



CADERNO OPINIÃO

CENÁRIOS E OPORTUNIDADES GLOBAIS PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GNL

autores: Fernanda Delgado, Larissa Resende e Tamar Roitman
maio.2017

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

GERENTE ADMINISTRATIVA

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E P&D

Felipe Gonçalves

PESQUISADORES

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Fernanda Delgado

Larissa Resende

Mariana Weiss de Abreu

Renata Hamilton de Ruiz

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

Vinicius Neves Motta

CONSULTORES SENIORES ASSOCIADOS

Cynthia Silveira

Goret Pereira Paulo

Ieda Gomes - Gás

Milas Evangelista de Souza – Biocombustíveis

Nelson Narciso - Petróleo e Gás

Otavio Mielnik

Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

ESTAGIÁRIAS

Júlia Febraro F. G. da Silva

Raquel Dias de Oliveira



OPINIÃO

CENÁRIOS E OPORTUNIDADES GLOBAIS PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GNL

*Fernanda Delgado, Larissa Resende
e Tamar Roitman*

Muito já foi dito, analisado e revisto sobre o mercado brasileiro e mundial de gás natural, e conseqüentemente, de GNL. Entre as publicações mais recentes podemos citar o Caderno Gás Natural da FGV Energia de novembro de 2014; o caderno Gás Natural Liquefeito da ABRACE e do CNI de 2016; assim como inúmeras publicações da FGV Energia sobre o tema, inclusive sobre o Programa

Governamental “Gás para Crescer”; dando destaque à Coluna Dois Anos do Caderno de Gás Natural; de dezembro de 2016, entre outros.

Não obstante, mesmo com tantas publicações, os problemas levantados continuam sem solução, e o assunto assim, continua vivo e em pauta em veículos de comunicação e pesquisas acadêmicas, por ser o gás natural o energético de transição para uma matriz mais limpa; e o GNL, por conseqüente, um vetor importante por sua flexibilidade e complementariedade para qualquer composição de matriz.

Dentre as novas discussões que surgiram desde então destaque deve ser dado à inserção do Brasil no contexto geopolítico de oferta e demanda de GNL no mundo, passando este a poder “surfear a onda” dos excedentes de produção que se avizinham.

Adicionalmente, observou-se que as discussões sobre a criação de um mercado secundário de GNL começaram a tomar corpo e forma, assim como a relevante questão

acerca do acesso a terceiros aos terminais de GNL da Petrobras. Além disso, outra novidade que será discutida nas sessões seguintes, e que ainda não havia sido pauta de publicações anteriores, é a convergência do mercado de GNL para um mercado spot, devido à pujante presença, e preços baixos, da produção norte-americana.

A partir do exposto acima, a FGV Energia desenvolveu este trabalho que objetiva consolidar as discussões mais recentes e importantes e, principalmente, sobre as perspectivas atuais para mercado de GNL. Não se trata de regressar às questões já analisadas pelas publicações anteriores, mas de nos debruçarmos sobre elas, destacando as novidades e discuti-las daqui para frente. Isso posto, estruturamos este documento em torno de algumas questões, as quais buscaremos responder aqui, perpassando os temas em epígrafe.

1. QUAIS SÃO OS REQUISITOS DE GNL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL EM RELAÇÃO ÀS CARACTERÍSTICAS E CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GNL?

Como a presença de novos players na capacidade de regas impactará o futuro do GNL no Brasil?

Quando se fala do mercado de gás natural brasileiro, a utilização nacional se dá para fins industriais ou para geração de energia elétrica. O papel preponderante da energia hidrelétrica na matriz elétrica limita a função do gás natural na geração de energia e, portanto, o uso de grandes usinas a gás como “âncora” para o desenvolvimento de novos mercados. Já no setor automotivo, embora exista uma alta utilização do gás natural, a abundância e a competitividade do custo do etanol é um desafio para o uso do gás natural (veicular) nesse setor.

Existe uma alta concentração das vendas de gás natural, sendo Rio de Janeiro e São Paulo os Estados

onde se concentraram os principais consumidores (2016), embora estes Estados apresentem estruturas de demanda bastante divergentes: São Paulo tem a demanda industrial mais proeminente do Brasil e o Rio de Janeiro tem uma alta concentração de geração de energia elétrica por térmicas a gás.

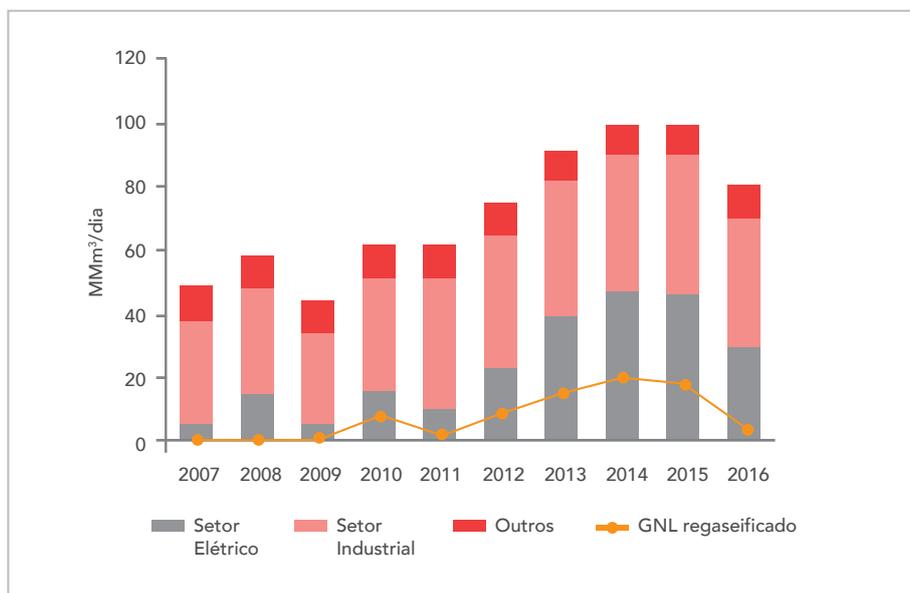
O Brasil está situado na Bacia do Atlântico, sendo, portanto, logisticamente mais adequado importar GNL de países produtores localizados na mesma região, Trinidad e Tobago, Nigéria, Argélia, Noruega e agora também de projetos situados nos EUA: Sabine Pass, Freeport, Cameron, Corpus Christi e Cove Point (CNI, 2016).

Preços mais baixos e grandes mudanças na regulamentação do gás e no cenário político atual mudaram a maneira como o Brasil faz negócios. É fundamental, portanto, avaliar como a presença de novos *players* na capacidade de regaseificação impactará o futuro do GNL no Brasil.

Demanda

Em 2014, o consumo de gás natural no Brasil atingiu o recorde de 99,3 MMm³/dia, com os segmentos industrial e de geração elétrica respondendo por 42,9 MMm³/dia e 46,8 MMm³/dia, respectivamente. Entretanto, devido à contração da economia em 2015 e à queda nos preços de *commodities* brasileiras, como petróleo, minério de ferro e soja, juntamente com escândalos de corrupção, que minaram a confiança dos investidores e retardaram os investimentos da Petrobras, pôde-se observar real impacto no setor de gás natural já no primeiro trimestre de 2016, quando o consumo caiu para 80,3 MMm³/dia, com a indústria consumindo 40,8 MMm³/dia e o segmento de geração elétrica 29,6 MMm³/dia (Gomes, 2017). A Figura 1 apresenta a evolução da demanda por gás e dos volumes de GNL regaseificados.

Figura 1: Demanda por gás e volumes de GNL regaseificados



Fonte: MME, Gomes (2017)

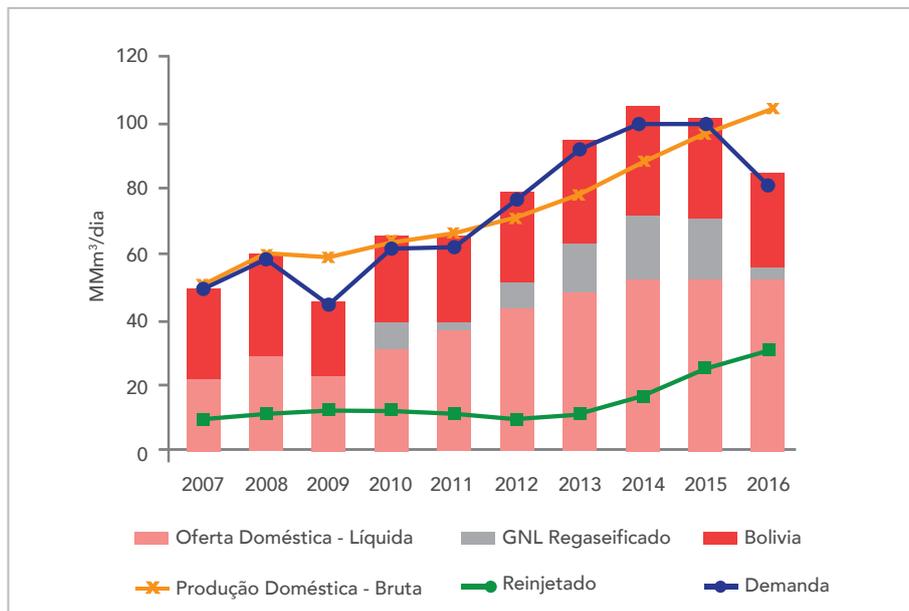
Oferta

Quanto à oferta de gás natural, embora nos últimos três anos a produção de gás doméstico bruto tenha aumentado de forma constante, como resultado da crescente contribuição do gás associado das províncias offshore de gás no pré-sal, uma grande quantidade da produção doméstica tem sido reinjetada devido à falta de infraestrutura de gasodutos offshore que permita que o gás chegue aos mercados (GOMES, 2017). Em dezembro de 2016 a produção bruta de gás doméstico atingiu recorde de 111,77 MMm³/dia e, na média de 2016, a quantidade de gás reinjetado foi de 30,24 MMm³.

Devido a essas circunstâncias, grande parte do gás produzido nacionalmente não chega ao mercado e,

dessa forma, 50% da oferta de gás no mercado brasileiro é importada. Grande parte das importações de gás natural chega através dos gasodutos da Bolívia. Devido aos picos de demanda por gás natural quando as plantas de geração são despachadas, a importação de GNL fica associada, em sua maioria, ao atendimento a esses picos. No período entre 2011 e 2015, as importações de GNL aumentaram drasticamente à medida que o crescimento econômico se aliou a uma seca prolongada, o que resultou no esgotamento virtual dos reservatórios hidrelétricos regionais (Gomes, 2017). A Figura 2 ilustra o equilíbrio da oferta e da demanda e a evolução da participação de suprimentos domésticos e importados na carteira de gás.

Figura 2: Produção de gás natural, reinjeção e importação

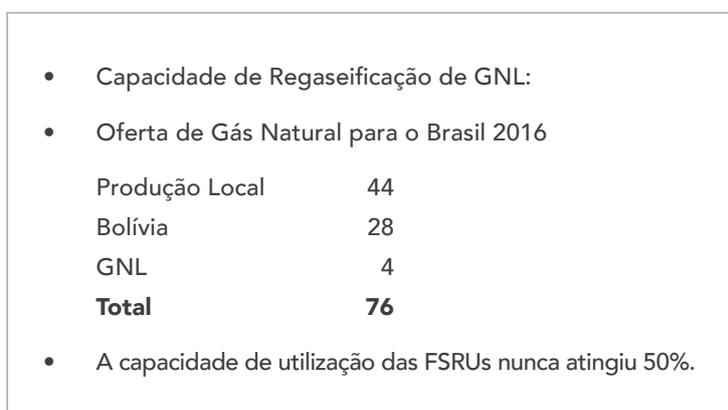


Fonte: MME, Gomes (2017)

A Petrobras oferta ao mercado atualmente (Figura 3): 44 MMm³/d de produção local; 28 MMm³/d do contrato *take or pay* da Bolívia e aproximadamente 4 MMm³/d advindos da importação de GNL (que teve uma redução de uso a partir de abril de 2016 e vem se mantendo baixa desde então devido à redução da demanda termelétrica e industrial, ambas decorrentes de reduções de consumo causadas pela recessão profunda

e duradoura que começa a dar sinais de reversão) (Petrobras, 2017). Note, que, segundo a Petrobras, os terminais de regaseificação nunca utilizaram mais do que 50% (20 MMm³/d) de suas capacidades totais. Essa informação sinaliza que, se houver um aumento de demanda no país, com redução de chuvas e/ou incremento da atividade econômica ainda há espaço para crescer.

Figura 3: Ofertas de gás natural da Petrobras



Fonte: Petrobras, LNG Argus Summit, 2017

Em relação aos cenários de oferta de gás natural offshore brasileiro, muitas incertezas estão envolvidas. Quanto à produção do pré-sal, as principais dúvidas quanto à sua monetização giram em torno do alto custo de investimento necessário para se trazer esse gás para a costa, às altas taxas de reinjeção utilizadas atualmente (para aumentar a taxa de recuperação dos reservatórios), à elevada razão gás-óleo (RGO) e ao alto conteúdo de CO². Ainda se tratando de oferta nacional, embora o Brasil possua um grande potencial onshore, existem dúvidas em relação às dimensões destas reservas, além das ditas não convencionais, quanto à replicabilidade das tecnologias de exploração e custos de produção, além da falta de infraestrutura necessária (vide o programa REATE do MME).

Quanto às importações de gás da Bolívia, a falta de investimentos somada à queda brusca na relação reserva/produção da Bolívia e o compromisso assumido de fornecimento para Argentina coloca dúvida sobre a capacidade da Bolívia em atender às demandas dos mercados de exportação, assim como atender ao seu próprio mercado interno. Ainda, dado que a negociação era feita diretamente com a Petrobras, que apenas encontra-se importando o volume necessário, há muitas incertezas em relação às negociações para a entrada de novos agentes no mercado de gás e a diminuição da participação da estatal.

Além da Petrobras, que é atualmente a única compradora de GNL no Brasil, pode-se enxergar como potenciais compradores de GNL: as companhias locais de distribuição de gás, que, com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo, é composta por pequenos mercados locais; projetos de energia (Leilões de Energia A-5), que são grandes consumidores (4-6 MMm³/dia); e os grandes consumidores industriais livres, onde o GNL é mais caro que o gás doméstico e são necessários pagamento de tarifas de distribuição. Esta discussão já havia sido antecipada no caderno da ABRACE (2016), onde colocavam que para que projetos privados de GNL se viabilizem é necessário que se possa contar com alternativas de fornecimento desvinculadas da

Petrobras. O interessante dessa discussão é o ponto de vista estratégico dela, uma vez que o cenário que se descortina é de reduzida capacidade de investimentos da Petrobras, associada às incertezas da Bolivianas de manter sua capacidade de oferta.

Desafios

Dentre as barreiras fiscais e regulatórias podemos destacar: o controle da Petrobras dos gasodutos além dos terminais, dificultando o acesso por terceiros; a falta de acesso legal (obrigatório) aos terminais de GNL; o monopólio exclusivo de todas as vendas de gás nos Estados pelas companhias de distribuição local; e a ausência de regulamentação, até o momento, sobre a possibilidade de compra pelo consumidor livre.

A Lei do Gás de 2009 estabeleceu que o acesso a terceiros para transporte por gasodutos é obrigatório após um período de exclusividade, onde, durante este período, os primeiros carregadores terão a possibilidade de desenvolver o mercado-alvo protegido pela concorrência de potenciais entrantes. O período de exclusividade para os gasodutos existentes é de 10 anos, calculado desde o início da operação, já estando os gasodutos mais antigos fora deste período de exclusividade, como o Gasbol.

A Petrobras vem trabalhando desde 2012 para desenvolver a possibilidade de dar acesso a terceiros aos seus terminais de GNL, como uma forma de solucionar a diversificação de agentes do setor sem adicionar capacidade de regaseificação. O primeiro acordo de acesso a uma unidade de regaseificação de GNL foi assinado em dezembro de 2016 com a Total, para o compartilhamento do terminal da Bahia e a venda de participação em duas térmicas no mesmo estado. Entretanto, a eficiência e o sucesso das iniciativas de otimização de investimentos e uso de instalações de GNL dependem de mudanças no marco regulatório brasileiro, tanto de geração de energia elétrica quanto de gás natural, assim como de algumas regras tributárias.

Tabela 1: Desafios ao compartilhamento de terminais de Regas de GNL

Questão	Descrição	Soluções possíveis
Sincronização de chegada entre os usuários que usam o mesmo terminal	Demanda volátil de um mês para o outro, e como não há estocagem de gás e de GNL, não há como sincronizar as atividades de mais de um agente em um mesmo terminal – janelas de descarga, mescla de cargas FOB e cargas entregues – manejo da carga de GNL que minimizem o custo da variabilidade da demanda.	Coordenar o uso entre os agentes, criação de um mecanismo do despacho das térmicas que considere o GNL sempre como uma commodity (mecanismo de despacho centralizado no Brasil que leve em conta a realidade de todos os terminais). Uma terceira solução seria a estocagem de gás e o despacho termoelétrico formado por preço puro e simples – cada um corre seu risco. Impossível hoje pois não há estocagem.
Questões de desembarço alfandegário	No Brasil, o desembarço alfandegário ocorre no momento da transferência da carga do navio supridor para SRFU. O que geraria uma questão complexa quando da parada do terminal seja por que motivo for. Ou seja, se por problemas alfandegários em uma carga, todas as demais pararão também, pois as moléculas se armazenam no mesmo local.	Alfândega “on board” antes da transferência do GNL para o terminal; ou Permitir o uso (regas ou venda) da carga de GNL antes do final do processo de desembarque total do terminal.
Tributação do produto já importado	Quando o estoque está no navio, ele pertence ao último que carregou, mas na hora que regaseifica, é necessário alterar a propriedade desse, o que exige a emissão de faturas diárias.	Consentimento prévio das autoridades fiscais estaduais e federais de: a constituição de uma conta de GNL entre os usuários do terminal com fatura mensal; as trocas simbólicas de GNL no tanque.

Fonte: Petrobras, LNG Argus Summit, 2017

Para uma mudança completa para um novo mercado de gás natural e GNL, com acesso amplo e compartilhamento de uso de terminais, outras questões, ainda, devem ser endereçadas:

- Taxação sobre negociação e transporte de GNL;
- Método de acesso ao sistema de transporte de GNL.

Essas e outras questões estão sendo tratadas na iniciativa “Gás para Crescer”, na qual o governo está buscando organizar o setor de gás, jogando uma luz para que alguns temas sejam melhor organizados, entretanto, este é um processo que toma tempo.

Quanto às questões comerciais e logísticas, podemos citar algumas características desse mercado: a produção média de uma FSRU (14-20 MMm³/dia) excede os mercados de gás distribuidores locais na maioria dos Estados; não existem mercados secundários de gás (a usina não despachada não está autorizada a revender

o gás no mercado); faltam hubs de gás com múltiplos fornecedores e receptores; todos os terminais brasileiros são FSRUs, sendo o armazenamento insuficiente e a logística difícil de compartilhar com terceiros, o que torna desafiador pensar na harmonização da distribuição intermitente de centrais elétricas com o escoamento industrial. Em um cenário onde barreiras fiscais e de liquidez dificultam as trocas de gás interestaduais e onde a capacidade de regaseificação é ociosa, são altos os custos com essa operação. Cabe destacar que, segundo o documento da ABRACE, a falta de um mercado secundário de gás faz com que um consumidor industrial interessado em suprimento via GNL tenha que garantir a compra de cargas inteiras, muito superiores às suas necessidades, tornando a compra economicamente inviável. Eventuais mercados secundários e possíveis agrupamentos de consumidores que garantissem demandas por volumes de 2 a 3MMm³/d criaria melhores condições de negociação em busca de acordos comerciais favoráveis (ABRACE, 2016).

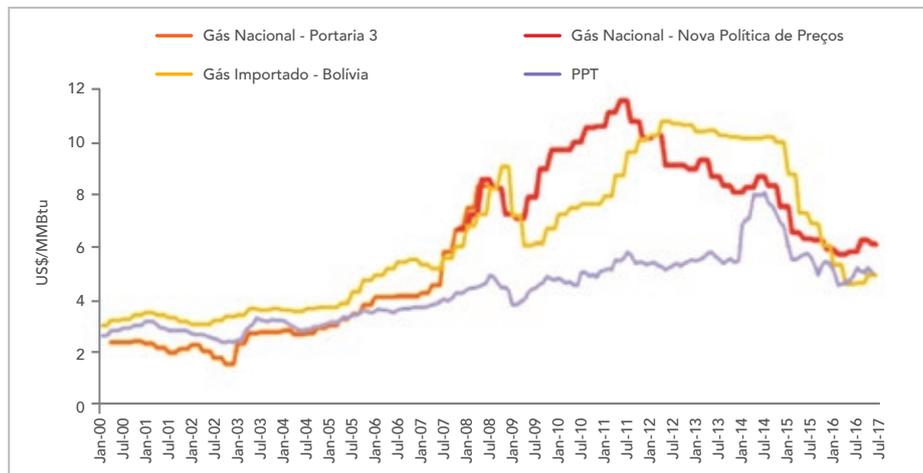
Seja de forma espontânea, seja por instrumentos fomentadores, o desenvolvimento de mercados de um mercado secundário de gás pode ser bastante interessante como ferramenta de redução de risco, minimizador de perdas associadas às flutuações do mercado primário, como importante ferramenta comercial de desenvolvimento de novos mercados consumidores.

Formação de Preços

Em relação aos preços, podemos observar que o preço do gás para geração de energia no Brasil se encontra

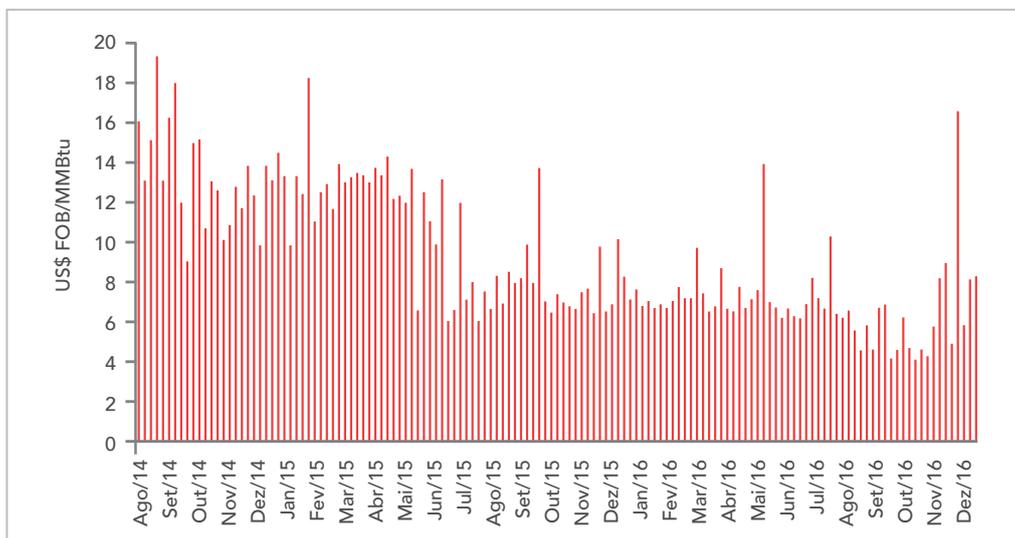
bastante abaixo do preço de referência do GNL do mercado, o Platts JKM (*Japan Korea Market*), e do preço de importação de GNL FOB no Brasil. Além disso, os preços do GNL para geração de energia não são competitivos com os preços do gás da Bolívia e os preços domésticos, e ainda é necessário pagamento de taxas de regaseificação, que giram em torno de US\$0,8-1,5/MMBtu, encarecendo ainda mais o GNL para geração elétrica no mercado brasileiro. A evolução dos preços do gás natural no *city-gate* e o preço de importação de GNL FOB no Brasil se encontram apresentados nas Figuras 4 e 5.

Figura 4: Evolução dos preços do gás natural no *city-gate*



Fonte: Petrobras, Prysm E&T Consultores, LNG Argus Summit, 2017

Figura 5: Preço de importação de GNL FOB no Brasil



Fonte: Alice Web, Prysm E&T Consultores, LNG Argus Summit, 2017

O preço do gás doméstico é composto por uma parcela fixa, que visa remunerar a infraestrutura de transporte, processamento e regaseificação, que é reajustado anualmente conforme a inflação brasileira, e uma parcela variável, que objetiva pagar a *commodity*, que é reajustada trimestralmente de acordo com uma cesta de preços internacionais de óleo combustível.

O preço do gás importado da Bolívia é definido por uma parcela relativa à tarifa de transporte, que anualmente é reajustada de acordo com a inflação norte-americana, e por uma parcela relativa a *commodity*, onde 50% está indexada ao preço da *commodity* no trimestre anterior e os outros 50% são reajustados trimestralmente de acordo com uma cesta composta de preços de óleos combustíveis internacionais.

A entrada em operação até 2020 de uma dezena de projetos em construção, com aproximadamente 143 MMTpa (milhões de toneladas por ano), deverão continuar a pressionar os preços do GNL para baixo, resultando ainda no atraso ou no cancelamento de projetos, os quais não sejam viáveis em virtude dos preços ainda deprimidos do óleo bruto. Como ocorre em toda indústria de caráter cíclico, isso deverá resultar em um novo reequilíbrio de oferta e demanda, depois que volumes excedentes seja absorvido pelo mercado (ABRACE, 2016).

Projetos

Mesmo com tantas incertezas, o Brasil continua atraindo projetos de construção de plantas de GNL. O desafio, no entanto, é atrair utilização incremental aos terminais de GNL, coadunando diferentes e, às vezes, convergentes interesses, de forma a se evitar investimentos desnecessários. Ainda assim, existem projetos em análise de viabilidade técnico-econômica no país e uma tendência de se construir outras capacidades de regaseificação, mesmo que as existentes não estejam sendo plenamente utilizadas, principalmente no Norte e no Nordeste.

Dentre os atuais projetos de GNL anunciados, podemos mencionar a usina termelétrica Porto de Sergipe,

acordada pela GE e Centrais Elétricas de Sergipe (CELSE), que promete ser a maior e mais eficiente usina a gás do país. O projeto, que tem como investidores as empresas Golar Power e a EBrasil Eletricidade, poderá chegar a 1.516 MW de energia, o suficiente para atender 15% da demanda por energia do Nordeste, e tem início das operações previstas para 2020. Além de estimular o desenvolvimento econômico local, o projeto também pode fazer diferença do ponto de vista ambiental, dado que GNL é uma opção muito mais limpa do que o óleo combustível, o diesel ou o carvão, usados hoje em dezenas de termelétricas no país.

Outros projetos de GNL em andamento são as usinas Novo Tempo e Rio Grande, da Bolognesi Energia, que inicialmente estava planejada para começar a atividades em 2019, mas encontra com desenvolvimento em atraso devido à desvalorização do real e devido a cenários econômicos desfavoráveis. Recentemente foi concebido um prazo de até o final de agosto de 2017 para que se prove a viabilidade das duas termelétricas, que pretende somar 2,5 GW à capacidade. No mais, a Total adquiriu 50% de duas plantas de energia na Bahia, acesso à capacidade do terminal de GNL da Bahia e aos gasodutos da Petrobras, além da Petrobras anunciar desinvestimentos na TEGUA e Pecém. Outras empresas com interesses no mercado brasileiro de GNL e com possibilidade de investimentos são: Kogas, Mitsui, Norsk Hydro e LDCs.

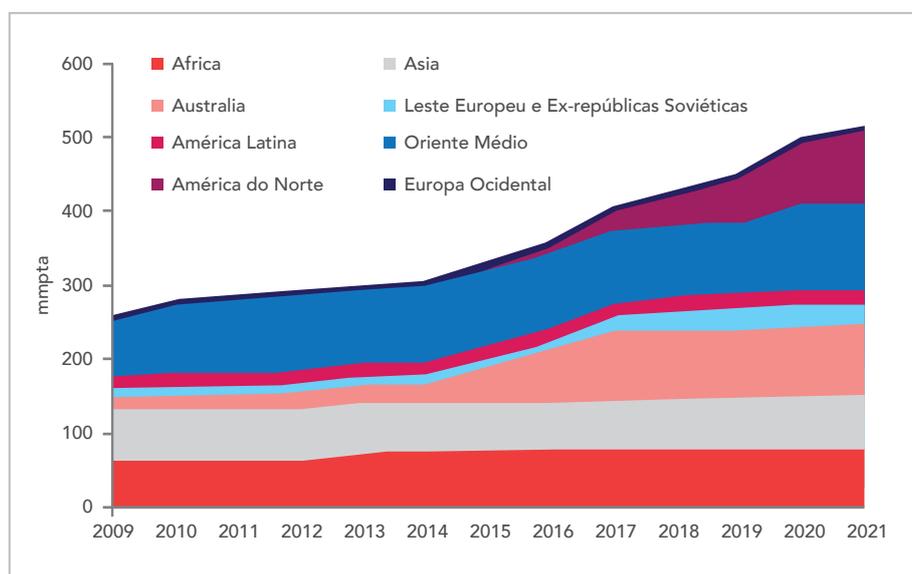
Segundo a EPE (2017), boa parte dos problemas tem a ver com a competitividade dos projetos, seja de GNL, seja de gás natural, uma vez que estes são custosos e difíceis de serem colocados em pé. A EPE acredita, assim como a Petrobras, que em algum momento haverá o cruzamento do mercado de longo prazo e o mercado spot de GNL, no que diz respeito a preços. O que os leva a afirmar isso é a entrada dos projetos norte-americanos e australianos em linha, e adicionalmente, grandes descobertas na África (Namíbia e Tanzânia) com promissores reservatórios vocacionados para gás, que deverão ser monetizados via GNL. O que proporcionará um incremento considerável da oferta de GNL no mundo, congregando os preços para o mercado spot.

2. POR QUANTO TEMPO O ATUAL MERCADO CONTINUARÁ SUPER ABASTECIDO E O QUE SERÁ NECESSÁRIO PARA MUDÁ-LO?

A demanda continuará desbotada nos mercados asiáticos tradicionais? Qual é o impacto da perspectiva da energia nuclear no Japão e na Coreia? Como os projetos de pipeline de gás natural impactarão o mercado de GNL?

De acordo com a consultoria Douglas-Westwood (DW), a capacidade global de liquefação chegará a 400 milhões de toneladas por ano até o final de 2017 (em 2016 foi de 340 milhões) e a capacidade de fornecimento global de GNL crescerá 90 milhões de toneladas anuais entre 2018 e 2020. A Figura 6 mostra a evolução e a tendência de capacidade global de liquefação.

Figura 6: Capacidade global de liquefação



Fonte: Brasil Energia (2017)

Segundo o Shell LNG Outlook (2017), estima-se que a demanda global de gás natural deve crescer 2% ao ano entre 2015 e 2030, sendo que a demanda por GNL deve ser superior a esse percentual, aumentando de 4 a 5% no mesmo período. Além disso, o mercado de GNL em 2020 deverá ser 50% superior ao de 2014, considerando as instalações recentemente entregues ou já em construção.

Esse aumento de demanda decorrerá dos seguintes fatores: políticas ambientais favorecendo a substituição de fontes poluentes, como o carvão, por gás natural, maior uso de FSRUs, necessidade de suprir produções domésticas declinantes, instalações de GNL de pequena escala e uso como combustível no setor de transportes.

Espera-se um aumento do uso de GNL em setores diferentes da geração de energia elétrica. O uso em máquinas pesadas e em transporte marítimo deve aumentar no Oriente Médio, na Europa, na Ásia e nos Estados Unidos. Também se espera um crescimento do uso de GNL em transportes rodoviários, como uma alternativa menos poluente ao diesel e ao óleo combustível.

Países do sudeste asiático, como Malásia e Indonésia, estão entre os principais exportadores, mas estima-se que, em 2035, a região passe a importar mais do que exportar. O aumento de demanda deverá decorrer do crescimento econômico da região, juntamente com o declínio de suprimento de gás em países como a Tailândia. Em 2030, a China deverá ser responsável

por 16% da demanda mundial de GNL (em 2015, foi responsável por 4% da demanda global).

Mais de 150 navios de transporte de GNL devem ser entregues entre 2017 e 2021, além dos já encomendados, de acordo com a Douglas-Westwood. A previsão é que os novos projetos de liquefação na Austrália, Ásia e EUA contribuam para a retomada do mercado. Vale destacar que os EUA eram um dos maiores importadores de gás natural do mundo, e havia a expectativa de que isso assim se mantivesse. Em 2017 a situação é completamente distinta, os EUA já estão exportando GNL, inclusive para o Brasil, e com contratos de fornecimento de longo prazo (20 anos) para a Índia de 3,5MMt por ano.

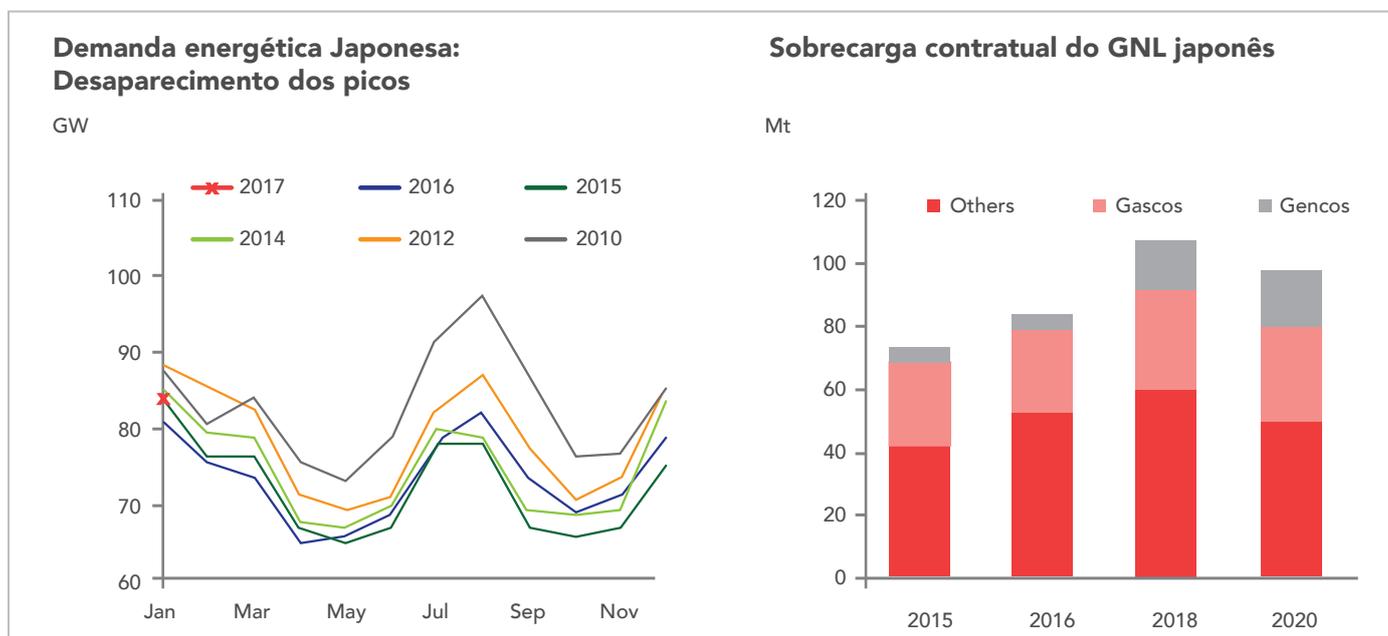
O *Outlook* publicado pela Shell alerta para a necessidade de novos investimentos para suprir o crescimento da demanda após 2020 e, também, para as alterações

que vêm ocorrendo nas transações de GNL, incluindo contratos de curto prazo e com menores volumes, proporcionando maior flexibilidade aos compradores.

Maiores Consumidores

No Japão, o maior mercado consumidor de GNL até 2015, a importação cresceu muito devido à retirada de algumas centrais nucleares da base de geração de energia elétrica após o incidente nuclear de Fukushima (2011), entretanto, espera-se que esta capacidade volte a entrar em linha assim como entraram em linha 17 GW de energia solar nos últimos dois anos (2015/2016) (Energy Aspects). É interessante observar as Figuras 7 e 8, que mostram que a demanda anual de energia elétrica do Japão vem apresentando cada vez menos picos, tanto nos invernos quanto nos verões.

Figuras 7 e 8: Demanda elétrica japonesa e Contratos excedentes de GNL no Japão



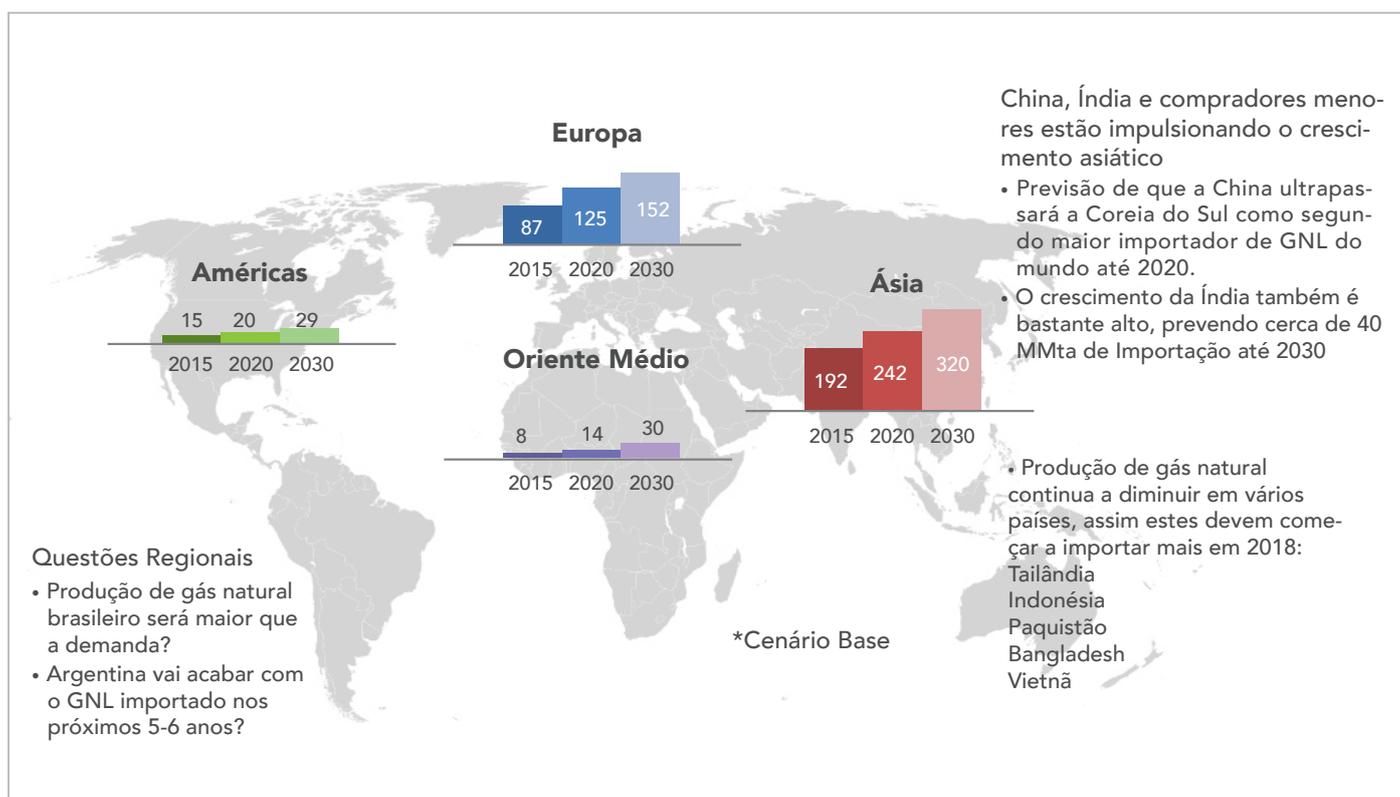
Fonte: Energy Aspects, LNG Argus Summit, 2017

A China é outro país com grande capacidade de importação, no entanto uma boa parte não está sendo utilizada, de forma que ainda é possível ocorrer um aumento de demanda. Há várias plantas de regaseificação em construção no país, o que leva a considerar que a capacidade de importação de gás pode dobrar, devido à capacidade de regaseificação existente, e aos contratos vigentes. O mercado chinês consumiu 185 MM m³ MMt de gás natural em 2015. Vale destacar que na China não há uma preferência clara por gás importado por gasodutos ou importado via GNL, entretanto, mesmo quando o gás de gasodutos está mais barato (por custos afundados de infraestrutura e direitos de passagem compartilhados etc), em 2016, houve uma preferência chinesa pela compra de GNL. Especialistas da Energy Aspects colocam que os chineses preferem a mobilidade do GNL, ao preço às vezes menor.

Além da China, estes mesmos especialistas (Energy Aspects) acreditam que a Índia entrará forte comprando GNL quando o preço estiver abaixo de US\$ 5 MMbtu (fronteira com o preço do gás de gasoduto vindo da Europa). O país está aumentando sua capacidade de regaseificação e expandindo sua malha de dutos e infraestrutura. Desponta como novo entrante nesse mercado de gás natural via GNL, o Egito, que também vem aumentando sua demanda muito por crescimento populacional e desenvolvimento econômico.

A empresa Magnolia LNG, em seu *Outlook* de importação regional de GNL (2016), as previsões consumo de GNL importado serão, em 2020, de aproximadamente 20 MMt/a nas Américas, de 123 MMt/a na Europa; 14 MMt/a no Oriente Médio e aproximadamente 242 MMt/a na Ásia (Figura 9).

Figura 9: Perspectiva de importação regional de GNL (MMta)



Fonte: Magnolia LNG, LNG Argus Summit, 2017

Segundo a empresa, a produção de gás natural no Brasil está levemente descompassada com a demanda, e por isso as importações de GNL. Já a Platt's (2017) menciona que a Argentina vai parar de importar GNL nos próximos 5-6 anos devido à reconfiguração do seu arcabouço regulatório mineral, e da exploração de hidrocarbonetos de folhelhos, mais especificamente.

Diversificação da oferta

Como dito anteriormente, segundo ainda os mesmos especialistas, está prestes a haver uma segunda onda de projetos de GNL nos EUA, que falam em produzir 60 MMm³, mas ainda sem garantias de prazo (muitos projetos com muitas incertezas, ainda devido à queda dos preços do cru no mercado internacional). Segundo eles, o mercado norte americano se configurou de tal forma de oferta que o gás marcador deles, o *Henry Hub*, não deve ultrapassar os US\$ 4 por milhão de toneladas. Destaque seja dado a que o prolífico gás de xisto impulsiona a segurança de abastecimento e dá estabilidade aos preços.

A diversificação da oferta, ou seja, mais de uma fonte de suprimento, provou ser a melhor forma de *hedge* contra possíveis rupturas. Uma nova era de segurança energética, reforçada pela oferta de gás natural, caracterizada por uma crescente oferta de GNL, está por vir. Diversidade de fornecedores, estruturas contratuais menos rígidas e maior flexibilidade de mercado estão na pauta do dia quanto se trata do mercado de GNL. Entretanto, esta não é uma característica permanente do deste mercado, o impacto da atual onda de super abastecimento será limitado, a menos que sejam tomadas novas decisões de investimentos. Os projetos do Canadá, por exemplo, estão atrasados ou abandonados, seja por altos custos de extração, seja por causa de problemas com populações indígenas locais.

3. COMO O SURGIMENTO DE NOVOS CONSUMIDORES IMPACTARAM OS FLUXOS DE COMÉRCIO DE GNL?

Quais são as últimas mudanças nos modelos de negócios? Os preços mais baixos do petróleo e a menor demanda de GNL alteraram a forma como os contratos de longo prazo são negociados?

Em 2016, o comércio mundial de GNL experimentou uma queda nos preços de mercado e o primeiro crescimento da demanda após diversos anos. A produção de GNL também sofreu aumento (8%) durante 2016, sendo esperado que os consumidores mais aptos a absorverem esses volumes estejam localizados principalmente nos mercados emergentes. Cerca de 127 milhões de toneladas por ano de GNL em projetos tiveram a FID (*Final Investment Decision*) nos últimos 5 anos, cuja produção começou a alcançar o mercado. Dessa forma, é esperado que esse crescimento da produção crie um "Mercado de Compradores" para os próximos anos.

Se por um lado existe a necessidade de contratos de longo prazo para viabilização de novos contratos, por outro, geralmente existe a falta de créditos nos mercados emergentes, o que deixa os consumidores relutantes em assinar contratos de longo prazo. Dessa forma, os grandes operadores de carteiras e os comerciantes de GNL terão que atuar como ponte para obter esses acordos e assumir o risco de crédito e de mercado.

Devido à atual condição de mercado dos compradores e dado o aumento nas operações spot, o mercado está, mais do que nunca, vendo novos entrantes. É esperado que até 2030 os mercados emergentes (Oriente Médio, América Latina e Sudeste Asiático) representem 30% da demanda global por GNL.

Novas Dinâmicas

Diversas dinâmicas de mercado estão impulsionando os fundamentos de preços para os contratos de GNL de longo prazo. Historicamente os vendedores preferiam a indexação ao petróleo, dado que esses preços eram elevados e de risco fácil de se controlar. Já os compradores, que inicialmente preferiam também a ligação ao petróleo pelo fato de ser um combustível alternativo, recentemente tem exigido a indexação ao gás por causa do crescimento da competição gás-gás. Ainda, dado que os mercados da Europa e EUA são liberalizados e maduros, para que o GNL ofertado por e para esses mercados seja competitivo, ele precisa ser precificado a partir um índice de gás. Devido às pressões regulatórias, a Ásia também está procurando mudar para esse índice.

Já na América Latina, dado que não se tem um mercado maduro de GNL e este não está suficientemente liberalizado para se ter estabelecido um índice para preços de GNL, os principais intervenientes na região precisam determiná-lo. De fato, novos e antigos compradores, precisam estar bem versados à dinâmica em torno da evolução e crescimento do mercado. Contratos spot e de curto-prazo em mercados altamente sazonais podem expor os compradores ao mercado e fornecer risco de disponibilidade, especialmente se dependerem de um mercado spot de GNL não maduro. Compradores com níveis baixos de demanda e em mercados altamente sazonais terão menor poder de negociação junto aos grandes fornecedores da carteira internacional. Dessa forma, em relação a preços e diminuição do risco de abastecimento, são estratégias a se considerar: encontrar demanda de carga base com contratos de fornecimento de longo prazo, indexados conforme avaliação de risco; encontrar demanda sazonal com cargas spot; diversificar condições comerciais, incluindo preços indexados a gás e petróleo, baseada na avaliação do risco.

Quanto à otimização da estratégia de remessa, as limitações de armazenamento nas FSRU/FSU adicionam complexidade às entregas de GNL, com cargas parciais sendo desafiadas por causa da logística. Além disso, é importante considerar a economia da cadeia logística completa, incluindo pequenas soluções sob medida para mercados pequenos e variáveis. Em relação às estratégias de aquisição, além de existir o dilema entre desenvolver capacidades internas de aquisição versus confiar no desenvolvedor do projeto para adquirir GNL e obter vantagens em seu preço, é importante considerar a agregação da demanda e unir esforços com os compradores expostos à sazonalidade da demanda fora de temporada.

Um paradigma que está muito presente na tendência recente de preços do GNL é a ampla divergência entre o preço spot do GNL e seus preços tradicionais, devido a eventos cruciais que impactaram a dinâmica do mercado. Como resultado, têm sido observados mercados mais líquidos com sobreposições de preços e um mercado spot cada vez maior. Um mercado mais líquido, devido a um número crescente de agentes e maior diversidade de mercados sazonais, irá impactar os preços GNL, possibilitando a criação de novos benchmarks para contratos de GNL, que é um mercado favorável para compradores que procuram fechar contratos de longo prazo.

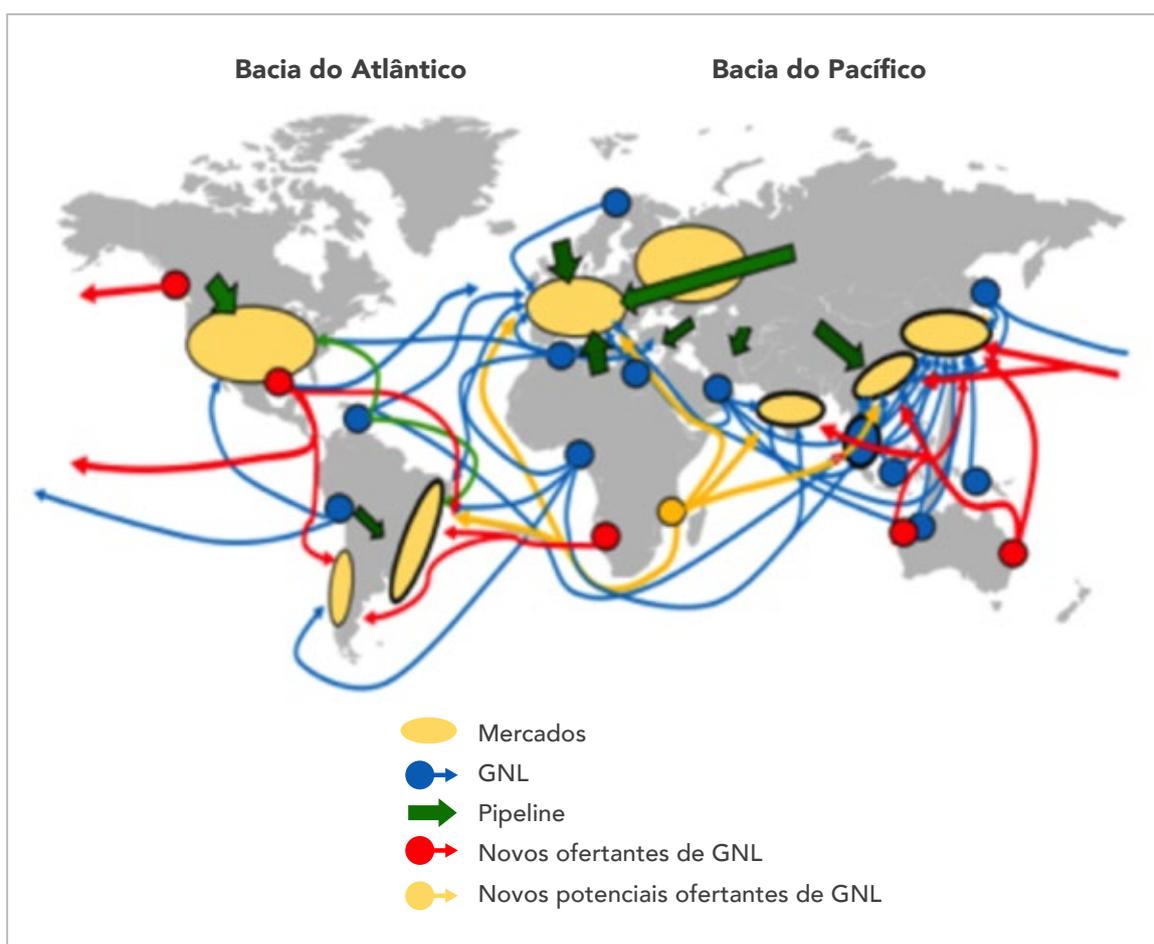
Espera-se que a evolução do mercado de GNL continue e acelere proporcionando aos consumidores muitas opções. São esperados novos suprimentos de GNL provenientes de projetos norte-americanos e australianos. Do ponto de vista de flexibilidade de destino e da qualidade do gás, os projetos norte-americanos são prováveis candidatos para exportação para a América do Sul. Suprimentos de GNL africanos provavelmente serão candidatos a swap na otimização da logística de GNL da Bacia do Atlântico. Diante da evolução observada, é esperada que a quota global de volumes spot e de

curto prazo de GNL esteja se aproximando de 35% do mercado total e deve ser superada. A Figura 10 ilustra a perspectiva de evolução do mercado de GNL.

Dentre os desafios ao se determinar as quantidades certas contratadas, além do comprador de energia

desejar flexibilidade máxima para aumentar ou diminuir a potência, o fornecedor de GNL quer o contrário: um fornecimento constante de GNL. Logo, é necessário determinar uma linha de base de quantidades corretas de GNL e flexibilidade à luz do poder do comprador e do fornecedor.

Figura 10: Perspectiva de evolução do mercado de GNL



Fonte: Galway Group Analytics, LNG Argus Summit, 2017

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dadas as considerações e dificuldades expostas neste trabalho, é possível vislumbrar um aumento do volume ofertado de GNL no mercado mundial, e, por conseguinte, maior oferta para o mercado brasileiro, de forma a atender nossa demanda futura. Entretanto, existem também desafios a serem superados, como:

- O paradigma “flexibilidade X preço do gás natural”;
- Outro paradigma “armazenamento X importação de GNL”;
- Compatibilidade (ou não-compatibilidade) entre os objetivos dos setores de gás e elétrico;
- Capacidade de infraestrutura da Petrobras em atender a demanda nacional, assim como sua saída como principal *player* do setor;
- Necessidade de celeridade nas mudanças do marco regulatório;
- Custo e capacidade de escoamento do gás offshore do pré-sal X GNL abundante e barato no mundo de diversas origens;
- Nova configuração em direção a um mercado totalmente spot devido a entrada dos EUA no mercado com grandes capacidades e preço baixo;

- Falta de avanços concretos quanto às discussões de acesso a terceiros ao uso dos terminais de regaseificação da Petrobras;
- Necessidade de se discutir, agora de forma vigorosa, sobre a criação do mercado secundário de gás.

Além dessas, podemos acrescentar à discussão alguns tópicos já considerados lugar comum de discussões anteriores e já maceradas pelo mercado, mas ainda sem respostas. Em relação à renegociação do contrato Brasil-Bolívia, haverá uma redução da oferta de gás, de 30MMm³/d para 20MMm³/d, calcado na não incorporação de reservas e no aumento do consumo da Bolívia? Qual a disponibilidade comercial do gás natural do pré-sal? O que é mais economicamente viável: a expansão da capacidade dos terminais de regaseificação ou a construção de novos terminais? Qual será o papel das térmicas a gás? Atuarem na base com GNL ou nos picos, devido às intermitências dos renováveis? Adicionalmente, como será o caminho para a recuperação econômica brasileira?

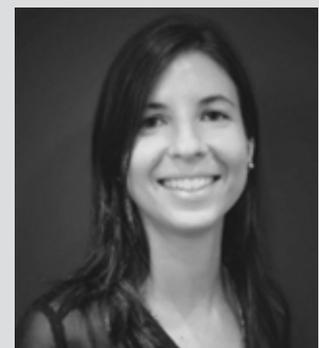
Seguiremos estudando, e monitorando o mercado.

Fernanda Delgado. Pesquisadora – Doutora em Planejamento Energético e Mestre em Engenharia de Produção e Graduação em Relações Internacionais. Professora afiliada à Escola de Guerra Naval com dois livros publicados sobre Petropolítica. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva no setor de Óleo e Gás.



Larissa Resende. Pesquisadora – Doutoranda em Engenharia de Produção pela PUC-Rio. Mestre e Graduada em Economia pela UFJF. Atuação em Métodos e Modelos Matemáticos, Econométricos, Estatísticos e de Otimização, Finanças e Microeconomia. Experiência em Avaliação de Prêmio de Risco, Modelagem e Previsão de Volatilidade, Modelos de Precificação, Análise e Decisões de Investimento e Financiamento.

Tamar Roitman. Pesquisadora – Engenheira química formada pela UFRJ e mestranda do Programa de Planejamento Energético, da COPPE/UFRJ, com pós-graduação em Gestão de Negócios de Petróleo e Gás, pelo IBP. Atuação como analista de orçamento na Vale SA e como estagiária na empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Como pesquisadora da FGV Energia, atua com petróleo e biocombustíveis.





fgv.br/energia

