	1,5	0,46	3,5	0,02	-	-	-
		ETC	4,0	-	3,5	0,03	0,55	1,1	-

(Continua)

¹⁸ Ver Resolução Conama 490/2018 em <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=739>.

¹⁹ Caminhões pesados e ônibus respondem por menos de 4% da frota de veículos rodoviários e respondem por mais de 80% das emissões de material particulado (MP) e óxido de nitrogênio (NO_x).

²⁰ No momento da publicação de FAÇANHA, C. *et al.* (2016), a Resolução Conama 490/2018 ainda não havia sido publicada, mas foi possível fazer a comparação, uma vez que o P-8 adota os mesmos parâmetros que o Euro VI.

(Continuação)

Norma Proconve ³	Equivalente à norma Euro	Ciclo de testes	CO	HC	NO _x	MP	NMHC	CH ₄	PN (nº/kWh)
			(g/kWh)						
P-7 (2012)	Euro V (2008)	ESC/ELR	1,5	0,46	2,0	0,02	-	-	-
		ETC	4,0	-	2,0	0,03	0,55	1,1	-
P-8 (TBD)	Euro VI (2014)	WHSC	1,5	0,13	0,4	0,01	-	-	8,0 x 10 ¹¹
		WHTC	4,0	-	0,46	0,01	0,16	0,5	6,0 x 10 ¹¹

Fonte: Adaptado de FAÇANHA, C. *et al.* Deficiências no programa Proconve P-7 brasileiro e o caso para normas P-8. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2016.

Notas: 1. Indica valores correspondentes a normas Euro. 2. Para motores de menos que 0,75 dm³ de volume arrastado por cilindro e velocidade de potência nominal de mais de 3.000 min⁻¹. 3. Anos indicam a implementação completa da norma para todos os tipos de veículos pesados.

Em relação ao P-7, observa-se uma redução dos limites de emissão de hidrocarbonetos (HC), óxido de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP), hidrocarboneto não metano (NMHC) e metano (CH₄) e de número de partículas (PN). O P-8, tal qual a norma europeia, aplica-se a vários tipos de teste que simulam condições de dirigibilidade na União Europeia, EUA, Japão e Austrália.²¹ Segundo Miller & Posada,²² tais testes são mais representativos para a homologação e vão garantir que as emissões sejam reduzidas em uma ampla gama de condições operacionais do motor e do ambiente.

Além disso, os limites são estabelecidos por tipo de combustível (*diesel*, gasolina ou gás). Para os veículos a gás, são definidos parâmetros, dadas as propriedades químicas do hidrocarboneto, para NMHC e CH₄ especialmente.

No caso concreto dos veículos que operam com misturas *diesel*-gás, a legislação não é específica. Tal fato traz implicações para o cumprimento dos limites de emissão.²³ Em relação aos motores integralmente dedicados a gás natural (ciclo Otto), o *dual-fuel* é mais flexível (porque pode operar com o *diesel*) e tem maior eficiência térmica e com potencial de redução das emissões de poluentes. No entanto, há uma questão relevante no que

²¹ Na Resolução Conama 490/2018, em seu art. 8º, são definidos os procedimentos relativos aos métodos de ensaio (conforme o Regulamento UN ECE R49.06 das Nações Unidas), inclusive os ciclos de ensaios World Harmonized Transient Cycle (WHTC), World Harmonized Stationary Cycle (WHSC) e o World Harmonized Not to Exceed (WNTE), até que sejam publicados procedimentos nacionais equivalentes, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou por norma técnica brasileira por ele referenciada.

²² MILLER, J.; POSADA, F. *Norma Proconve P-8 de Emissões no Brasil*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2019.

²³ Esse tipo de tecnologia enfrenta questões no atendimento aos limites de emissões, especialmente no tocante ao NO_x e ao CH₄ e isso limita as opções tecnológicas efetivamente utilizadas (ver VERBEEK, R.; VERBEEK, M. *LNG for trucks and ships: fact analysis – review of pollutant and GHG emissions*. Netherlands, 2015. (TNO Report TNO 2014 R11668). Tal fato explica a baixa disseminação do uso desses veículos na Europa (ver IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *The future of trucks – implication for energy and environment*. *Insight Series* 2017. Paris: OECD/IEA, 2017).

diz respeito aos aspectos regulatórios, no âmbito do Proconve: segundo o entendimento atual, no caso dos motores *dual-fuel*, as emissões devem atender aos padrões estabelecidos tanto para os motores a *diesel* quanto para os motores a gás. Embora os motores *dual-fuel* apresentem redução de emissão de CO₂ (-20%) e de material particulado (-80%), em comparação aos motores a *diesel*, eles têm uma emissão mais elevada de metano (CH₄), resultado da queima incompleta do gás natural em determinadas condições operacionais.

Outro aspecto importante da norma P-8 é a introdução de requisitos de durabilidade, isto é, há previsão de que os fabricantes ou importadores de veículos demonstrem os limites de emissão até determinada quilometragem rodada ou duração mínima de operação. Esses limites dependem do peso e do uso do veículo (carga ou passageiro). Ademais, como lembram Façanha e outros (2016),²⁴ o P-8 também requer que uma medição *portable emissions measurement system* (PEMS) em tráfego real seja feita em pelo menos um veículo em cada família de motores, para verificar a conformidade dos limites de emissão. Ainda, outra alteração diz respeito aos requisitos do *on board diagnosis* (OBD). Trata-se de sistema eletrônico, composto de um conjunto de sensores e de um *software*, instalado a bordo do veículo e conectado ao módulo eletrônico de controle, que visa, entre outras coisas, identificar a deterioração ou o mau funcionamento de componentes do sistema de controle de emissões.

À luz do advento do Proconve 8, cabe destacar a relevância, para a indústria e para os objetivos deste trabalho, da necessidade de ampliação dos investimentos que deverão ser realizados para que as OEMs adequem seus veículos àquilo que é exigido pela regulação.

De maneira similar ao que ocorreu para atender ao P-7, as OEMs estão iniciando um ciclo de investimentos para atendimento ao P-8 que, como dito, tem início previsto para 2022. Os investimentos envolvem o desenvolvimento e a localização das novas tecnologias de motores a *diesel* para veículos de carga e de passageiros, o que poderá incluir também investimentos nas linhas de montagem.

Os motores adequados ao Euro VI/P-8 têm maior complexidade, implicando investimentos em sistemas de exaustão mais complexos, novas válvulas e sensores, entre outros. Segundo levantamento, o investimento previsto pode chegar a R\$ 1 bilhão, considerando-se um período de três anos. Para se ter uma dimensão, o desenvolvimento/lançamento de veículos pesados é mais longo quando comparado ao de um veículo leve, e uma nova família de caminhões (englobando diversos modelos) exige altos investimentos, podendo chegar ao mesmo patamar. Em caso de utilização de veículos a gás, haveria investimentos adicionais, em especial para instalação de catalisadores capazes de tratar o escape de emissões de metano.²⁵

²⁴ FAÇANHA, C. et al. *Deficiências no programa Proconve P-7 brasileiro e o caso para normas P-8*. [S.l.]: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2016.

²⁵ VERBEEK, R.; VERBEEK, M. *LNG for trucks and ships: fact analysis – review of pollutant and GHG emissions*. Netherlands, 2015. (TNO Report TNO 2014 R11668).

Note-se que o ciclo de investimentos das OEMs se destina ao desenvolvimento de novos motores a *diesel* para atendimento aos parâmetros do P-8. Portanto, quaisquer medidas de incentivo à utilização intensiva do gás natural na matriz de transporte rodoviário devem levar em consideração o fato de que as fabricantes estão iniciando um ciclo de investimentos relevante para adequação dos motores a *diesel* à legislação. O desenvolvimento dos motores a gás dedicados ou *diesel-gás* exigiria investimentos específicos para o desenvolvimento de tais motores, que também seriam de volume relevante.

5.1.4.1.1/ Rota 2030

O atual regime automotivo, Rota 2030, foi estabelecido pela Lei 13.755, de 10 de dezembro de 2018 e tem vigência prevista até o ano de 2032. O Rota 2030 é válido para todos os veículos novos comercializados no Brasil, conferindo incentivos e estabelecendo obrigações. Ademais, enfatiza, predominantemente, os veículos leves, mas também abrange os veículos pesados.

De maneira geral, entre as obrigações definidas pelo programa, estão aquelas relativas à rotulagem veicular obrigatória, tecnologias de segurança e eficiência energética.

Especificamente sobre a rotulagem dos veículos pesados, foi definido que a partir de agosto de 2023 os veículos deverão disponibilizar informações quanto à eficiência energética (aferida pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro) – relativa à emissão (CO₂) e de consumo (km/l) –, de forma semelhante ao que já ocorre hoje com os veículos leves. Adicionalmente, a partir do início de 2020 os veículos deverão apresentar também informações sobre os dispositivos de segurança e equipamentos. A partir de 2027 valerão metas de adoção de tecnologias de segurança, havendo um percentual obrigatório e crescente de tecnologias que deverão estar presentes a partir de uma lista predefinida.²⁶

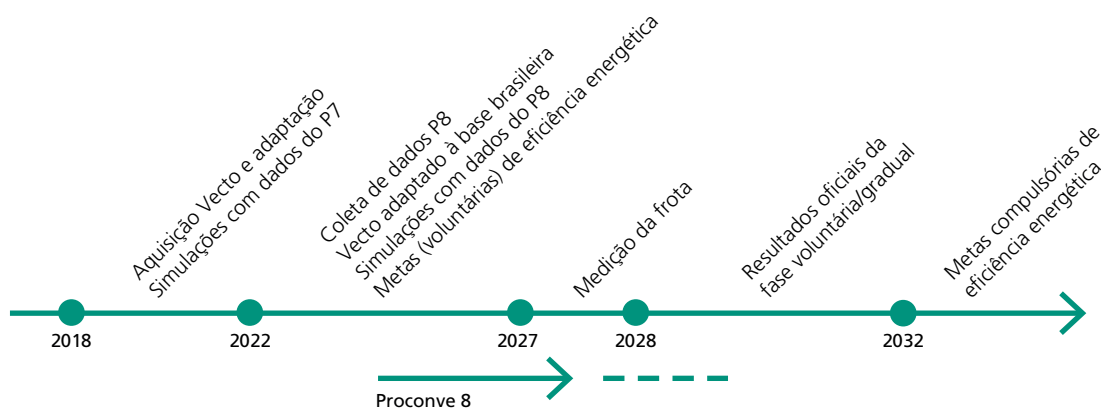
Além dos aspectos de rotulagem e segurança, o Rota 2030 também se propõe a definir obrigações quanto à eficiência energética. No caso dos veículos leves, a meta de eficiência já está definida – em anexo à aludida Lei 13.755/2018. No caso dos caminhões e ônibus, entretanto, a meta de eficiência ainda não se encontra definida e foi elaborado um cronograma para o assunto.²⁷ Resumidamente, o cronograma contempla um período inicial de aprendizado a partir da aquisição de um *software* europeu, Vehicle Energy Consumption Calculation Tool (Vecto), desenvolvido externamente com apoio da Comissão Europeia,

²⁶ De forma ilustrativa, para os veículos leves, já existem cronograma e lista predefinida de tecnologias de segurança a serem adotadas, entre as seguintes: aviso de não afivelamento do cinto do motorista; alerta de frenagem de emergência; controle eletrônico de estabilidade; farol de rodagem diurna; indicador de direção lateral; proteção para colisão lateral; alerta ou visibilidade traseira.

²⁷ Mesmo no caso europeu, a adoção de metas de eficiência para veículos pesados contemplou um cronograma de longa duração. Isso se deve ao fato de que existem diferentes tipos de veículos pesados e são voltados para os mais diversos usos, como transporte de longa distância, transporte de curta distância dentro da cidade, coleta de lixo e variação do tipo de carga transportada, implicando diferentes configurações da quantidade de eixos e rodas, entre outros.

e coleta de dados de caminhões e ônibus P-7 para serem introduzidos nos parâmetros do Vecto europeu e realizadas simulações iniciais. Feito isso, de 2022 a 2027, tem-se um segundo momento em que o Vecto estará adaptado/calibrado à realidade brasileira e terá início a coleta de dados dos veículos P-8 (que, como dito, entra em vigor em 2022 no Brasil), bem como serão feitas simulações utilizando tais dados, criando uma base de comparação e a partir disso serão derivadas metas futuras de eficiência energética. O terceiro e último período consistirá na divulgação da eficiência medida dos veículos pesados e no acompanhamento das metas compulsórias de eficiência energética. A Figura 4 busca resumir o mencionado cronograma.

Figura 4 | Cronograma de adoção de metas de eficiência energética para veículos pesados



Fonte: Elaboração própria.

Por fim, vale apenas lembrar que, além das obrigações mencionadas anteriormente, o Rota 2030 também oferece um conjunto de benefícios que, de maneira geral, versam sobre eficiência energética, inovação e segurança veicular. Basicamente, trata-se de benefícios tributários aos quais as empresas fazem jus caso superem as metas de eficiência energética e segurança veicular estabelecidas previamente, bem como apresentem um determinado investimento mínimo em atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e invistam em tecnologias de propulsão alternativa e em tecnologias de ponta (como direção autônoma, conectividade veicular/industrial e manufatura avançada).

5.1.5/ FABRICANTES DE VEÍCULOS PESADOS

5.1.5.1/ Capacidade técnica de produção

Foram empreendidas reuniões com os principais *players* do mercado de caminhões e ônibus. Por meio de reuniões e/ou questionário, foram consultadas individualmente diversas empresas fabricantes de veículos pesados (Mercedes-Benz, Volkswagen/MAN, Iveco/CNH, Scania e Volvo), bem como a Anfavea, duas sistemistas (Bosch e Mahle) e as empre-

sas Cummins (fabricante de motores), Marcopolo (fabricante de carrocerias de ônibus), Convergas (fornecimento e montagem de sistemas GNV) e o Instituto Mauá de Tecnologia.

As mencionadas empresas fabricantes de veículos pesados são importantes *players* no Brasil e, como é de se esperar, têm a maior parte de seu catálogo de produtos composta de veículos pesados movidos a *diesel*. Porém, de maneira geral, essas fabricantes também têm histórico de produção de veículos movidos a gás natural. Essas empresas produzem diversos modelos dedicados a GNV na Europa e também têm histórico com esses produtos no Brasil.

A título de exemplo, a Mercedes-Benz, líder de mercado no Brasil, possuía produtos de série até o ano de 2004 para atender eventuais demandas. Por sua vez, a Volkswagen/ MAN já desenvolveu ônibus a gás e possui caminhões em demonstração. Por exemplo, em 2014, a empresa entregou o primeiro caminhão GNV para a Ambev²⁸ testar em sua operação de entrega de bebidas e em 2015 entregou outro caminhão GNV para a Solvi²⁹ utilizar em sua operação de coleta de lixo. A Scania produz ônibus e caminhões movidos a biogás na Suécia e, na América Latina, já realizou vendas para a Colômbia e, em menor grau, para o Brasil. A Iveco também dispõe de modelos de veículos pesados a gás, em estágio de demonstração no Brasil. É importante destacar que todas essas empresas produzem seus modelos com tecnologia (ciclo Otto) integralmente dedicada ao gás natural, utilizando GNC na alimentação dos veículos.

A Volvo, por sua vez, produz um modelo *dual-fuel* que aceita uma combinação entre os combustíveis *diesel* e gás natural liquefeito – não se tratando, portanto, de modelo de ciclo Otto integralmente dedicado a gás. Trata-se de seu modelo *methanodiesel*, fabricado sob encomenda para mercados específicos, em que o gás armazenado é do tipo GNL, ao contrário das outras fabricantes que armazenam GNC em seus veículos. Entre 2013 e 2015, um veículo *dual-fuel* foi testado no Brasil para que a fabricante coletasse informações operacionais e, depois de dois anos de teste, optou-se por não comercializar essa solução no país.³⁰

Das empresas entrevistadas, vale dizer que algumas têm mais foco em gás/biogás e outras menos. Essa posição varia conforme a estratégia da empresa ou seu país de origem. Um exemplo claro é o da sueca Scania, pois o biogás tem relevância estratégica e disponibilidade abundante em seu país de origem. Outro exemplo é o da Iveco, empresa com

²⁸ Ver <http://www.automotivebusiness.com.br/noticia/19299/man-entrega-caminhao-movido-a-gas-para-a-ambev>.

²⁹ Ver <https://www.vwco.com.br/sala-de-imprensa/noticias/solvi-vai-testar-caminhao-vw-movido-a-100-gas-natural-em-sao-paulo-134>.

³⁰ De maneira geral, a razão apontada para a não comercialização é a de que o teste permitiu concluir que a solução da empresa: não era economicamente viável; não trazia vantagens ambientais; apresentava taxa de conversão *diesel-gás* da ordem de 40% (percentual encarado como pouco atrativo economicamente); e o custo do GNL *versus diesel* não se mostrou atrativo.

origem na Itália, país que conta com disponibilidade de gás natural. Outras empresas têm por estratégia principal (ao menos no curto prazo) se manter com a motorização tradicional, atendendo às exigências regulatórias sobre emissões por meio de melhorias técnicas e/ou do próprio combustível.

O histórico dessas empresas com veículos a gás já revela que elas dominam os métodos de produção relevantes. Assim, ao serem questionadas se atualmente têm capacidade de produzir tais veículos, o posicionamento é unânime: do ponto de vista tecnológico, as empresas se consideram tecnicamente aptas a ofertar produtos movidos a GNV no Brasil. Decerto, trata-se de tecnologia desenvolvida e madura do ponto de vista técnico.³¹

No entanto, um veículo movido a gás natural tem um custo superior ao dos similares a *diesel*. O valor dos veículos varia conforme o modelo, dependendo, por exemplo, da tecnologia utilizada e da autonomia requerida para a aplicação. Como dito, a maioria das empresas optou pelo desenvolvimento e a produção de motores dedicados somente à utilização do gás natural – e não motores *dual-fuel* ou retrofitados com o “kit gás” instalado em um motor convencional – sob o argumento de que a conversão do motor a *diesel* pode acarretar perda de *performance*. Ademais, vale ressaltar que, hoje, os componentes do sistema de gás (como motor, cilindros e válvulas) são importados, por causa da baixa demanda por veículos pesados a gás.

Assim, se, de um lado, tem-se disponibilidade técnica de veículos pesados movidos a gás, tecnologia totalmente dominada pelas empresas, de outro, há uma diferença de custo significativa, bem como outros fatores que devem ser ponderados e que, no geral, contribuem para que o custo total da propriedade do veículo a gás natural não seja atrativo ante a alternativa de um produto similar movido a *diesel*. Conforme relatado pelas principais fabricantes do setor, os obstáculos mais relevantes para estimular as vendas de seus veículos a gás natural são a infraestrutura deficiente, o custo do combustível, a baixa demanda pelos veículos, seu custo de aquisição e questões diversas, como sua capacidade de revenda e de autonomia.

De todos esses elementos, a ausência de uma infraestrutura adequada no país é o aspecto mais enfatizado. Nesse sentido, para o mercado de veículos movidos a gás, é vista como essencial a necessidade de investimentos prévios voltados à ampliação da capacidade de distribuição, com o aumento de número de gasodutos e interiorização do abastecimento para o resto do país. Atualmente, existem cerca de 1.800 postos de abastecimento que disponibilizam GNV no Brasil, mas grande parte está localizada em áreas urbanas (em especial nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo) e são adequados para o abastecimento de veículos leves. Todavia, tal infraestrutura não é adequada para aplica-

³¹ Dada a maturidade da rota tecnológica do gás natural – e de forma semelhante ao que acontece na rota do *diesel* –, as fabricantes executam seus projetos de engenharia para desenvolvimento regular de motores mais eficientes para atender a padrões regulatórios de emissões/eficiência etc.

ção em veículos de longa distância, como caminhões e ônibus rodoviários: por exemplo, o tempo de abastecimento seria consideravelmente superior ao dos veículos leves. Para não onerar a utilização comercial desses veículos, seriam necessárias bombas injetoras de gás de alta pressão para reduzir o tempo de abastecimento. No caso específico dos ônibus, cabe ressaltar que certos investimentos em infraestrutura ficariam a cargo das empresas operadoras do transporte, pois teriam de realizar uma série de gastos relativos à adaptação das garagens de ônibus para o rápido abastecimento da frota.³²

Outro limitante bastante enfatizado foi o custo do gás natural. Na visão dos entrevistados, o preço do combustível ainda é relativamente alto (em alguns casos também foi citada a falta de uma política que dê previsibilidade ao preço do gás), sendo um desincentivo à substituição do *diesel* pelo gás.

Ademais, a demanda é atualmente baixa no país e, portanto, há pouco estímulo à fabricação de veículos. Embora existam consultas para testes/demonstrações, não há muita demanda firme. Assim, como dito, há tecnologia desenvolvida e validada no mercado, mas há pouca demanda necessária para viabilizar a produção em série. Vale também dizer que, na visão de alguns entrevistados, a própria falta de demanda está relacionada com a infraestrutura pouco robusta presente no país. Além da baixa escala e do alto preço do combustível, há também a questão do maior preço do próprio veículo. Como ordem de grandeza, a maioria das empresas estimou que os produtos movidos a gás são cerca de 40% a 50% mais caros do que os veículos a *diesel*³³ – afirmaram também que em alguns casos específicos poderiam custar o dobro do preço.³⁴

Ainda, em comparação com os veículos tradicionais movidos a *diesel*, os veículos a gás podem ter menor capacidade de revenda e de autonomia. Essa capacidade de revenda é prejudicada, entre outros fatores, pela deficiência de infraestrutura de distribuição e abastecimento do combustível para além dos grandes centros e da região litorânea. No caso dos ônibus, por exemplo, na medida em que os veículos vão ficando mais velhos, é comum que

³² Entre outras coisas, isso implica aquisição de compressores novos de alta potência (como dito, compressores iguais aos dos postos que abastecem carros de passeio não atendem ao tempo necessário para veículos comerciais), construção de ramal de GNV específico, com pressão adequada ao volume de GNV necessário para suprir uma garagem de ônibus/caminhão, bem como investimentos adicionais em treinamento da mão de obra e em medidas de segurança.

³³ Le Fevre considera em seus exercícios de simulação para análise do custo total de propriedade dos caminhões a gás na Europa que o preço de um veículo movido a gás é 35%-40% superior ao de um veículo a *diesel*. Ver LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

³⁴ Em parte, o valor mais elevado se deve à presença de diversos componentes importados e à estratégia das empresas fabricantes de produzir veículos com motores integralmente dedicados ao veículo movido a gás. Tais motores (ciclo Otto) são desenvolvidos pelos próprios fabricantes, que, conforme a legislação, são responsáveis pela garantia do nível de emissões. Por sua vez, os kits *dual-fuel* (gás-*diesel*) existentes no mercado vão em direção oposta à de tal estratégia, na medida em que permitem uma substituição parcial do *diesel* (por vezes, inferior a 50% e sujeito à escolha do motorista) e não necessariamente levam em consideração o desenvolvimento de um sistema de pós-tratamento de emissões que seja compatível com *diesel* e gás natural.

sejam vendidos para municípios menores do interior do país, onde não há abastecimento via gás natural. Caso os ônibus em questão sejam dedicados, algumas empresas aventaram que tal dificuldade poderia elevar a idade média da frota.

Já em relação à autonomia dos veículos pesados, algumas empresas foram mais taxativas e outras não. Em alguns casos, foi mencionado que a migração para veículos dedicados a gás acarretaria adição de peso ao veículo e, portanto, diminuição da carga líquida ou passageiros transportados. Esse aumento de peso pode ser mitigado com o uso de tanques fabricados com material leve (compósito/fibra de carbono), mas esse material tem um custo mais alto e encarece o produto final. No caso dos ônibus, por exemplo, uma empresa mencionou que a adição dos cilindros a gás implicaria acréscimo de peso e seria compensada pela perda de capacidade de transporte – o que poderia onerar a tarifa do transporte urbano.

Em adição aos pontos citados, os agentes ainda precisariam incorrer em maiores custos de manutenção do veículo, bem como outros gastos que seriam necessários para viabilizar o negócio. Sendo a manutenção do veículo a gás mais cara que a do similar a *diesel*, isso também impacta no custo total da propriedade desse veículo. Possivelmente, isso acarretaria maiores custos no caso dos ônibus, pois, como os cilindros de GNV devem sofrer inspeção obrigatória (e desmontagem), caso o ônibus fique parado por muito tempo, a empresa operadora poderia chegar ao limite de possuir uma frota reserva para garantir a prestação continuada do serviço – o que provavelmente também impactaria a tarifa. Isso seria tão mais relevante quanto maior a parcela de ônibus a gás na frota total. Caso os ônibus a gás respondessem por apenas uma pequena fração da frota, esses elementos poderiam se diluir. Adicionalmente, hoje no Brasil há questões relativas à homologação do veículo a gás, que acarretam custos extras para a certificação de componentes.

Assim, no todo, mesmo que o GNV apresente preço inferior ao do *diesel*, os proprietários precisam incorrer em uma série de custos que tornam o veículo movido a gás uma opção menos vantajosa.

Uma vez equacionados esses tópicos, as firmas entrevistadas entendem que poderia haver, progressivamente, maior demanda por veículos movidos a gás natural. Vale mencionar que, pelo menos a princípio, essa demanda seria uma pequena fração do mercado. Algumas das empresas entrevistadas indicaram que, no futuro, poderia haver demanda entre 600 e 1.000 veículos por ano. Em paralelo, cabe mencionar que algumas empresas, como a Scania, já fabricam veículos pesados a gás no Brasil para exportação ou para demonstração em alguns municípios ou empresas específicas.

De acordo com as empresas entrevistadas, os primeiros clientes seriam as grandes empresas – em especial, listadas em Bolsa de Valores – que têm a diretriz estratégica de atingir metas de redução de GEEs. Isso porque há grandes empresas que, para contribuir com metas ambientais de suas matrizes estrangeiras, optam por demandar veículos

a gás.³⁵ Frotas cativas e outros segmentos poderiam ser explorados, como o de caminhões de coleta de lixo. Os veículos a gás têm ruído inferior aos veículos a *diesel* e, portanto, são uma opção para os centros urbanos que convivem com esse problema.³⁶

Nesta subseção, de um lado, procurou-se destacar, em consonância com as percepções coletadas nas entrevistas e reuniões, que há capacidade técnica de produção de veículos pesados movidos a gás natural, de modo que as fabricantes presentes no Brasil podem ofertar tais veículos, caso demandados. De outro lado, também foi destacado que os limitantes são de outra natureza, sendo relevantes, entre outros, infraestrutura de distribuição e abastecimento, preço do combustível e preço do veículo.

5.1.5.2/ Viabilidade financeira

Ante o exposto na subseção anterior, cabe um tópico complementar que consiste em abordar a viabilidade financeira de veículos pesados movidos a gás natural.³⁷ De acordo com Le Fevre,³⁸ são diversas as influências sobre a decisão de utilizar o gás natural como combustível, bem como uma série de *stakeholders* envolvidos. Fatores que vão desde questões macroeconômicas, como a taxa de crescimento da economia, passando pela tributação sobre combustíveis e veículos, pelo uso e *turnover* dos veículos, chegando à disponibilidade e preço dos combustíveis em relação a seus concorrentes. Ao mesmo tempo, são diferentes atores envolvidos e com interesses diversos, tais como donos de frota, transportadores autônomos, operadores de transporte público, operadores de infraestrutura e os fabricantes de veículos.

Faz-se aqui um exercício exploratório de simulação, útil como referência.³⁹ Os parâmetros ora utilizados não são facilmente coletáveis e a simulação é sensível às variáveis

³⁵ No entanto, a diretriz de sustentabilidade varia de empresa para empresa e pode abarcar outras tecnologias, como a do veículo híbrido/elétrico. Ver <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/08/ambev-se-alia-a-volkswagen-para-usar-1600-caminhoes-eletricos-ate-2023.shtml>.

³⁶ Somado a isso, poderiam utilizar o gás metano produzido nos próprios lixões como combustível alternativo. Atualmente, a empresa Iveco/CNH já fabrica biodigestores para a produção eficiente do gás metano. A Scania também tem histórico relevante, por exemplo, na Suécia, onde parte significativa da frota é alimentada por biometano advindo de estações de tratamento.

³⁷ Trata-se de exercício que compara os custos de propriedade dos caminhões a gás e a *diesel*, fornecendo como resultado o período de tempo necessário para recuperar o custo de aquisição do caminhão a gás (*payback period*), considerando premissas principais sobre preços dos combustíveis e distância média percorrida pelo caminhão. Le Fevre faz exercício semelhante para avaliar os determinantes da decisão de mudança para o gás natural nos diversos segmentos de mercado (leves, pesados, ônibus etc.) na Europa em 2014. Para cada mercado, há um conjunto de fatores relevantes que norteiam a decisão. Ver LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

³⁸ LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

³⁹ Além de Le Fevre, em Speirs e outros há uma resenha de alguns estudos que fazem o mesmo tipo de exercício para o mercado europeu de caminhões pesados. Ver SPEIRS, J. et al. *Can natural gas reduce emissions from transport? Heavy goods vehicles and shipping*. London: Sustainable Gas Institute, Imperial College London, Jan. 2019.

imputadas, de modo que é recomendável encará-lo apenas como algo indicativo.⁴⁰ É pertinente destacar que os parâmetros foram coletados e refinados com auxílio de algumas empresas entrevistadas.

Dito isso, apresenta-se brevemente uma apreciação comparativa do custo total de propriedade (*total cost of ownership* – TCO) de um caminhão de longa distância movido a gás natural *versus* um caminhão equivalente movido a *diesel*. O TCO consiste em uma estimativa dos custos de aquisição, manutenção e operação de um veículo, incluindo os gastos de abastecimento, durante um período determinado.⁴¹

Procurou-se listar os componentes mais importantes para analisar, sob uma ótica estritamente de custos, qual tipo de veículo conferiria maior atratividade financeira a seu proprietário. Embora não seja a única variável, o custo é um componente relevante que deve ser ponderado quando da decisão pela aquisição de um bem. Caso o custo total de um veículo a gás seja inferior ao custo total de um veículo a *diesel*, então se torna mais provável que a decisão de aquisição favoreça o primeiro bem em detrimento do último.⁴²

Para a realização da estimativa, os principais componentes a serem considerados são, entre outros: o preço do veículo, o preço do combustível e o custo de manutenção (consideradas uma determinada distância percorrida e a eficiência do veículo), o custo e o prazo do financiamento. Note-se que há ainda outros custos que não serão incluídos no exercício, como custos administrativos, de pessoal, de registro, de seguro etc., em que a empresa proprietária de frota também incorreria. O objetivo do presente exercício é simplesmente analisar a diferença entre as duas opções (gás e *diesel*), de modo que a inclusão desses custos adicionais não alteraria a análise.

Desse modo, a estimativa baseou-se em uma série de premissas,⁴³ entre as quais:

// o preço de compra do caminhão a gás é superior ao do caminhão a *diesel*, por hipótese, 30% maior;

// o preço de revenda do caminhão a gás é inferior ao do caminhão a *diesel*, por hipótese, 45% menor;

⁴⁰ Essas questões são também levantadas no artigo de Le Fevre, que aponta que várias informações sobre o segmento são de difícil obtenção. Diante disso, o autor recorre a uma série de premissas para realizar suas simulações. Ver LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

⁴¹ Le Fevre faz exercício similar.

⁴² Ver LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

⁴³ As premissas de valor do veículo, preço relativo do gás natural em relação ao *diesel* e de consumo de combustível são semelhantes às premissas utilizadas por Le Fevre.

- // o caminhão a gás requer gasto de manutenção superior ao do caminhão a *diesel*, por hipótese, 30% maior;
- // o preço do combustível é de R\$ 3,20/m³ no caso do GNV e de R\$ 3,50/l no caso do *diesel* (e apenas o veículo abastecido a *diesel* requer a utilização do reagente Arla 32);
- // em relação à eficiência, adotou-se um consumo de combustível de 3 km/l para o caminhão a *diesel* e de 2,5 km/m³ para o caminhão a gás;
- // ambos são veículos de longa distância e percorrem 120 mil km anualmente;
- // ambos os veículos são financiados a uma taxa de 12% ao ano e ao prazo de cinco anos.

Com base nessas premissas, o cenário principal simulado indica que o custo total de propriedade (TCO) do caminhão movido a gás natural é superior ao do caminhão movido a *diesel*. Nesse cenário, o TCO anual da aquisição/manutenção/operação do caminhão a gás é superior ao TCO anual do caminhão a *diesel* em aproximadamente R\$ 67 mil. Sendo assim, a decisão do comprador tenderia a favorecer o caminhão a *diesel*.

Com base no que foi exposto antes, optou-se também por simular qual seria o efeito de mudanças em algumas das variáveis elencadas. O resultado é apenas indicativo e é mostrado a seguir.

Primeiramente, foi explorada a possibilidade de dois diferentes preços para o caminhão a gás. De um lado, supondo que o preço de compra do caminhão a gás é superior ao do caminhão a *diesel* em 60% e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás é superior ao TCO anual do caminhão a *diesel* em aproximadamente R\$ 98 mil. Por outro lado, supondo que o preço de compra do caminhão a gás é superior ao do caminhão a *diesel* em apenas 10% e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás continuaria sendo superior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 45 mil. Assim, os cenários alternativos continuam sugerindo maior atratividade do caminhão movido a *diesel*.

Alternativamente, foi explorada a possibilidade de diferentes preços de combustível para o caminhão a gás. Inicialmente supondo hipoteticamente que o preço do combustível GNV na bomba seja 10% mais barato (isto é, R\$ 2,88/m³) e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás continuaria sendo superior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 51 mil. Em um cenário alternativo mais otimista de que o preço do combustível GNV na bomba seja 25% mais barato (isto é, R\$ 2,40/m³) e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás continuaria sendo superior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 28 mil. Considerando, um cenário ainda mais otimista que o anterior, em que o preço do combustível GNV na bomba seja 50% mais

barato (isto é, R\$ 1,60/m³) e mantidas as demais premissas, obtém-se um resultado diferente dos anteriores: o TCO anual do caminhão a gás seria inferior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 9,8 mil. Assim, percebe-se que a maioria dos cenários alternativos continua sugerindo maior atratividade do caminhão movido a *diesel*, exceto no último caso em que se supõe uma queda bastante significativa do custo do combustível.⁴⁴

Por fim, foi explorada a possibilidade de condições alternativas para o financiamento do caminhão a gás. Na hipótese de que a taxa de financiamento diminui para 10% ao ano apenas para o caminhão a gás e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás continuaria sendo superior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 61 mil. Em uma hipótese mais otimista em que a taxa de financiamento seja de 7% ao ano apenas para o caminhão a gás e mantidas as demais premissas, obtém-se que o TCO anual do caminhão a gás continuaria sendo superior ao TCO anual do caminhão a *diesel*, em aproximadamente R\$ 53 mil. Assim, também se percebe que esses cenários alternativos continuam sugerindo maior atratividade do caminhão movido a *diesel*.

Vale destacar também os resultados obtidos por Le Fevre,⁴⁵ considerando premissas referentes ao mercado europeu de caminhões pesados. Apesar de muito dependente das premissas adotadas, a conclusão é similar: independentemente do nível exato do preço do gás natural (o qual depende de uma série de fatores de natureza distinta), para induzir maior demanda por caminhão a gás natural, é necessário que a diferença para o preço do *diesel* seja significativa. No caso específico das simulações realizadas pelo autor, a aquisição de caminhões a gás passa a fazer sentido quanto maior for a diferença entre o preço do gás e o preço do *diesel* e quanto maiores forem as distâncias percorridas.⁴⁶

Por último, segundo os diversos estudos apresentados por Speirs e outros (2019),⁴⁷ os caminhões a gás têm custo mais elevado do que aqueles a *diesel* dentro de um intervalo que varia de 25% a 75%, mas têm período de *payback* que varia em um intervalo de 15 meses a oito anos, a depender de hipóteses sobre os preços relativos dos combustíveis e da distância percorrida. Em um dos estudos citados pelo autor, em um cenário de um preço do gás natural 50% mais baixo do que o preço do *diesel* e considerando uma distância percorrida de 100 mil km ao ano, o investimento em um veículo a gás seria amortizado

⁴⁴ Na simulação realizada, o preço do GNV que iguala o TCO foi de R\$ 1,806/m³ (equivalente a uma redução de 43,56% em relação ao preço inicial de R\$ 3,20/m³).

⁴⁵ LE FEVRE, C. *The prospects for natural gas as transport fuel in Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (OIES paper NG 84).

⁴⁶ O que, em tese, aumentaria a importância da existência de infraestrutura de abastecimento apropriada e/ou desenvolvimento de veículos com maior autonomia.

⁴⁷ SPEIRS, J. et al. *Can natural gas reduce emissions from transport? Heavy goods vehicles and shipping*. London: Sustainable Gas Institute, Imperial College London, Jan. 2019.

em 15 meses. Entretanto, se essa diferença dos preços fosse de apenas 10%, a amortização do investimento se daria em oito anos. Isso ratifica a importância da diferença de preços como fator principal de tomada de decisão.

Desse modo, a presente subseção procurou oferecer um exercício exploratório, focado em um tipo específico de caminhão, mas que pode ser útil como referência de atratividade financeira dos veículos pesados movidos a gás natural. Seguindo uma ótica estritamente de custos, dadas certas premissas, hoje parece ser mais provável que a decisão de aquisição do veículo favoreça a motorização a *diesel* em detrimento da motorização a gás natural.

5.1.6/ TRANSPORTE PÚBLICO COLETIVO URBANO DE PASSAGEIROS

Esta subseção tem como objetivo avaliar o potencial de adoção do GNV na frota de transporte público urbano por ônibus. Para tal, será caracterizado esse mercado consolidado no Brasil, assim como os mercados de quatro grandes cidades que tiveram experiências relevantes no tema: São Paulo, Rio de Janeiro, Fortaleza e Curitiba. Em seguida, serão apresentadas a estrutura de custos na prestação desse serviço e a visão que o setor em geral tem sobre o assunto. Por fim, é realizado um esforço de estimação da demanda potencial por GNV, dadas certas premissas.

5.1.6.1/ Caracterização do mercado de transporte público urbano por ônibus

No Brasil, a gestão da mobilidade urbana é eminentemente responsabilidade da administração pública local, embora papéis complementares sejam conferidos às demais esferas de governo. A Constituição Federal de 1988 e, posteriormente, a Política Nacional de Mobilidade Urbana definida pela Lei federal 12.587, de 3 de janeiro de 2012, atribuem aos municípios a competência de organizar e prestar⁴⁸ os serviços de transporte público coletivo urbano. Aos estados, cabe a prestação dos serviços intermunicipais, enquanto a União tem o papel de definir as diretrizes do transporte urbano no âmbito nacional.

Os ônibus desempenham importante papel no transporte de pessoas nas cidades. Com uma frota nacional estimada em apenas 115.613 veículos, o transporte público municipal e metropolitano por ônibus responde por relevantes 42% das viagens realizadas em veículos automotores ou 24% do total, conforme Tabela 5.

⁴⁸ Diretamente ou sob regime de concessão ou permissão mediante licitação.

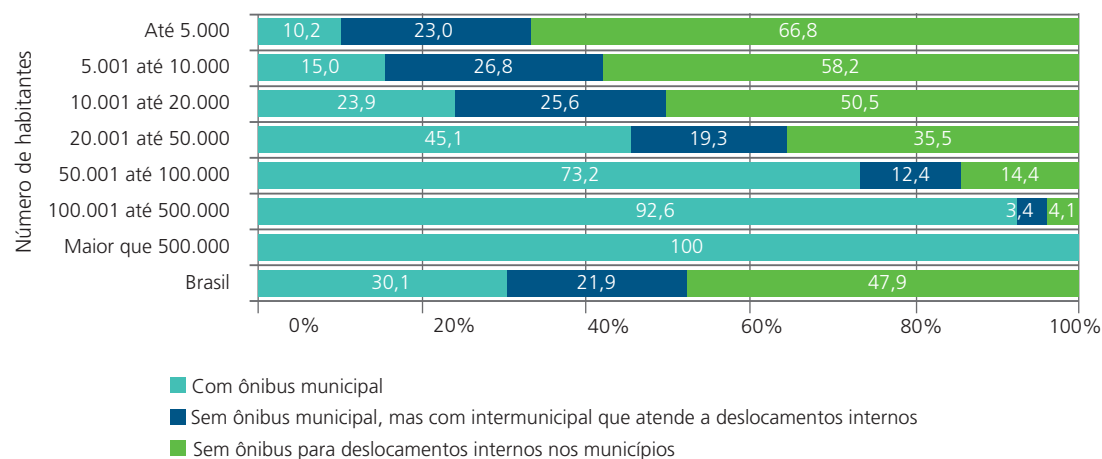
Tabela 5 | Distribuição das viagens urbanas por modalidade no Brasil⁴⁹

Modalidade	Participação	
	Modalidade	Participação
Transporte não motorizado	A pé	41%
	Bicicletas e outros	2%
Transporte individual motorizado	Automóveis	25%
	Motos e outros	4%
Transporte coletivo	Ônibus	24%
	Trilhos e outros	4%
Total		100%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

Apesar disso, a Pesquisa de Informações Básicas Municipais do IBGE⁵⁰ indica que apenas 2.901 de um total de 5.570 municípios têm sua demanda por deslocamentos internos atendida por algum serviço público de ônibus. Desses, 1.679 (30,1% do total) contam com serviços municipais, outros 1.222 (21,9% do total) são servidos apenas por ônibus intermunicipais, que atendem também às viagens dentro do município, e 2.669 (47,9%) não são atendidos por ônibus. Como se pode notar no Gráfico 9, a ausência do serviço se concentra nas cidades de menor população.

Gráfico 9 | Existência de serviço de ônibus por porte de municípios



Fonte: Adaptado de IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Perfil dos municípios brasileiros: 2017*. Rio de Janeiro, 2018.

⁴⁹ Refere-se aos 533 municípios com população acima de 60 mil habitantes no ano de 2014, que integram o sistema de informações da ANTP.

⁵⁰ IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Perfil dos municípios brasileiros: 2017*. Rio de Janeiro, 2018.

A característica descentralizada da prestação desse serviço público implica grande heterogeneidade em sua gestão, a qual depende do nível de desenvolvimento institucional dos municípios. Ainda segundo essa mesma pesquisa, apenas 1,5% e 16,0% das 1.679 prefeituras com ônibus municipais têm, respectivamente, órgão da administração indireta – como autarquias, empresas públicas e afins – ou secretaria exclusivamente voltados para o tema. Nos demais, ou a gestão é estruturada em secretarias que compartilham outros temas (58,2%) ou não existe qualquer órgão para gestão do transporte (25,5%).

No Brasil, ante a descentralização da gestão do setor, o mercado é pulverizado. Organizações privadas predominam nos sistemas de ônibus e são estimadas em 1.800, entre operadoras municipais e intermunicipais, pela Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos (NTU).⁵¹ Diferentes níveis de regulamentação são observados. Ainda são numerosos os regimes de delegação do serviço público ao setor privado a título precário, mas eles têm sido gradualmente substituídos por concessões mediante licitação.

As ocorrências dos diferentes regimes entre os 1.679 municípios com serviço de ônibus municipal segundo o IBGE estão listadas a seguir.⁵² Note-se que os percentuais não totalizam 100% por causa da possibilidade de coexistência de distintas formas de regulamentação às diversas linhas de ônibus municipais:

// Serviço prestado diretamente: segundo a Constituição Federal, o serviço público pode ser prestado diretamente pela prefeitura. Em 16,3% dos municípios, essa forma de prestação de serviço aparece.

// Concessão: legalmente, o serviço pode ser concedido a empresa privada mediante licitação. É considerado o regime de delegação mais seguro para o operador, pois o prazo de vigência é determinado. Em 44,3% dos municípios, há serviço de ônibus concedido por meio de processo licitatório. Mas em 7,7% ainda há concessões sem licitação.

// Permissão: assim como a concessão, a permissão é admitida na legislação quando precedida de licitação. Porém, diferentemente, a permissão é passível de revogação em qualquer momento pelo poder público. Em 6,6% dos municípios, observam-se permissões mediante licitação. Em 8,4%, contudo, existem permissões sem licitação.

// Autorização: a autorização é um instrumento mais precário, sem amparo legal, mas ainda é encontrado em 13,7% dos municípios.

// Sem regulamentação: em 15,2% dos municípios, há prestação do serviço sem qualquer regulamentação.

⁵¹ Ver www.ntu.org.br/novo/AreasInternas.aspx?idArea=7. Data-base abr. 2019.

⁵² IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Perfil dos municípios brasileiros: 2017*. Rio de Janeiro, 2018.

Em que pese o recente esforço de estabelecimento de diretrizes nacionais pela Política Nacional de Mobilidade Urbana de 2012, a descentralização característica no setor vem convertendo os entes subnacionais de maior porte em importantes atores quanto à inovação institucional e programática do transporte urbano.⁵³ Suas iniciativas permitem políticas voltadas à adoção de novas tecnologias em benefício da sociedade, as quais serão abordadas com maior profundidade no tópico a seguir.

5.1.6.2/ Experiências de uso de GNV em ônibus

As primeiras experiências de utilização de GNV nos ônibus urbanos datam da década de 1980 e foram capitaneadas pelos gestores públicos locais. Os casos mais conhecidos estão em Recife,⁵⁴ em 1986, São Paulo,⁵⁵ em 1989, Natal e em 1983, Rio de Janeiro,⁵⁶ em 1984, entre outros. Nas décadas de 1990 e 2000, novas experiências foram empreendidas, impulsionadas por fatos diversos, como a Rio-92,⁵⁷ a chegada do gás boliviano, a liberação do GNV em táxis e frotas e a liberação para uso em automóveis particulares.

A estratégia de trabalho tem-se mostrado parecida ao longo das décadas nas diferentes praças de teste. Normalmente, motivado por questões ambientais⁵⁸ ou para reduzir a dependência do *diesel*, o gestor público decide testar a tecnologia. Ele, então, reúne parceiros (operadores de ônibus locais, um fabricante, a distribuidora e, eventualmente, o produtor do gás) para um piloto em escala reduzida. Depois de colocar os ônibus em operação, avaliam-se os resultados. Pelo menos até hoje, todas as tentativas acabaram não se mostrando bem-sucedidas e foram interrompidas.

53 Detalhes em: BRASIL. Ministério das Cidades. Secretaria Nacional de Transporte e da Mobilidade Urbana – Semob. *Caderno de referência para a elaboração de plano de mobilidade urbana – PlanMob*. Brasília, 2015; e MELO, M. A. Políticas públicas urbanas: uma agenda para a nova década. In: CASTRO, A. C. (Org.). *BNDES 50 anos – desenvolvimento em debate: painéis do desenvolvimento brasileiro*. Rio de Janeiro: Mauá/BNDES, 2002.

54 NETO, O. et al. *O gás natural ainda é uma alternativa válida para o transporte público de passageiros?* In: 14º CONGRESSO DE TRANSPORTE E TRÂNSITO DA ANTP. Vitória/ES, 2003.

55 PINTO, S. *Programa para utilização do gás natural nos ônibus do município de São Paulo*. In: 12º CONGRESSO DE TRANSPORTE E TRÂNSITO DA ANTP. Olinda/PE, 1999.

56 BRUNI, B. Gás natural veicular ainda vale a pena? *Revista dos Transportes Públicos*, ANTP, ano 19, 1996.

57 BRUNI, B. Gás natural veicular ainda vale a pena? *Revista dos Transportes Públicos*, ANTP, ano 19, 1996.

58 A contribuição da substituição do *diesel* por GNV para a diminuição dos GEE não é relevante, mas a contribuição de tal substituição é considerável para as emissões de material particulado fino cancerígeno (MP 2,5) – 50% a menos em relação a um ônibus a *diesel* Euro V e 93% a menos comparado a um Euro III. Além disso, os motores do ciclo Otto a gás são sensivelmente mais silenciosos tanto para o interior do ônibus quanto para o ambiente externo. Em função de sua origem fóssil e do baixo desempenho quanto à redução de emissão de GEE em comparação com outros combustíveis, o GNV é considerado mais como uma alternativa de transição para a energia limpa do que uma solução final propriamente dita. No entanto, do ponto de vista da poluição por material particulado fino cancerígeno, característico do uso do *diesel*, o GNV é considerado uma alternativa altamente favorável à qualidade do ar e à saúde pública. Além disso, os motores a GNV podem usar o biometano certificado originado nos resíduos orgânicos domésticos e agroindustriais, 100% renovável, o que reforça a percepção sobre o GNV como uma solução transitória para outras fontes.

As experiências mais recentes com o GNV nos ônibus urbanos têm sido capitaneadas pela Scania, a qual vem promovendo acordos de parceria para testes de desempenho nos sistemas locais de transporte público, bem como programa de demonstração de seus ônibus a gás ou biometano em diversas cidades brasileiras (Curitiba, Fortaleza e municípios das regiões metropolitanas de São Paulo, Campinas, Recife e Florianópolis).⁵⁹

A seguir, a título de exemplo, são apresentadas algumas das principais experiências relacionadas ao uso do GNV como combustível para os ônibus em quatro cidades: São Paulo, Rio de Janeiro, Fortaleza e Curitiba. Antes, para fins de contextualização, exibe-se um breve panorama dos sistemas de ônibus urbanos dessas quatro cidades (Quadro 3).

Quadro 3 | Panorama de sistemas locais de transporte coletivo por ônibus

	São Paulo	Rio de Janeiro	Curitiba	Fortaleza
Autoridade pública de transporte	SPTans (empresa municipal)	SMTR (Sec. Mun. Transportes)	URBS (empresa municipal)	Etufor (empresa municipal)
Operadores	17 consórcios (empresas e cooperativas), distribuídos em 8 áreas	4 consórcios (empresas) com área exclusiva de atuação	3 consórcios (empresas) com área exclusiva de atuação	5 consórcios (empresas e cooperativas) com área exclusiva de atuação
Regime de delegação	Concessão, por 20 anos	Concessão, por 20 anos	Concessão, por 10 anos	Concessão, por 15 anos
Passageiros diários	7,6 milhões (2018); 30% do total das viagens motorizadas; 55% dos usuários do transporte coletivo	4,1 milhões (2018); 54% do total das viagens motorizadas; 77% dos usuários do transporte coletivo	1,3 milhão (2018); 35% do total das viagens motorizadas; 100% dos usuários do transporte coletivo	1,06 milhão (2013)
Frota	14.319 veículos (ônibus, micro-ônibus, vans e trólebus)	8.220 veículos (ônibus e micro-ônibus)	1.226 veículos (ônibus e micro-ônibus)	2.116 veículos (ônibus e micro-ônibus)
Integração tarifária no sistema municipal	Por R\$ 4,30, são permitidos até 4 embarques em ônibus diferentes, no período de 3 horas.	Por R\$ 4,05, são permitidos até 2 embarques em ônibus diferentes, no período de 2,5 horas.	Por R\$ 4,50, são permitidos embarques sem limites quanto a horários ou quantidades de ônibus usadas, desde que a conexão seja realizada dentro de um terminal de integração ou estação-tubo.	Por R\$ 3,60, são permitidos embarques sem limites quanto a quantidades de ônibus usadas, no período de 2 horas.
Custo combustível na tarifa	18,70%	21%	13,49%	18,94%

Fonte: Elaboração própria, com base em informações fornecidas por representantes e/ou sites das seguintes entidades: São Paulo Transporte S.A. (SPTans) (<http://www.sptrans.com.br/sptrans>); Secretaria Municipal de Transportes do Rio de Janeiro (SMTR) (<http://www.rio.rj.gov.br/web/transparenciamobilidade> e <http://www.rio.rj.gov.br/web/smr>); Federação das Empresas de Transportes de Passageiros do Estado do Rio de Janeiro (Fetranspor/RJ) (<https://www.fetranspor.com.br/mobilidade-urbana-setor-em-numeros>); Urbanização de Curitiba S.A. (URBS) (<https://www.urbs.curitiba.pr.gov.br/transporte/rede-integrada-de-transporte>); Etufor (<http://www.etufor.ce.gov.br/>); e *Anuário de Fortaleza* (<http://www.anuariodefortaleza.com.br/infraestrutura/>). Acesso em: 2 jul. 2019

⁵⁹ As atualizações mapeadas nas principais capitais brasileiras incluem o desenvolvimento inicial do estado de Santa Catarina para a licitação da concessão de transporte público da região metropolitana de Florianópolis, na qual o ônibus elétrico não será a única tecnologia permitida. O desenho está sendo pensado de forma a não impedir soluções como GNV, biometano, HVO e etanol, entre outras. A cidade de Belo Horizonte demonstrou interesse em testar veículos a gás, mas segue concentrando seus esforços para a eletromobilidade.

5.1.6.2.1/ São Paulo

No que diz respeito à utilização de ônibus movidos a gás natural, há que se destacar o caso de São Paulo, município responsável pela maior frota de ônibus do Brasil e dotado da melhor infraestrutura de gás, sendo, portanto, o maior mercado do país para esse tipo de veículo. A experiência paulistana na utilização do GNV em ônibus urbanos data dos anos 1980 e chegou a se traduzir na aprovação de lei municipal específica (Lei Municipal 10.950/1991), a qual determinava que, em dez anos, as empresas de transporte coletivo na cidade deveriam “substituir os ônibus ou motores movidos a *diesel* por outros, movidos a gás natural”.

Nessa experiência, a qual contou com a parceria da Petrobras e da Comgás para levar o gás natural até as garagens de quatro empresas de ônibus, 379 ônibus Mercedes-Benz do tipo Otto e *diesel*-gás rodaram em linhas operacionais. Nesse modelo, o custo operacional era coberto pela tarifa de remuneração do operador, fato que alocava ao poder público o risco de sobrecusto em relação aos ônibus a *diesel* convencionais. Os resultados desapontaram e revelaram problemas de custos, falhas e desempenho motivados por:

- // má qualidade dos veículos;
- // má qualidade do gás (queima pouco eficiente);
- // abastecimento precário (baixa disponibilidade de GNV em relação à frota a ser abastecida);
- // pequena escala, atendendo a apenas quatro garagens; e
- // alto preço das peças de reposição.

O caso de São Paulo se torna emblemático na medida em que se observa um empenho recorrente do município em tratar a questão das emissões por ônibus. Diante do insucesso da lei anterior mencionado, foi promulgada a Lei 12.140/1996, que prorrogava o prazo de adoção do gás até 2007 e impunha metas anuais. Ao ver que essa lei também não seria cumprida, a regulamentação foi revista. Dessa vez, a Lei 14.933/2009 instituiu a Política de Mudança do Clima no Município de São Paulo e regrou as emissões para todo o transporte público, incluindo os táxis também. Seu art. 50 determinava redução progressiva do uso de combustíveis fósseis até sua completa eliminação em 2018. Apesar de não definir uma tecnologia a ser utilizada, na prática, a norma impediu o uso do ônibus a gás natural. Os objetivos não foram alcançados, o que ensejou nova revisão do marco legal (via Lei 16.802/2018) para alteração de prazos e metas de redução, conforme Tabela 6.

Tabela 6 | Metas legais de redução de emissões no município de São Paulo

Parâmetro	Ao fim de 10 anos	Ao fim de 20 anos
CO ₂ de origem fóssil	-50%	-100%
Material particulado (MP)	-90%	-95%
Óxidos de nitrogênio (NO _x)	-80%	-95%

Fonte: Adaptado de CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO PAULO. *Lei Municipal 16.802, de 17 de janeiro de 2018*. p. 2. Disponível em: <http://documentacao.camara.sp.gov.br/iah/fulltext/leis/L16802.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

O fato de as concessões do serviço de ônibus em São Paulo terem sido relicitadas posteriormente – em 2018-2019 – aumenta o poder da prefeitura de fazer cumprir a lei, quando se compara com as ocasiões anteriores. Isso acontece porque a licitação incorporou o novo cenário restritivo de emissões, o que oferece menos margem a contestações. Segundo o edital, os vencedores da licitação devem apresentar um plano de trabalho a ser aprovado pela autoridade pública, o qual deverá detalhar a substituição da frota com vistas ao cumprimento das metas de emissão. Entretanto, ocorre que a única tecnologia desenvolvida que, aparentemente, poderia atender à legislação atual de São Paulo ao fim de vinte anos seria o ônibus elétrico. Ou seja, a exigência de redução pela metade de emissão de CO₂ fóssil no prazo de dez anos inviabilizou a adoção do gás natural. Apesar disso, em São Paulo, houve recentemente testes com modelo padron da Scania dedicado a gás, mas as empresas operadoras se mostraram resistentes em investir na substituição da frota a *diesel* pela frota a gás.⁶⁰

Uma simulação de substituição de frota de ônibus a *diesel* por ônibus movidos a GNV em São Paulo, feita por meio de ferramenta desenvolvida pela ANTP,⁶¹ permite observar impactos nas emissões de poluentes totais. Para tal simulação, utilizou-se como parâmetro a substituição de 20% e 100% da frota de ônibus convencionais e padron fabricada até 2011 por veículos novos a GNV.⁶² O simulador parte da caracterização da frota paulistana a *diesel* constante do Sistema de Informação da ANTP, que está reproduzida na Tabela 7.

⁶⁰ Disponível em: <http://www.automotivebusiness.com.br/noticia/28871/scania-testara-onibus-movido-a-gnv-e-a-biometano-em-curitiba>.

⁶¹ ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Impactos ambientais da substituição dos ônibus urbanos por veículos menos poluentes*. São Paulo, jun. 2016. Disponível em: <http://www.antp.org.br/simulador-de-emissoes-de-onibus-urbanos/apresentacao.html>. Acesso em: 18 jun. 2019.

⁶² Vale apenas mencionar que o dado de frota dessa fonte (ANTP) difere ligeiramente do dado de frota da fonte da seção anterior (SPTTrans), mas, para efeito de referência/simulação, ambas apresentam a mesma ordem de grandeza.

Tabela 7 | Perfil da frota a diesel em São Paulo (unidades)

Ano de fabricação	Micro-ônibus	Convencional	Padron	Articulado	Biarticulado	Total
Até 2011	1.549	9.198	2.080	674	89	13.590
Posterior a 2011	140	791	271	95	11	1.308
Total	1.689	9.989	2351	769	100	14.898

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

Os resultados obtidos apontam redução dos seguintes poluentes na proporção demonstrada pela Tabela 8.

Tabela 8 | Redução de emissões após simulação

% de substituição	Monóxido de carbono (CO)	Hidrocarbonetos (HC)	Óxidos de nitrogênio (NO _x)	Material particulado (MP)	Dióxido de carbono (CO ₂)
20% da frota	-11%	-17%	-12%	-18%	-5%
100% da frota	-54%	-83%	-58%	-84%	-25%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

Como se observa na estimativa de emissão das fontes de poluição do ar (Tabela 9) na região metropolitana de São Paulo, a maior contribuição dos ônibus ocorre na emissão de óxidos de nitrogênio e material particulado, fontes que mostram quedas relevantes na simulação.

Tabela 9 | Estimativa de emissão das fontes de poluição do ar RMSP

Categoria	Monóxido de carbono (CO)		Hidrocarbonetos (HC)		Óxidos de nitrogênio (NO _x)		Material particulado (MP)		Óxidos de Enxofre (SO _x)	
	1.000 t/ano	%	1.000 t/ano	%	1.000 t/ano	%	1.000 t/ano	%	1.000 t/ano	%
Ônibus urbanos	2,17	2	0,44	1	10,84	14	0,3	6	0,01	0
Micro-ônibus	0,33	0	0,08	0	1,68	2	0,06	1	0,002	0
Outros veículos	126,53	95	29,32	75	39,59	51	1,07	21	1,128	17
Não veicular	4,18	3	9,28	24	26,1	33	3,57	71	5,59	83
Total geral	133,21	100	39,12	100	78,21	100	5,00	100	6,73	100

Fonte: CETESB – COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO. *Qualidade do ar no estado de São Paulo 2017*. São Paulo, 2018. Disponível em: <http://cetesb.sp.gov.br/ar/publicacoes-relatorios>. Acesso em: 26 jun. 2019.

5.1.6.2.2/ Rio de Janeiro

O Rio de Janeiro abrigou uma das mais expressivas experiências de testes de ônibus a gás (tanto dedicados quanto *diesel-gás* convertidos) nos anos 1980 e 1990. A frota de ônibus a gás chegou a 150 veículos, mas foi desativada em 1996. Ainda no início dos anos 2000, houve breves experiências pontuais em linhas comerciais, capitaneadas por diversas parcerias (Projeto CEG/Trensurb, de 2002; Projeto Conpet/RioÔnibus/Petrobras, de 2003; entre outros), com ônibus de terceira geração da Mercedes-Benz.

Cabe lembrar que, notadamente por conta dos veículos leves, o estado do Rio de Janeiro é o principal polo consumidor nacional de GNV, abrigando 35% dos postos de abastecimento, 60% da frota veicular e 70% das instalações de kit GNV no Brasil. Segundo o estudo *Perspectivas do Gás Natural no Rio de Janeiro 2018-2019*, elaborado pela Firjan,⁶³ isso se deve principalmente a três fatores:

- // proximidade com os maiores campos produtores de petróleo no país;
- // malha de distribuição densa, que facilita a disseminação do consumo desse combustível; e
- // alíquota reduzida de Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores (IPVA) (de 4% para 1,5%) para proprietários de veículos com kit de GNV instalado.

Utilizando o simulador de substituição da frota de ônibus a *diesel* por ônibus movidos a GNV da ANTP (cujo perfil é apresentado na Tabela 10), verifica-se na Tabela 11 a maior redução de emissões se comparada às outras cidades aqui analisadas, o que se deve, provavelmente, ao fato de que quase 90% da frota carioca é composta de ônibus convencionais.

Tabela 10 | Perfil da frota a *diesel* no Rio de Janeiro (unidades)

Ano de fabricação	Micro-ônibus	Convencional	Padron	Articulado	Biarticulado	Total
Até 2011	630	6.176	0	217	0	7.023
Posterior a 2012	58	532	0	32	0	622
Total	688	6.708	0	249	0	7.645

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

⁶³ FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. *Perspectivas do Gás Natural no Rio de Janeiro 2019-2020*. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/perspectivas-do-gas-natural-no-rio-de-janeiro-1.htm>. Acesso em: 27 jul. 2019.

Tabela 11 | Redução de emissões após simulação

% de substituição	Monóxido de carbono (CO)	Hidrocarbonetos (HC)	Óxidos de nitrogênio (NO _x)	Material particulado (MP)	Dióxido de carbono (CO ₂)
20% da frota	-11%	-17%	-12%	-17%	-5%
100% da frota	-57%	-87%	-61%	-88%	-26%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

5.1.6.2.3/ Curitiba

Inicialmente, cabe apontar o papel pioneiro de Curitiba na adoção de novas tecnologias relacionadas a biocombustíveis e propulsão alternativa à combustão. Desde 2011, opera ali o Ligeirão Azul, ônibus biarticulado movido a biodiesel com capacidade para 250 passageiros. Além disso, a frota da cidade inclui, desde 2016, trinta ônibus híbridos diesel-elétricos em linhas alimentadoras, troncais e convencionais do sistema local de ônibus.

Assim como em São Paulo, a Scania disponibilizou ônibus movido a GNV e biometano para testes operacionais em 2019, por meio de acordo de parceria entre a empresa, a prefeitura (URBS) e o estado. O projeto contou com apoio da Companhia Paranaense de Gás (Compagas), fornecedora estadual de abastecimento de gás natural, e uma empresa de reciclagem que produzirá o biometano.^{64,65}

Tabela 12 | Perfil da frota a diesel em Curitiba (unidades)

Ano de fabricação	Micro-ônibus	Convencional	Padron	Articulado	Biarticulado	Total
Até 2011	151	502	266	231	131	1.281
Posterior a 2012	14	45	35	33	16	143
Total	165	547	301	264	147	1.424

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

A partir da aplicação do simulador de substituição da frota de ônibus a diesel por ônibus movidos a GNV da ANTP em Curitiba (cujo perfil é apresentado na Tabela 12), verifica-se na Tabela 13 nível de redução de emissões não tão significativo como em São Paulo e no Rio de Janeiro, o que provavelmente se deve: (i) ao peso maior da frota de ônibus padron

⁶⁴ Conforme informações disponíveis em: <http://www.automotivebusiness.com.br/noticia/28871/scania-testara-onibus-movido-a-gnv-e-a-biometano-em-curitiba>.

⁶⁵ A avaliação incluiu aspectos de viabilidade econômico-financeira, bem como de desempenho operacional (*performance* veicular) e ambiental (emissão de GEE). Entretanto, por conta de problemas no sistema de alimentação de combustível (GNV), o veículo não pôde operar regularmente por um período significativo para que fosse possível aferir resultados sobre as emissões e autonomia operacional. Assim, o teste foi considerado inconclusivo, devendo ser retomado em oportunidade futura. (Conforme manifestação da URBS.)

e convencional em São Paulo e Rio de Janeiro (superior a 80% da frota total) do que em Curitiba (60%); e (ii) à idade média da frota ligeiramente superior nas duas outras cidades.

Tabela 13 | Redução de emissões após simulação

% de substituição	Monóxido de carbono (CO)	Hidrocarbonetos (HC)	Óxidos de nitrogênio (NO _x)	Material particulado (MP)	Dióxido de carbono (CO ₂)
20% da frota	-8%	-12%	-8%	-12%	-3%
100% da frota	-38%	-62%	-42%	-61%	-15%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016* – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

5.1.6.2.4/ Fortaleza

Fortaleza tem particular interesse no gás natural por causa de sua produção de biometano. Atualmente, 15% do gás canalizado na cidade provém do biogás de aterro sanitário. O sistema está em expansão, e a expectativa é de que 30% do gás usado na cidade seja o biometano injetado na rede, que equivale a 150 mil m³ diários.

A Companhia de Gás do Ceará (Cegás) promoveu, em novembro de 2018, em parceria com a Scania, o seminário “Biogás: uma Cadeia Sustentável para o Transporte Público”, para debater a potencial utilização de ônibus a GNV/biometano no sistema de ônibus local e o potencial desenvolvimento de um projeto piloto na cidade. Entretanto, os altos custos associados à aquisição de ônibus a gás não estimularam, até o momento, a implantação de um projeto piloto em Fortaleza.⁶⁶

Os resultados da aplicação do simulador de substituição de frota a *diesel* (cujo perfil é apresentado na Tabela 14) por frota a gás natural em Fortaleza demonstram redução de emissão de poluentes da mesma magnitude verificada em São Paulo, conforme Tabela 15.

Tabela 14 | Perfil da frota a *diesel* em Fortaleza (unidades)

Ano de fabricação	Micro-ônibus	Convencional	Padron	Articulado	Biarticulado	Total
Até 2011	444	720	860	6	0	2.030
Posterior a 2011	41	63	113	2	0	219
Total	485	783	973	8	0	2.249

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016* – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

⁶⁶ O município vislumbra maior potencial para utilização do estoque de biometano na rede municipal de carros compartilhados (Vamo), cuja frota atualmente é composta exclusivamente de carros elétricos.

Tabela 15 | Redução de emissões após simulação

% de substituição	Monóxido de carbono (CO)	Hidrocarbonetos (HC)	Óxidos de nitrogênio (NO _x)	Material particulado (MP)	Dióxido de carbono (CO ₂)
20% da frota	-10%	-16%	-11%	-16%	-5%
100% da frota	-52%	-80%	-57%	-82%	-25%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

5.1.6.3/ Estrutura de custos

Por se tratar de um serviço público regulamentado, a fixação da tarifa é responsabilidade do poder público. O modelo tarifário predominante é o de repartição de custos, em que se apropriam todos os custos do sistema de transporte para então serem repartidos entre os usuários pagantes. São raros os casos de subsídios ou financiamentos extratarifários. Logo, a estrutura de cálculo para determinação da tarifa deve refletir a estrutura real de custos do sistema.⁶⁷

Segundo publicação do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea),⁶⁸ os componentes de custos incidentes na tarifa nos principais centros urbanos brasileiros costumam variar dentro das faixas indicadas na Tabela 16. Note-se a relevante participação do consumo de *diesel* na apuração do total.

Tabela 16 | Composição tarifária

Componentes de custo	Incidência sobre a tarifa (%)
Pessoal e encargos	40 a 50
Combustível	22 a 30
Impostos e taxas sobre receita	4 a 10
Despesas administrativas	2 a 3
Depreciação	4 a 7
Remuneração	3 a 4
Rodagem	3 a 5
Lubrificantes	2 a 3
Peças e acessórios	3 a 5

Fonte: CARVALHO, C. *et al.* Tarifação e financiamento do transporte público urbano. *Nota Técnica*, n. 2. Brasília: Ipea, jul. 2013.

⁶⁷ O primeiro documento público com instruções para o cálculo das tarifas dos serviços de transporte público por ônibus foi desenvolvido pelo Grupo Executivo de Integração da Política de Transportes (Geipot), em 1983. A Planilha Geipot, como ficou conhecida, logo se tornou referência e tem sido utilizada pela maioria das prefeituras, mesmo depois da extinção do Geipot. Desde sua última atualização em 1996, porém, ela tem se mostrado cada vez mais obsoleta. Por meio de uma parceria com a NTU e a Frente Nacional dos Prefeitos (FNP), a ANTP constituiu um grupo técnico para incorporar as mudanças havidas no período com impacto no custo do transporte, como questões ambientais, tecnológicas, operacionais e legais. Em 2017, foi, então, publicada a planilha ANTP contendo a nova metodologia com o objetivo de se tornar o novo manual de custos e cálculo tarifário para a maioria dos municípios brasileiros.

⁶⁸ CARVALHO, C. *et al.* Tarifação e financiamento do transporte público urbano. *Nota Técnica*, n. 2. Brasília: Ipea, jul. 2013.

5.1.6.4/ Visão do setor

Foram realizadas entrevistas com alguns dos principais atores do setor que lidam ou lidaram com o tema da adoção do GNV em ônibus. Eles representam prefeituras (SP Trans, Etufor/Fortaleza, Urbs/Curitiba e BH Trans), operadores (Fetranspor/RJ e NTU), fabricantes (Mercedes-Benz e Scania), sociedade civil (ANTP) e academia (Coppe/UFRJ). Por meio das interações, buscou-se obter acesso a dados, estudos e opiniões sobre a viabilidade do GNV em ônibus e as barreiras enfrentadas, que estão sintetizados a seguir.

Uma das constatações resultantes é a de que cidades de maior porte costumam ver na substituição do combustível das frotas de ônibus públicos uma possível estratégia para melhoria da qualidade do ar e da saúde pública. Quando isso ocorre, porém, a solução predominantemente cogitada é o ônibus elétrico, não havendo, portanto, estudos aprofundados sobre o GNV. Parte disso se deve ao direcionamento dado até então pelo Governo Federal, bem como por entidades multilaterais, em direção à indução à eletromobilidade.⁶⁹

De acordo com as entrevistas realizadas, a introdução de qualquer tecnologia de propulsão alternativa (seja ela elétrica, a GNV ou outra) implicará aumento dos custos. Hoje, a tecnologia a *diesel* é considerada de maior confiabilidade pelos operadores. Eles têm completo domínio da tecnologia. Confiam na disponibilidade do combustível e das peças de reposição e em sua rede de fornecedores, fruto de anos de relacionamentos. Conhecem o funcionamento do mercado de ônibus novos e de revenda de usados. Sabem como treinar sua mão de obra e conhecem o comportamento do veículo nas condições em que operam.

A substituição do *diesel* pelo gás poderia ocorrer, caso houvesse viabilidade financeira e operacional. De todas as variáveis de custo, o preço do GNV em relação ao *diesel* parece ser o principal fator para a aposta na alternativa. Nos últimos seis anos, tem-se observado uma oscilação do preço do GNV entre 69% e 91% do *diesel* na bomba de abastecimento.^{70,71}

Segundo as entrevistas, a opção do ônibus com motorização *dual-fuel* (*diesel*-gás) ainda precisa ser mais bem testada, com vistas a reduzir a resistência à migração. Contudo, a utilização de *diesel*, ainda que em menor quantidade, implica emissões de poluentes que não vão, necessariamente, na mesma direção das políticas/diretrizes ambientais adotadas pelos municípios. Diferentemente do transporte de cargas, o gestor público tem papel fundamen-

⁶⁹ Além disso, as tentativas frustradas de implantação do GNV nas últimas décadas deixaram boa parte dos técnicos e gestores públicos céticos quanto a sua viabilidade e efetividade.

⁷⁰ ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis*. Atualizada em 2019. Disponível em <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa/234-precos/levantamento-de-precos/868-serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>.

⁷¹ Um preço relativo mais baixo poderia acelerar sua adoção. Um número frequentemente mencionado por diferentes interlocutores é o de 50%: o metro cúbico (m³) do gás deveria custar metade do litro do óleo *diesel* para a conta se equilibrar. A partir desse patamar, o critério de escolha do operador passaria a ser o nível de confiabilidade do ônibus a gás.

tal na tomada de decisão em questões atinentes ao transporte de passageiros. A tomada de decisão pelo gestor público é pautada também pelos impactos ambientais, e, para esse, a adoção do *diesel*-gás nem sempre é a solução mais efetiva para alcançar os efeitos desejados. A razão de uma política pública para o GNV se origina em seu impacto sobre a queda de emissões, e o gestor quer garantir que o gás seja o combustível usado sem depender da escolha do operador no momento do abastecimento. Logo, para ele, o *dual-fuel* (*diesel*-gás) não parece ser a opção mais pertinente, ao contrário do ônibus integralmente dedicado ao GNV.

Dito isso, uma questão que se coloca é qual o tamanho dessa demanda potencial e seu impacto sobre o consumo nacional do gás natural.

5.1.6.5/ Demanda potencial por GNV

Uma vantagem de escolher os ônibus para implantar uma política nacional com a finalidade de ampliar o consumo do gás natural advém do fato de se tratar de um serviço público regulamentado, em que o poder de regulação permite ao gestor estimular a(s) tecnologia(s) desejada(s). Ressalve-se, entretanto, que convém articular as esferas nacional, estadual e municipal de planejamento e gestão da mobilidade urbana, que têm potencial de atuar como um fator de atratividade.

As boas práticas do setor indicam que, uma vez tomada a decisão pela adoção de novas tecnologias, a penetração deve-se dar de forma lenta e gradual. Normalmente, inicia-se com uma linha piloto, depois um conjunto maior para um teste em escala, e quando todos os gestores e operadores estiverem convencidos da viabilidade da nova tecnologia e estiverem garantidos os recursos técnicos, operacionais, humanos e financeiros, a inserção se dá de modo mais abrangente.

Em caso de renovação de frota, é esperado que a primeira onda ocorra nas capitais e principais cidades. Portanto, fez-se um exercício de estimativa da demanda em um cenário em que 10% da frota das capitais abastecidas por gasodutos migrará para o gás natural. Conforme dados do *Balanco Energético Nacional 2019*,⁷² no Brasil são consumidos 50.279 mil m³ anuais de óleo *diesel*, e o transporte rodoviário representa 82,7% desse consumo. A participação desagregada dos micro-ônibus e ônibus urbanos no transporte rodoviário pode ser obtida no *Inventário de Emissões por Veículos Rodoviários*.⁷³ Ao consolidar as duas fontes de informação, infere-se que eles representam consumo de 6.898 mil m³ de óleo *diesel* ao ano (Tabela 17).

⁷² BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional 2019*. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>. Acesso em: 29 mai. 2019.

⁷³ BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. *Inventário de Emissões por Veículos Rodoviários 2013*. [S.l.], 2014. Disponível em: http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80060/Inventario_de_Emissoes_por_Veiculos_Rodoviarios_2013.pdf. Acesso em: 29 mai. 2019.

Tabela 17 | Participação dos ônibus e micro-ônibus no consumo nacional de *diesel*

Setor	Diesel (mil m ³)	%
Energético	993	2,0
Comercial	24	0,0
Público	2	0,0
Agropecuário	5.108	10,2
Industrial	1.101	2,2
Transportes	43.050	85,6
Rodoviário	41.578	82,7
Comerciais leves	1.712	3,4
Ônibus urbanos	5.538	11,0
Micro-ônibus	1.360	2,7
Ônibus rodoviários	1.006	2,0
Caminhões semileves	500	1,0
Caminhões leves	3.981	7,9
Caminhões médios	3.691	7,3
Caminhões semipesados	12.611	25,1
Caminhões pesados	11.180	22,2
Ferroviário	1.230	2,4
Hidroviário	242	0,5
Consumo total	50.279	100,0

Fontes: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Balço Energético Nacional 2019*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>. ; e BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. *Inventário de Emissões por Veículos Rodoviários 2013*. [S.l.], 2014. Disponível em: http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80060/Inventario_de_Emissoes_por_Veiculos_Rodoviaros_2013.pdf. Acesso em: 29 mai. 2019.

Pode-se recorrer aos dados do Sistema de Informações da Mobilidade da ANTP⁷⁴ para constatar que as capitais abastecidas por gasodutos respondem por 31,9% (2.875 milhões de km) da quilometragem total percorrida por ônibus e micro-ônibus urbanos no Brasil. Consi-

⁷⁴ ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2019.

derando, por simplificação, que o consumo de *diesel* é proporcional à distância percorrida pelos veículos, a participação dessas capitais equivale a 2.182 mil m³ ou 31,9% do consumo total de 6.898 mil m³ mencionado no parágrafo anterior. Como está demonstrado nas últimas colunas da Tabela 18, se 10% da frota aderirem à iniciativa, 218,3 mil m³ de *diesel* serão deslocados, equivalentes⁷⁵ a 208.911 mil m³ de GNV por ano, ou 572 mil m³ por dia.

Tabela 18 | Participação dos ônibus e micro-ônibus no consumo nacional de *diesel*

Localidade	Percurso anual (milhões de km)	Participação no somatório do percurso (%)	<i>Diesel</i> consumido (mil m ³)	<i>Diesel</i> consumido por 10% da frota (mil m ³)	GNV equivalente (mil m ³)
		[a]	[b=a x 6.898]	[c = 10% x b]	[c x 840 x 1,14]
São Paulo	842	9,3	639,2	63,9	61.207
Rio de Janeiro	633	7,0	480,5	48,1	46.014
Recife	222	2,4	168,5	16,9	16.138
Belo Horizonte	191	2,1	145,0	14,5	13.884
Salvador	169	1,9	128,3	12,8	12.285
Fortaleza	154	1,7	116,9	11,7	11.195
Manaus	122	1,3	92,6	9,3	8.868
Porto Alegre	115	1,3	87,3	8,7	8.360
Curitiba	98	1,1	74,4	7,4	7.124
Natal	63	0,7	47,8	4,8	4.580
Maceió	52	0,6	39,5	3,9	3.780
Aracaju	43	0,5	32,6	3,3	3.126
João Pessoa	42	0,5	31,9	3,2	3.053
Campo Grande	39	0,4	29,6	3,0	2.835
Cuiabá	35	0,4	26,6	2,7	2.544
Florianópolis	32	0,4	24,3	2,4	2.326
Vitória	23	0,3	17,5	1,7	1.672
Total capitais	2.875	31,90	2.182,50	218,3	208.991
Demais localidades	6.212	68,10	4.715,50	471,5	451.561
Total Brasil	9.087	100,0	6.898,0	689,8	660.552

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTP – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS. *Relatório Geral 2016 – Sistema de Informações da Mobilidade Urbana*, mai. 2018. Disponível em: <http://files.antp.org.br/simob/simob-2016-v6.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2019.

⁷⁵ Fatores de conversão: 1 m³ de *diesel* = 840 kg de *diesel*; 1 kg de *diesel* = 1,14 m³ de gás natural. Disponível em: <http://www.gasmig.com.br/GasNatural/Paginas/Tabela-de-Conversao.aspx>. Acesso em: 6 jun. 2019.

O valor é representativo em relação ao GNV total consumido no país, estimado em 6.060 mil m³ ao dia pela EPE.⁷⁶ É importante ressaltar que, para que isso seja viável, seria necessário um grande esforço de coordenação de diversas prefeituras, seus estados, as distribuidoras de gás e os fabricantes.

5.1.7/ TRANSPORTE DE CARGAS

Esta subseção tem como objetivo avaliar o potencial de adoção do GNV na frota de transporte rodoviário de carga. Para tal, será caracterizado esse mercado e apresentada a estrutura de custos na prestação desse serviço. Em seguida, há a análise qualitativa dos questionários enviados para as empresas transportadoras e, por fim, é realizado um esforço de estimativa da demanda potencial por GNV, dadas certas premissas.

5.1.7.1/ Caracterização do mercado de transporte rodoviário de cargas

A estrutura do mercado de transporte rodoviário de carga, com baixíssimas barreiras à entrada, pequena escala operacional e relativa homogeneidade entre os serviços, faz com que a concorrência seja bastante intensa. De fato, a estrutura do mercado tem pequena concentração, com coexistência de inúmeros competidores que operam perto de seus custos marginais, conforme pode ser verificado na Tabela 19. Contribui para aumentar o nível de concorrência no mercado o fato de não haver, em geral, maiores obstáculos a que os próprios usuários dos serviços de transporte se tornem “autotransportadores”.

Tabela 19 | Número de transportadores e frota de veículos

Tipo de transportador	Registros emitidos	Veículos	Veículos/ transportadores
Empresas de transporte (ETC)	154.234	1.172.250	7,6
Transportadores autônomos (TAC)	533.913	700.911	1,3
Cooperativa	343	25.112	73,2
Total	688.490	1.898.273	2,8

Fonte: Elaboração própria, com base em Registro Nacional de Transportadores Rodoviários de Cargas (RNTRC), disponibilizado pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), em http://www.antt.gov.br/cargas/arquivos_old/Estatisticas.html. Acesso em: 4 jun. 2019.

⁷⁶ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2019*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>. Acesso em: 1º jul. 2019.

A seguir, é caracterizado o perfil de diferentes agentes que atuam nesse mercado.

// ETC: responsável por 62% da oferta do setor medida pela frota de veículos, com uma participação maior no volume de carga transportada, uma vez que sua frota é composta de caminhões de maior capacidade, tais como cavalos mecânicos e veículos tracionados. Em média, têm uma frota de 7,6 veículos, com uma idade média de 8,7 anos, sendo que 43,6% da frota tem menos de cinco anos, segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI).⁷⁷

// TAC: com uma frota média de 1,3 caminhão por autônomo, esses caminhoneiros são responsáveis por 37% da frota nacional. A taxa de renovação da frota é baixa, com mais de 40% dos veículos com mais de 21 anos, resultando em uma idade média maior, de 17,2 anos. Segundo a Confederação Nacional do Transporte (CNT), em 2018, 36,7% dos autônomos estavam endividados, sendo o valor médio da dívida de R\$ 35,5 mil.⁷⁸ A precificação do serviço cobrado por essa categoria utiliza o preço do combustível como referencial.

// Cooperativa: ainda é pouco significativo em relação ao tamanho da frota total, mas se verifica sua atuação próxima do agronegócio, haja vista a predominância de caminhões semirreboques e trator.

// Empresas que têm frota para transportar sua carga própria (autotransportadores): trata-se de empresas que decidiram incorporar às suas atividades o transporte de carga, constituindo uma frota própria. Geralmente, essa decisão resulta da percepção da empresa da necessidade de controlar a qualidade do serviço de transporte. Não há informações disponíveis que permitam aferir o tamanho e o perfil da frota desses agentes.

// Agenciador de carga ou *broker*: atua como um intermediador entre embarcadores (donos da carga) e transportadores, exercendo, assim, uma função de articulação entre a oferta e a demanda pelo serviço de transporte. Sua remuneração reside na existência de assimetria de informações e em diferenciais de preços de frete.

As ETCs, por terem uma frota média maior e também por serem responsáveis pela maior parte da movimentação de carga no país, detêm maior capacidade de gestão da sua frota pelas diversas rotas. Isso é reforçado pela prática observada no mercado de subcontratação de TACs por essas empresas.

⁷⁷ CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Transporte rodoviário de carga (TRC): características estruturais e a crise atual*. Brasília, 2016.

⁷⁸ CNT – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DO TRANSPORTE. *Pesquisa CNT perfil dos caminhoneiros 2019*. Brasília, 2019.

O mercado de transporte de carga, por atender diversos segmentos da economia, apresenta uma diversidade de carga e é possível verificar uma preferência de algumas cargas para determinado tipo de agente, como é apresentado na Tabela 20. As ETCs têm maior atuação nas cargas frigorificadas, químicos ou perigosos e granel líquido, ao passo que as TACs se destacam na carga fracionada, carga seca, mudanças e frutas/verduras.

Tabela 20 | Distribuição das cargas por transporte autônomo de carga (TAC) e empresa de transporte de carga (ETC)

Tipo de carga	Caminhoneiros que transportam a carga indicada (%) ¹			Estimativa do número de veículos dos TACs ²
	TAC	ETC	Total	
Granel sólido	32,5	32,0	32,2	347,3
Carga fracionada	30,6	22,0	27,7	327,0
Carga seca	13,3	2,7	9,9	142,1
Mudanças	9,2	1,8	6,8	98,3
Carga frigorificada	3,2	9,8	5,3	34,2
Químicos ou perigosos	1,8	10,4	4,5	19,2
Frutas/verduras	5,9	1,5	4,5	63,1
Bebidas	4,8	3,6	4,4	51,3
Granel líquido	2,6	7,1	4,0	27,8
Veículos	2,3	2,1	2,3	24,6
Contêineres	1,5	3,3	2,1	16,0
Carga viva	1,5	0,3	1,1	16,0
Outras	8,0	14,2	10,0	85,5
Total	117,2	110,8	118,6	1.252,5

Fonte: CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Transporte rodoviário de carga (TRC): características estruturais e a crise atual*. Brasília, 2016.

Notas: 1. Admite respostas múltiplas. 2. A estimativa foi obtida pela multiplicação das porcentagens dos caminhoneiros (TACs) que transportam a carga indicada e o número total de veículos registrados pelos TACs.

A demanda por serviços de carga, por sua vez, tem baixa elasticidade-preço, fazendo com que a redução decorrente da competição entre as empresas não se traduza em aumento significativo das cargas transportadas.

Nos últimos três anos, o mercado de transporte rodoviário de carga sofreu com a contração da demanda de serviço de transporte de carga decorrente da crise econômica brasileira. A pesquisa realizada pela NTC&Logística⁷⁹ indica que, em 2015, houve uma redu-

⁷⁹ Pesquisa sobre o ano de 2015 e perspectivas para 2016, com 330 empresas transportadoras cadastradas no banco de dados da NTC&Logística (CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Transporte rodoviário de carga (TRC): características estruturais e a crise atual*. Brasília, 2016).

ção média de 9,5% do volume de carga transportada, aumento da ociosidade da capacidade de carga, uma vez que 11,3% da frota estava parada, assim como a maioria das empresas entrevistadas afirmou que houve atrasos no recebimento de seus fretes. Apesar dessa retração da demanda, a oferta apresenta um comportamento mais rígido, não havendo a saída de agentes menos eficientes da atividade, segundo estudo da CNI. Essa conduta de sobreoferta tende a prolongar o desequilíbrio desse mercado, caracterizando uma persistência de baixa rentabilidade, agravada pelo aumento do preço do *diesel*.

5.1.7.2/ Estrutura de custos

A estrutura concorrencial do mercado de transporte rodoviário de carga ressalta o preço do frete e, por consequência, o custo, como fator competitivo. Nesse sentido, a disposição para adoção de uma tecnologia que permita o consumo de GNV no transporte rodoviário de carga requer uma avaliação dos impactos do uso desse combustível na estrutura de custos. O Quadro 4 lista os custos diretos no transporte rodoviário de carga, segundo metodologia da ANTT.⁸⁰

Quadro 4 | Estrutura de custos do transporte rodoviário de carga

Tipo de custo	Custo
Custo fixo	1. Reposição do veículo ou depreciação
	2. Reposição do equipamento/implemento
	3. Remuneração mensal do capital empatado no veículo
	4. Custo de mão de obra dos motoristas
	5. Tributos incidentes sobre o veículo
	6. Custo de risco de acidente e roubo do veículo
Custo variável	7. Manutenção
	8. Combustível
	9. Aditivo Arla 32
	10. Lubrificantes
	11. Lavagem e graxa
	12. Pneus e recauchutagens

Fonte: Elaboração própria, com base em ANTT – AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES. *Resolução nº 5.820, de 30 de maio de 2018*. Estabelece a metodologia e publica a tabela com preços mínimos vinculantes, referentes ao quilômetro rodado na realização de fretes, por eixo carregado, instituído pela Política de Preços Mínimos do Transporte Rodoviário de Cargas. 2018. Disponível em: https://anttlegis.datalegis.inf.br/action/UrlPublicasAction.php?acao=abrirAtoPublico&sgl_tipo=RES&num_ato=00005820&seq_ato=000&vlr_ano=2018&sgl_orgao=DG/ANTT/MTPA&cod_modulo=36&cod_menu=11. Acesso em: 4 jun. 2019.

A adoção de tecnologia que permita a utilização do GNV no transporte rodoviário de carga tem efeitos sobre essa estrutura de custos. Entre os custos fixos, os itens 1 e 3 provavelmente tenderão a aumentar, uma vez que há a perspectiva de que o preço de compra do

⁸⁰ Essa metodologia está no Anexo I da Resolução ANTT 5.820, de 30 de maio de 2018.

veículo movido a GNV seja maior do que a média⁸¹ e o preço de sua revenda⁸² seja menor, visto que o mercado de revenda depende da extensão da oferta de infraestrutura de abastecimento e manutenção dessa frota de GNV.

Quanto aos custos variáveis, o custo de manutenção da frota movida a GNV é superior ao da frota a *diesel*, sendo mais recorrente a retirada do veículo para realização de sua manutenção. Ainda sobre manutenção, há também o custo indireto de reconfiguração da garagem para instalação de bombas de alta pressão.

No entanto, haverá menor necessidade do consumo de Aditivo Arla 32 (item 9), já que sua função é reduzir quimicamente a emissão de poluentes nos gases de escape dos veículos movidos a *diesel*.

Vale ressaltar que, no caso dos autônomos, segundo a CNI, o processo de precificação do frete não considera todos esses componentes de custos. Em geral, o TAC trabalha com uma simplificação bastante comum: acrescentar uma margem de remuneração em relação ao componente mais relevante do custo variável – combustível. Isso revela a importância do diferencial do preço do GNV em relação ao *diesel* como fator crítico no processo decisório dos autônomos para adoção do GNV.

5.1.7.3/ Análise qualitativa

Foi desenvolvido um questionário destinado a transportadores (ETC) a fim de capturar sua opinião sobre a alternativa de uso do GNV para veículos pesados. Foi enviado questionário para 24 empresas, das quais 11 responderam.

Foram indicados dois tipos de desvantagens da adoção do GNV em veículos pesados:

- // Falta de infraestrutura: os entrevistados relataram a necessidade de haver uma infraestrutura de suporte para a frota que utiliza o GNV, tais como rede de abastecimento, locais para realizar a manutenção, instalação ou reconfiguração das balanças para a pesagem dos caminhões;
- // Custo: tendo em vista que a competição nesse mercado de transporte de carga é pautada principalmente pelo preço do frete, as empresas destacaram desvantagens, como: (i) a eficiência energética do uso do GNV em relação ao combustível alternativo, em particular, o *diesel*; (ii) o preço médio maior do veículo com GNV; (iii) a percepção de que há um custo maior de manutenção, bem como a necessidade de vistoria adicional; e (iv) a percepção de tempo médio maior de abastecimento.

⁸¹ Conforme descrito na subseção 5.1.5 Fabricantes de veículos pesados, deste relatório.

⁸² Esse caso considera o cenário em que a tecnologia empregada é o consumo exclusivo de GNV. No caso de tecnologia bicombustível, por sua vez, não há expectativas de que haja impacto sobre o preço de revenda.

Quanto à vantagem para adoção do GNV na frota de transporte de carga, foi unânime entre os entrevistados a possibilidade de redução de custo do GNV por quilômetro. Alguns citaram também casos de redução da tributação, em analogia à política adotada para carros leves, bem como a diminuição de emissão de poluentes.

Além disso, os entrevistados informaram que, em um caso em que a rede de distribuição de GNV venha a atender às rotas e localidades de sua operação a preços inferiores aos atualmente praticados para o óleo *diesel*, substituiriam ou converteriam suas frotas atuais em favor do GNV. Vale destacar que alguns condicionaram essa troca do combustível a uma análise do preço do veículo e do custo de manutenção.

Os entrevistados indicaram que o uso do GNV é mais compatível com os grandes centros urbanos, seja por meio de ônibus urbanos ou por veículos leves de entrega e de distribuição de carga, ou pelos serviços de utilidade pública, em particular, o serviço de limpeza. Esses veículos realizam rotas bem definidas e com frequência, colaborando para a identificação e a viabilização de locais de abastecimento do GNV. Outro motivo para a compatibilidade do GNV nos centros urbanos é sua menor emissão de poluentes.

Alguns entrevistados, entretanto, informaram que veem o uso de GNV compatível com veículos de médio porte, semipesados e pesados e com empilhadeiras. Sinalizaram, porém, que o uso desse combustível na ativação de equipamentos, como aparelhos de refrigeração, pode ter seu rendimento comprometido.

Não foi relatado nenhum impedimento regulatório ou legal à utilização de GNV na frota das empresas entrevistadas, exceto uma que expôs que há cláusulas em seus contratos que obrigam sua frota a ser abastecida por *diesel*. Outra empresa, por sua vez, informou que a possibilidade de usar GNV em sua frota poderia ser usada como um diferencial com seus clientes que têm uma política de sustentabilidade.

O tipo de tecnologia que as empresas de transporte desejam que seja hegemônica no mercado é a de bicomcombustível. A possibilidade do uso de GNV e *diesel* permite que o mercado opte pelo combustível mais eficiente. Ademais, ao reduzir a dependência da frota a um combustível específico, diminui-se a vulnerabilidade das empresas transportadoras às flutuações dos preços dos combustíveis, haja vista a possibilidade de migrar para o mais barato.

Além disso, essa tecnologia reduz o risco de indisponibilidade de postos de abastecimento de GNV, que é uma das desvantagens apontadas pelos entrevistados, uma vez que essa frota pode utilizar a rede de abastecimento disponível atualmente para o óleo *diesel*. Isso dá mais confiabilidade para empresas de transporte adotarem o GNV como combustível também, dado que essa utilização é relativamente nova no mercado brasileiro.

5.1.7.4/ Comentários sobre a adoção do GNV pelo mercado de transporte rodoviário de carga

Tendo em vista a estrutura de mercado de transporte de cargas, no qual há intensa competição com preços próximos ao custo marginal, a adoção de GNV por esse mercado será factível a partir do momento em que se apresentar como uma alternativa de menor custo para as ETCs e TACs, uma vez que o principal custo marginal de curto prazo é o preço do combustível.

Avalia-se que as ETCs, em virtude de sua capacidade de acessar fontes de financiamento e de sua estratégia de renovação de frotas, seriam as primeiras a adotar o GNV em sua frota. Entretanto, diante da compressão de suas margens de lucro⁸³ em função da redução da atividade econômica, da elevação do preço do *diesel* e da sobreoferta persistente nesse mercado de transporte, a capacidade de pagamento de serviço da dívida é menor, requerendo crédito mais longo que se adeque ao retorno dos investimentos na aquisição de nova frota, ou de novos dispositivos, além da reconfiguração de suas garagens.

No caso dos TACs, em virtude de seu perfil de endividamento conforme descrito anteriormente, da dificuldade de obter acesso ao crédito e do preço médio maior do caminhão movido a GNV, estima-se que demorem na adoção desse combustível. Essa dilação pode ser estendida caso as ETCs decidam revender sua frota atual, haja vista sua recomposição de caminhões a GNV.

A inelasticidade da demanda por serviço de transporte ao preço dos fretes faz com que o diferencial dos preços de GNV e *diesel* tenda a ser repassado para o valor dos fretes, não solucionando a conjuntura de sobreoferta de transporte no mercado. Assim, poder-se-ia aventar que a demora dos TACs em se adaptar à nova tecnologia poderia resultar no esmagamento de sua margem já pequena, agravando a situação econômica desses caminhoneiros. É possível que nesse caso ocorra uma migração da operação dos TACs para regiões que não são supridas por GNV, havendo, assim, uma segregação do mercado de transporte rodoviário de carga, com os TACs atuando na franja competitiva.

Quanto às empresas que detêm uma frota para transportar sua própria carga, a decisão de adoção de tecnologia orientada para o uso de GNV provavelmente não resultará apenas da análise de custos, mas também de uma regulação favorável ao uso do GNV ou de adoção de políticas internas de sustentabilidade ou ambiental.

⁸³ Conforme a pesquisa da NTC&Logística, 36% das empresas de transporte aumentaram o valor de seu frete; 28% das empresas não reajustaram esse valor; e 36% concederam algum desconto no frete [CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Transporte rodoviário de carga (TRC): características estruturais e a crise atual*. Brasília, 2016].

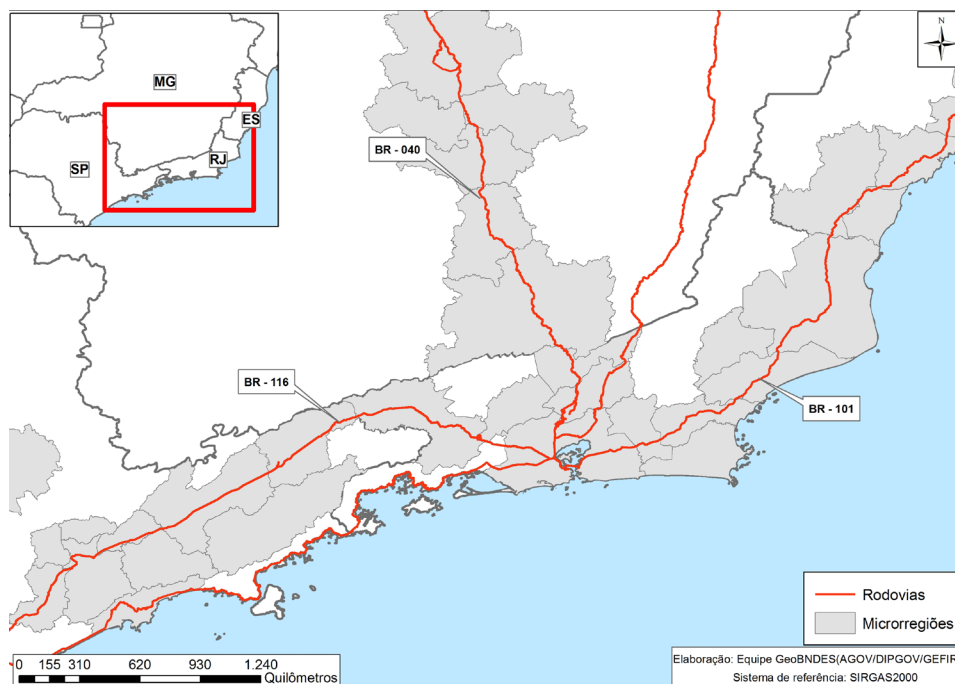
5.1.7.5/ Demanda potencial por GNV

Foram realizados dois cenários para estimar a demanda potencial de GNV pelos transportadores rodoviários de carga: (i) o mais restritivo, que considera a predominância da tecnologia de uso exclusivo do GNV e que, como consequência, impõe limitações à área de influência da solução GNV; e (ii) o mais abrangente, em que se supõe a utilização da tecnologia bicomcombustível, ampliando as rotas atendidas por veículos movidos também a GNV.

Nesse exercício, optou-se por definir um recorte geográfico. Tendo em vista que a região Sudeste concentra grande parte da movimentação de carga rodoviária do país, além de possuir a rede de distribuição e de abastecimento de GNV mais desenvolvida, foram escolhidas 33 microrregiões⁸⁴ do IBGE dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Espírito Santo, lindeiras às rodovias federais BR-040, BR-116 e BR-101, conforme mapa na Figura 5.

Os trechos rodoviários em questão são adjacentes ainda à infraestrutura de transporte de gás, como Gasbel II, Japeri-Reduc, Gasduc III, Gascav, Gastau, Gascar, Gasani II e Gaspal II.

Figura 5 | Mapa do recorte regional da estimativa com destaque para as rodovias federais



Fonte: Elaboração própria.

⁸⁴ As 33 microrregiões escolhidas são: Cachoeiro de Itapemirim, Guarapari, Itapemirim e Vitória, localizados no Espírito Santo; Barbacena, Belo Horizonte, Conselheiro Lafaiete, Itaguara, Juiz de Fora e Ouro Preto, em Minas Gerais; Franco da Rocha, Guaratinguetá, Guarulhos, Moji das Cruzes, Osasco, Paraibuna/Paraitinga, Santos, São José dos Campos, São Paulo, Campinas e Itapeperica da Serra, em São Paulo; e bacia de São João, Campos de Goytacazes, Lagos, Macacu-Caceribu, Macaé, Rio de Janeiro, Santa Maria Madalena, Serrana, Três Rios, Vale do Paraíba Fluminense e Vassouras, no Rio de Janeiro.

A justificativa para a escolha dessas microrregiões vizinhas a essas rodovias federais é que essas rodovias, por margem os gasodutos instalados atualmente, dispõem de infraestrutura para oferecer GNV para os caminhões que transitam nessa região.

5.1.7.6/ Cenário restritivo: uso exclusivo do GNV

Inicialmente, foi desenvolvida uma matriz de distância entre essas microrregiões, em que o centro de cada microrregião é seu município mais populoso. A distância aferida entre os pares de origem e destino considera o trajeto que passa pelos trechos rodoviários elencados anteriormente.

Com relação à movimentação de carga, foi utilizada a matriz de origem-destino de transporte inter-regional de carga desenvolvida e disponibilizada pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Essa matriz foi usada para subsidiar a construção do Plano Nacional de Logística Integrada.

Dessa base, extraiu-se a observação de que a região delimitada nesse estudo é responsável pela movimentação rodoviária de 146 milhões de toneladas por ano de cargas originadas e destinadas nas 33 microrregiões, considerando os fluxos de importação e exportação,⁸⁵ o equivalente a 8,1 milhões de viagens de caminhão tipo.⁸⁶ Note-se que as viagens, nesse cenário, estão circunscritas às regiões com infraestrutura de GNV disponível, tendo em vista a hipótese de adoção da solução tecnológica de uso exclusivo de GNV.

Cabe a ressalva de que essa matriz não fornece informação de movimentação de carga originada e destinada na mesma microrregião, não incluindo, portanto, movimentações em áreas metropolitanas e urbanas. Foram consideradas apenas as trocas realizadas entre as microrregiões.

Embora não haja dados disponíveis para fazer a análise intrarregional, infere-se que esse transporte de carga apenas no interior de uma microrregião é significativo, pois, com base em outra matriz de origem-destino usada no estudo de projeção de tráfego que subsidiou a concessão da rodovia BR-040 em 2008, observou-se que o número de viagens de caminhões intrarregionais era cerca de um terço do número total de viagens inter-regionais. Embora significativo quanto ao volume de carga, o percurso médio desses caminhões

⁸⁵ Para importação, considerou que a origem é o Porto de Santos, enquanto, para exportação, foram considerados os portos de Vitória, para as microrregiões do Espírito Santo, do Rio de Janeiro, para as microrregiões do Rio de Janeiro e de Minas Gerais, e de Santos, para as microrregiões de São Paulo.

⁸⁶ Foi considerado como caminhão tipo aquele que transporta, em média, 18 toneladas, calculado com base nos registros nacionais de transportadores rodoviários de carga disponibilizados pela ANTT. Ressalva-se que esse parâmetro de produtividade do transporte rodoviário tende a ser menor, uma vez que, para além da restrição de peso da carga transportada, existe também a restrição de volume, sendo mais comum no transporte de carga geral. Nesse sentido, é provável que, embora a capacidade média de transporte do caminhão tipo seja de 18 toneladas, a sua produtividade é menor, uma vez que a restrição de volume é atingida primeiro do que a de peso. De modo conservador, optou-se por adotar o uso pleno da capacidade de transporte de 18 toneladas.

é mais curto, o que requer uma frota menor e, por consequência, menor consumo potencial de GNV proveniente do transporte de carga intrarregional.

Em relação às cargas selecionadas na matriz origem-destino, incluiu-se a carga geral, granéis líquidos e granéis sólidos agrícolas. Foi retirada da amostragem a movimentação de carga de granel sólido mineral, uma vez que o perfil de escoamento dessa carga é o uso do modal ferroviário, tais como a MRS, FCA e as malhas da RumoALL.

Por meio da multiplicação das matrizes de origem-destino e de distâncias, foi obtido o valor total do momento de transporte de 34,5 bilhões de TKU.⁸⁷ Por ser um indicador de esforço, a apuração desse valor colabora para estimação da necessidade de consumo de combustível.

Outro parâmetro utilizado foi o de eficiência energética no uso de GNV no transporte de carga, sendo o valor considerado o de 2,5 km/m³, conforme também utilizado anteriormente na seção subseção 5.1.5.2. Esse valor foi obtido por meio das entrevistas com montadoras de caminhões para a produção de caminhões novos com tecnologia dedicada ao consumo de GNV.

Isso posto, foi estimada uma demanda potencial de consumo diário de GNV para transporte de carga inter-regional de 2,1 milhões de m³ por dia,⁸⁸ nas localidades adjacentes dos gasodutos na região Sudeste, em um cenário em que a tecnologia hegemônica é a que faz uso exclusivo de GNV. Essa demanda não considera a demanda potencial proveniente do transporte de carga intrarregional, nem o consumo de GNV em viagens de retorno do caminhão vazio.

5.1.7.7/ Cenário abrangente: bicombustível (*diesel-gás*)

O cenário a seguir é denominado de abrangente porque reduz a limitação de adoção da solução GNV a áreas e rotas que detêm infraestrutura de abastecimento e manutenção, uma vez que a tecnologia de bicombustível confere flexibilidade aos transportadores. Ainda, esse cenário também contempla o transporte de carga nas regiões metropolitanas, os casos de viagens de caminhões com capacidade subutilizadas, vazios ou em trânsito entre origens e destinos que não possuam, necessariamente, infraestrutura de abastecimento de GNV.

A fim de manter a comparabilidade entre os cenários de consumo, foi considerado o mesmo recorte geográfico do cenário anterior, isto é, as mesmas 33 microrregiões. Com base nos dados disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), essa região foi responsável pelo consumo de 8,6 bilhões de litros de *diesel* no ano de 2017.

⁸⁷ Toneladas por quilômetro útil.

⁸⁸ (34,5 bilhões de TKU por ano) : [(18 t) x (2,5 km/m³) x (365 dias)].

No entanto, apenas uma parte desse consumo se deve ao transporte rodoviário de carga, 63,5%. Assim, estima-se que o consumo de *diesel* para transporte de carga foi de 5,4 bilhões de litros naquele ano. Ademais, utilizou-se a taxa de conversão energética do *diesel* para o GNV no valor de 0,92 m³/l.

Conforme descrito anteriormente, a tecnologia de bicombustível para veículos novos, em condições operacionais normais, implica o consumo de GNV na faixa de 60% a 90% do total de combustível. No caso de motores usados convertidos/retrofitados para o uso bicombustível, o veículo apresenta uma faixa inferior de cerca de 30% a 40% do total de combustível. Dessa forma, estima-se que a demanda potencial máxima por GNV na região delimitada e no cenário mais abrangente varie da seguinte maneira:⁸⁹

// Motores *dual-fuel* OEM novos: adotando taxa de substituição de 60% a 90%, a demanda potencial estaria entre 8,2 milhões de m³ por dia e 12,3 milhões de m³ por dia.

// Motores *dual-fuel* convertidos: adotando taxa de substituição de 30% a 40%, a demanda potencial estaria entre 4,1 milhões de m³ por dia e 5,5 milhões de m³ por dia.

Diante desses dois exercícios de estimar a demanda potencial por GNV por parte dos transportadores rodoviários de carga com um recorte geográfico específico, obteve-se uma faixa de consumo diário, que se inicia em 2,1 milhões de m³, considerando as restrições provenientes de uma tecnologia de uso exclusivo do GNV, e termina em 12,3 milhões de m³, no cenário mais abrangente possível.

Caberia, por fim, destacar que os três cenários ora apresentados são otimistas, pois foram realizados segundo a premissa de que a frota de veículos *diesel* (embora em recorte regional específico) é inteiramente voltada para o uso de GNV.

5.1.8/ CONSIDERAÇÕES FINAIS E PROPOSTA DE ATUAÇÃO PARA O BNDES

À luz do exposto no presente documento, é possível sugerir que inexistem barreiras técnicas significativas para que sejam ofertados veículos movidos, exclusivamente ou não, a gás natural.

Todavia, em consonância com as entrevistas em diversas empresas, aspectos como infraestrutura, custo do combustível e preço do veículo são relevantes. Utilizando os custos atuais desses parâmetros, o GNV não se mostrou competitivo para veículos pesados. Como mencionado, o aspecto mais enfatizado foi o da infraestrutura, de forma que, para o mercado de veículos movidos a gás, é visto como essencial a necessidade de investimentos prévios voltados à ampliação da capacidade de distribuição, com ampliação de gasodutos e interiorização do abastecimento para o resto do país.

⁸⁹ (8,6 bilhões de l) x (63,5% x 0,92 m³/l) x [30%; 60%; 90%] : (365 dias).

De qualquer maneira, ainda que não seja o principal fator de estímulo à massificação do uso do gás nos transportes, entende-se que a disponibilidade de um financiamento específico a custo mais atrativo pode contribuir para a redução do custo da propriedade do produto, tornando o veículo a gás mais competitivo em relação ao veículo a *diesel*. Isso passaria não apenas por uma política de redução de *spreads* cobrados pelo BNDES, como também por uma política de credenciamento adequada. Além disso, é possível estimular a coordenação de determinados agentes com o objetivo de incrementar a demanda por gás natural veicular.

5.1.8.1/ Opções de financiamento

Atualmente, o BNDES destaca-se como um dos grandes financiadores do setor de transporte, principalmente por meio do produto BNDES Finame, que concede financiamento para a comercialização de máquinas e equipamentos previamente credenciados, com destaque para sua linha Ônibus e Caminhões. Com o intuito de promover maior capilaridade e permitir o acesso ao financiamento em todas as partes do Brasil, o referido produto é operado, majoritariamente, na modalidade indireta, por meio da rede de agentes financeiros credenciados, que assumem risco total da operação.

Assim, um caminho possível para estímulo ao setor será a adaptação das atuais linhas de financiamento disponíveis no produto BNDES Finame, de forma a propiciar acesso a crédito competitivo, com dois direcionadores: propiciar o aprimoramento da infraestrutura de abastecimento e estimular a comercialização de veículos pesados, novos ou usados, movidos a gás natural.

Dessa forma, é possível aventar a atuação do BNDES contemplando a adaptação das linhas de financiamento da seguinte forma:

// Financiamento à aquisição de máquinas e equipamentos novos necessários para comercialização de gás natural: Consiste em adaptar a linha BK Aquisição – Demais BKs, de tal forma que tenha uma diferenciação na aquisição de máquinas e equipamentos voltados para abastecimento de veículos movidos a gás natural. Entendendo a importância do desenvolvimento dessa infraestrutura, propõe-se que a participação financiada pelo BNDES sobre os investimentos seja de até 100% para as micro, pequenas e médias empresas (MPME) – mantendo, portanto, essa condição atual – e majorada para até 90% para os demais portes de empresa. Adicionalmente, propõe-se uma remuneração básica de 0,9% ao ano, para todos os portes de empresa. Cabe mencionar que a remuneração proposta é equivalente à praticada pelo BNDES no apoio ao financiamento de máquinas e equipamentos voltados para a produção de energias renováveis.

// Financiamento à aquisição de ônibus e caminhões novos movidos a gás natural: Consiste em adaptar a linha BK Aquisição – Ônibus e Caminhões, de tal forma que

ocorra a diferenciação dos movidos a gás natural em relação aos demais. Entendendo a importância do direcionamento do crédito para a comercialização de tais veículos, propõe-se que a participação financiada pelo BNDES sobre os investimentos seja de até 100% para as MPMEs – mantendo, portanto, essa condição atual – e majorada para até 90% para os demais portes de empresa. Adicionalmente, propõe-se uma remuneração básica de 0,9% ao ano, para todos os portes de empresa. Cabe mencionar que a remuneração proposta é equivalente à praticada pelo BNDES no apoio ao financiamento de comercialização de veículos elétricos.

// Financiamento à aquisição de ônibus e caminhões usados movidos a gás natural: Consiste em adaptar a linha BK Aquisição – Ônibus e Caminhões de forma a propiciar o financiamento dos veículos usados movidos a gás natural. Essa modificação poderia contribuir para o desenvolvimento do mercado secundário voltado, principalmente, para caminhoneiros autônomos e, no caso de ônibus, à revenda para municípios do interior. Entendendo a importância do mercado secundário, propõe-se que a participação financiada pelo BNDES sobre os investimentos seja de até 100% para as MPMEs e de até 90% para os demais portes de empresa. Adicionalmente, propõe-se uma remuneração básica de 1,3% ao ano, para todos os portes de empresa.

// Financiamento a equipamentos para a conversão de ônibus e caminhões usados de *diesel* para bicomcombustível (*diesel-gás*). Embora, segundo as informações disponíveis, essa alternativa demonstre não ser a mais eficiente, essa possibilidade poderia ser financiável, por causa do menor custo em relação a, por exemplo, alterar toda a estrutura do motor *diesel* ou trocá-lo por um novo.

Cabe destacar que, recentemente, foi lançado o produto BNDES Finame Direto, que consiste em um crédito direto entre o BNDES e o cliente para a aquisição de máquinas e equipamentos. Sendo assim, entende-se que as alterações dispostas nos itens (i) e (ii) poderiam também ser replicadas para o modelo direto de modo a potencializar as ações sugeridas.

5.1.8.2/ Credenciamento (BNDES Finame e Cartão BNDES)

O BNDES Finame e o Cartão BNDES permitem o credenciamento de ônibus e caminhões movidos a qualquer combustível, com exceção dos caminhões com PBT abaixo de 3,5 t, que só podem ser credenciados no Cartão BNDES. Os carros de passeio não são itens passíveis de credenciamento, independentemente do combustível utilizado, tanto na Finame quanto no Cartão BNDES.

Foram realizadas simulações preliminares acerca dos índices de credenciamento de ônibus e caminhões a gás no BNDES, considerando um cenário em que os veículos têm a seguinte configuração:

// Motores a gás importados, com custo 50% superior ao do motor a *diesel* original do respectivo modelo.

// Cilindro de armazenamento de gás em fibra de carbono, que permitiria uma autonomia aproximada de 1.200 km para os caminhões e 600 km para os ônibus.

Nessas simulações preliminares, utilizando alguns modelos específicos de caminhões e ônibus, esses veículos atingiriam índices muito próximos – ora inferiores, ora superiores – ao patamar mínimo requerido para o credenciamento (mínimo: IC = 50%) (Tabela 21).

Tabela 21 | Simulações dos índices de credenciamento para ônibus e caminhão a gás

	Caminhões				Chassis de Ônibus	
	Empresa X		Empresa Y	Empresa Z	Empresa X	
	Modelo CX1	Modelo CX2	Modelo CY1	Modelo CZ1	Modelo OX1	Modelo OX2
Tipo	Trator	Chassis	Trator	Trator	Rodoviário	Urbano
Potência (HP)	450	280	440	440	460	310
IC Versão Gás	42,5%	44,5%	52,1%	51,5%	51,3%	44,1%

Fonte: Elaboração própria.

Com base na análise das simulações, torna-se recomendável elaborar uma proposta específica para o credenciamento desses veículos, estabelecendo-se índices mínimos diferenciados e elevando tal exigência ao longo do tempo de forma a convergir, em um prazo a ser definido, aos patamares de índices mínimos padronizados.

No momento de elaboração do presente documento, tal proposta já se encontra em fase final de desenvolvimento, no âmbito do projeto interno de Mobilidade de Baixo Carbono.

5.1.8.3/ Cooperação e fomento a projetos pilotos

Por fim, também é possível vislumbrar ações que estimulem o lado da demanda por veículos a gás para transporte. Isso poderia ganhar mais concretude se aplicado ao segmento de transporte público coletivo urbano de passageiros. Nesse caso, uma vantagem desse segmento é tratar-se de serviço público regulamentado, em que o poder de regulação permite ao gestor estimular a(s) tecnologia(s) desejada(s).

Pode-se desenhar uma cooperação entre o BNDES e estados da federação para elaboração de projetos pilotos. Um exemplo dessa parceria conjunta poderia ser o Rio de Janeiro, estado que conta com disponibilidade de gás natural e poderia utilizar projetos pilotos como forma de impulsionar a monetização desse combustível.

Assim, BNDES e estados, bem como outros atores pertinentes, podem atuar de forma coordenada na elaboração de um projeto piloto que estimule o uso de gás natural como combustível para frota de veículos pesados. Esse projeto poderia se dar em rota intermu-

nicipal/interestadual selecionada, com acompanhamento de desempenho operacional de eficiência, mensuração de investimentos necessários, prazo para desenvolvimento de soluções a gás para veículos de passageiros etc. Tal desenho poderia servir de aprendizado para a identificação de oportunidades futuras, para avaliação do modelo de negócios e para eventuais replicações da iniciativa.

5.2/ Gás natural para embarcações

5.2.1/ INTRODUÇÃO

O uso do gás natural no setor de transportes pode ir além do uso em automóveis, caminhões ou ônibus. Outra aplicação, que vem ganhando força no mundo ao longo dos anos e com um grande potencial, é sua utilização como combustível para embarcações por meio do GNL. Segundo a DNV-GL, empresa internacional de certificação de embarcações, o uso do GNL já é uma solução provada e comercialmente disponível. Destaque-se que as embarcações que cruzam os oceanos transportando o GNL (navios metaneiros ou gaseiros) são, elas próprias, movidas a GNL. Entretanto, a adoção do gás natural em outros tipos de embarcações só começou a avançar graças aos preços competitivos do gás natural, em conjunto com a legislação ambiental cada vez mais restritiva.

De fato, a navegação utiliza enormes quantidades de “óleo *bunker*”, um óleo pesado que é subproduto do refino de petróleo e causador de grande impacto ambiental. Para uma estimativa do volume de combustível envolvido, basta lembrar que, em velocidades normais, um navio consome entre 100 e 250 toneladas de combustível por dia, dependendo de seu porte,⁹⁰ e, também, que a frota global na marinha mercante é superior a 50 mil navios.⁹¹

5.2.2/ NOVA REGULAÇÃO INTERNACIONAL PARA EMISSÕES DE SO_x

Além do aspecto quantitativo, há também a qualidade dessas emissões, que são altamente poluentes, por causa do elevado teor de enxofre. O limite atualmente aceito pela regulação marítima internacional é de 3,5% (percentual em massa), ao passo que a média global do *bunker* queimado contém cerca de 2,7%. Segundo a International Maritime Organization (IMO), da Organização das Nações Unidas (ONU),⁹² a regulação para reduzir emissões de óxidos de enxofre (SO_x) iniciou em 2005, sob o Anexo VI da Convenção Internacional para Prevenção de Poluição de Navios (conhecida por Convenção Marpol). Desde então, os limites do poluente vêm sendo progressivamente diminuídos e, a partir de janeiro de 2020, o limite de emissões

⁹⁰ https://transportgeography.org/?page_id=5955.

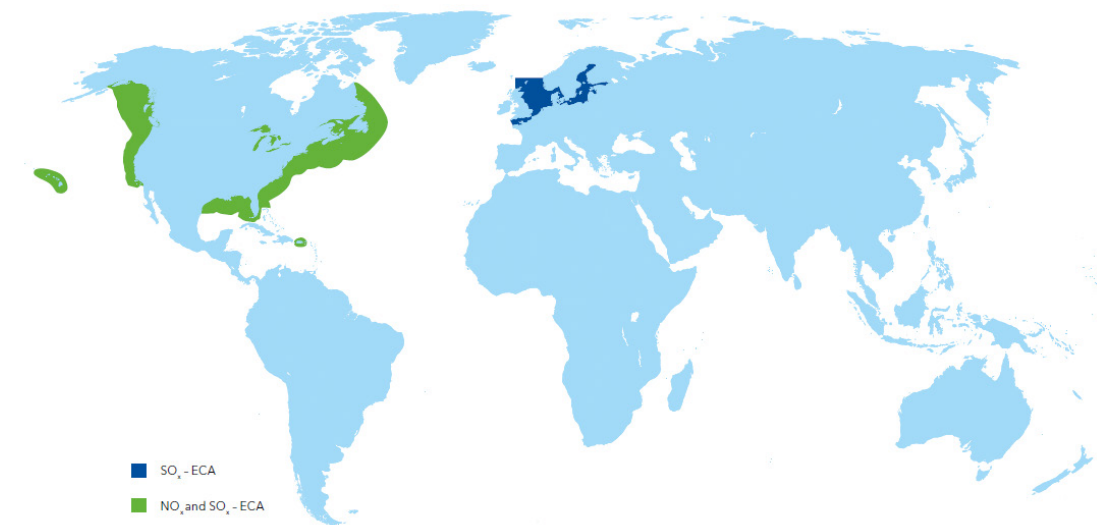
⁹¹ <https://stats.unctad.org/handbook/MaritimeTransport/MerchantFleet.html>.

⁹² <http://www.imo.org/en/mediacentre/hottopics/pages/sulphur-2020.aspx>.

será reduzido a 0,5%. O novo limite é obrigatório e igual para os navios de todos os estados-partes – que integram a ONU.

Destaque-se que, nas chamadas *emission control areas* (ECA), o limite atual é de 1% e passará a 0,1% em janeiro de 2020. Tais áreas foram estabelecidas para mitigar o impacto da poluição decorrente da navegação marítima nas populações costeiras (ver Figura 6).

Figura 6 | *Emission control areas* (ECA)



Fonte: DNV GL. *Preparing for low sulphur operation*. Technical update. Hamburg, Nov. 13, 2014. Disponível em: https://www.dnvgl.com/Images/Technical_Update_dnvgl-preparing-for-low-sulphur_tcm8-7492.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Duas questões surgem no âmbito da restrição ao SO_x :

- // Quais os impactos no mercado de combustíveis?
- // O uso do GNL como combustível para embarcações é uma alternativa viável?

No Brasil, a Petrobras não deverá ter dificuldades para fornecer o combustível nas novas especificações, pois praticamente já se enquadra dentro das novas regras. Além disso, a empresa projeta que alterações de mercado e preços gerados pela IMO 2020 terão impacto no mundo todo:

Como uma das principais produtoras e exportadoras de óleo combustível com baixo teor de enxofre (BTE), a Petrobras espera uma valorização no mercado internacional deste derivado e dos petróleos brasileiros, que possuem baixo teor de enxofre, com a entrada em vigor da nova regra.⁹³

⁹³ Ver: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/navegacao-e-marinha/petrobras-considera-possivel-expandir-venda-de-bunker-no-mercado-mundial>. Acesso em: 15 mai. 2019.

Além do *bunker* com a nova especificação, há possibilidade de uso do *diesel* marítimo (MGO), com mínimas alterações operacionais nas embarcações, e, com o incremento nessa demanda, é possível que refinarias com capacidade de fabricar o combustível invistam no aumento dessa produção, mais rentável.⁹⁴ Outro fator que aponta para forte aumento na demanda do MGO é sua utilização em *blends*, com óleos com maior teor de enxofre.

Destaque-se que é possível o atendimento à IMO 2020, mesmo com *bunker* de alto teor de enxofre, se for instalado um equipamento para “limpeza” da exaustão – o *scrubber*. Entretanto, há um alto custo de capital envolvido, tempo de parada para a instalação, bem como dúvidas sobre a disponibilidade do óleo de alto teor de enxofre. Isso sugere que em um primeiro momento os armadores devem preferir a troca de combustível para avaliar com mais precisão os impactos em seus preços e disponibilidades.

5.2.3/ O FUTURO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA PELOS NAVIOS

A questão das emissões de CO₂ e outros GEE pelos navios também está sob escrutínio da IMO. Em abril de 2018, a organização adotou uma estratégia inicial para redução de tais gases e definiu seu “nível de ambição” de reduzir em 40% as emissões de GEEs até 2030 e 50% até 2050, em comparação ao ano de 2008.

Embora as estratégias para atingir tal meta ainda estejam em processo de construção, uma medida concreta e legalmente vinculante foi a adoção de medidas de eficiência energética. Por exemplo, foram estabelecidas referências para a utilização de combustíveis para diferentes capacidades de carga (Gráfico 10). Navios construídos no futuro deverão ser progressivamente mais eficientes, de modo que, em 2025, todos os recém-construídos deverão ser 30% mais eficientes no consumo energético do que os entregues em 2014.⁹⁵

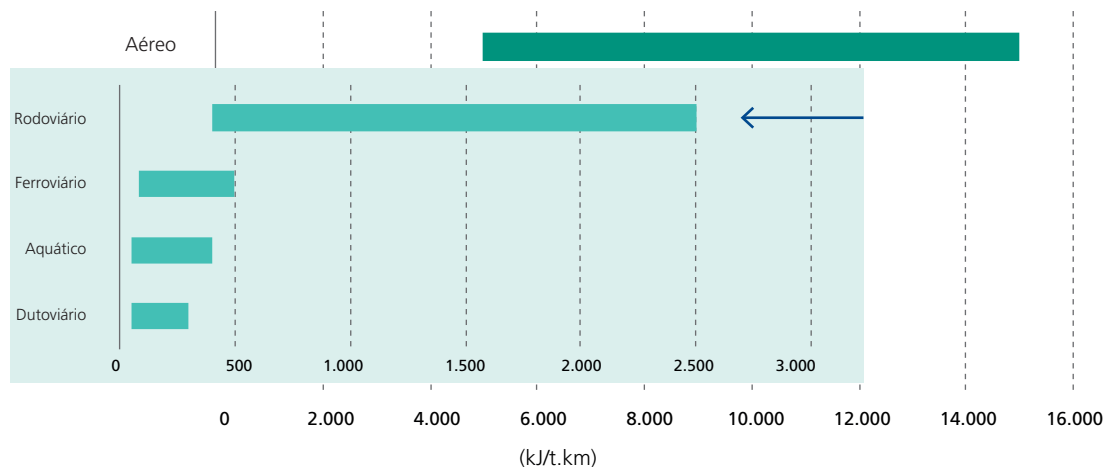
Destaque-se que o transporte marítimo é muito eficiente quando se compara a carga transportada com a energia empregada. Além disso, suas emissões de GEEs são menores do que as do transporte rodoviário (ver gráficos a seguir). Entretanto, segundo relatório do Parlamento Europeu,⁹⁶ se mantidas as condições de negócios como as atuais (cenário *business as usual*), o transporte marítimo continuará a aumentar suas emissões de CO₂, em termos absolutos e relativos, uma vez que o crescimento da demanda de transportes tende a ser mais forte do que os ganhos de eficiência. Com isso, a participação do transporte marítimo nas emissões de CO₂ por atividade poderia passar dos atuais 3% a 4% para 17% em 2050.

⁹⁴ Ver: <http://portallubes.com.br/2019/04/imo-2020/>. Acesso em: 15 mai, 2019.

⁹⁵ <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/GHG/Pages/default.aspx>.

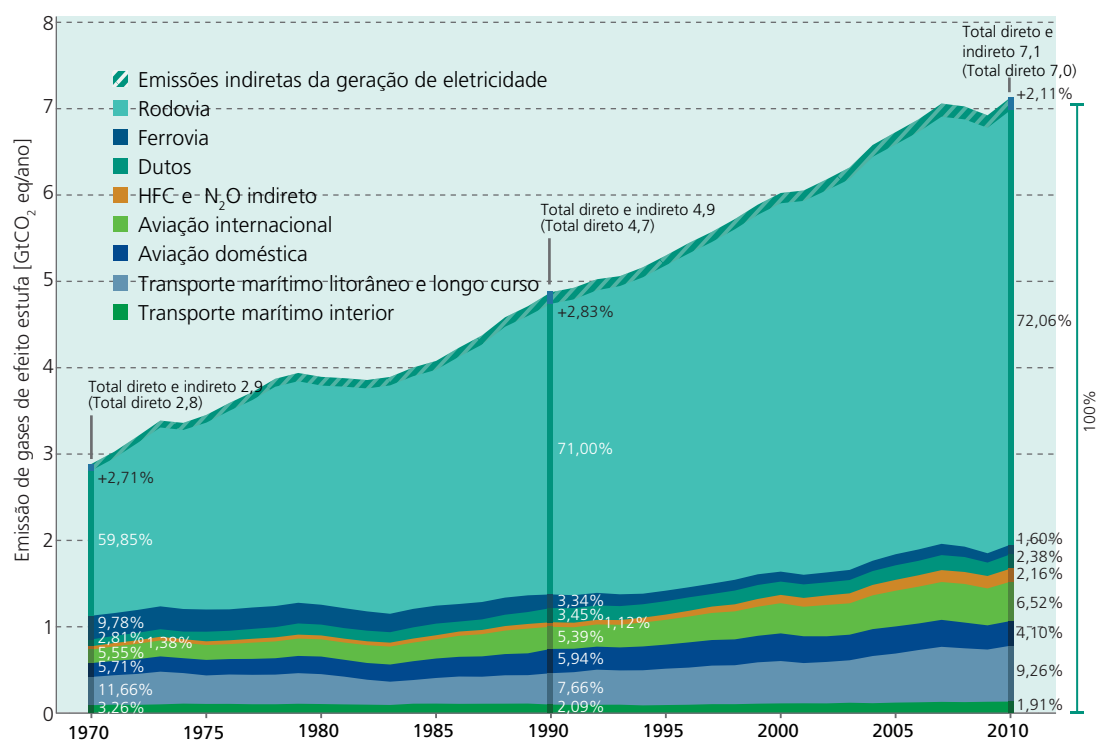
⁹⁶ Ver: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/569964/IPOL_STU\(2015\)569964_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/569964/IPOL_STU(2015)569964_EN.pdf).

Gráfico 10 | Uso de energia em transporte de carga



Fonte: Adaptado de D'AGOSTO, M. *Apresentação. A importância da eficiência energética no contexto das cidades.* Disponível em: www.cidades.gov.br/images/stories/ArquivosSEMOB/ArquivosPDF/eficiencia/eventos/3.-aimportanciaaeficienciaenergeticanointextodascidades.pdf. Acesso em: 15 mai. 2019.

Gráfico 11 | Emissões GEE por modal de transporte



Fonte: Adaptado de SIMS, R. *et al. Transport.* In: EDENHOFER, O. *et al. (eds.). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge/UK: Cambridge University Press, 2014. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter8.pdf. Acesso em: 15 jun. 2019.

Nota: As emissões indiretas da produção de combustíveis, fabricação de veículos, construção de infraestrutura etc. não estão incluídas.

5.2.4/ O GÁS NATURAL NA PROPULSÃO DE EMBARCAÇÕES

Diante das regulações mais restritivas, o gás natural (GN), o hidrocarboneto de queima mais limpa, tem se tornado uma opção como *bunker* de navios. Sua versão liquefeita (GNL) ocupa 1/600 do volume daquele ocupado pela forma gasosa, ao ser mantido a temperatura baixa (-162° C) em contêineres altamente isolados termicamente.

Com o GNL, as emissões de SO_x, NO_x e particulados são próximas a zero. No entanto, para as emissões de GEEs, o combustível não é uma bala de prata, embora possibilite alguma redução. Nesse caso, “do poço à onda” (*well-to-wheels* – WtW, no jargão em inglês), ou seja, desde a produção do hidrocarboneto até sua queima nos navios, estudos indicam uma redução de emissões de GEEs entre 14% e 21% para motores de dois tempos (mais lentos, a grande maioria) e entre 7% e 15% para motores de quatro tempos (média velocidade). Uma mistura de 20% de biometano pode reduzir em mais 13% tais emissões de GEEs.⁹⁷

A curva de adoção dos navios a GNL fica clara comparando-se sua frota total em 2010, que era de 21 embarcações, com a frota atual, que, segundo a DNV-GL, totaliza 247 navios em operação ou encomendados, além de outros 110 cujo projeto os torna conversíveis para o combustível.⁹⁸ Estes últimos são projetados para uma fácil conversão para instalar os sistemas necessários para operar com GNL. Além disso, o desenvolvimento tecnológico tem possibilitado a aplicação em variados tipos de embarcações, não somente nas mais leves. Por exemplo, em seu relatório,⁹⁹ a DNV-GL aponta o uso em navios de cruzeiro, porta-contêineres, navios-tanque, PSVs (embarcações de apoio a plataformas de petróleo), entre outros. Na Nor-Shipping, feira norueguesa de navegação, em junho de 2019, um petroleiro de alta capacidade tipo Aframax, o *Gagarin Prospect*,¹⁰⁰ entregue pela Hyundai Samho Heavy Industries em julho de 2018, recebeu o prêmio de “navio da próxima geração”. Os avaliadores consideraram ousada a decisão de construí-lo, pois quando foi tomada, sete anos atrás, a infraestrutura de distribuição do combustível ainda era muito restrita.

A Figura 7 apresenta um mapa de calor, com as áreas em que atualmente operam as embarcações a GNL.

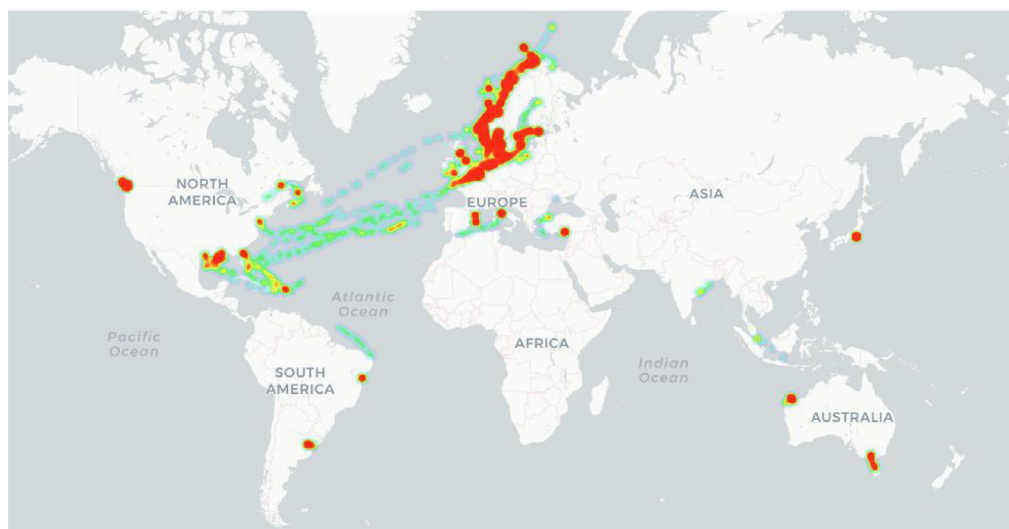
⁹⁷ <https://sea-lng.org/independent-study-reveals-lng-reduces-shipping-ghg-emissions-by-up-to-21/>

⁹⁸ A contagem não inclui navios metaneiros ou aqueles que operam em territórios internos de países.

⁹⁹ DNV-GL. Maritime: LNG regulatory update. In: BEST FUEL OF THE FUTURE, CONFERENCE & STUDY TOUR. 10 Apr., 2018. Disponível em: <http://www.golng.eu/files/Main/20180417/2.%20Ole%20Vidar%20Nilsen%20-%20DNV%20GL.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2019.

¹⁰⁰ Ver: <http://www.nor-shipping.com/gagarin-prospect-chosen-as-nor-shipping-2019-next-generation-award-winner/>

Figura 7 | Mapa de calor das áreas atualmente cobertas por embarcações a GNL



Fonte: DNV-GL. Maritime: LNG regulatory update. In: BEST FUEL OF THE FUTURE, CONFERENCE & STUDY TOUR. 1o Apr. 2018. Disponível em: <http://www.golng.eu/files/Main/20180417/2.%20Ole%20Vidar%20Nielsen%20-%20DNV%20GL.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2019.

A DNV-GL avalia que as encomendas de novas embarcações apontam para uma adoção mais distribuída globalmente do que o indicado na Figura 7, sendo o modelo *dual-fuel* a opção preferida (78% das encomendas). No mercado, já há motores que podem operar em qualquer proporção entre 0% e 95% de gás natural, nas quais um mínimo de óleo combustível é suficiente para detonar a mistura.

Novos atores estão confiando no crescimento dessa alternativa tecnológica. Por exemplo, em novembro de 2018, o governo sul-coreano comprometeu-se a adquirir 140 navios movidos a GNL até 2025, como forma de suportar pequenos e médios estaleiros e revitalizar o setor. A Coreia do Sul, por intermédio do Korean Development Bank (KDB) e de outros órgãos oficiais, proverá US\$ 620 milhões em crédito e outros US\$ 886 milhões em garantias ao setor. Esse estímulo governamental levou a norueguesa DNV-GL e o grupo coreano Keppel a assinar acordo para fomentar o uso do GNL como *bunker* para navios. Tais movimentos estão em linha com um relatório conjunto do KDB e da agência de promoção comercial daquele país, que projetam que, até 2025, os navios a GNL atingirão 60% das ordens de compra.¹⁰¹

Vários entes privados também se movimentam no impulso à tecnologia. Exemplo disso é a SAE/LNG, que se propõe a estimular a adoção do GNL e “criar confiança” entre os elos da cadeia de valor. No site da organização, vê-se que entre seus membros estão desde sociedades de engenharia de classificação a petroleiras, estaleiros e fabricantes de motores: ABS, DNV-GL, Lloyd’s, GE Marine, Keppel, Mitsui, Naturgy, Porto de

¹⁰¹ <http://www.seatrade-maritime.com/news/asia/lng-powered-ships-to-account-for-60-of-new-orders-by-2025-korean-study.html>

Rotterdam, Shell, Total, MAN e Wartsila, entre outros. O excerto a seguir, em tradução livre do site da organização, sintetiza sua visão sobre a viabilidade financeira e econômica para navios a GNL:¹⁰²

A propulsão a GNL já se provou viável economicamente para atender aos limites em certas ECAs dos EUA e Europa. Também pode ser uma solução econômica para navegação em alto-mar para navios comerciais que passem pelo menos 50% de seu tempo em ECAs.

Os aspectos econômicos são mais desafiadores para navios que transportam contêineres e granéis em alto-mar. Entretanto, a implementação do limite global de 0,5% de enxofre imposto pela IMO pode suportar o crescimento do GNL, uma vez que provavelmente impactará preços do *diesel* marítimo (MGO) e do óleo *bunker* de baixo teor de enxofre (LSFO). Por outro lado, os “*scrubbers*” requerem investimentos relevantes de capital, são operacionalmente complexos e possuem questões de tratamento de resíduos.

A visão da SEA/LNG é que há um considerável caminho para reduzir o Capex para equipamentos de GNL relevantes, por meio de projetos de tanques e novas embarcações. Isso será movido por escala, experiência, investimentos em P&D de fabricantes de equipamentos, inovações de projetos por parte dos estaleiros, tanto para novas embarcações, quanto para *retrofitting*.

O Capex para um navio movido a GNL varia de acordo com o sistema aplicado, mas a estimativa de mercado é que seu custo seja entre 20% e 30% superior a um navio convencional de mesmo porte.¹⁰³ Desse modo, a evolução dos preços nos óleos combustíveis para navegação depois da entrada em vigor da IMO-2020 é que ajudará a construir para o uso do GNL no longo prazo, uma vez que o custo do combustível pode representar de 60% a 80% dos custos operacionais.¹⁰⁴

5.2.5/ PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

Atualmente, não se esperam, no curto prazo, embarcações movidas a GNL para o apoio marítimo, ou para a cabotagem, uma vez que não há previsão de ECAs no país. Além disso, a frota nacional de navios de apoio a plataformas é relativamente nova, pois passou por processo recente de renovação com as embarcações encomendadas pela Petrobras.¹⁰⁵

¹⁰² <https://sea-lng.org/lng-as-a-marine-fuel/commercial-economic-case/>

¹⁰³ KIM, H. *A case study: an economic evaluation of LNG fuel for new ships of Korean ship owners*. 2017. Disponível em: https://commons.wmu.se/cgi/viewcontent.cgi?article=1557&context=all_dissertations. Acesso em: 15 mai. 2019.

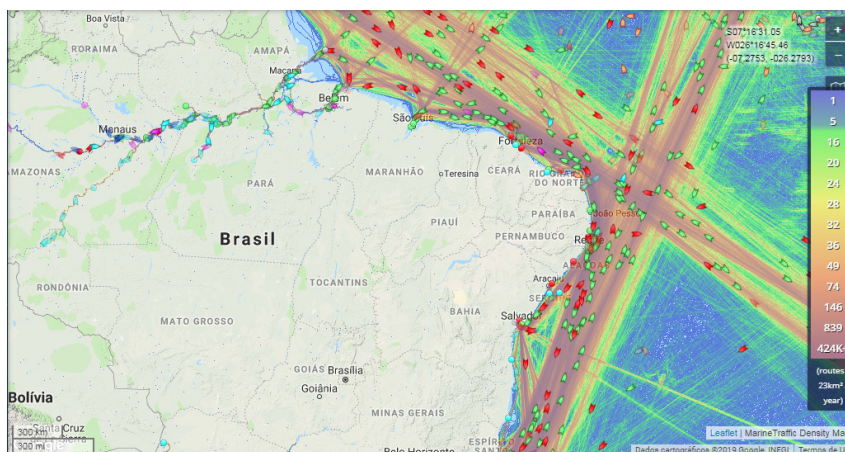
¹⁰⁴ Ver <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/07/A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf>

¹⁰⁵ A Petrobras fornece o combustível para seus prestadores de serviços marítimos e disponibilizará o óleo *bunker* de baixo teor de enxofre que a legislação marítima exigirá.

Para uma perspectiva do GNL na navegação de cabotagem no Brasil, haveria uma oportunidade para novos navios no longo prazo, dependendo da evolução dos preços do gás natural, uma vez que no curto prazo há capacidade ociosa no setor. A inexistência de uma infraestrutura para abastecimento do GNL nos portos do país pode atrasar sua adoção, e o desenvolvimento dessa infraestrutura não se justificaria por meio da cabotagem, que representa cerca de 5% da movimentação portuária, mas sim da navegação marítima de longo curso.¹⁰⁶

No futuro, o Porto do Açu, que se propõe a ser um “hub de gás”, poderia ser um local de abastecimento de GNL para embarcações que passam na região Sudeste. O Nordeste, pela alta movimentação de rotas internacionais em seu entorno, graficamente representada na Figura 8, também seria um local potencial para abastecimento de GNL no país para embarcações de longo curso.

Figura 8 | Tráfego marítimo de grandes embarcações – regiões Norte e Nordeste



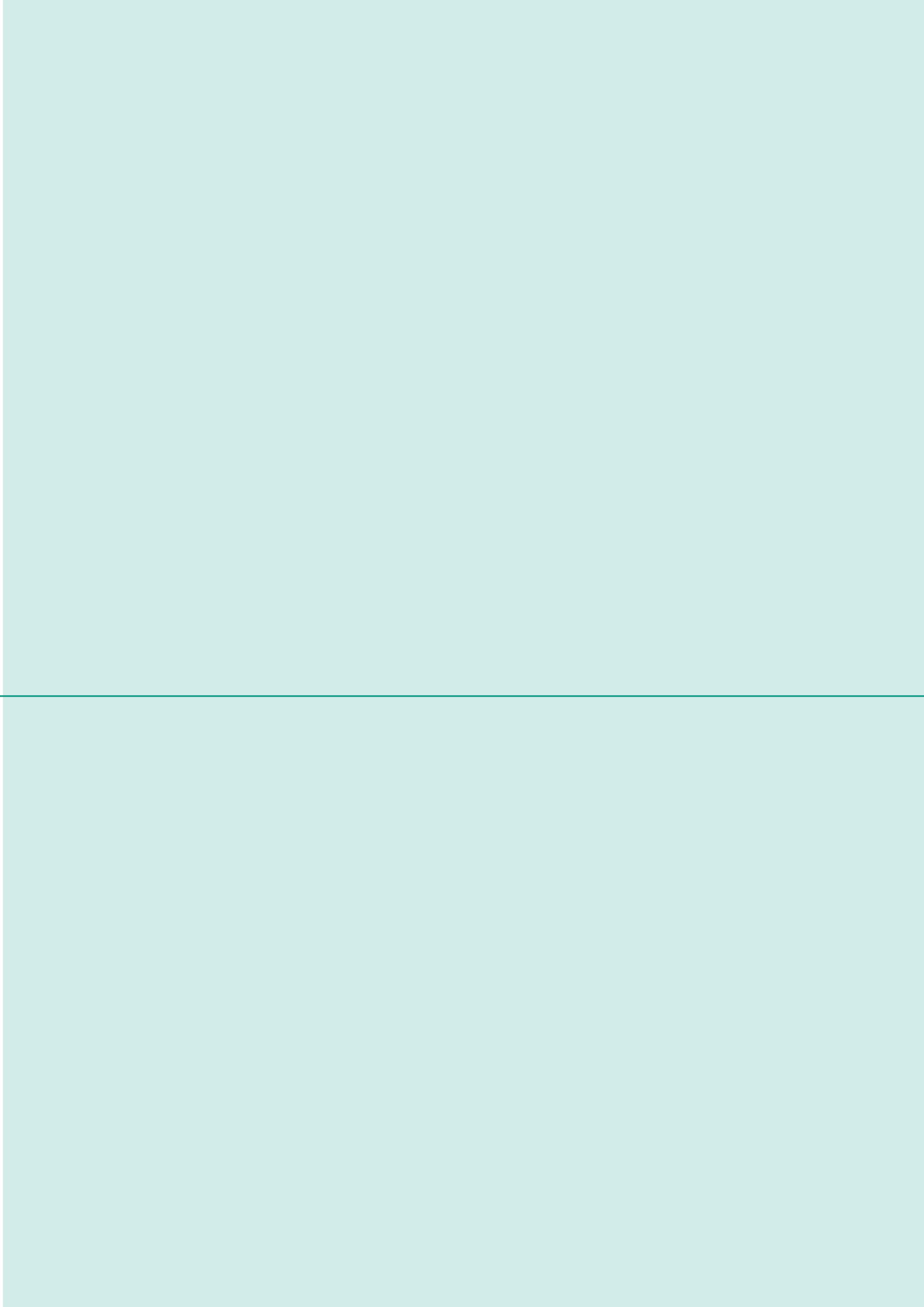
Fonte: MARINE TRAFFIC. *Live map – density maps*. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/>. Acesso em: 10 jun. 2019.

Além disso, existe a possibilidade de adoção do gás natural no país para embarcações de menor porte, que operam em zonas urbanas, como barcas de carros e passageiros. Nesse caso, o percurso restrito permitiria o uso do GNC, já disponível em vários municípios, como no Rio de Janeiro. Nessa seara, o BNDES já foi sondado por investidores interessados em construir rebocadores portuários (embarcações que auxiliam na atracação e desatracação de embarcações maiores) a gás. Cabe destacar que, no momento, existe um processo modesto de renovação de parte da frota de rebocadores no Brasil, pois parte dela se encontra com idade muito avançada e obsoleta para o porte dos grandes navios de longo curso.

¹⁰⁶ Segundo entrevista com o representante do Sindicato Nacional das Empresas de Navegação Marítima (Syndarma), em 7 mai. 2019.

O setor conta com o Fundo da Marinha Mercante (FMM), que oferece crédito de longo prazo para empresas brasileiras adquirirem ou construírem embarcações no país. Também apoia a construção da embarcação no país, mesmo que esta seja utilizada no exterior.

Em suma, existe um potencial de demanda de gás natural no setor naval, no longo prazo, que pode ser explorado com o passar dos anos, pois parte da frota de navios de cabotagem brasileira, bem como a frota de rebocadores portuários, tem idade avançada. Adicionalmente, a depender da evolução do setor brasileiro de óleo e gás, depois do ano de 2030 pode ser necessário construir novas embarcações dedicadas ao setor, que, por sua vez, poderiam ser movidas a gás natural.





// CAPÍTULO 6

**ASPECTOS LEGAIS
SOBRE COMERCIALIZAÇÃO
E CONSUMIDOR LIVRE**

6.1/ O consumidor livre e as práticas regulatórias na distribuição e comercialização de gás natural canalizado

6.1.1/ INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as boas práticas regulatórias na indústria de distribuição e comercialização de gás natural canalizado, com ênfase na figura do consumidor livre.

Assim, depois de apresentar um panorama da cadeia de distribuição de gás canalizado, será abordada a figura do consumidor livre, abrangendo conceito, competência legislativa, regulatória e previsão legal e apresentando os principais aspectos da regulação dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro sobre o tema. Por fim, serão discutidas as diretrizes e boas práticas na indústria, bem como a necessidade de competição na oferta de gás natural ao mercado, a fim de que se torne eficaz a figura do consumidor livre.

6.1.2/ A DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO BRASIL – VISÃO GERAL

Consoante o art. 177, § 1º, da Constituição Federal, a União poderá contratar, de empresas estatais ou privadas, observadas as condições estabelecidas em lei, a realização das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural; a refinação de petróleo nacional ou importado; a importação e exportação dos produtos e derivados de petróleo e gás natural; e o transporte marítimo ou por meio de duto desses energéticos.

O referido dispositivo constitucional encontra-se regulamentado pela Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que “dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências”.

Com a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás), o legislador criou normatização específica para a cadeia do gás natural, destacando-se da Lei do Petróleo naquilo que é peculiar ao setor e mantendo as regras desta para os aspectos comuns às atividades da indústria do petróleo em geral.

O constituinte atribuiu aos estados a competência para o exercício da atividade de distribuição de gás natural canalizado, conforme prevê o art. 25, § 2º, da Constituição Federal, segundo o qual “os Estados poderão explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado”. A partir da nova redação dada ao referido dispositivo pela Emenda Constitucional 5/1995, tornou-se possível a outorga de concessão pelos estados a companhias privadas, e não apenas seu exercício por meio de estatais.

Assim, as atividades econômicas que compõem o setor recebem tratamento constitucional distinto. Na extração (pesquisa e lavra) e importação/exportação do gás natural,

bem como em seu transporte por meio de gasoduto, cabe à União o papel de regulador, sendo consideradas atividades econômicas em sentido estrito, exploradas fora do regime de direito público. Por sua vez, a prestação dos serviços locais de distribuição de gás canalizado está inserida na competência regulatória dos estados, sendo que o constituinte conferiu a essa atividade a natureza de serviço público em razão da referência ao regime de concessão para delegação da exploração a particulares.¹

A partir da década de 1990, os estados brasileiros passaram a instituir suas concessionárias de gás natural, à exceção dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, que, naquela altura, já possuíam empresas de distribuição local de gás canalizado. Paralelamente, foram criadas agências ou secretarias de regulação pelos estados, de caráter multissetorial, a fim de exercer a regulação e fiscalização da atividade de distribuição de gás canalizado no âmbito de seus territórios. Aos órgãos reguladores estaduais, competem, inclusive, a execução do contrato de concessão, a fixação das tarifas, bem como o acompanhamento das metas de investimento e a qualidade do serviço prestado.

Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos que, depois da aprovação da Emenda Constitucional 5/1995, privatizaram suas companhias distribuidoras de gás, que passaram ao controle da iniciativa privada. Também são os únicos que contam com mais de uma distribuidora em seu território, sendo três em São Paulo e duas no Rio de Janeiro. O Quadro 1 mostra as principais distribuidoras, por região, e respectivos prazos da concessão.

Quadro 1 | Distribuidoras de gás natural

Distribuidora	Concessão
Região Norte	
Cigás – Companhia de Gás do Amazonas	30 anos, a contar da assinatura do contrato, podendo ser prorrogado por igual período.
Rongás – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	25 anos, a contar da assinatura do contrato, podendo ser prorrogado por igual período.
Gás do Pará – Companhia de Gás do Pará (*)	Informação não disponível.
Gasap – Distribuidora do Amapá (*)	Informação não disponível.
Região Nordeste	
Algás – Gás de Alagoas S.A.	50 anos, a contar da assinatura do contrato (17.9.1993).

(Continua)

¹ Sujeita-se, portanto, ao regime instituído no art. 175 da Constituição Federal e regulado pela Lei 8.789/1995 (Lei de Concessões de Serviços Públicos), que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos.

(Continuação)

Distribuidora	Concessão
BahiaGás – Companhia de Gás da Bahia	50 anos, a contar da publicação do Decreto Estadual 4.401/1991 (12.3.1991), prorrogável pela vontade das partes.
Cegás – Companhia de Gás do Ceará	50 anos, a contar da assinatura do contrato (30.12.1993).
Copergás – Companhia Pernambucana de Gás	50 anos, a contar da assinatura do contrato (5.11.1992).
Gasmar – Companhia Maranhense de Gás (*)	De 2.7.2002 a 10.6.2031, prorrogável por mais 30 anos.
Gaspisa – Companhia de Gás do Piauí (*)	De 26.3.2002 a 24.5.2031, prorrogável por mais 30 anos.
Pbgás – Companhia Paraibana de Gás	50 anos, a contar da assinatura do contrato (30.12.1994).
Potigás – Companhia Potiguar de Gás	50 anos, a contar da assinatura do contrato (21.12.1994).
Sergás – Sergipe Gás S.A.	50 anos, a contar da assinatura do contrato (27.12.1993), prorrogável por igual período.
Região Centro-Oeste	
Cebgás – Companhia Brasileira de Gás (*)	De 8.5.2001 a 9.1.2030, prorrogável por mais 30 anos.
Goiagás – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	De 19.9.2001 a 14.8.2030, prorrogável por mais 30 anos.
MSGás – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	30 anos, a contar da assinatura do contrato, (29.7.1998), prorrogável por igual período.
MTGás – Companhia Mato-Grossense de Gás (*)	Informação não disponível.
Região Sudeste	
BR Distribuidora S.A. – ES	50 anos, a contar da assinatura do contrato (1.12.1993), prorrogável pela vontade das partes.
CEG – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	30 anos, a contar da assinatura do contrato (21.1.1997), prorrogável por igual período, por uma só vez.
CEG Rio S.A.	30 anos, a contar da assinatura do contrato (21.1.1997), prorrogável por igual período, por uma só vez.
Comgás – Companhia de Gás de São Paulo	30 anos, a contar da assinatura do contrato (31.1.1999), prorrogável uma única vez por 20 anos.
Gás Brasileiro Distribuidora S.A.	30 anos, a contar da assinatura do contrato (10.12.1999), prorrogável uma única vez por 20 anos.
Gasmig – Companhia de Gás de Minas Gerais	30 anos, prorrogáveis, contados a partir da publicação da Lei 11.021/1993, de 11.1.1993.
Gás Natural São Paulo S.A.	30 anos, a contar da assinatura do contrato (31.5.2000), prorrogável uma única vez por 20 anos.

(Continua)

(Continuação)

Distribuidora	Concessão
Região Sul	
Compagás – Companhia Paranaense de Gás	30 anos, a contar de 6.7.1994, prorrogável pela vontade das partes.
SCGás – Companhia de Gás de Santa Catarina	50 anos, a contar da assinatura do contrato (28.3.1994).
Sulgás – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	50 anos, a contar da assinatura do contrato (19.4.1994).

Fonte: Elaboração própria, com base em ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. – Superintendência de Comercialização e de Movimentação de Gás Natural (2005); e GasNet, disponível em <https://www.gasnet.com.br/distribuidoras.asp>. Acesso em: 2 mai. 2019.

Nota: (*) Distribuidoras que ainda não iniciaram suas operações ou comercializam pouquíssimo volume.

6.1.3/ CONSUMIDOR LIVRE

6.1.3.1/ Conceito e considerações iniciais

Consumidor livre, também conhecido como usuário livre, diz respeito ao usuário final da cadeia de gás natural que tem a faculdade de comprar o energético diretamente do produtor sem abrir mão do uso da rede da companhia distribuidora de gás canalizado. Diferentemente do usuário cativo, que somente pode adquirir a *commodity* da distribuidora de gás canalizado, o consumidor livre tem a faculdade de optar entre comprá-la da distribuidora ou diretamente de qualquer produtor ou agente comercializador.

Historicamente, a distribuição de gás canalizado no Brasil caracterizou-se pelo exercício em conjunto das atividades de distribuição e comercialização pelas companhias distribuidoras a fim de disponibilizar o energético aos usuários finais. Nesse modelo, o usuário final só pode estabelecer uma única relação jurídica, com a distribuidora, que não apenas presta o serviço de transporte, como também atua como comercializadora final da cadeia.

A figura do consumidor livre, por sua vez, tem como premissa a separação contratual das atividades de comercialização e distribuição do energético, permitindo a entrada de outros agentes (comercializadores) e procedendo-se ao fim da verticalização contratual. Embora haja a segregação das atividades, os comercializadores de gás natural continuam tendo que utilizar a rede de gasodutos da distribuidora local a fim de que o energético chegue ao usuário final. Aqui se tem o que as práticas internacionais denominam de *bypass* comercial, pondo fim à exclusividade das distribuidoras na comercialização do energético.

Assim, pode-se dizer que o *bypass* comercial constitui um instrumento de incremento da competição, na medida em que permite maior número de fornecedores fornecendo gás sem a necessidade de comprá-lo da distribuidora, adquirindo a molécula diretamente do comercializador e pagando-se uma tarifa à distribuidora pelo uso da rede.

Vale registrar, para fins de delimitação conceitual, que o consumidor livre de que trata esta nota, caracterizado pelo *by pass* comercial, não se confunde com o *by pass* físico, outro termo utilizado nas práticas internacionais, porém para se referir à comercialização do gás natural sem o uso da rede da distribuidora local de gás, caso em que o usuário se conecta diretamente aos gasodutos de transporte.

Ressalte-se, por fim, que, na seara do consumidor livre, o acesso dos agentes comercializadores aos dutos de distribuição não se confunde com a figura do livre acesso prevista na Lei do Petróleo (art. 58) e na Lei do Gás (art. 32), a qual se refere à obrigatoriedade de acesso de terceiros aos dutos de transporte em caso de capacidade ociosa, de competência regulatória da ANP.

6.1.3.2/ Previsão legal e competência regulatória

No âmbito federal, a figura do consumidor livre encontra-se prevista na Lei do Gás, que o define, em seu art. 1º, inciso XXXI, como o “consumidor de gás natural que, **nos termos da legislação estadual aplicável**, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador” (grifos nossos).

A Lei do Gás ainda dispõe que

o consumidor livre, o autoprodutor ou o auto-importador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização (art. 46, *caput*).

As tarifas de operação e manutenção das instalações são estabelecidas pelo órgão regulador estadual, observando-se os princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação (art. 46, § 1º).

Em relação ao referido dispositivo legal, vale tecer alguns comentários. Primeiramente, é importante ressaltar que, por força do disposto no art. 25, § 2º, da Constituição Federal, compete aos estados legislar e regular a figura do consumidor livre no âmbito de seus respectivos territórios. Isso porque, sendo os estados os titulares da prestação do serviço público de gás canalizado, que compreende as atividades de distribuição e comercialização do energético, e considerando que o consumidor livre se insere no âmbito dessa atividade – adquirindo o gás natural por meio dos dutos de distribuição, ainda que de outro comercializador que não a distribuidora –, os estados têm competência legislativa e regulatória sobre o assunto.

Não obstante tal fato, o legislador federal, por um lado, ao tratar minimamente do consumidor livre nos dispositivos anteriormente citados da Lei do Gás, parece ter admitido

uma possível competência da União a respeito da matéria. Por outro lado, o legislador não deixou de reconhecer a competência dos estados para tratar da matéria, pois define o consumidor livre fazendo menção expressa à necessidade de legislação estadual (art. 1º, XXXI), ao ressaltar que compete ao órgão regulador estadual estabelecer as tarifas de operação e manutenção das redes de distribuição (art. 46, § 1º), bem como ao ressalvar a competência dos estados quanto à comercialização de gás natural canalizado (art. 47).

É importante destacar, ainda, que o marco regulatório do livre acesso por meio do consumidor livre na atividade de distribuição deve levar em consideração a maturidade e as necessidades do mercado de gás no âmbito de cada estado. Nesse sentido, conforme a política pública traçada pelo ente federativo, é possível delinear nas leis e normativos regulatórios condições mais ou menos favoráveis ao estabelecimento da competição, a depender do grau de maturidade do mercado.

Assim, em estados que apresentam um mercado relativamente mais consolidado, por exemplo, podem ser inseridos mecanismos nos contratos de concessão que ponham fim à exclusividade da distribuidora estadual na comercialização depois de certo período. Já em estados com um mercado de gás ainda incipiente e que necessitam de elevados investimentos em infraestrutura, podem-se estabelecer contratos de concessão menos abertos do ponto de vista concorrencial, tendo em vista as necessidades de aporte de capital por parte da concessionária com o fim de expandir ou construir uma rede em um estágio nascente ou quase inexistente.

Nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, o histórico uso do gás natural, que remonta à segunda metade do século XIX, proporcionou certa densidade de rede comparativamente aos demais estados, assim como experiência dos agentes reguladores em relação ao mercado. Isso explica o destaque dos mencionados estados na previsão do livre acesso à distribuição, com uma regulação com conteúdo de caráter competitivo.

No próximo tópico, passa-se à análise dos marcos regulatórios do consumidor livre nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, os quais podem servir de fonte de inspiração para os demais estados brasileiros, devendo-se atentar, porém, para o fato de que a regulação de cada estado deve refletir as peculiaridades e a maturidade do mercado de gás da respectiva unidade federativa.

6.1.3.3/ O consumidor livre no estado de São Paulo

No estado de São Paulo, a figura do consumidor livre e a possibilidade de livre acesso à rede de distribuição de gás natural encontram-se previstas no Decreto 43.889/1999. Nesse particular, é importante notar que a política pública baseada na livre-concorrência na comercialização, escolhida pelo estado de São Paulo para o setor de gás natural canalizado, e que norteou o referido decreto, foi delineada pelo legislador estadual na Lei 9.361/1996,

que criou o Programa Estadual de Desestatização e tratou da Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético, e na Lei 7.835/1992 (Lei Estadual de Concessões).

O Decreto 43.889/1999 define o livre acesso como o “acesso não discriminatório de terceiros ao sistema de distribuição, mediante o pagamento de tarifa pelo uso deste, na forma da regulamentação a ser editada pela CSPE” (art. 2º, inciso X).² O caráter obrigatório do livre acesso, por sinal, é reforçado pela norma ao dispor que, uma vez findo o prazo de exclusividade na comercialização previsto no contrato de concessão, a concessionária tem o dever de permitir o acesso de usuários a suas redes mediante pagamento e dentro de sua capacidade operacional (art. 19, inciso XI e art. 24).

De acordo com seu art. 22, a concessionária, durante o prazo integral da concessão, tem exclusividade em relação à atividade de distribuição, sua operação, bem como à recepção e à entrega do gás canalizado. No que se refere à atividade de comercialização, por sua vez, a concessionária tem exclusividade pelo prazo integral da concessão apenas em relação aos usuários residenciais e comerciais (usuários cativos). Logo, em relação aos usuários cativos, o poder concedente garantiu às concessionárias o monopólio de ambas as atividades (distribuição e comercialização) por todo o período da concessão.

Relativamente aos demais segmentos de usuários, a concessionária perde a exclusividade na comercialização do energético no término do prazo estabelecido especificamente para essa finalidade no contrato de concessão. O decreto remete à disciplina do fim da exclusividade da comercialização ao que disporá o contrato de concessão, bem como à regulamentação posterior do órgão regulador estadual (art. 23, § 1º).

O território do estado de São Paulo foi dividido em três áreas de concessão, contando com concessionários distintos para cada uma delas: Comgás – Companhia de Gás de São Paulo, Gás Brasileiro Distribuidora S.A. (Gás Brasileiro) e Gás Natural São Paulo Sul S.A.³ (Gás Natural).

Na área de concessão da Comgás, o contrato de concessão estabelece que, à exceção dos usuários residenciais e comerciais, a exclusividade do concessionário sobre a comercialização do gás natural chega ao fim depois de 12 anos, contados a partir da assinatura do contrato.

Ainda de acordo com o referido contrato, os potenciais usuários livres são aqueles pertencentes aos seguintes segmentos: industrial, grandes usuários, termelétrica, cogeração, gás natural veicular e interruptível. Ademais, o contrato prevê um consumo mensal mínimo para que os usuários sejam considerados livres, à exceção dos segmentos indus-

² Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), atualmente Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps).

³ Pertencente ao Grupo Naturgy.

trial, gás natural veicular e interruptível. No entanto, como se verá adiante, os valores de consumo mínimos previstos contratualmente passaram por posterior revisão pela Arsesp, que diminuiu os referidos referenciais.

Os contratos de concessão celebrados com a Gás Brasileiro e a Gás Natural apresentam as mesmas estruturas e regras estabelecidas para a Comgás, sendo que, relativamente ao assunto em questão, a única diferença consiste no prazo do fim da exclusividade na comercialização. Em ambos os contratos, a exclusividade finda depois de 12 anos contados da data de entrada em operação da respectiva Estação de Transferência e Custódia⁴ (*city gate*) ou depois de vinte anos contados da celebração do contrato de concessão, o que ocorrer primeiro.

A abertura do mercado de comercialização na área de concessão da Comgás ocorreu em 2011. Por sua vez, nas áreas de concessão da Gás Natural e da Gás Brasileiro, o processo de abertura encontra-se em curso, pois a data de início do mercado livre varia em cada um de seus subsistemas. Assim, na concessão da Gás Natural, o primeiro subsistema entrou no mercado livre em fevereiro de 2014, sendo que, até maio de 2020, todos os subsistemas terão ingressado. Na concessão da Gás Brasileiro, o primeiro subsistema ingressou em janeiro de 2015 e, até outubro de 2019, a comercialização em toda a área da concessão estará sujeita ao regime de concorrência.

A partir da abertura da atividade de comercialização de gás canalizado, a Arsesp regulamentou temas imprescindíveis à efetiva implementação do usuário livre – tais como os direitos e obrigações dos usuários livres e as regras básicas sobre a tarifa pelo uso do sistema de distribuição –, destacando-se a Deliberação Arsesp 231/2011, cujos principais aspectos serão analisados a seguir.

A Deliberação Arsesp 231/2011 dispõe sobre as condições da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado pelas concessionárias aos usuários livres. A norma disciplina a necessária separação contratual das atividades de distribuição e de comercialização, prevendo, nesse sentido, o “contrato de uso da rede de distribuição” e o “contrato de compra e venda de gás”.

Assim, o usuário livre⁵ que desejar adquirir gás natural no denominado mercado livre⁶ deverá fazer uso dos serviços de distribuição da respectiva concessionária, mediante

⁴ Local físico onde ocorre a transferência do gás sob custódia da companhia transportadora para a custódia da concessionária. A estação conta com instalações e equipamentos por meio dos quais o gás natural é medido e seu volume registrado, bem como se regula sua pressão, certificando-se as condições de entrega.

⁵ Definido como “consumidor não residencial e não comercial, em condições de celebrar CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GÁS e CONTRATO DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO” (art. 2º, inciso XV).

⁶ Definido como “mercado de gás canalizado nas áreas de Concessão, onde a COMERCIALIZAÇÃO é exercida em livre competição, obedecidos os critérios de enquadramento para o USUÁRIO LIVRE e de Autorização para o COMERCIALIZADOR, no âmbito do Estado de São Paulo” (art. 2º, inciso VII).

assinatura de contrato de uso da rede de distribuição (cuja eficácia é condicionada à sua posterior homologação pela Arsesp), com o pagamento de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). O usuário livre pode, também, adquirir o gás canalizado de mais de um agente comercializador, desde que as regras de nomeações⁷ sejam verificáveis para fins de faturamento.

O agente comercializador, para adquirir e vender gás canalizado no mercado livre, deve obter autorização da Arsesp, que é concedida por prazo determinado e a título precário (art. 2º, III).

A referida deliberação prevê a aplicação de uma TUSD diferenciada aos usuários livres, sendo a concessionária obrigada a praticar descontos médios ponderados sobre os valores da TUSD teto fixada pela Arsesp (art. 3º, § 6º). Para tanto, a Arsesp publica anualmente (até 30 de abril) os valores médios percentuais dos descontos praticados aos potenciais usuários livres no ano anterior (art. 3º, § 6º).

Ademais, a norma permite que a concessionária aplique tarifa inferior à TUSD fixada pela Arsesp, desde que não implique posteriores pleitos compensatórios quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro do serviço de distribuição e desde que seja respeitado o limite mínimo referente ao custo da prestação do serviço de distribuição (art. 3º, §§ 2º e 3º). Em qualquer caso, os descontos aplicados ficam sujeitos à verificação pela Arsesp.

Quanto ao consumo mínimo para enquadrar-se na categoria de usuário livre, a Deliberação Arsesp 231/2011 estabelece um volume de 300 mil m³/mês, inferior ao que havia sido definido nos contratos de concessão.

É importante notar que, para os potenciais usuários livres que têm contrato de fornecimento em vigor com a concessionária e que desejam migrar para o mercado livre, a norma impõe determinadas condições, tendo em vista os compromissos assumidos pela concessionária com os fornecedores para fazer frente aos vigentes contratos de fornecimento aos usuários finais (arts. 19 e 20). Assim, por exemplo, no caso da Comgás, os potenciais usuários livres, para que se tornem efetivamente livres, devem: (i) manifestar sua intenção à concessionária com antecedência mínima de dois anos do vencimento do contrato (para os contratos celebrados até 31 de maio de 2011) ou de seis meses (para os contratos celebrados a partir de 31 de maio de 2011); e (ii) cumprir integralmente o contrato vigente (para os celebrados anteriormente a 31 de maio de 2009) ou cumprir no mínimo dois terços do contrato (para os celebrados entre 31 de maio de 2009 e 30 de maio de 2011).

⁷ Termo utilizado na norma para referir-se à “informação a ser disponibilizada à CONCESSIONÁRIA sobre a quantidade diária de gás canalizado a ser recebida e/ou entregue, respectivamente, em cada PONTO DE RECEPÇÃO e cada PONTO DE ENTREGA” (art. 2º, inciso X).

Observe-se, outrossim, que a Arsesp estabeleceu limites para o volume total de gás canalizado destinado a usuários livres que já eram conectados à rede, a serem observados durante os primeiros anos do mercado livre.

Assim, como regra geral para os primeiros três anos do mercado livre, estabeleceu-se que os volumes de gás natural não podem exceder 30% do volume total vendido a usuários no ano anterior, subtraídos os volumes vendidos aos usuários cativos e ao segmento termelétrico (art. 23). Foram estabelecidas, ainda, regras específicas de volume para as concessões da Comgás e da Gás Natural. A norma ressalva, porém, que os limites de volume total de gás destinado ao mercado livre não são aplicáveis às termelétricas, autoprodutores e autoimportadores (art. 24), bem como aos novos usuários da Comgás e da Gás Natural (art. 23, § 4º).

6.1.3.4/ O consumidor livre no estado do Rio de Janeiro

No estado do Rio de Janeiro, os contratos de concessão celebrados com as concessionárias CEG e CEG Rio⁸ preveem o fim da exclusividade na atividade de comercialização depois de dez anos de vigência da concessão, sem fazer ressalva aos usuários comerciais e residenciais. Foi prevista, também, a possibilidade de, antes de finalizado o prazo de dez anos, o usuário que desejar se tornar livre poder pedir autorização do órgão regulador para tanto.

Outro ponto relevante é o fato de não haver usuários cativos, de modo que todo e qualquer segmento de usuário, desde que atenda às condições de consumo mínimo exigidas, pode livremente adquirir gás natural de um agente de sua escolha, utilizando a rede de distribuição local.

A figura do consumidor livre nos contratos de concessão da CEG e CEG Rio é mencionada somente na cláusula referente à tarifa, tendo sido definidos três requisitos mínimos para qualificar um usuário como consumidor livre: (i) o consumo mínimo de 100 mil m³/dia; (ii) a prévia e expressa anuência da concessionária (requisito aplicável apenas nos dez primeiros anos da concessão); e (iii) o pagamento à concessionária de tarifa específica pelo serviço de distribuição do gás.

O tema consumidor livre foi propriamente regulamentado no âmbito de deliberações expedidas pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agenera) a partir de 2008, as quais traziam as condições gerais e tarifárias tanto para os consumidores livres quanto para os autoprodutores e os autoimportadores (denominados “agentes livres”).

As deliberações do Conselho Diretor da Agenera 257/2008 e 258/2008 passaram, então, a regulamentar o disposto no § 18º da cláusula sétima dos contratos de concessão da CEG Rio e CEG, respectivamente, conceituando consumidor livre como aquele que

⁸ Pertencentes ao Grupo Naturgy.

contrata à concessionária uma capacidade diária superior a 100 mil m³/dia, nas condições de referência, para um único ponto de entrega, situado junto à instalação receptora do consumidor livre, salvo se restar verificado que os pontos de entrega têm condições de abastecimento idênticas, e que exerceu o direito assegurado no § 18º da Cláusula Sétima do contrato de concessão, adquirindo gás diretamente do produtor e utilizando o sistema de distribuição da concessionária.

Outro aspecto relevante trazido no bojo das referidas deliberações tem relação com o período mínimo de cinco anos em que o consumidor livre deve contratar não só uma capacidade diária mínima (acima de 100 mil m³/dia), como também o fornecimento de gás diretamente com o produtor. Assim como em São Paulo, os consumidores potencialmente livres que desejassem migrar para serem de fato consumidores livres deveriam notificar previamente a concessionária, nesse caso com uma antecedência mínima de 270 dias, e também cumprir o contrato de fornecimento de gás já contratado com a concessionária até seu fim, a partir de quando passariam a observar o requisito de prazo mínimo anteriormente citado. Nessas duas hipóteses, a agência visou criar uma simetria entre os prazos de fornecimento de gás e de distribuição de gás.

Por fim, as deliberações 257/2008 e 258/2008 previram uma tarifa do serviço de distribuição a ser cobrada do usuário livre de forma provisória, a qual deveria corresponder à tarifa praticada para o setor industrial, descontado o valor relativo à aquisição de gás. Essa estrutura tarifária passou a contar com cálculo próprio na segunda revisão quinquenal dos contratos de concessão, quando foi criada a estrutura tarifária para o consumidor livre, o qual obedece aos parâmetros já definidos na cláusula sétima, § 18, de ambos os contratos de concessão. Insta salientar que o cálculo dessa tarifa era produto da soma do valor referente à parcela de reserva de capacidade e o valor referente ao consumo de capacidade.

Em 2012, a Agenera seguiu na linha de aumentar o número de usuários que poderiam ser qualificados como consumidores livres, quando, por meio da Deliberação 1.250/2012, recomendou a redução do referencial de consumo mínimo para 25 mil m³/dia, apesar de tal redução não ter sido formalizada por meio de termo aditivo ao contrato de concessão.

Mais recentemente, acompanhando a política do Governo Federal de ampliar a concorrência no setor de gás natural, o Conselho Diretor da Agenera, em 18 de junho de 2019, editou a Deliberação 3.862/2019, com o fim de consolidar, modernizar e harmonizar a regulamentação dos serviços de distribuição e comercialização do gás natural para auto-produtor, autoimportador e consumidor livre.

A Deliberação 3.862/2019 revogou as deliberações 257/2008, 258/2008 e 1250/2012, sem, todavia, trazer em seu texto o novo marco regulatório fluminense do setor de gás. Nesse sentido, a deliberação apenas determinou que a Câmara de Energia (Caene), no prazo de trinta dias, apresente minutas contendo as novas condições gerais de fornecimento

para os agentes livres, adequando-as às disposições contidas na supracitada deliberação, tendo como parâmetros os conceitos de simplificação e celeridade, a fim de promover a desburocratização regulatória.

É importante dizer que, quando publicado, o novo marco regulatório fluminense passará a ser o primeiro do país a se enquadrar às novas regras da Resolução 16, de 24 de junho de 2019⁹ (Resolução CNPE 16/2019) do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a qual estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre-concorrência no mercado de gás natural. Além disso, essa resolução conta com recomendações para que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os estados e o Distrito Federal a adotar reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluindo eventual aditivo aos contratos de concessão em vigor, de forma a refletir as boas práticas regulatórias recomendadas pela ANP relacionadas na própria resolução.

Entre as disposições trazidas pela Deliberação Agerensa 3.862/2019, vale destacar o art. 4º, que alterou o referencial de consumo mínimo para 300 mil m³/mês, sem qualquer restrição de consumo diário. Apesar da redução do referencial, foi estabelecida uma contrapartida para esses usuários, os quais devem firmar contrato de utilização do sistema de distribuição com as concessionárias com vigência mínima de um ano.

A referida deliberação também tratou do ramal dedicado, que é todo gasoduto que conecta o consumidor livre diretamente ao transportador, unidade de processamento de gás natural (UPGN) ou terminal de gás natural liquefeito (GNL), por meio de ramal específico, não interligado à malha física da distribuição. A agência determina que, se desejar, o consumidor livre pode construir sua instalação, seja arcando com o valor total do investimento ou com coparticipação da concessionária. Em qualquer caso, o ativo sempre será transferido para a concessão ao término da construção do gasoduto dedicado, devendo o consumidor livre firmar contrato de operação e manutenção do gasoduto com a concessionária.

Adicionalmente, a deliberação prevê que os consumidores livres diretamente ligados ao transportador, à UPGN ou ao terminal de GNL, por meio de gasoduto dedicado, farão jus ao tratamento tarifário específico, a ser calculado pela Agerensa com base no investimento e nos custos específicos de operação e manutenção. Note-se que, nesse caso, os investimentos no gasoduto não serão contabilizados para fins de remuneração tarifária das concessionárias.

⁹ A referida resolução é resultado do trabalho do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil ("Comitê"), criado pelo CNPE e composto pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Economia (ME), o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), a ANP e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de apresentar soluções para abertura do mercado de transporte e distribuição de gás natural, incluindo propostas para os estados.

Ainda sobre o aspecto tarifário, a recente deliberação da Agenera (art. 9º) prevê três espécies de tarifas a serem cobradas dos consumidores livres:

// TUSD – “tarifa para uso do sistema de distribuição, aplicável a qualquer agente livre, deduzindo-se os encargos de comercialização, independentemente da supridora de gás natural contrata diretamente pelo consumidor livre ser a mesma da concessionária. A deliberação já traz um desconto provisório na tarifa de 1,9% referente aos encargos de comercialização”.

// TUSD-E – o art. 5º, § 3º, da Deliberação Agenera 3.862/2019, prevê que, na hipótese de ramal dedicado, o consumidor livre fará jus a tratamento tarifário específico, a ser calculado pela agência, com base no investimento e nos custos específicos de operação e manutenção. Nessa hipótese, o consumidor livre deverá firmar contrato de operação e manutenção do gasoduto com as concessionárias.

// TUSD Termelétrica – tarifa para uso do sistema de distribuição, específico para o segmento termelétrico. A deliberação determina um desconto de 22,5% no Fator R (fator redutor) na fórmula na margem de distribuição, obedecendo a fórmula de cálculo constante da deliberação.

No caso da TUSD e da TUSD-E, a Deliberação 3.862/2019 determina que a Câmara de Política Econômica e Tarifária (Capet) promova estudos no prazo de trinta dias a respeito do percentual de desconto a ser aplicado em cada caso. Caso esse novo modelo tarifário referente ao consumidor livre reflita as diretrizes da Resolução CNPE 16/2019, especificamente aquela prevista no art. 5º, inciso I, alínea “g”, as novas tarifas deverão ser proporcionais à utilização dos serviços de distribuição por segmento de usuário.

Ainda não está claro a que se refere o vocábulo “proporcional”, podendo estar relacionado ao volume contratado pelo agente livre ou à extensão da malha dutoviária utilizada por esse usuário. Nessa segunda hipótese, é importante destacar que a cobrança de eventual tarifa diferenciada deve levar em conta que o agente livre se encontra dentro de uma lógica de serviço de rede, no qual todos os usuários acabam suportando, ainda que em medidas diferentes, o custo de operação e manutenção de toda a malha dutoviária.

Também é importante frisar que o contrato de concessão da CEG e da CEG Rio, na cláusula sétima, § 18º, prevê que, na hipótese do consumidor livre, fica assegurado à concessionária o recebimento de tarifa equivalente à diferença do valor limite da concessionária para o tipo de consumidor em questão e o preço que a concessionária paga na aquisição de gás da mesma supridora.

Dessa forma, a implementação, no âmbito do estado, das novas diretrizes tarifárias recomendadas pelo CNPE, nos moldes da alínea “g”, inciso I, do art. 5º da referida resolu-

ção, deve observar os parâmetros existentes nos contratos de concessão em vigor para essa espécie de tarifa. Caso contrário, parece ser necessário aditar tais contratos para refletir as práticas regulatórias recomendadas pela ANP, incluindo a previsão de tarifas que sejam proporcionais à utilização dos serviços de distribuição.

Vale destacar o art. 10 da Deliberação Agenera 3.862/2019, que, seguindo a linha de incentivar a abertura do mercado de gás, determina que os contratos de aquisição de gás com as supridoras de gás devem ser submetidos a processo regulatório para aprovação e homologação da Agenera, devendo a aquisição do gás ser realizada por chamamento público, visando promover a livre-concorrência, economicidade e redução de tarifas. Além disso, a referida deliberação dispõe que o contrato de aquisição de gás, além de cláusulas essenciais, deverá contemplar, obrigatoriamente, cláusula que permita a flexibilização do *take-or-pay* em virtude da migração de usuários para consumidores livres.

Amplamente utilizada no fornecimento de gás, a cláusula *take-or-pay* tem por embasamento a diferença de volume entre o volume consumido e o volume contratado. Trata-se de um mecanismo contratual que assegura o pagamento de uma quantidade mínima de gás natural, independentemente de seu consumo. O § 4º do art. 1º da Lei 10.312/2001 esclarece que se entende por

take-or-pay a disposição contratual segundo a qual a pessoa jurídica vendedora compromete-se a fornecer, e o comprador compromete-se a adquirir, uma quantidade determinada de gás natural canalizado, sendo este obrigado a pagar pela quantidade de gás que se compromete a adquirir, mesmo que não a utilize.

Diante desse contexto, uma vez que o estado do Rio de Janeiro está incentivando a figura do consumidor livre, o qual passará a adquirir gás diretamente do fornecedor, é necessário que haja cautela em relação aos contratos de aquisição de gás, em geral, do tipo *take-or-pay*, previamente firmados, e ainda em vigor, entre a concessionária e a fornecedora de gás, a fim de que se adote uma solução que atenda adequadamente às necessidades de abertura do mercado de comercialização e, ao mesmo tempo, respeite os contratos já celebrados.

6.1.3.5/ Diretrizes e boas práticas regulatórias aos estados

Como visto, compete aos estados legislar e regular a figura do consumidor livre. Nesse sentido, a regulação deverá abranger, entre outros aspectos, pelo menos os seguintes: (i) definição do consumidor livre, identificando os segmentos de usuários aptos a assumir tal condição; (ii) estabelecimento de requisitos a serem preenchidos pelos potenciais consumidores livres (como consumo mensal mínimo); (iii) separação das atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado, com a previsão da segregação contratual de tais atividades; (iv) definição da tarifa de acesso e uso das redes de distribuição das concessionárias; (v) estabelecimento dos direitos e obrigações do consumidor livre, da

concessionária e do comercializador de gás natural; (vi) definição das atribuições da agência reguladora; e (vii) previsão dos procedimentos pertinentes e penalidades.

Entre os aspectos anteriormente elencados, ressalte-se a relevância do tema relativo à definição da tarifa de acesso e uso das redes de distribuição das companhias distribuidoras. Primeiramente, note-se que a remuneração da concessionária de gás canalizado não advém da comercialização do energético em si, mas, sim, da prestação do serviço de distribuição.¹⁰ Logo, o fato, por si só, de determinado usuário cliente da concessionária passar a ser consumidor livre – comprando o gás diretamente de um produtor ou outro comercializador e contratando apenas o serviço de distribuição da concessionária – não impacta a remuneração desta, não obstante afetar o volume total da sua receita.

Vale observar que a ampliação e a modernização das redes de distribuição pelas concessionárias estão diretamente relacionadas à existência de regras que garantam a amortização do investimento. Assim, é importante que o preço de acesso e uso da rede de distribuição guarde relação direta com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a fim de que, a um só tempo, seja possível preservar a modicidade tarifária e estimular adequadamente a realização de investimentos em expansão e modernização da infraestrutura por parte da concessionária.

Outro aspecto importante a ser considerado pela regulação diz respeito à previsão de regras que busquem anular ou, ao menos, minimizar os efeitos decorrentes de uma imediata migração de grandes clientes ao mercado livre sobre os contratos de compra e venda de gás previamente celebrados pela concessionária para atender à demanda no mercado regulado, que, em geral, são do tipo *take-or-pay* ou *ship-or-pay*. Como se sabe, a concessionária compra dos produtores o volume de gás natural necessário para atender a toda sua demanda. Assim, caso um grande cliente deixe de comprar o gás natural com a concessionária sem que haja normas, durante um período de transição ao livre-mercado, que preservem os contratos já celebrados pela distribuidora, a concessionária poderá sofrer sérios prejuízos, na medida em que terá comprado gás em volume muito maior ao vendido, o que poderá, inclusive, levar a sua inviabilidade em casos extremos.

Para enfrentar tal situação, parece adequado que os estados lancem mão de regras que imponham, por exemplo, um prazo de antecedência mínima para que o usuário (já cliente) manifeste sua intenção de migrar para o mercado livre (como em São Paulo e Rio de Janeiro) e que prevejam a necessidade de respeitar o cumprimento do contrato de compra e venda de gás previamente celebrado pela concessionária para atender à demanda no mercado regulado (hipótese também prevista em São Paulo). Apenas depois de preen-

¹⁰ Os custos com a aquisição do gás natural e seu transporte até o *city gate* são repassados pelas distribuidoras aos usuários finais, sem remuneração acrescida. As distribuidoras são remuneradas exclusivamente pelo serviço de distribuição dentro de sua rede.

chidas tais condições, os potenciais consumidores livres poderiam efetivamente passar a comprar gás no mercado livre.

Para implementar a livre-concorrência na comercialização do gás e também prestar de forma eficiente o serviço público de distribuição canalizada do energético, os estados devem contar, ainda, com agências reguladoras fortalecidas, autônomas e dotadas de capacidade técnica e administrativa. É preciso reconhecer a maturidade do mercado de gás local e suas especificidades, a fim de construir uma regulação que atenda às necessidades e possibilidades de cada ente federativo, de forma coordenada com a política pública traçada.

Além de uma regulação imparcial, de teor técnico e livre de ingerências políticas em suas decisões, com regras claras e objetivas a fim de facilitar o acesso e a ampla compreensão dos agentes interessados, faz-se necessária, também, a previsibilidade e a transparência da atuação das agências reguladoras estaduais, especialmente no que diz respeito à fixação das tarifas. A previsibilidade requer regras claras sobre o papel das agências, suas prerrogativas na regulação e fiscalização do setor, procedimentos e penalidades previstos. Essas são premissas relevantes para construir um ambiente favorável a investimentos e novos negócios, com a credibilidade do órgão regulador e a segurança jurídica das relações.

Ressalte-se que o CNPE, por meio da Resolução CNPE 16/2019, estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre-concorrência no mercado de gás natural. Quanto ao tema abordado nesta nota, a referida resolução destaca que

a transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a (...) incentivar a adoção voluntária, pelos Estados e o Distrito Federal, de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado, que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, o aumento da transparência e da eficiência, e a precificação adequada do fornecimento de gás natural por segmento de usuários (art. 2º, inciso VII).

O art. 5º, inciso I, da Resolução CNPE 16/2019 destaca, ainda, como boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP:

(a) princípios regulatórios para os consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores; (b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo; (c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes; (d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa; (e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes; (f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e (g) estrutura tarifária proporcional à utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários.

Na resolução, o CNPE recomenda, ainda, que o MME, o ME, a ANP e a EPE se articulem para promover o apoio de treinamento e capacitação das agências reguladoras estaduais.

6.1.3.6/ A necessidade de competição na oferta de gás natural ao mercado

É importante observar que a previsão normativa do consumidor livre e do livre acesso à rede de distribuição nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, por si só, não se revelou suficiente para efetivamente alcançar um mercado competitivo na comercialização do gás natural canalizado. Por se tratar de uma indústria de rede, as barreiras à competição existentes nas etapas anteriores da cadeia, em especial a ausência de competição na oferta de gás ao mercado, acabam por inviabilizar a figura do consumidor livre na prática.

Historicamente, tem-se a Petrobras como praticamente a única ofertante de gás natural ao mercado. Embora responda por aproximadamente 75% da produção de gás, a Petrobras comercializa quase a totalidade do gás produzido no Brasil, posto que as demais empresas produtoras do energético vendem a sua produção, na “boca do poço” ou na costa, para a Petrobras. A ANP aponta esse fato como uma das barreiras à livre-concorrência da comercialização, decorrentes da estrutura do mercado.

A despeito de a atividade de produção de gás natural ser eminentemente concorrencial, a dificuldade de estabelecer efetivamente a competição na sua oferta ao mercado, segundo a ANP, deve-se ao fato de a Petrobras ser a detentora de praticamente toda a infraestrutura de escoamento e processamento da produção instalada no país. A Petrobras detém a maioria das instalações de dutos de escoamento, além da totalidade das unidades de processamento de gás natural (UPGN) e dos terminais de gás natural liquefeito (GNL).¹¹

As demais empresas produtoras que atuam no setor de óleo e gás, estrategicamente, optaram por não realizar seus próprios investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento da produção, em razão dos elevados investimentos necessários, de longo prazo de maturação, e, por isso, vendem sua produção de gás natural diretamente à Petrobras, na “boca do poço” ou na costa. Assim, as empresas produtoras de gás associado ao petróleo historicamente direcionaram seus investimentos aos negócios voltados à comercialização do petróleo em detrimento do gás natural.

¹¹ Segundo a ANP, “em geral, os gasodutos de escoamento da produção são ativos de propriedade do consórcio detentor da concessão de cada campo produtor, e, na maioria dos casos, estes consórcios são formados pela Petrobras e parceiros. Entretanto, por questões logísticas, tais gasodutos de escoamento se conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, com um gasoduto de escoamento de um outro campo, ou uma plataforma de um outro campo ou ainda uma UPGN, aos quais, segundo a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), não há obrigatoriedade de acesso a terceiros” (Nota Técnica 14/2018-SIM, de 21 de setembro de 2018). Assim, o gás das empresas parceiras nos consórcios, em geral, é vendido à Petrobras antes de chegar a uma unidade de processamento. A ANP aponta como única exceção o gasoduto de escoamento da produção do Campo de Manati (BA), que se conecta à Estação de Processamento Vandemir Ferreira, de propriedade do consórcio formado pela Petrobras (35%) Queiroz Galvão (45%), Brasoil (10%) e Geopark (10%), detentor da concessão do campo.

Ainda em relação ao tema, vale notar que tanto a Lei do Petróleo quanto a Lei do Gás não preveem a obrigatoriedade de conceder a terceiros o acesso à infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural, como o fazem em relação aos gasodutos de transporte,¹² etapa posterior da cadeia. Assim, o acesso de terceiros a tais instalações depende de negociação entre os agentes do setor.

Há notícias de que a Petrobras e empresas parceiras proprietárias de gasodutos de escoamento estão estudando a possibilidade de estruturar o chamado Sistema Integrado de Escoamento (SIE), um acordo que estabelecerá as condições de utilização da infraestrutura de escoamento de forma integrada e compartilhada, de modo a permitir a entrada de novos agentes como proprietários da infraestrutura. Para tanto, a Petrobras enviou correspondência à ANP com questionamentos acerca da possibilidade de desvinculação de gasodutos de escoamento das respectivas concessões de E&P, assunto que se encontra em análise pela agência.

O segmento de transporte também vem passando por mudanças, com um processo gradual de diminuição da participação da Petrobras, até então dominante. Em abril de 2017, a Petrobras vendeu 90% de suas ações na Nova Transportadora do Sudeste (NTS) – malha de gasodutos da região Sudeste – para a Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda., pertencente a um grupo canadense. Em relação aos gasodutos das regiões Norte e Nordeste, a Petrobras está finalizando a venda de 90% de suas ações na Transportadora Associada de Gás (TAG) para consórcio formado pelo grupo francês Engie e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ). Segundo notas divulgadas pela imprensa, a Petrobras vem estudando a possibilidade de vender a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), responsável pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).¹³

Espera-se que, com o incremento da produção de gás natural a partir dos campos de pré-sal, os novos investimentos em gasodutos de escoamento e aumento do número de empresas comercializando o energético, bem como com as mudanças nas etapas de escoamento e processamento (acesso negociado de terceiros às infraestruturas), transporte (acesso regulado de terceiros aos dutos, considerada a capacidade ociosa) e distribuição (separação das atividades de distribuição e comercialização), o gás possa vir a ser ofertado aos consumidores livres por diferentes agentes com competição por preços, o que poderá tornar eficaz a figura do consumidor livre.

¹² Tais leis determinam a obrigatoriedade do acesso a terceiros exclusivamente em relação aos gasodutos de transporte (art. 58 da Lei do Petróleo e art. 32 da Lei do Gás), dentro de sua capacidade ociosa. Registre-se que o Projeto de Lei “Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013” – em trâmite no Congresso Nacional – prevê “o acesso não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL” (art. 31).

¹³ Disponível em: <https://petronoticias.com.br/archives/129405>.

6.1.4/ CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como visto, compete aos estados legislar e regular sobre as atividades de distribuição e comercialização de gás natural canalizado, por força do art. 25, § 2º, da Constituição Federal. Em que pese a Lei do Gás ter trazido avanços ao prever a figura do consumidor livre, além do autoprodutor e do autoimportador com vistas a estimular um ambiente competitivo na comercialização do energético, a implementação da figura do consumidor livre e a criação do arcabouço legal e regulatório dependem da atuação dos estados.

Atualmente, no Brasil, são poucos os estados que preveem o consumidor livre, sendo que, na maioria dos casos, a previsão e o avanço regulatório, quando existem, ainda se revelam bem tímidos quanto ao tema. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro – onde já se completou quase integralmente o processo de abertura do mercado, com o fim da exclusividade das distribuidoras na comercialização do gás (permanecendo o monopólio no serviço de distribuição dentro da sua área de concessão) – destacam-se dos demais estados federativos quanto à regulação do tema, com regras que, entre outros aspectos, conceituam e disciplinam o consumidor livre, estabelecem requisitos mínimos e fixam a tarifa pelo uso das redes de distribuição.

Os estados devem levar em consideração a maturidade do mercado de gás local e suas especificidades, a fim de construir uma regulação que atenda às necessidades e às possibilidades de cada ente federativo, de forma coordenada com a política pública traçada. Para tanto, precisam contar com agências reguladoras fortalecidas, autônomas e dotadas de capacidade técnica e administrativa.

Além do aparato legal e regulatório no âmbito dos estados, é imprescindível a pluralidade de agentes produtores comercializadores, a fim de garantir a competição por preços e, conseqüentemente, viabilizar a figura do consumidor livre. Enquanto não houver oferta de gás por diferentes agentes com propostas diferenciadas de preços, os potenciais consumidores livres não serão impulsionados a ingressar no mercado livre, como demonstra a experiência dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, onde, mesmo depois de anos de abertura do mercado e com regulação prevista, não foram alcançados os resultados esperados.

6.2/ A competência legal e regulatória sobre comercialização do gás natural

6.2.1/ INTRODUÇÃO

A cadeia de valor do gás natural tem inúmeras etapas, incluindo exploração e produção, estocagem, processamento, transporte e distribuição. Essa pluralidade de etapas, aliada às

dificuldades de delimitação de cada atividade na cadeia, gera questionamentos a respeito da competência legislativa e regulatória sobre cada atividade.¹⁴

De acordo com o previsto nas normas constitucionais aplicáveis ao setor e nas leis 9.784/1997 (Lei do Petróleo) e 11.909/2009 (Lei do Gás), as etapas de *upstream* (exploração e produção, estocagem e processamento) e *midstream* (transporte)¹⁵ são de competência regulatória federal, enquanto as atividades de *downstream* (distribuição)¹⁶ são de competência regulatória estadual.

Especificamente em relação à comercialização de gás, há um dissenso a respeito da competência legislativa e regulatória sobre essa atividade, havendo aqueles que atribuem tal competência parcialmente à União, enquanto outros a atribuem aos estados, dependendo do objeto da comercialização e do meio de transporte utilizado, conforme restará detalhado nas subseções adiante.

A partir do exame da legislação vigente, esta nota visa analisar a competência para regular a distribuição e a comercialização de gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL) por meio de veículo automotor.

6.2.2/ CONTORNOS DAS COMPETÊNCIAS LEGISLATIVAS E REGULATÓRIAS EM RELAÇÃO À DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL

A distribuição de gás canalizado tem natureza de serviço público, de competência dos estados, conforme preconiza o art. 25, § 2º, da Constituição Federal:

§ 2º Cabe aos Estados **explorar** diretamente, ou mediante concessão, os **serviços locais** de gás **canalizado**, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Redação dada pela EC 5/95) (grifos nossos).

A competência material para explorar o serviço de distribuição de gás canalizado foi atribuída indubitavelmente aos estados, entendendo-se como “distribuição” a comercialização do gás canalizado para os consumidores finais, conforme dispõe o art. 6º, inciso XXII, da Lei do Petróleo:

¹⁴ (i) MARQUES NETO, F. A. *Regulação e poder de polícia no setor de gás*. [2004] Disponível em: https://www.migalhas.com.br/arquivo_artigo/art_13_12.htm. Acesso em: 15 mai. 2019. (ii) SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA DO GÁS NATURAL. Nota ANP 004/2018, de 29 de junho de 2018. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-04-2018-sim.pdf>. Acesso em: mai. 2019. (iii) COSTA, H. K. M.; TEIXEIRA, M. F. B.; SILVA, I. M. M. Visão geral da cadeia do gás natural e a esfera de competência federal, estadual e municipal. In: COSTA, H. K. M.; CUPERTINO, A. S.; SANTOS, E. M. (coord.). *Atualidades regulatórias do mercado de gás brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2018. Cap. 1.; (iv) ARAÚJO, et al. Lei do Petróleo vs. Lei do Gás. In: COSTA, H. K. M.; CUPERTINO, A. S.; SANTOS, E. M. (coord.) *Atualidades regulatórias do mercado de gás brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2018. Cap. 2.

¹⁵ A atividade de transporte corresponde à movimentação do gás natural, por meio de duto de transporte, da unidade de processamento de gás natural (UPGN) até o *city gate* (ponto de entrega do gás para as distribuidoras estaduais de gás canalizado).

¹⁶ A atividade de distribuição corresponde à movimentação do gás natural desde o *city gate* até o usuário final, por meio de duto.

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

XXII – **Distribuição de Gás Canalizado**: serviços locais de **comercialização** de gás canalizado, **junto aos usuários finais**, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, **nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal** (grifos nossos).

Considerando que a competência material para exercer a atividade de distribuição de gás canalizado pertence aos estados e que essa matéria não foi elencada na Constituição Federal como sendo de competência legislativa privativa ou concorrente da União, entende-se ser aplicável no presente caso a regra da competência legislativa residual dos estados, disposta no art. 25, § 1º, da Constituição Federal:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 1º São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.

Diante disso, além de ter a competência para exercer a atividade de distribuição de gás canalizado aos usuários finais, os estados também têm competência legislativa e regulatória sobre essa atividade.

Contudo, aqui é importante destacar que as atividades de pesquisa, produção, importação, exportação e transporte de gás natural, por meio de conduto, são de monopólio da União, segundo dispõe o art. 177 da Constituição Federal, competindo a esse ente federativo a competência material e regulatória sobre essas atividades,¹⁷ senão vejamos:

Art. 177. Constituem **monopólio da União**:

I – a **pesquisa** e a **lavra** das jazidas de petróleo e **gás natural** e outros hidrocarbonetos fluidos; (ver EC nº 09/95)

[...]

III – a **importação e exportação** dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o **transporte, por meio de conduto**, de petróleo bruto, seus derivados e **gás natural de qualquer origem** (grifos nossos).

¹⁷ Em regra, o art. 21 da Constituição Federal elenca os temas de competência material da União e o art. 22 relaciona as matérias de competência legislativa privativa desse ente. Não obstante, a Constituição Federal reservou à União competências específicas ao longo de outros dispositivos constitucionais, como é o caso do art. 177 da Constituição Federal.

Vale frisar que o dispositivo constitucional transcrito não trata dos temas distribuição ou comercialização de gás natural, sendo certo que esta última se caracteriza por ser uma atividade adjacente, que permeia todos os segmentos da cadeia de valor, desde a etapa de produção até a distribuição ao usuário final.

Adicionalmente, o art. 22, inciso IV, da Constituição Federal, atribuiu privativamente à União competência legislativa privativa sobre o tema “energia”, sem, contudo, fazer menção específica a qualquer matriz energética.

Apesar de os dispositivos constitucionais supracitados demarcarem as competências legislativas e regulatórias acerca das principais etapas da cadeia do gás natural, ainda assim, a abrangência da competência regulatória dos estados merece uma análise mais detalhada, como será delineado a seguir.

6.3/ Abrangência da competência dos estados (interpretação do art. 25, § 2º, da Constituição Federal)

A Nota Técnica 4/2018, emitida pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP, traz à baila discussão envolvendo a interpretação que deve ser dada ao art. 25, § 2º, da Constituição Federal.

Segundo a referida nota técnica, a Constituição Federal visa defender os interesses do cidadão, os quais seriam mais bem tutelados caso o consumidor pudesse escolher seu fornecedor de gás, beneficiando-se da livre-concorrência e, conseqüentemente, da modicidade tarifária.

Diante dessa premissa, de acordo com o entendimento recentemente manifestado pela ANP na referida nota técnica, o art. 25, § 2º, da Constituição Federal, deve ser interpretado restritivamente, competindo aos estados apenas o “serviço local de gás canalizado”, ou seja, a movimentação do gás natural, o que não incluiria a comercialização da *commodity*, atividade que estaria sujeita ao regime concorrencial.

Além disso, a ANP faz a ressalva de que a competência dos estados está restrita à distribuição de gás natural canalizado, sendo a expressão “gás natural” entendida como o hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso (o que excluiria o GNL, por exemplo) e o vocábulo “canalizado” entendido como o gás movimentado por meio dos dutos de distribuição, desde o *city gate* até o usuário (o que, *a priori*, excluiria a movimentação do gás por outros meios de transporte, como o rodoviário).

A referida agência reguladora assevera ainda que o serviço público de distribuição de gás é regulado pelo art. 25, § 2º, da Constituição Federal, e disciplinado pela Lei 8.789/1995 (Lei de Concessões de Serviços Públicos), cabendo aos estados legislar tão somente sobre a

distribuição de gás canalizado. A ANP entende, entretanto, que a competência para legislar sobre a comercialização do gás natural é privativa¹⁸ da União, utilizando como fundamento o disposto no § 4º do art. 177 da Constituição Federal:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

[...]

§ 4º A lei que instituir contribuição de intervenção no domínio econômico relativa às atividades de importação ou comercialização de petróleo e seus derivados, **gás natural** e seus derivados e álcool combustível deverá atender aos seguintes requisitos: (Incluído pela EC nº 33, de 2001) [...] (grifos nossos).

Em que pese o esforço argumentativo, nesse ponto específico, o fundamento trazido pela agência utiliza o dispositivo constitucional transcrito que trata de competência legislativa tributária e não de competência material ou legislativa acerca da atividade de comercialização de gás natural.

Quanto à interpretação restritiva do art. 25, § 2º, da Constituição Federal, defendida pela ANP, há quem aponte que tal dispositivo constitucional merece uma interpretação sistemática e não restrita da locução “serviço local de gás canalizado”.

É preciso destacar que a atual redação do § 2º do art. 25 foi dada pelo constituinte reformador (Emenda Constitucional 5, de 15 de agosto de 1995), o qual excluiu a menção “à exclusividade de distribuição” do texto constitucional, deixando apenas a menção ao serviço de gás canalizado.

Floriano de Azevedo Marques Neto,¹⁹ doutor em Direito pela Universidade de São Paulo (USP) e reconhecido doutrinador na área de Direito Público, defende que, apesar de o núcleo do “serviço local de gás canalizado” ser a atividade de distribuição, tal serviço local envolve outras atividades necessárias à consecução desse serviço, cujo objetivo é a entrega de uma utilidade para o usuário final. Diante disso, a fim de possibilitar o exercício pleno de suas prerrogativas constitucionais, cabe aos estados fiscalizar, monitorar e

¹⁸ Ressalte-se que, a despeito desse posicionamento manifestado recentemente pela ANP na Nota Técnica 4/2018, este não parece ser, historicamente, o entendimento manifestado pela agência federal em seus normativos. Como será visto mais adiante na presente nota, ao regular a comercialização do gás natural, a ANP ressalva expressamente que o exercício de sua competência encontra limites na competência constitucionalmente atribuída aos estados quanto ao tema, por força do art. 25, § 2º, da Constituição Federal (ver Resolução ANP 52/2011 – art. 1º, I, e art. 3º). Note-se que o próprio legislador federal reconhece que a comercialização é insita ao exercício da atividade de “distribuição de gás canalizado” ao conceituar essa expressão como “serviços locais de **comercialização** de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal” (Lei do Petróleo, art. 6º, inciso XXII) (grifos nossos). Ainda, a Lei do Gás, ao dispor sobre a competência da ANP para registrar os contratos de compra e venda do gás natural, ressalva a competência dos estados para tratar da comercialização do gás natural canalizado (art. 47, *caput*). Assim, em se tratando de comercialização de gás natural no âmbito da distribuição canalizada do gás natural, a competência para legislar e regular o assunto seria dos estados, inexistindo competência privativa da União para legislar amplamente sobre a comercialização do energético.

¹⁹ MARQUES NETO, F. A. *Regulação e poder de polícia no setor de gás*. [2004]. Disponível em: https://www.migalhas.com.br/arquivo_artigo/art_13_12.htm. Acesso em: 15 mai. 2019.

coordenar a prestação do serviço concedido, o que inclui não só a distribuição do gás em si, como também as atividades adjacentes no âmbito local.

Assim, o referido autor defende que a locução “serviço local”, constante do § 2º do art. 25 da Constituição Federal, reforça a noção de entrega final de uma utilidade ao usuário, sendo que tal expressão não teria a finalidade precípua de segmentar as atividades de distribuição e de comercialização do gás, mas apenas a de traçar a diferença entre a atividade local de distribuição, de competência estadual, e a atividade de transporte de longa distância (do polo produtor até o *city gate*), de competência federal.

Aliás, o mesmo autor entende que o serviço público previsto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal engloba a atividade de distribuição e comercialização de gás natural ao consumidor final, pela rede local de canalização. Isso porque se reconhece que, uma vez que o estado é titular do citado serviço público, igualmente titulariza a competência regulatória sobre a atividade de comercialização e distribuição do gás canalizado, sem a qual não poderia exercer suas prerrogativas sobre o setor.

Por fim, Floriano de Azevedo Marques Neto destaca que a Constituição Federal não se ateve à espécie de gás natural a ser fornecida para definir as competências materiais ou regulatórias atinentes às atividades da cadeia de valor do gás. De fato, o constituinte não focou em aspectos técnicos (pressão, estado físico, tipo de duto) para delimitar as competências federais e estaduais no setor gaseífero, mas sim nas atividades econômicas desenvolvidas (produção, transporte, distribuição). Deve-se atentar, outrossim, para o fato de que, em relação à atividade de distribuição atribuída aos estados, o constituinte delimitou-a a partir do meio utilizado em sua movimentação até o usuário final, canalizado.

Nesse sentido, parece correto entender que os estados têm competência para regular a atividade de distribuição de gás natural **sob a forma canalizada** ao usuário final, devendo-se considerar nela abrangida a atividade de comercialização diretamente relacionada com essa etapa da cadeia (isto é, a venda do gás natural que ocorre depois de sua entrega no *city gate*).

Portanto, é baseado nessa repartição de competência constitucional, isto é, que leva em conta as atividades de monopólio de cada ente federativo, que se deve interpretar a legislação infraconstitucional e infralegal.

6.4/ Delimitação das competências regulatórias no âmbito infraconstitucional

Conforme descrito no item anterior, a Constituição Federal delimitou as competências materiais e regulatórias das principais atividades da cadeia de valor do gás natural, não obstante haver algumas controvérsias doutrinárias sobre a abrangência de cada atividade.

De um lado, o art. 25, § 2º, da Constituição Federal, atribui aos estados a competência para o serviço local de gás canalizado, de outro, o art. 177, incisos I, III e IV, do mesmo diploma, atribui à União o monopólio sobre as atividades de exploração, produção, transporte (por meio de conduto), importação e exportação de gás natural.

Diante dessa moldura criada pela Constituição Federal, a Lei do Petróleo e a Lei do Gás trouxeram definições das atividades da cadeia do gás e também delinearam as competências atribuídas à ANP, as quais devem ser interpretadas de forma a respeitar as normas constitucionais, de hierarquia superior, que atribuíram competências à União e aos estados.

No que toca especificamente à atividade de distribuição, a Lei do Petróleo, em seu art. 6º, inciso XX, define *distribuição* como atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado,²⁰ exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis. Já em seu inciso XXII, define *distribuição de gás canalizado* como “serviços locais de comercialização de **gás canalizado, junto aos usuários finais**, explorados com exclusividade pelos estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal” (grifos nossos).

Apesar de a União, bem como a ANP, não ter competência regulatória sobre os serviços locais de gás canalizado – o que inclui, repita-se, a distribuição e a comercialização do gás ao usuário final por meio de duto, independentemente do estado físico do gás –, cabe à União legislar sobre energia (art. 22, inciso IV, da Constituição Federal) e regular o abastecimento nacional de combustíveis, conforme dispõem os arts. 8º, inciso XV, e 9º da Lei do Petróleo:

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

[...]

XV – **regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis**, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis – DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78 (grifos nossos).

²⁰ Trata-se do gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha ou gás de botijão, um subproduto do petróleo, que não se confunde com o gás natural liquefeito (GNL), este, sim, gás natural em estado líquido.

Ressalte-se que a competência para regular o abastecimento de combustíveis não deve ser confundida com a competência regulatória sobre os serviços locais de gás canalizado, o que inclui a distribuição e a comercialização do gás.

Floriano de Azevedo Marques Neto, em seu artigo “Regulação e poder de polícia no setor do gás”,²¹ traz uma diferenciação entre as atividades de abastecimento e distribuição, tentando interpretar os dispositivos da Lei do Petróleo conforme a Constituição. Para o autor, a regulação do abastecimento tem como finalidade garantir a oferta e a disponibilidade de combustível para a população em âmbito nacional. Trata-se de garantir a continuidade do serviço por meio de políticas macroeconômicas, importação e exportação, entre outros. A distribuição, por sua vez, envolve questões afetas à prestação de serviço local e goza de maior complexidade, pois nela está compreendida não só a comercialização, mas também a detenção de uma rede de distribuição, questões ambientais e de segurança.

Entender abastecimento como sinônimo de distribuição ou comercialização seria contrariar as delimitações impostas pelos arts. 25, § 2º, e 177 da Constituição Federal.

Outra questão que merece reflexão é o alcance da Resolução ANP 52, de 29 de setembro de 2011. Considerando que o inciso XXVI do art. 8º da Lei do Petróleo determina que cabe à ANP autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União, o que é corroborado pelo inciso VIII do art. 2º da Lei do Gás, a ANP editou a supracitada resolução, que visa regulamentar:

I – a **autorização** da prática da atividade de **comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União**;

II – o **registro de agente vendedor**, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010; e

III – o **registro de contratos de compra e venda** de gás natural (grifos nossos).

Note-se que a referida resolução define comercialização de gás natural como sendo a atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP, **ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal**. Vale destacar que a resolução repete a definição dada pela Lei do Gás (art. 2º, inciso VIII).

A ressalva feita pela norma visa preservar a harmonia entre duas ordens regulatórias distintas (federal e estadual) sobre uma mesma atividade, comercialização de gás natural. Reconhece, portanto, que a União e os estados têm competência regulatória sobre o

²¹ MARQUES NETO, F. A. *Regulação e poder de polícia no setor de gás*. [2004]. Disponível em: https://www.migalhas.com.br/arquivo_artigo/art_13_12.htm. Acesso em: 15 mai. 2019.

tema, sendo que a competência daquela encontra seus limites na reservada a estes, que se dá na distribuição/comercialização no sistema canalizado.

Assim, as autorizações concedidas pela ANP que dizem respeito à comercialização de gás natural não excluem ou limitam a competência dos estados (e de suas agências reguladoras) de autorizar a comercialização e a distribuição de gás canalizado no âmbito de seus territórios.

Para reforçar esse entendimento, os incisos V e XXVI do art. 8º da Lei do Petróleo preveem que:

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

[...]

V – autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento;

[...]

XXVI – autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União (grifos nossos).

A parte final do inciso XXVI citado delimita a competência da ANP para autorizar as atividades que envolvam a comercialização de gás dentro da esfera de competência da União, ou seja, tanto a comercialização de gás nas atividades relacionadas no inciso V do mesmo diploma legal, em consonância com a moldura estabelecida pelo art. 177 da Constituição Federal, quanto a comercialização local do gás natural fora da rede canalizada.

Portanto, diante da ressalva da lei, delimita-se a competência da União para tratar de comercialização de gás natural no âmbito das atividades do art. 177 da Constituição Federal. Adicionalmente, a União tem competência regulatória sobre a distribuição e a comercialização do gás que não seja canalizado, em uma leitura *a contrario sensu* do art. 25, § 2º, da Constituição Federal, que reservou aos estados a competência para tratar da distribuição (o que incluiria a comercialização) de serviço local de gás canalizado.

Esse entendimento é corroborado pelo disposto no art. 42 da Lei do Gás:

Art. 42. A ANP regulará o exercício da atividade de **acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural ao consumidor final por meio de modais alternativos ao dutoviário.**

§ 1º Entende-se por modais alternativos ao dutoviário a **movimentação de gás natural por meio rodoviário, ferroviário e aquaviário.**

§ 2º A ANP articular-se-á com outras agências para adequar a regulação do transporte referido no § 1º deste artigo, quando for o caso (grifos nossos).

Logo, tanto a ANP quanto os estados (por meio de suas agências reguladoras estaduais) têm competência para regular a movimentação de gás natural, sendo que o objeto de cada regulação deve circunscrever-se à competência que cada ente federativo tem em relação a cada atividade da cadeia do gás.

6.5/ Competência regulatória da distribuição de GNL e GNC por caminhões

Conforme exposto, tanto a Lei do Petróleo quanto a Lei do Gás traçaram os contornos da competência federal e estadual acerca da comercialização do gás natural. A comercialização do energético constituiria um elo autônomo da cadeia de valor do gás, cuja competência regulatória seria, *a priori*, da União, salvo a comercialização ínsita à distribuição de gás canalizado para o usuário final, cuja competência regulatória caberia aos estados.

Diante desse cenário, passa-se a analisar se a distribuição e a comercialização de GNL e GNC seriam de competência regulatória federal ou estadual, levando-se em consideração que, embora se trate de distribuição de gás natural ao usuário final, tais atividades ocorrem mediante transporte rodoviário (caminhões), e não por meio de dutos.

O que se verifica na prática é a existência de duas ordens regulatórias distintas, uma federal e outra estadual, cujo marco está atrelado ao meio de transporte utilizado para a distribuição do gás natural, se por duto ou por modal alternativo.

No âmbito federal, além do que dispõe o art. 42 da Lei do Gás (mencionado na subseção anterior), o assunto encontra-se regulado na Portaria ANP 118/2000 e na Resolução ANP 41/2007, que tratam, respectivamente, da autorização para o exercício das atividades de distribuição a granel de GNL e de GNC, além de outras providências pertinentes.

A partir dos referidos normativos, a ANP disciplina as atividades de distribuição de GNL e GNC em âmbito nacional com o fim especial de levar gás natural a localidades não atendidas pela infraestrutura de transporte e distribuição dutoviária. Tais atividades representam uma alternativa para estimular o desenvolvimento de novos mercados de gás natural no Brasil e, conseqüentemente, a futura expansão da rede canalizada de gás natural pelas concessionárias estaduais, o que demanda elevados investimentos.

Conforme dispõem tais normas, a atividade de distribuição de GNL abrange a aquisição do produto, bem como seu recebimento, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade, **transporte e comercialização**, podendo incluir as instalações de liquefação e regaseificação. Já o exercício da atividade de distribuição de GNC abrange a aquisição, recebimento e compressão do gás natural, bem como armazenamento, controle de qualidade, **distribuição e comercialização** do GNC.

Para que lhe seja outorgada a autorização para o exercício da atividade de distribuição de GNL e GNC, o distribuidor, além de cumprir os requisitos específicos estabelecidos, respectivamente, na Portaria ANP 118/2000 e na Resolução ANP 41/2007, precisa atender às condições gerais estabelecidas pela ANP para o exercício da comercialização de gás natural, estabelecidas na Resolução ANP 52/2011.

É curioso notar que a ANP parece reconhecer que seus normativos não afastam uma possível competência regulatória dos estados, no que couber. Assim, a Resolução ANP 41/2007, além de fazer ressalva de que cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, conforme preceitua o § 2º do art. 25 da Constituição Federal, dispõe em seu art. 22 que as autorizações concedidas não eximem a empresa autorizada do cumprimento de outras obrigações legais correlatas de âmbito federal, estadual e municipal. De igual modo, a Portaria 118/2000 prevê em seu art. 18 que a autorização expedida pela ANP não exige a pessoa jurídica de obter as demais autorizações e licenças de competência de outros órgãos federais, estaduais e municipais.

Como se verá mais adiante, os estados disciplinam as atividades de distribuição de GNL e GNC quando relacionadas a “projetos estruturantes”, nomenclatura utilizada para se referir a projetos que possibilitam às concessionárias estaduais de gás canalizado contratar um distribuidor de GNL ou GNC para transferir gás natural entre dois ou mais dutos da concessão que não estejam interligados fisicamente, sem que haja o atendimento direto ao consumidor final na forma de GNL/GNC. Mesmo nesses casos, além da autorização do regulador estadual (quando prevista), faz-se necessária a prévia autorização da ANP.

As referidas normas infralegais da ANP foram expedidas calcadas nas competências delineadas tanto pela Lei do Petróleo quanto pela Lei do Gás para tratar de comercialização de gás natural no âmbito federal. Contudo, a leitura da mencionada portaria e das resoluções da ANP deve ser feita com o cuidado de respeitar os limites fixados pela Constituição Federal, em especial no que se refere à competência estabelecida aos estados para tratar dos serviços locais de gás canalizado.

Nesse sentido, em matéria de distribuição e comercialização de gás natural que não seja objeto de canalização, a União tem competência regulatória, podendo consequentemente disciplinar a distribuição e a comercialização de GNL e GNC.

No que se refere propriamente à distribuição de GNC, a Resolução ANP 41/2007 prevê dois tipos de projetos específicos,²² além da previsão geral da possibilidade de levar o GNC aos usuários finais (o que as empresas do setor costumam chamar de “projeto ponto a ponto”):

²² Tais inovações normativas resultaram das contribuições dos agentes do setor à consulta pública promovida pela ANP quando da elaboração da norma, refletindo, portanto, as necessidades do mercado, o que proporciona segurança jurídica às relações negociais.

// “Projeto estruturante” (art. 2º, inciso XI); e

// “Projeto para uso próprio” (art. 2º, inciso X).

Como o projeto para uso próprio²³ não guarda relação direta com o propósito desta nota, os comentários a seguir têm como foco o projeto estruturante.

O projeto estruturante caracteriza-se por permitir, a partir da distribuição de GNC, a transferência de gás natural entre dois ou mais dutos da concessionária estadual de gás que não estejam interligados fisicamente. Assim, a concessionária estadual contrata o distribuidor de GNC para realizar o transporte do gás por caminhão desde a sua rede primária de dutos (malha principal) até a rede secundária (sistema local isolado), ambos situados na sua área de concessão. A implementação do projeto submete-se à prévia autorização da ANP.

Embora não haja previsão normativa de projeto estruturante especificamente para a distribuição de GNL na Portaria 118/2000, não se vislumbra óbice a sua adoção, desde que autorizada pela ANP e atendidas as condições estabelecidas na mencionada portaria.

Vale destacar, ainda, que os projetos estruturantes atraem, também, a competência regulatória dos estados, na medida em que tais projetos têm relação com os serviços locais de prestação de gás canalizado (ao ligar, por caminhão, duas redes canalizadas), os quais, em geral, nesses casos só não são realizados por meio de duto pela concessionária estadual em razão da inviabilidade econômica dessa solução tecnológica.

Assim, apesar de a atividade de comercialização pela “distribuidora de GNC/GNL” ser de competência regulatória da União (Resolução ANP 41/2007 e Portaria 118/2000), isso não retira da agência reguladora estadual a competência para estabelecer condições e critérios para a autorização de projetos estruturantes destinados a fornecer gás em regiões (dentro da área de concessão) que dispõem de redes locais não conectadas fisicamente à malha principal. Contudo, nesse caso específico, a regulação estadual tem como destinatário da norma a concessionária estadual, e não o “distribuidor de GNC/GNL”, que precisa estar autorizado pela ANP para operar.

Nesse sentido, no estado de São Paulo, por exemplo, a Deliberação Arsesp 211, de 3 de março de 2011, emitida pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp), estabelece condições e critérios para a autorização de projetos para prestação de serviço de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais, implantadas ou a serem implantadas, que dependam de suprimento de gás por GNC

²³ Previsto no art. 2º, inciso X, da Resolução ANP 041/2007, possibilita que pessoas jurídicas usuárias de gás natural (de pequeno, médio ou grande porte) executem os elos da cadeia de distribuição de GNC a granel exclusivamente para fins de atendimento de suas próprias necessidades de consumo, mediante prévia autorização da ANP.

ou GNL, no âmbito da área de concessão de cada concessionária estadual. A Arsesp até já expediu autorizações para projetos estruturantes.²⁴

No referido normativo, a Arsesp delibera a respeito das autorizações a serem expedidas para as concessionárias estaduais realizarem a distribuição de gás por meio de projeto estruturante, o que envolve a contratação de um distribuidor de GNL e GNC. Quanto ao exercício da atividade de GNL e GNC em si, o art. 4º da Deliberação 211 exige que essa atividade seja autorizada pela ANP, convergindo o entendimento de que caberia à agência reguladora federal tratar dessa atividade.

Vale destacar, ainda, que a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agenera) parece seguir no mesmo caminho da Arsesp, tendo realizado em 2018 consulta pública sobre minuta de instrução normativa (baseada no normativo da Arsesp) com o fim de regular a autorização de projetos estruturantes, em regiões providas de redes locais de distribuição no estado do Rio de Janeiro. Embora a mencionada consulta pública não tenha, até o momento, resultado na expedição da norma posta em consulta, verifica-se que, na prática, tal fato não tem impedido as concessionárias estaduais (CEG e CEG Rio) de contratar os serviços de distribuição de GNC/GNL para levar o gás natural a regiões da concessão com redes locais, isoladas da malha principal.

Note-se que as distribuidoras estaduais de gás canalizado que se utilizam do projeto estruturante têm incluído em suas revisões tarifárias, observadas as condições estabelecidas pela agência reguladora estadual, os custos com a contratação dessas empresas distribuidoras de GNC ou GNL.²⁵

Quanto à previsão geral da possibilidade de distribuir GNC e GNL aos usuários finais, é interessante destacar os projetos comercialmente chamados pelas empresas de “projeto ponto a ponto”, que podem assumir duas formas:

// o distribuidor de GNC/GNL e o usuário final celebram um contrato de transporte do gás natural e, em paralelo, a concessionária estadual e o usuário final celebram um contrato de compra e venda do gás (comercialização). Assim, o distribuidor de GNC/GNL é responsável exclusivamente pela prestação do serviço de distribuição em si, ao passo que a concessionária responde pela venda do gás; ou

²⁴ A título de exemplo: Deliberação Arsesp 735, de 18 de julho de 2017: “Art. 1º Autorizar o projeto estruturante de prestação de serviço de distribuição de gás canalizado, por meio de atendimento por rede local, a ser suprida por gás natural comprimido (GNC) no município de Bebedouro, área de concessão da Gás Brasileiro Distribuidora S.A.”

²⁵ Vide Contribuição à Consulta Pública “Estímulos para Interiorização da Distribuição de Gás Natural Canalizado do Estado do Rio de Janeiro por meio de Gás Natural Comprimido – GNC. Referência Processo nº E-12/003.405/2014-A-GENERSA/CEG e CEG Rio – Metodologia de Cálculos e Aplicação do Encargo Tarifário GNC.”

// o distribuidor de GNC/GNL e o usuário final celebram um contrato que inclui não apenas o serviço de distribuição do gás natural, como também a venda da *commodity* (comercialização). Nessa modalidade, o distribuidor de GNC/GNL compra o gás natural da concessionária estadual e o vende ao usuário final.

Diante disso, é possível concluir que as agências reguladoras estaduais, em geral, não regulam a distribuição de GNC e GNL por particulares quando essa atividade ocorre fora do sistema dutoviário, ressalvados os casos de projetos estruturantes, mas, mesmo nestes últimos, a atuação dos estados se dá de forma complementar à federal e dirige-se às concessionárias estaduais de gás canalizado, e não ao distribuidor de GNC/GNL propriamente. Assim, a regulação de tal atividade está dentro da esfera de competência da União, uma vez que se trata de comercialização de gás natural fora da rede canalizada.

6.6/ Reclamação Constitucional 4.210

A discussão a respeito dos limites da competência dos estados e da União relativamente ao transporte e à distribuição (comercialização) de GNL é objeto da Reclamação Constitucional 4.210.

A reclamação, que tem natureza de remédio constitucional, cujo objetivo é assegurar a competência e garantir a autoridade dos tribunais superiores (STJ e STF), foi ajuizada pelo estado de São Paulo e pela Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), atual Arsesp, que alegaram haver conflito federativo entre a União, o estado de São Paulo, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Arsesp, conflito que somente poderia ser solucionado pelo Supremo Tribunal Federal (STF).

Resumidamente, a discussão envolve o Projeto Gemini, parceria entre a Petrobras e a empresa White Martins para liquefação e distribuição de gás natural oriundo da Bolívia a partir do município de Paulínia (SP). Pelo acordo, a Petrobras fornece gás trazido do país vizinho pelo Gasoduto Bolívia-Brasil à White Martins, que realiza a liquefação em Paulínia e entrega o gás liquefeito à GNL Gemini – Comercialização e Logística de Gás Ltda. (“distribuidor” de GNL autorizado pela ANP) para comercialização.

Por entender que o serviço público de distribuição de gás canalizado é competência exclusiva do estado e que a parceria entre Petrobras e White Martins viola essa competência, a CSPE editou uma portaria para regular a distribuição de gás canalizado oriundo de gasodutos de transporte, sob o argumento de que o fornecimento de gás para a planta de liquefação situada em área de concessão estadual (Paulínia – SP) caracterizaria atividade de serviço público de distribuição, passível de regulação tarifária pela agência reguladora e de margem de distribuição da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás).

As empresas discordaram da portaria, alegando que sua atividade se relacionaria ao transporte de gás natural (de competência federal), e propuseram ação judicial na Justiça Federal de São Paulo, que deferiu pedido de tutela antecipada para ordenar que a CSPE se abstinhasse da prática de qualquer ato ou da aplicação de qualquer penalidade com relação às instalações de transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto (TBG) e ao projeto GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.

Inconformadas, a CSPE e a Comgás interpuseram recursos (agravos de instrumento) em que sustentaram a incompetência absoluta do juízo federal e pediram a reforma da decisão. O pedido foi negado e o relator decidiu que seria da União e da ANP a competência para prestar e regular o serviço de fornecimento de gás canalizado ao Projeto Gemini e não do estado de São Paulo e da CSPE.

Diante dessa decisão, o estado de São Paulo e a CSPE interpuseram a referida reclamação perante o Supremo, pleiteando a imediata suspensão do processo e dos recursos que tramitam na Justiça Federal, sob pena de a Petrobras, mediante sua controladora TBG, iniciar o fornecimento imediato de gás natural à “planta de liquefação” da White Martins, “o que configurará inadmissível modo de ampliar indevidamente a competência da União em matéria de gás natural e, por conseguinte, restringir a competência privativa do Estado, violando-se, pois, o artigo 25, § 2º, da Constituição Federal”.

O STF, em razão do conflito federativo que se estabeleceu em torno do tema discutido nos autos, reconheceu a competência da Alta Corte para julgar o litígio entre a União e o estado de São Paulo sobre transporte (em sentido amplo) e comercialização de gás canalizado e, em 26.3.2019, julgou a reclamação procedente apenas para determinar a subida para o STF dos autos do processo, que até então tramitava na Justiça Federal paulista.

Vale destacar que o mérito da questão ainda não foi definitivamente julgado. Não obstante, o atual ministro relator, Ricardo Lewandowski, ao julgar procedente a referida reclamação, manifestou que:

é possível ler com meridiana clareza que compete “aos Estados explorar diretamente ou mediante concessão os serviços locais de gás canalizado”, que corresponde, a meu ver, à situação fática apresentada nos autos.

(...)

O gás natural mediante processo de liquefação é transformado em gás natural liquefeito, que depois deste processo, é repassado para empresa responsável por sua comercialização. Assim, a situação acima retratada disciplinada por ato normativo emanado de agência reguladora controlada pelo Estado de SP, em nada conflita com o monopólio da União, revelado no art. 177, inciso IV, do mesmo diploma (grifos nossos).

Portanto, no caso em questão, há duas atividades em foco: (i) o transporte/distribuição do gás por duto da Petrobras, mediante ramal feito diretamente no Gasoduto Bolívia-

Brasil (Gasbol), para a empresa de liquefação em Paulínia (SP); e (ii) a comercialização do gás pela GNL Gemini (distribuidora de GNL) para os usuários finais.

A princípio, a controvérsia gira em torno do fornecimento do gás natural diretamente pela Petrobras, por meio de um “ramal” no Gasbol, para a empresa de liquefação White Martins, localizada na cidade de Paulínia, no estado de São Paulo. A União e as empresas envolvidas alegam que esse fornecimento de gás se caracteriza como transporte de gás natural, matéria de competência da União. Já o estado de São Paulo e a concessionária estadual (Comgás) alegam que esse fornecimento se caracteriza como distribuição de gás canalizado dentro de área concedida, o que é competência do estado.

A segunda atividade em foco no caso concreto é a comercialização do gás liquefeito pela empresa distribuidora de GNL (qual seja, a GNL Gemini). Em relação a essa atividade, não parece haver controvérsias a respeito da competência para regular a matéria, sendo essa, *a priori*, da União, conforme demonstrado na seção anterior desta nota.

6.7/ Considerações finais

Em que pese o fato de a Constituição Federal ter definido as competências materiais e regulatórias acerca dos principais elos da cadeia do gás (art. 25, § 2º vs art. 177, inciso IV, ambos da CRFB/88), a delimitação dessas competências ainda é objeto de controvérsia doutrinária, gerando incertezas sobre a que ente federativo cabe autorizar determinada atividade econômica.

No que diz respeito ao objeto da presente nota, isto é, sobre a que ente cabe regular a distribuição e a comercialização de GNC e GNL por meio rodoviário, viu-se que existem em nosso ordenamento normas infraconstitucionais (Lei do Petróleo e Lei do Gás) que dão contornos aos limites das competências constitucionalmente estabelecidas aos entes federativos (União e estados), destacando-se, no caso, o disposto no art. 42 da Lei do Gás, segundo o qual compete à ANP regular o exercício da atividade de transporte e comercialização de gás natural ao consumidor final por meio de modais alternativos ao dutoviário.

Além disso, verificou-se que os estados disciplinam as atividades de distribuição de GNL e GNC quando relacionadas a projetos estruturantes, que possibilitam às concessionárias estaduais de gás canalizado contratar um distribuidor de GNL ou GNC para transferir gás natural entre dois ou mais dutos da concessão que não estejam interligados fisicamente, sem que haja o atendimento direto ao consumidor final na forma de GNL/GNC.

Diante de todo o exposto, parece mais consentâneo com as diretrizes estabelecidas na Constituição Federal o entendimento segundo o qual pertence à União a competência para regular a distribuição e a comercialização de GNC e GNL ao usuário final por meio de modais alternativos ao dutoviário.

Apêndice

Quadro A.1 | Comparativo principais aspectos dos contratos de concessão da Comgás e da CEG para exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado, celebrados com os respectivos estados

		Contratos de concessão	
		Comgás ¹ (São Paulo)	CEG ² e CEG Rio ³ (Rio de Janeiro)
Objeto		Exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado.	Exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, compreendendo: (i) a distribuição de gás natural ou manufaturado (este último obtido a partir do processamento de gás natural ou nafta); (ii) o desempenho de atividades correlatas, compatíveis com a natureza do serviço “(i)”; e (iii) a distribuição de gás liquefeito de petróleo, por meio de canalizações. Obs.: Mediante autorização expressa, caso a caso, do poder concedente, os serviços objeto da concessão poderão ser parcialmente subconcedidos.
Exercício de outras atividades econômicas		Outras atividades empresariais somente poderão ser exercidas mediante prévia e expressa autorização da CSPE, ⁴ e desde que: (i) não interfiram na atividade principal da concessionária; e (ii) as receitas auferidas sejam contabilizadas em separado. Obs. 1: A CSPE poderá exigir que a concessionária estabeleça pessoas jurídicas distintas, quando entender necessárias para maior transparência do negócio. Obs. 2: No conceito de “outras atividades empresariais”, estão compreendidas as atividades de: produção, importação, transporte e armazenamento de gás canalizado.	A concessionária poderá, por meio de subsidiárias, explorar outras atividades empresariais, desde que tal exploração não afete as atividades objeto de concessão.
Prazo		30 anos, prorrogável, uma única vez, por 20 anos, a critério exclusivo do poder concedente, mediante requerimento da concessionária. Contrato celebrado em 31.5.1999, vigente até 31.5.2029	30 anos, prorrogável, uma única vez, por igual período, a critério exclusivo do poder concedente, mediante requerimento da concessionária. Contrato celebrado em 21.7.1997, vigente até 21.7.2027. Obs.: Na hipótese de prorrogação, o poder concedente poderá decidir sobre todos os termos do novo período de concessão, inclusive no que diz respeito à manutenção ou não da exclusividade na prestação do serviço na área concedida.

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás¹ (São Paulo)	CEG² e CEG Rio³ (Rio de Janeiro)
Exclusividade/ consumidor livre		<p>A concessionária terá exclusividade na comercialização de gás canalizado na área da sua concessão: (i) no período da concessão, a usuários dos segmentos residencial e comercial; e (ii) pelo período de 12 anos, aos demais usuários (segmentos industrial, grandes usuários, termelétrica, cogeração, gás natural veicular e interruptível).</p> <p>Obs. 1: Os usuários que desejarem se tornar usuários livres, a partir da data do encerramento do período de exclusividade, devem se manifestar com antecedência mínima de dois anos.</p> <p>Entende-se por usuário livre aquele que pode adquirir os serviços de comercialização de gás canalizado da concessionária ou de outros prestadores.</p> <p>Obs. 2: O contrato não aprofunda a disciplina do consumidor/usuário livre, limitando-se ao disposto acima.</p>	<p>A concessionária terá exclusividade para a distribuição de gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, na área da sua concessão.</p> <p>Obs. 1: Na Cláusula de Tarifas, há a previsão da figura do consumidor livre, o qual poderá adquirir gás canalizado diretamente do produtor, desde que: (i) haja consumo mínimo de 100 mil m³ de gás ao dia; (ii) nos dez primeiros anos de concessão, obtenha anuência prévia e expressa da concessionária; e (iii) durante o todo o prazo de concessão, efetue o pagamento à concessionária de tarifa que represente a diferença entre a tarifa limite devida à concessionária e o preço que a concessionária paga para aquisição do gás da mesma supridora.</p> <p>Obs. 2: O contrato não aprofunda a disciplina do consumidor/usuário livre, limitando-se ao disposto acima.</p>
Investimentos/ expansão e ampliação dos sistemas de distribuição		<p>A concessionária obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de gás canalizado.</p> <p>Obs. 1: Além das responsabilidades de investimento (incluindo as metas estabelecidas no contrato), a concessionária deverá expandir seus sistemas dentro da sua área de concessão, por solicitação fundamentada de qualquer interessado, sempre que o serviço seja economicamente viável.</p> <p>Caso a expansão não seja economicamente viável, será permitida a participação financeira de terceiros interessados referente à parcela não viável da obra, com base nas tarifas vigentes e na taxa de custo de capital fixada periodicamente pela CSPE. Os projetos e custos deverão ser submetidos à aprovação da CSPE, em caso de expansão superior a 1 mil metros construída com a participação de terceiros.</p> <p>A concessionária contabilizará separadamente a parcela da participação financeira de terceiros para as expansões, na medida em que esta terá considerada a sua depreciação, mas não será remunerada, para efeito de equilíbrio econômico-financeiro do contrato, tampouco para fins de indenização em ocorrendo a extinção, caducidade ou encampação da concessão.</p> <p>Obs. 2: Desde que o usuário atenda aos requisitos de segurança e instalações (estabelecidos no contrato de concessão), a concessionária estará obrigada a prestar-lhe os serviços de fornecimento de gás canalizado, sendo que, em caso de inobservância dos índices de qualidade dos serviços prestados, a concessionária estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela CSPE, que serão recolhidas em favor: do consumidor diretamente envolvido quando violado padrão de qualidade individual; ou da CSPE, quando violado padrão de qualidade de caráter coletivo.</p>	<p>O poder concedente poderá, desde que comprovado relevante interesse público e assegurado retorno adequado aos investimentos a serem realizados, determinar à concessionária, dando-lhe prazo razoável, que passe a prestar o serviço concedido em determinadas áreas que não tenham sistema de distribuição em funcionamento, ou que passe a atender às necessidades de consumidores especiais.</p> <p>Considera-se retorno adequado aquele que assegure remuneração do capital igual à que resulta da aplicação dos critérios previstos no contrato para a fixação das tarifas.</p> <p>Obs. 1: O não atendimento pela concessionária da determinação, por qualquer outro motivo que não seja o comprovado compromisso de fornecimento para outros consumidores de todo o gás por ela adquirido, implicará a imediata perda da exclusividade contratual sobre a área da concessão, podendo o serviço passar a ser prestado por nova concessão ou subconcessão parcial.</p> <p>Obs. 2: A concessionária é obrigada a atender a novos pedidos de fornecimento a consumidores, desde que satisfeitas as condições de rentabilidade, de acordo com as taxas previstas na cláusula 7ª, § 9º, do contrato de concessão.</p> <p>A concessionária deixará de atender aos novos pedidos de fornecimento de gás nas hipóteses de: (i) insuficiência de matéria-prima ou ameaça à segurança; (ii) naquelas em que seja obrigada a realizar investimentos, por ela não previstos, no sistema de distribuição.</p> <p>Nesses casos, caso haja a necessidade da participação direta do consumidor no investimento necessário para atender ao próprio pedido de fornecimento, tal participação ficará limitada a 90% do total do investimento, visando atingir as condições de rentabilidade da concessionária, de acordo com o previsto no contrato de concessão.</p>

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás ¹ (São Paulo)	CEG ² e CEG Rio ³ (Rio de Janeiro)
Metas de investimento e expansão	Metas	<p>A concessionária obriga-se a cumprir metas mínimas, que não preveem a participação financeira de terceiros interessados:</p> <p>(i) Acréscimo de usuários: alcançar um acréscimo mínimo de 200 mil usuários nos primeiros dez anos, sendo pelo menos 70 mil nos cinco primeiros anos, período este em que o acréscimo anual não poderá ser inferior a 10 mil usuários;</p> <p>(ii) Expansão da rede de distribuição: construir, no mínimo, 400 km de redes de distribuição de gás, excluídos ramais externos e de serviços, nos cinco anos iniciais;</p> <p>(iii) Substituição dos medidores, de acordo com cronograma previsto em contrato, sendo que, até o décimo ano, a substituição deverá atingir 65% do total dos medidores;</p> <p>(iv) Plano de aferição dos medidores, a fim de que, em até dez anos, estejam aferidos todos os medidores que ainda não tenham sido substituídos;</p> <p>(v) Programa de renovação da rede de ferro fluido, a ser implementado, com aprovação da CSPE, de forma que a renovação seja executada em pelo menos 25% da extensão total da rede, nos primeiros cinco anos; e, no período do sexto ao décimo ano, no mínimo em 3% ao ano;</p> <p>(vi) Programa de substituição de ramais, a ser implementado, com aprovação da CSPE, de forma que a substituição seja executada, durante os primeiros dez anos, no mínimo em 3% ao ano sobre o total dos ramais comerciais e residenciais existentes;</p> <p>(vii) Instalação de unidades de correção de medição, nos primeiros cinco anos, para todas as instalações com consumo médio mensal superior a 50 mil m³.</p> <p>Obs. 1: A concessionária deverá submeter à aprovação da CSPE seu "Plano para Cumprimento das Metas", contendo: cronograma, descrição dos materiais e serviços e os valores estimados do custo para sua execução. O referido plano deverá, ainda: atender a todos os segmentos de usuários; abranger toda a área de concessão; apresentar custos financeiros compatíveis com os praticados no mercado; e indicar expressamente o valor total em reais necessário ao cumprimento do plano.</p> <p>Obs. 2: A concessionária deverá apresentar à CSPE, anualmente, Plano Quinquenal de Investimentos e Obras.</p>	<p>Não há previsão originária no contrato de metas de expansão da rede, mas apenas em aditivos posteriores.</p> <p>Aditivo CEG de 2004: A concessionária obriga-se a: (i) atender aos compromissos de expansão do serviço de gás canalizado, implantando novas redes para atender plenamente à demanda do município de Guapimirim, até o fim de 2005; e (ii) apresentar, ao poder concedente e à Asep-RJ, relatório semestral acerca do andamento do plano de expansão, indicando os investimentos previstos e/ou realizado, os empregos gerados e o prazo de conclusão.</p> <p>Aditivo CEG de 2005: A concessionária obriga-se a: (i) atender aos compromissos de expansão do serviço de gás canalizado, implantando novas redes para atender plenamente à demanda do município de Mangaratiba e Maricá, respectivamente, até o fim de 2007 e 2008; (ii) apresentar à Asep-RJ, em até 180 dias antes do encerramento do exercício anterior ao da realização dos investimentos, os projetos executivos globais, acompanhados de cronograma físico e financeiro, dimensionamentos e especificações técnicas, localizações geográficas e números de clientes de cada segmento; e (iii) apresentar, ao poder concedente e à Asep-RJ, relatório semestral acerca do andamento do plano de expansão, indicando os investimentos previstos e/ou realizados, os empregos gerados e o prazo de conclusão.</p> <p>Aditivo CEG Rio de 2004: A concessionária obriga-se a: (i) atender aos compromissos de expansão do serviço de gás canalizado, implantando novas redes para atender plenamente à demanda dos municípios de Quatis (até o fim de 2004), Engenheiro Paulo de Frontin (até o fim de 2005), Teresópolis (até o fim de 2005), Paraíba do Sul (até o fim de 2005), Itaiaia (até o fim de 2006), Três Rios (até o fim de 2006), Cachoeira de Macacu (até o fim de 2007) e Nova Friburgo (até o fim de 2008); (ii) suprir as redes de distribuição dos municípios de Três Rios, Cachoeira de Macacu e Nova Friburgo, excepcionalmente, ao menos até o fim de 2005, mediante GNC (gás natural comprimido) ou GNL (gás natural liquefeito), até a conclusão definitiva dos ramais; e (iii) apresentar, ao poder concedente e à Asep-RJ, relatório semestral acerca do andamento do plano de expansão, indicando os investimentos previstos e/ou realizados, os empregos gerados e o prazo de conclusão.</p> <p>Aditivo CEG Rio de 2005: A Concessionária obriga-se a: (i) atender aos compromissos de expansão do serviço de gás canalizado, implantando novas redes para atender plenamente à demanda dos municípios de Angra dos Reis e Saquarema, respectivamente, até o fim de 2007 e 2008; (ii) apresentar plano plurianual de investimentos referentes ao período de 2005 a 2007, compatível com as metas físicas de expansão da rede, indicando os projetos básicos, cronograma físico-financeiro, com orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Emop-RJ; e (iii) apresentar, ao poder concedente e à Asep-RJ, relatório semestral acerca do andamento do plano de expansão, indicando os investimentos previstos e/ou realizados, os empregos gerados e o prazo de conclusão.</p>

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás¹ (São Paulo)	CEG² e CEG Rio³ (Rio de Janeiro)
Metas de investimento e expansão	Garantia de cumprimento das metas	A concessionária deverá constituir, sob pena de rescisão do contrato, garantia – na modalidade de caução em dinheiro, títulos da dívida pública, seguro ou fiança bancária – equivalente a 10% do valor total do Plano para Cumprimento das Metas, com vigência até o final atingimento de todas as metas.	Não há previsão contratual.
	Penalidade pelo descumprimento das metas	O não cumprimento das metas ensejará multa de 10% sobre os valores das parcelas das metas não cumpridas.	O não atendimento (ou atendimento de forma inadequada) das metas de expansão acordadas nos aditivos contratuais importará na imediata perda da exclusividade sobre a área objeto da concessão, sem prejuízo de outras penalidades previstas no contrato.
Qualidade operacional		O contrato traz, em seu anexo, um projeto de qualidade a ser atingido pela concessionária, estabelecendo indicadores de desempenho e penalidades específicas em caso de descumprimento.	O contrato traz, em seu anexo, requisitos de qualidade de serviço que englobam metas de melhoria e serviços aos usuários/prazo de atendimento.
Obrigações da concessionária		Além de outras previstas no contrato, destacam-se as seguintes obrigações: (i) submeter, à prévia e expressa aprovação da CSPE, todos os contratos (e aditivos) de aquisição de gás canalizado e transporte; (ii) submeter, para homologação pela CSPE, todos os contratos de fornecimento de gás; (iii) incluir cláusula, em todos os contratos de fornecimento, sujeitando-os às condições estipuladas no contrato de concessão e regulamentação da CSPE. Destaque: A CSPE poderá requerer à concessionária, entre outras, as seguintes informações e documentos: contratos de aquisição e transporte de gás, bem como os contratos de vendas, desagregando o preço do gás, as tarifas de transporte, os volumes, os valores de <i>take-or-pay</i> , de <i>ship-or-pay</i> , qualidade do gás, outros serviços e demais condições de suprimento e comerciais.	Não há destaques para a cláusula que trata das obrigações da concessionária.
Integração vertical		A concessionária não pode fornecer a empresas a ela vinculadas volumes superiores a 30% do volume total de aquisição de gás.	Não há previsão contratual.
Alteração de controle		A concessionária obriga-se a submeter à prévia aprovação da CSPE qualquer alteração de seu estatuto social que implique a transferência de ações ou mudança do controle acionário da sociedade, restrita ao bloco de controle, equivalente a, no mínimo, 51% das ações com direito a voto.	Nenhum ato que possa importar na transferência do controle societário da concessionária, ou na transferência da própria concessão, será realizado sem a prévia anuência do poder concedente.
Tarifa	Modelo tarifário	Price Cap Tarifa teto (TT) – Tarifa máxima fixada pela CSPE, a ser cobrada dos diversos usuários e suas respectivas classes, a qual sofrerá os reajustes e revisões previstos no contrato. Obs. 1: Não há previsão no contrato de concessão da tarifa a ser cobrada do usuário livre, mas há previsão na Portaria 231/2011 da Arsesp, que regula o pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de usuários livres da Comgás. Obs. 2: A CSPE pode criar modalidades tarifárias em segmentos ou classes de fornecimento que visem incentivar a otimização e a melhoria do fator de carga do sistema de distribuição da concessionária.	Price Cap Tarifa limite (TL) – Valor indicado no Anexo I do contrato de concessão (já considerando a alíquota de 12% do ICMS), o qual sofrerá os reajustes e revisões previstos no contrato. Obs.: Não há previsão no contrato de concessão da Tarifa do Consumidor Livre, mas há previsão dessa tarifa na segunda revisão quinquenal do contrato, que obedece às normas gerais da TL, mas tem cálculo próprio.

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás ¹ (São Paulo)	CEG ² e CEG Rio ³ (Rio de Janeiro)
Tarifa	Composição da tarifa	Tarifa teto (TT) = Preço do gás (Pg) + Preço do transporte (Pt) + Margem de distribuição (Md) Obs.: O cálculo do Pg e do Pt considerará seus respectivos custos médios ponderados pelos volumes, contratados pela concessionária a todos seus fornecedores. O custo médio ponderado para os usuários dos segmentos cogeração e termelétricas será calculado separadamente.	TL = Custo de aquisição de gás (CG) + Tributos (T) + Margem bruta (MB)
	Tarifa descontada	É facultado à concessionária cobrar tarifas inferiores à tarifa teto, observado o limite correspondente ao mínimo para manutenção da viabilidade econômico-financeira do fornecimento contratado. Destaque: No caso de usuários residencial e comercial, a CSPE poderá aprovar o desconto levando em conta programas de incentivo à expansão do consumo e programas de pesquisa, desenvolvimento e melhoria da eficiência energética.	Não há previsão contratual.
	Revisão tarifária ordinária	A revisão ocorre a cada cinco anos (ciclo). As tarifas tetos de cada ciclo serão reguladas por uma metodologia de Margem Máxima de Distribuição (MM), fixada para cada ano do ciclo. O objetivo é dar a oportunidade para a concessionária obter maior rentabilidade apropriada para seu investimento no quinquênio.	A revisão ocorre a cada cinco anos (ciclo). (i) Na 1ª revisão quinzenal: 12%; (ii) Na 2ª revisão quinzenal: Utiliza-se a metodologia que consta do contrato de concessão. Basicamente, consiste em calcular a nova margem bruta da concessionária, compatível com a cobertura dos custos operacionais, com um plano de investimento para o próximo quinquênio e com um retorno adequado sobre o capital investido.
	Revisão tarifária extraordinária	Com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, poderá ocorrer a revisão da TT, a qualquer tempo, nos seguintes casos: (i) variação nos custos do Pg e Pt contratado ou destinado aos segmentos de usuários de termelétrica, cogeração ou grandes usuários; (ii) alterações significativas nos custos da concessionária – desequilíbrio econômico-financeiro do contrato; (iii) criação/alteração de tributo, salvo IR. Obs. 1: A CSPE pode limitar o repasse para o usuário quando for excessivo. Obs. 2: É vedado à concessionária cobrar dos usuários valores superiores aos fixados ou aprovados pela CSPE.	Com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a “tarifa limite” e a “tarifa do consumidor livre” sofrerão revisão imediata (cabe apenas avisar à Asep-RJ e aos consumidores com antecedência mínima de 30 dias): (i) variação do custo de aquisição do gás; (ii) criação/alteração de tributo, salvo IR. Obs. 1: A Asep-RJ pode limitar o repasse para o usuário caso haja mais de um fornecedor do produto e venha a ser verificado que os preços acordados excederam àqueles negociados por outra concessionária em situação análoga. Obs. 2: Segundo a concessionária, na prática, essa revisão extraordinária do preço é realizada de forma trimestral.
	Reajuste tarifário	O reajuste (atualização monetária) dos elementos que compõem a tarifa teto será realizado anualmente da seguinte maneira: Md = reajuste anual, a contar da “Data de Referência Anterior” (isto é, a contar da data de assinatura do contrato, no primeiro reajuste; ou da data de início da vigência do último reajuste, nos reajustes subsequentes); Pg e Pt = reajuste anual. As variações de preço serão contabilizadas em separado e atualizadas por uma das taxas básicas de juros fixadas pelo Bacen, a ser eleita pela CSPE, considerando no reajuste anual os valores apurados.	Valor das tarifas máximas será anualmente atualizado monetariamente, com base no IGP-M. O reajuste recai sobre a margem bruta da concessionária.

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás¹ (São Paulo)	CEG² e CEG Rio³ (Rio de Janeiro)
Tarifa	Segmentos de usuários	<p>O contrato prevê os seguintes segmentos de usuários:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Residencial; 2) Comercial; 3) Industrial; 4) Grandes usuários (consumo médio mensal de 500 mil m³); 5) Termelétrica (consumo médio mensal mínimo de 1 milhão de m³); 6) Cogeração (consumo médio mensal mínimo de 1 milhão de m³); 7) GNV; 8) Interruptível. 	<p>O contrato não prevê expressamente a segmentação dos usuários. Todavia, o site da Agensera informa a existência dos seguintes segmentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Residencial; 2) Residencial social (Minha Casa Minha Vida); 3) Comercial e outros; 4) Climatização; 5) Termelétrica; 6) Cogeração; 7) Geração distribuída; 8) GNV; 9) Petroquímico; 10) Industrial; 11) Vidreira/barrilista; 12) GLP.
	Cálculo da margem da concessionária	<p>CSPE fixará a margem máxima de acordo com as informações apresentadas: valor da base de ativos + plano de investimento + receitas e custos operacionais + custos históricos e volume de gás distribuído + projeções de gás canalizado a ser distribuído + custo médio ponderado do capital projetado.</p>	<p>A Agensera calcula a margem máxima usando a metodologia de "Fluxo de Caixa Livre da Empresa". A margem bruta é calculada e fixada em bases anuais e engloba: (i) despesas operacionais; (ii) investimentos da concessionária e sua depreciação; e (iii) remuneração da base de ativos.</p>
	Reajuste e revisão da margem máxima	<p>Reajuste: Equivale à atualização monetária da margem e é realizado anualmente. No 1º ciclo, é realizado de acordo com as variações do índice de inflação (VP). Nos demais ciclos, o reajuste é feito de acordo com a inflação + fator de eficiência.</p> <p>Revisão:</p> <p>(i) 1º ciclo: Tarifas tetos vigentes fixadas pela CSPE. O reajuste tarifário será aplicado sobre a Md, levando em conta índice de variação de preços (VP), obtido pela divisão dos índices do IGP-M da FGV, ou do índice que vier a sucedê-lo.</p> $TT = Pg + Pt + Md.VP$ <p>(ii) 2º ciclo em diante: as tarifas teto de cada ciclo serão reguladas por uma metodologia de Margem Máxima de Distribuição (MM), fixada para cada ano do ciclo. O objetivo é dar a oportunidade para a concessionária obter maior rentabilidade apropriada para seu investimento no quinquênio.</p> <p>A MM é reajustada a cada ano de acordo com a Inflação e um fator de eficiência. Se a margem obtida pela concessionária for superior à MM daquele ano, reduz-se a MM do ano seguinte.</p> <p>No fim de cada ciclo, serão revistos os parâmetros da MM, determinando-se a cada ciclo nova MM inicial, salvo exceções previstas em contrato, quando a revisão poderá ocorrer antes do fim do ciclo de cinco anos.</p> <p>Obs.: A metodologia para cálculo do custo de capital utiliza um WACC (atualmente aprox. 1 relação dívida/equity).</p>	<p>Reajuste: Equivale à atualização monetária da margem e é realizado anualmente, com base no IGP-M.</p> <p>Revisão:</p> <p>(i) No 1º ciclo: 12%;</p> <p>(ii) A partir do 2º ciclo: Utiliza-se a metodologia que consta do contrato de concessão. Fixa-se a taxa de remuneração do capital investido e as tarifas são calculadas de modo a satisfazer essa taxa, para um nível de consumo, investimento e despesas previsto. O procedimento adotado para calcular a nova margem leva em conta as despesas operacionais mais base remunerada de ativos da concessionária.</p> <p>Obs.: A metodologia para cálculo do custo de capital utiliza CAPM (definido em contrato).</p>

(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás ¹ (São Paulo)	CEG ² e CEG Rio ³ (Rio de Janeiro)
Tarifa	Fator de eficiência	CSPE estabelece fator de eficiência que se mantém fixo por cinco anos subsequentes. Esse fator levará em conta a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do período.	Quando houver revisão tarifária, a Asep-RJ considerará para fins de revisão a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional. Obs.: A concessionária passou a utilizar um fator X para capturar ganho de produtividade e repassar uma parcela deste aos consumidores, como forma de compensação pelas tarifas pagas, agindo em prol da modicidade tarifária. Esse fator foi instituído em revisões tarifárias depois da assinatura do contrato.
	Tarifas diferenciadas	Vedado, salvo exceções já previstas no contrato de concessão.	Pode cobrar tarifa diferenciada de acordo com características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos consumidores.
Alienação ou oneração dos direitos emergentes da concessão		A concessionária poderá, mediante aprovação da CSPE, oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação dos serviços.	A concessionária poderá alienar ou onerar os direitos creditórios contra os consumidores, decorrentes da concessão, desde que não comprometa a operação e a continuidade da prestação dos serviços.
Direitos e obrigações dos usuários		Elenca alguns direitos já previstos na Lei 8.078/1991 (Código do Consumidor). Destaques: (i) prevê que o consumidor poderá obter e utilizar o serviço com liberdade de escolha, observadas as normas do poder concedente e da CSPE; e (ii) prevê intervenção na concessionária pela CSPE se aquela tiver capacidade disponível para oferecer o serviço e deixar de fazê-lo ou fazê-lo de forma discriminatória. Não se consideram discriminatórias as diferenças de tratamento nas seguintes situações: a. Diferentes classes e modalidades de serviços; b. Localização dos usuários; c. Diferentes condições de prestação de serviço.	Não há cláusula que aborda especificamente o tema "direitos e obrigações dos usuários". Na Cláusula de Tarifas, há a previsão da figura do consumidor livre, o qual poderá adquirir gás canalizado diretamente do produtor, desde que: (i) haja consumo mínimo de 100 mil m ³ de gás ao dia; (ii) nos dez primeiros anos de concessão, obtenha anuência prévia e expressa da concessionária; e (iii) durante todo o prazo de concessão efetue o pagamento à concessionária de tarifa que represente a diferença entre a tarifa limite devida à concessionária e o preço que a concessionária paga para aquisição do gás da mesma supridora.
Fiscalização dos serviços		A fiscalização é exercida pela CSPE e pelo estado de São Paulo com a cooperação do usuário. ACSPE pode determinar a rescisão de qualquer contrato celebrado entre a concessionária e caso verifique danos aos serviços ou tratamento discriminatório de usuários.	A fiscalização é exercida pela Asep-RJ, por delegação do estado do Rio de Janeiro.
Meio ambiente		Não há cláusula específica sobre o tema.	Há cláusula determinando a observância de normas sobre preservação do meio ambiente.
Penalidades		Aplicação do Decreto Estadual 43.036/1998. Destaques: (i) Valor máximo da multa: 2% do faturamento anual, salvo descumprimento da Cláusula de Metas (multa de 10% sobre os valores das parcelas das metas não cumpridas); (ii) O descumprimento das penalidades pode causar a caducidade da concessão.	O contrato relaciona as espécies de penalidades aplicáveis. Além disso, também elenca as hipóteses que ensejam a aplicação das penalidades. Destaques: (i) Valor da multa não pode exceder 0,1% do faturamento da concessionária nos 12 meses anteriores à ocorrência da infração; (ii) O descumprimento das penalidades pode causar a caducidade da concessão ou a desapropriação do bloco de ações de controle da concessionária, levando a leilão público.

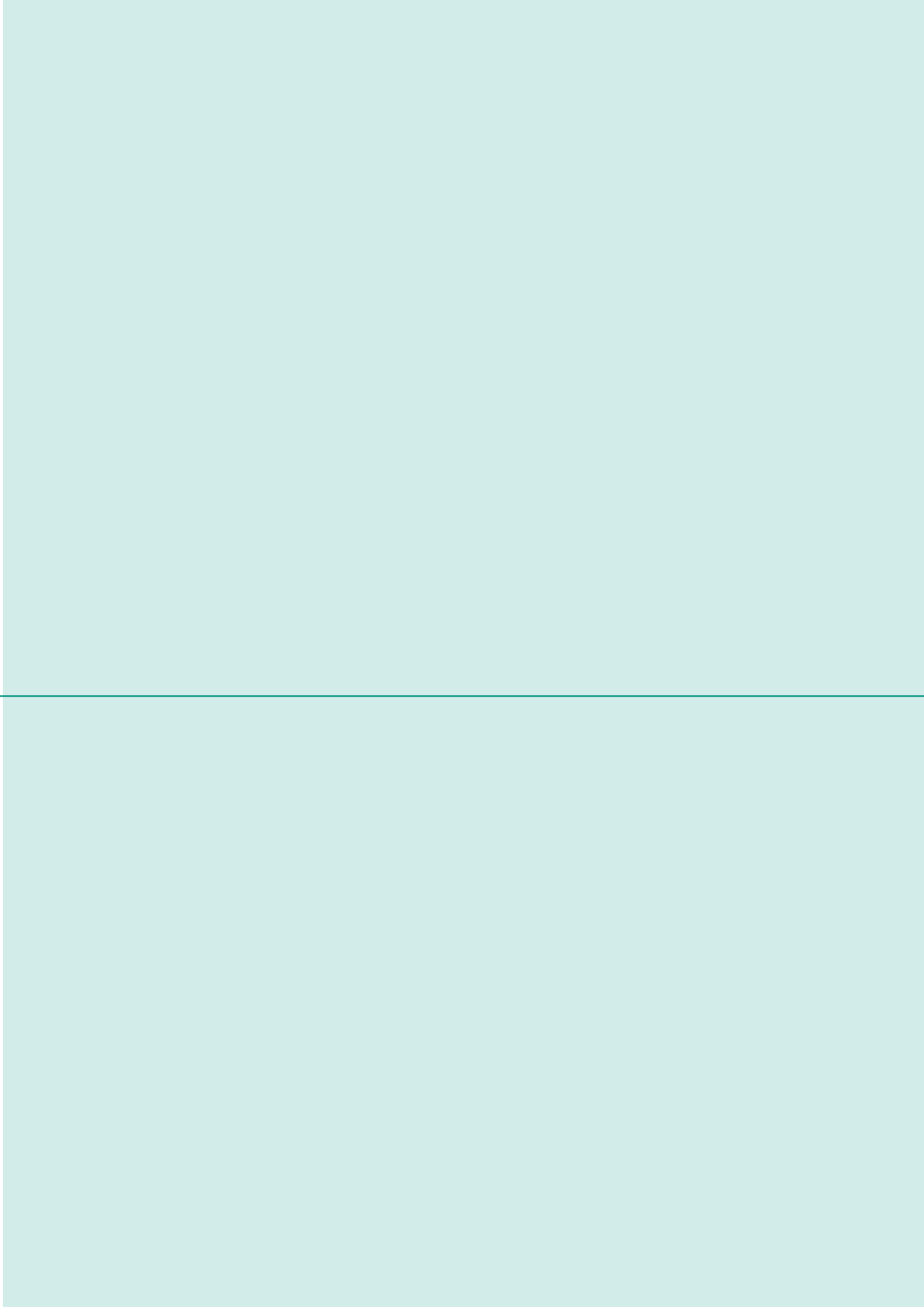
(Continua)

(Continuação)

		Contratos de concessão	
		Comgás¹ (São Paulo)	CEG² e CEG Rio³ (Rio de Janeiro)
Intervenção na concessão e encampação dos serviços		A intervenção é determinada por decreto do governador e ocorre para assegurar a prestação adequada dos serviços ou cumprimento pela concessionária das normas legais, contratuais e regulamentares. A intervenção deve ser concluída em 180 dias, sob pena de invalidade.	
Extinção da concessão		O contrato relaciona as hipóteses de extinção da concessão previstas na Lei 8.987/1995: (i) termo final do contrato; (ii) encampação dos serviços pelo poder concedente (mediante lei autorizativa); (iii) caducidade (em caso de inadimplência); (iv) rescisão; (v) anulação por vício ou irregularidade do procedimento ou ato de outorga; (vi) falência. Obs.: Em qualquer dos casos, o estado pode assumir a prestação de serviços para não interromper a prestação de serviço público.	
Reversão dos bens vinculados		Ocorre de pleno direito quando da extinção da concessão em relação aos bens vinculados à prestação de serviço. Há pagamento de indenização para a concessionária.	
Disposições gerais e transitórias		Destaques: (i) A concessionária não pode conceder descontos em contratos de fornecimento firmados anteriormente à assinatura do contrato de concessão sem prévia anuência da CSPE; (ii) Não pode alterar a tarifa, as condições contratuais e os compromissos vigentes na assinatura do contrato de concessão relativos ao GNV, sem prévia e expressa anuência da CSPE.	Destaques: (i) Além das tarifas, a concessionária pode cobrar por outros serviços (assistência técnica, transferência de conta, colocação e reparo dos ramais e instalações internas e remanejamento de tubulações); (ii) Para coincidir a revisão tarifária com o ano fiscal, fixou-se o termo inicial de contagem do 1º quinquênio em 1.1.1998.

Fonte: Elaboração própria, com base nos contratos de concessão da Comgás, CEG e CEG Rio.

Notas: 1. Contrato de Concessão CSPE/01/1999, de 31 de maio de 1999, celebrado entre o estado de São Paulo e a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás, com a interveniência de terceiros. 2. Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado – CEG, de 21 de julho de 1997, celebrado entre o estado do Rio de Janeiro (poder concedente) e a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG (concessionária), com a interveniência de terceiros. 3. Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado – CEG Rio, de 21 de julho de 1997, celebrado entre o estado do Rio de Janeiro (Poder Concedente) e a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – RIO GÁS S.A. (concessionária), com a interveniência de terceiros. 4. Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), que, no contrato de concessão da Comgás, representa o estado de São Paulo (poder concedente).





// CAPÍTULO 7

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em três meses de atividades, o Grupo de Trabalho Gás Natural realizou um extenso diagnóstico acerca do setor de gás natural, envolvendo toda sua cadeia de valor, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. Neste relatório, está registrado um conjunto de ações que vão muito além de financiamentos a projetos e de medidas a fim de criar uma agenda positiva de investimento e geração de valor, riqueza e empregos no país.

Foram analisadas as principais atividades da cadeia de valor do gás natural, que incluem tanto a infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição quanto os potenciais consumidores nas indústrias, em termogeração e de transporte em veículos pesados. Para cada um desses subsegmentos, foram realizadas pesquisas de campo com empresas, instituições governamentais federais, estaduais e municipais, instituições privadas e na literatura especializada.

O primeiro diagnóstico a destacar é que não é suficiente realizar investimentos somente no lado da oferta de gás natural sem que haja investimentos também na demanda. A oferta proveniente do pré-sal é de gás natural associado à produção de petróleo, ou seja, uma oferta de gás firme. Essa condição exige que a demanda também seja firme, tais como as demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. Sem um aumento da demanda firme, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar preferindo reinjetar o gás nos reservatórios em vez de realizar investimentos em gasodutos de escoamento no futuro. O gás reinjetado não potencializará a geração de riqueza, valor, arrecadação e empregos para o país.

A infraestrutura de escoamento de gás natural deverá estar saturada depois de 2025, o que demandará novos investimentos em gasodutos de escoamento. Como são investimentos complexos, levam-se anos desde sua concepção até sua implementação, ou seja, para um novo gasoduto entrar em operação naquela data, devem-se iniciar seus estudos de viabilidade ainda este ano ou, o mais tardar, no ano seguinte. Sua estruturação, possivelmente com diversos agentes, demandará esforços adicionais.

Para reduzir a reinjeção de gás natural nos reservatórios e aumentar sua oferta por diversas empresas e para que estas tenham acesso aos gasodutos de escoamento, fazendo com que aumente a competição no mercado e reduza o preço do produto ao consumidor final, o grupo de trabalho propôs o desenvolvimento de um novo modelo de negócios no Brasil: a construção de gasodutos compartilhados pelas empresas de petróleo e gás e, possivelmente, operados por terceiros, que não sejam produtores de gás natural. Essa nova infraestrutura compartilhada estaria constituída como uma sociedade de propósito específico (SPE).

Nessa proposta, caberia ao BNDES um papel de destaque, na qual deveria: (i) fomentar esse modelo de negócio e os projetos decorrentes; (ii) responsabilizar-se pela elaboração da estrutura financeira e contratual do projeto; (iii) financiar o projeto na modalidade *project finance*; (iv) articular o cofinanciamento com outros agentes financeiros; e (v) realizar *road*

shows para divulgar a oportunidade de investimento e negócios para possíveis investidores. Haveria também a necessidade de articular a participação de uma empresa líder com larga experiência no negócio envolvido. A empresa líder seria responsável: (i) pelo projeto de engenharia; (ii) pela implantação do projeto; e (iii) pela operação da infraestrutura construída.

A infraestrutura de abastecimento de gás natural veicular no país não está adequada para reabastecer veículos pesados, um possível demandante de gás firme, em um tempo razoável, bem como não está distribuída em diversas partes do país. Para viabilizar o uso do gás natural em veículos pesados, um dos desafios a serem superados seria a adequação dessa infraestrutura e a expansão da rede de distribuição. Esse desafio é mais complexo por envolver diversos agentes e empresas, uma vez que há necessidade de coordenação da participação das distribuidoras donas de postos de GNV, distribuidoras de gás, montadoras de veículos pesados e transportadoras. Dificilmente, um desses agentes tomará sozinho a decisão de investimento nessa cadeia sem que todos estejam com seus objetivos muito bem alinhados.

Para contornar essa questão, o grupo de trabalho sugere que seja realizada uma ação semelhante à que foi realizada na Europa. O BNDES poderia fomentar projetos de investimentos consorciados por meio de editais de financiamento, como ocorrido no exterior, que apresentassem soluções de melhoria e ampliação da infraestrutura existente de postos de GNV para veículos pesados no Brasil, sejam baseados em gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL). Isso induziria o uso de veículos pesados a gás e uma nova infraestrutura, compatível com os padrões internacionais. Os consócios estruturantes, preferencialmente, deveriam englobar empresas nos diversos elos da cadeia de valor do segmento de gás natural, como produtores de petróleo e gás, empresas distribuidoras de gás natural, montadoras, empresas distribuidoras donas de postos de GNV, empresas de transporte rodoviário de cargas e empresas de ônibus rodoviários, municipais e intermunicipais. Além do edital, o BNDES, aderente a sua missão histórica, poderia articular e estruturar financeiramente esse tipo de projeto.

Há necessidade de expansão da rede de distribuição no país, que ainda é muito modesta quando comparada à de outros países. A expansão da rede de distribuição contribuirá para adensar a rede de infraestrutura para o fornecimento de gás natural para indústrias, comércios, residências e veículos em locais em que ainda não há fornecimento de gás natural. Para contribuir com essa expansão de forma mais expedita, algumas empresas distribuidoras controladas pelos estados da Federação necessitariam de aportes de capital, que poderiam ser realizados por meio de mudança societária por parte de algumas delas. O BNDES poderia contribuir com a continuidade de um programa de desestatização das empresas estatais de distribuição de gás. Além da desestatização, haveria a necessidade de novos contratos de concessão com obrigações que refletissem as melhores práticas do setor e a constituição de agências reguladoras em diversos estados da Federação. O BNDES também poderia contri-

buir para esse desafio nos estados, dividindo sua experiência e seu conhecimento setorial acumulado. O BNDES também poderia ser mandatado para alienar a participação da Gaspetro (Petrobras), conjuntamente no processo de privatização de companhias estaduais.

Com a ampliação da infraestrutura e com o aumento da oferta de gás natural no país, a indústria seria um grande demandante potencial. O grupo de trabalho mapeou diversas oportunidades de investimentos industriais que poderiam ser viabilizados e realizados, caso o preço do gás reduza em decorrência do aumento de oferta e competição nesse mercado. A demanda potencial de gás natural permeia diversas atividades industriais, como as de fertilizantes nitrogenados, produção de metanol, produção de eteno e polietileno, produção de pelotas de ferro, redução direta na siderurgia, produção de ferro-gusa, substituição de lenha e cavaco na produção de cerâmica vermelha, substituição de óleo combustível em plantas de papel e celulose e outras atividades industriais, bem como em seu uso na cogeração de energia. O BNDES poderia atuar como agente catalisador desses investimentos, por meio da articulação dos diversos atores envolvidos e da coordenação de esforços para a viabilização desses empreendimentos.

Um grande demandante potencial de gás natural firme seria o subsegmento das termelétricas. Por ser um grande consumidor, uma termelétrica é considerada a principal âncora para a expansão da infraestrutura de gás natural. Além disso, combinadas com a demanda potencial da indústria por gás natural, as termelétricas poderiam ancorar a expansão da infraestrutura de gás natural em regiões ainda não atendidas. Para que as termelétricas possam ancorar novos investimentos, seria importante que as novas contratações no setor elétrico considerassem termelétricas na base, ou parcialmente inflexíveis. Além disso, teriam de ser implantadas em regiões que não possuam rede de gasodutos e que apresentem potencial de demanda industrial pelo gás. Depois da implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, em um típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também a novos clientes da indústria, do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado. Além disso, a estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) também poderia contribuir para casar uma demanda firme com uma oferta firme de gás natural. Nesse contexto, o BNDES também poderia colaborar com a implementação de um projeto inédito de ESGN no país.

Um dos maiores desafios é o de viabilizar a demanda de gás natural para veículos pesados, que é pulverizada em diversas regiões do país, porém com um grande potencial de demanda firme. Esta seria composta por transportadoras, empresas que transportam cargas próprias, empresas de ônibus rodoviários ou municipais. Atualmente, não há nenhum desafio tecnológico para utilização de gás natural como combustível em caminhões e ônibus, tanto para veículos novos como para convertidos. Todas as montadoras instaladas no país teriam condi-

ções de fabricá-los; algumas, por sinal, já fabricam para exportação. Porém, os dois principais desafios para viabilizar essa demanda são a falta de infraestrutura, conforme já mencionado, e o preço do veículo a gás, que é superior ao do veículo a *diesel*. Para viabilizar essa demanda, seria necessário reduzir a diferença entre os dois tipos de veículos por redução de custo de fabricação ou redução do preço do combustível – gás natural – para o consumidor final. O BNDES poderia, principalmente, participar na viabilização de infraestrutura de abastecimento de gás natural para veículos pesados, conforme descrito acima; financiar os equipamentos para os postos de GNV; e financiar caminhões e ônibus a gás natural com as mesmas condições que as dos veículos elétricos, por meio do BNDES Finame e Cartão BNDES.

Outra iniciativa do BNDES poderia ser a de participar na elaboração de um fomento de cooperação estruturada para projetos pilotos em municípios e estados que tivessem interesse em utilizar o gás natural em ônibus urbanos, uma vez que a regulação tem força para direcionar iniciativas. Poder-se-ia desenhar uma cooperação entre o BNDES e estados da Federação para a elaboração de projetos pilotos. Um primeiro exemplo dessa parceria poderia ser o estado do Rio de Janeiro, que conta com disponibilidade de gás natural e poderia utilizar projetos pilotos como forma de impulsionar o uso desse combustível.

Neste trabalho, o grupo analisou questões legais e regulatórias sobre a competência acerca da comercialização de gás natural canalizado e não canalizado. Também discute algumas práticas em relação à distribuição e à comercialização de gás natural canalizado e o consumidor livre. Além disso, disponibiliza uma comparação entre os contratos de concessão de distribuição de gás natural nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, que poderiam servir de exemplos para outros estados da Federação.

O uso do potencial do gás natural do pré-sal poderia viabilizar diversos investimentos na economia e na geração de empregos no país, bem como a redução de emissões de poluentes e a melhoria da qualidade do ar nos grandes centros urbanos. Sua reinjeção sistemática significa abrir mão de uma grande riqueza que possibilita ganhos econômicos e ambientais para a nação. No presente documento, foram apresentados tanto os principais desafios de cada segmento do setor de gás natural no Brasil quanto sugestões para superá-los, inclusive de como o BNDES poderá colaborar com o setor.

Cabe destacar que o papel do BNDES vai muito além de um financiador de projetos, mas é, sim, o de um provedor de soluções para destravar investimentos no setor, que incluem sugestões de melhorias no ambiente de negócios; ações coordenadas por meio de articulações com as instituições públicas e privadas; sugestões de investimentos estruturantes e de novos modelos de negócios no país; provedor de financiamento de longo prazo, conjuntamente com o setor privado, para projetos estruturantes; e estudos e análises setoriais. O BNDES, como o banco de desenvolvimento do país, deve exercer um papel importante para elaborar e realizar uma agenda positiva de novos investimentos e oportunidades em toda sua cadeia de valor.

Ficha técnica

Edição

Gabinete da Presidência
Departamento de Comunicação
Gerência de Editoração e Memória

Coordenação editorial

Flávia Castellan Braga

Projeto gráfico e diagramação

Refinaria Design

Copidesque e revisão

Expressão Editorial



Editado pelo Departamento de Comunicação
2020



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

