



CADERNO OPINIÃO

A DIALÉTICA DO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: ENTRE A FALTA DE COMPETITIVIDADE E A PERSPECTIVA MUNDIAL DE GNL

AUTORES

Larissa Resende, Claudio Steuer
e Fernanda Delgado

julho.2018

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

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Isabella Vaz Leal da Costa
Larissa de Oliveira Resende
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

A DIALÉTICA DO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: ENTRE A FALTA DE COMPETITIVIDADE E A PERSPECTIVA MUNDIAL DE GNL

Larissa Resende¹, Claudio Steuer² e
Fernanda Delgado³

Passado mais de um ano da publicação “Cenários e Oportunidades Globais para a Indústria Brasileira de GNL” da **FGV Energia**, e alguns meses da edição de 2018 da **Argus Latin America Summit**, do U.S. – **Americas LNG Forum**, organizado pela **FGV Energia**, e do lançamento do **Informe**

Técnico: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros – Panorama dos Principais Projetos e Estudos, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a **FGV Energia**, em parceria com o **Oxford Institute for Energy Studies**, desenvolveu este trabalho que objetiva consolidar as discussões mais importantes a respeito do tema, de forma a criar um arcabouço com o mais contemporâneo sobre o mercado de GNL no Brasil e no mundo.

1. OVERVIEW DO MERCADO MUNDIAL DE GNL

O mercado mundial de GNL em 2017 se aproximou de 300.0 Mtpa comercializadas, registrando o terceiro ano consecutivo de crescimento (Figura 1). Desde o ano de 2000 o mercado mundial de GNL vem crescendo a uma taxa composta de 6.6% ao ano devido em parte aos investimentos em novas plantas de liquefação no Catar, Austrália e mais recentemente nos Estados Unidos. No mesmo

¹ FGV Energia

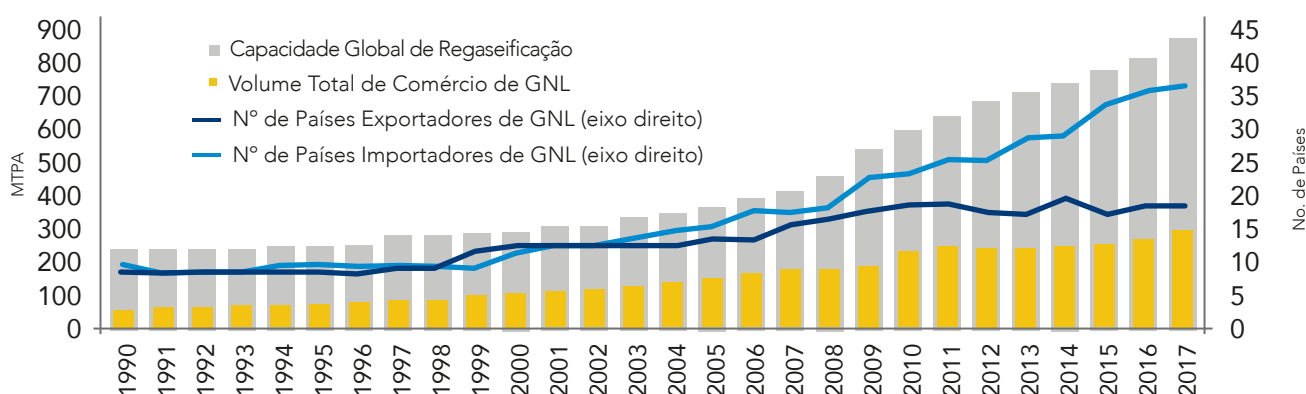
² The Oxford Institute for Energy Studies

³ FGV Energia

período, o consumo mundial de gás natural cresceu a uma taxa composta de 1.8% ao ano, demonstrando que o GNL por meio de sua flexibilidade operacional e comercial, e mais recentemente, sua habilidade de suprir demanda sem a existência de gasodutos, e substituindo combustíveis líquidos

em transporte terrestre e marítimo, está abrindo novos e promissores mercados. O GNL possui um enorme potencial adicional de crescimento podendo se tornar a opção preferida de consumo de gás natural por aumentar a densidade energética por volume ocupado em 600 vezes.

FIGURA 1 – Mercado Mundial de GNL (Comércio, Regaseificação, Exportadores e Importadores)



Fonte: IHS Markit, IEA, IGU, 2018

No ano de 2017 foram comercializados 35.0 Mtpa a mais do que em 2016, o 2º ano de maior crescimento após 2010. Os países asiáticos continuam como motores de crescimento das exportações de GNL que substituem o consumo de carvão nas termelétricas, uso industrial e residencial, e em menor escala substituem os combustíveis líquidos no transporte de carga e passageiros. Só a China aumentou o seu consumo em quase 13.0 Mtpa, o maior aumento por país, devido a implantação de uma política governamental para acelerar a substituição do carvão e reduzir a poluição do ar. O aumento de consumo coletivo pela Coreia do Sul, Paquistão, Turquia, França, Espanha, Portugal e Itália resultaram em um acréscimo de 16.0 Mtpa nas importações de GNL.

A capacidade mundial de regaseificação de GNL também cresceu a uma taxa composta de 7.0% ao ano nos últimos 17 anos e hoje é 2.9 vezes maior

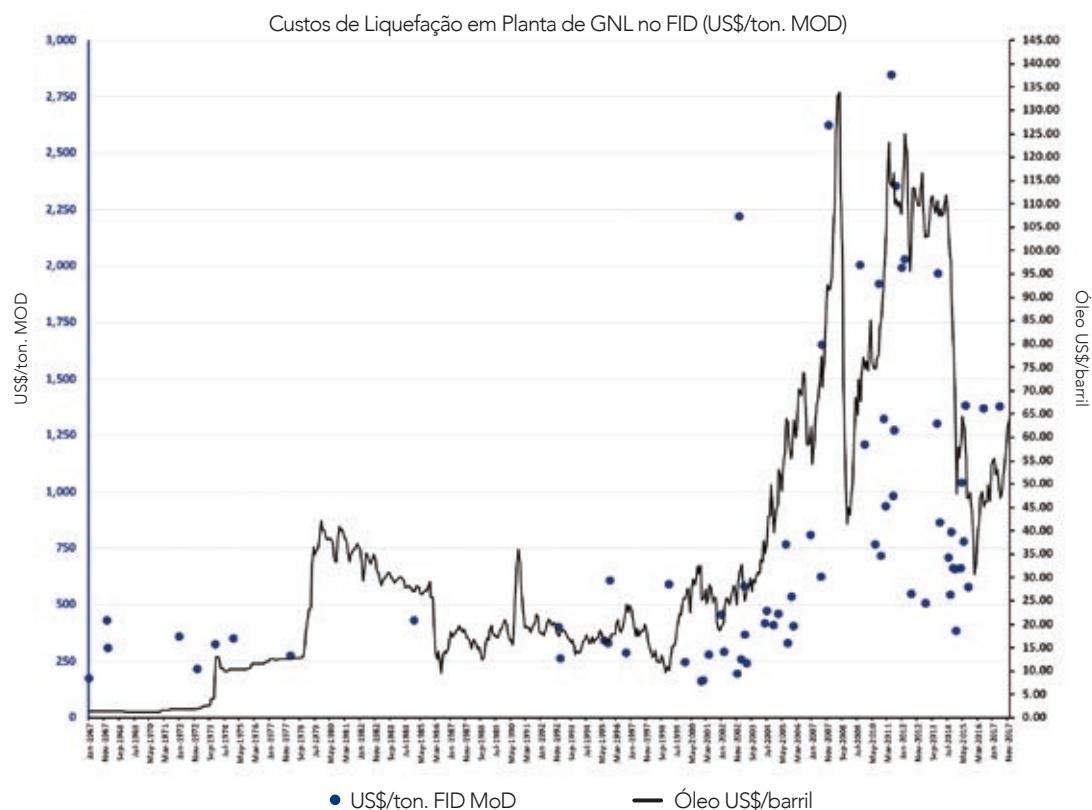
do que o volume de GNL comercializado (Figura 1). Neste período o número de países importadores cresceu de 11 para 35. Com a proliferação dos terminais de regaseificação de GNL flutuantes (FSRU) novos países puderam iniciar a importação sem precisar investir US\$ 1.0 bilhão ou mais para desenvolver terminais de regaseificação em terra, tanques de GNL, e instalações marinhas para receber os navios. Com o aumento da concorrência no fornecimento de unidades de FSRU e na redução de seu custo de desenvolvimento e operação, o crescimento de novos consumidores de GNL tenderá a acelerar.

Desde o colapso do preço do petróleo entre junho de 2014 e janeiro 2015, onde o preço caiu de US\$112.0/barril para US\$48.0/barril, após ter passado cinco anos com média de US\$100.0/barril e uma década com média de US\$84.0/barril

(Figura 2), o mercado mundial de petróleo, gás natural e GNL entrou em um período inédito de contenção de despesas, postergação e cancelamento de projetos. A magnitude deste ajuste de preço afetou pesadamente o faturamento futuro de diversos projetos em fase de implantação sem a compensação nos seus custos de desenvolvimento.

Inúmeros projetos de liquefação hoje não conseguem alcançar sua decisão final de investimento por não possuírem a viabilidade econômico-financeira, mas seguem em desenvolvimento buscando reduções de custo, novos mercados dispostos a contratarem o fornecimento e esperando por uma melhoria nos preços no mercado internacional.

FIGURA 2 – A Nova Capacidade de Liquefação Pode Ser Competitiva?



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Wood Mackenzie, World Bank, EIA e SyEnergy, 2018

Desde janeiro de 2015 até junho de 2018, o preço médio do petróleo foi US\$53.0/barril, e as curvas do mercado futuro de petróleo nos últimos 18 meses apontam consistentemente para um preço médio nos próximos 150 meses de aproximadamente US\$65.0/barril. Ou seja, salvo alguns períodos de instabilidade geopolítica e variação nos níveis de estoque de petróleo e derivados, o mercado mundial de petróleo segue operando em um cenário no qual a capacidade produtiva estará em linha

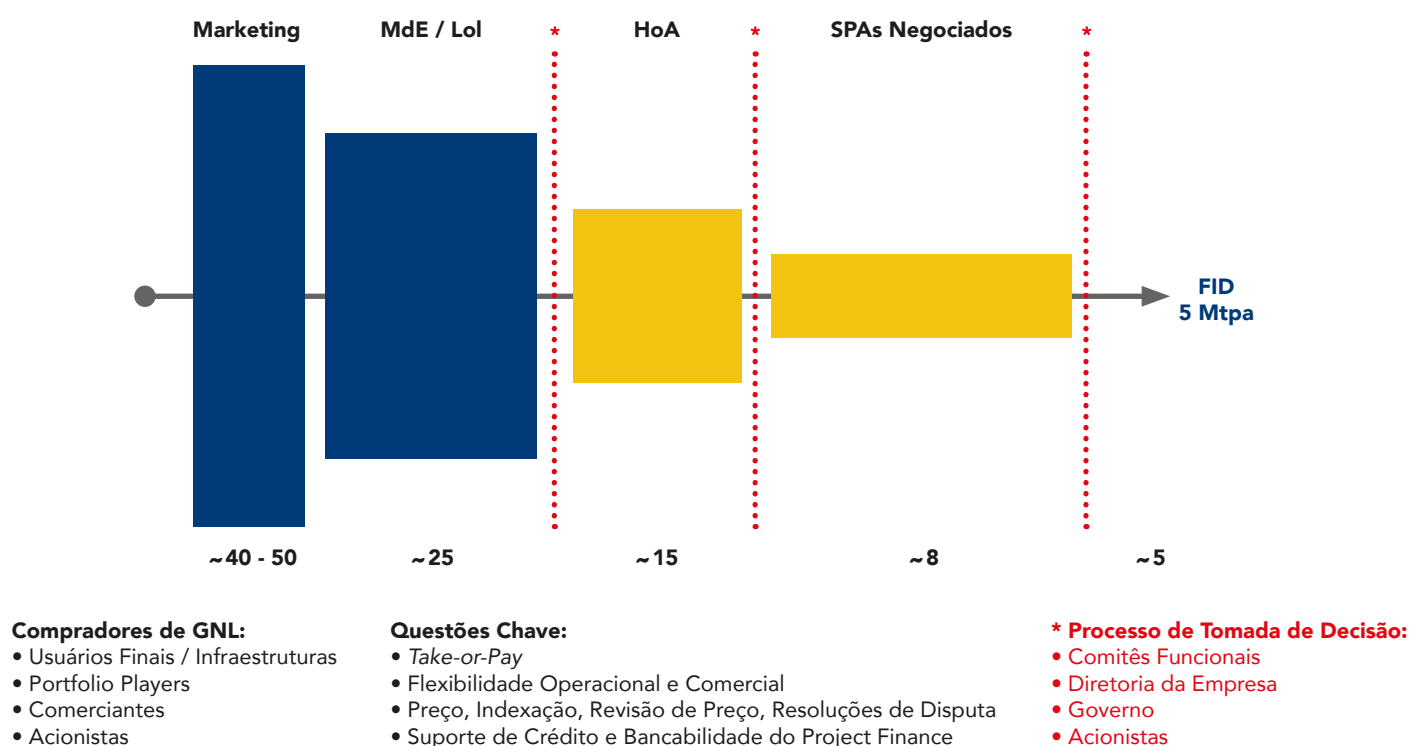
ou acima da demanda. Este ambiente de negócios seguirá pressionando fortemente a indústria mundial do GNL para reduzir os custos totais ao longo da cadeia desde o poço até o terminal de regasificação.

Vários projetos de GNL em fase de desenvolvimento não conseguem chegar a sua decisão final de investimento devido à queda do preço da energia, falta de visão comum entre vendedores e compradores sobre o cenário de médio/longo

prazo e um acordo comercial sobre como precificar e indexar o GNL, como qual nível de *take-or-pay* a ser adotado, o nível de flexibilidade operacional e comercial e se o GNL deveria ser comercializado FOB (*free on board*), onde o cliente retira o GNL diretamente da planta de liquefação, ou DAT (*delivered at terminal*), onde o produtor de GNL entrega o GNL no terminal de regasificação do cliente (Figura 3).

Aliada a tais incertezas comerciais existe também uma brutal concorrência entre os novos projetos de liquefação dos Estados Unidos, Canada, Catar, Rússia, Moçambique e Nigéria. De acordo com a *International Gas Union* (2018), no momento, existem 875.0 Mtpa de nova capacidade de liquefação em diferentes fases de desenvolvimento buscando a decisão final de investimento.

FIGURA 3 – Desafio Comercial para Alcançar a Decisão Final de Investimento



Fonte: Adaptado de SyEnergy, 2018

A medida que o mercado mundial de GNL continua em crescimento e vendedores e compradores possuem um amplo leque de alternativas, a complexidade comercial e financeira de alcançar a decisão final de investimento supera a complexidade técnica dos projetos de liquefação. A grande maioria dos novos contratos de GNL firmados desde 2014 envolvem volumes entre 0.5-1.5 Mtpa, prazos de duração entre 5-10 anos e nos últimos dois anos 50.0% dos novos contratos foram firmados com

clientes "*non-investment grade*". Estes contratos dificilmente seriam aceitos pelas entidades financeiras conservadoras e seriam excluídos da análise de viabilidade econômico-financeira, deixando a responsabilidade pro-rata de financiamento deste contrato com os acionistas do projeto.

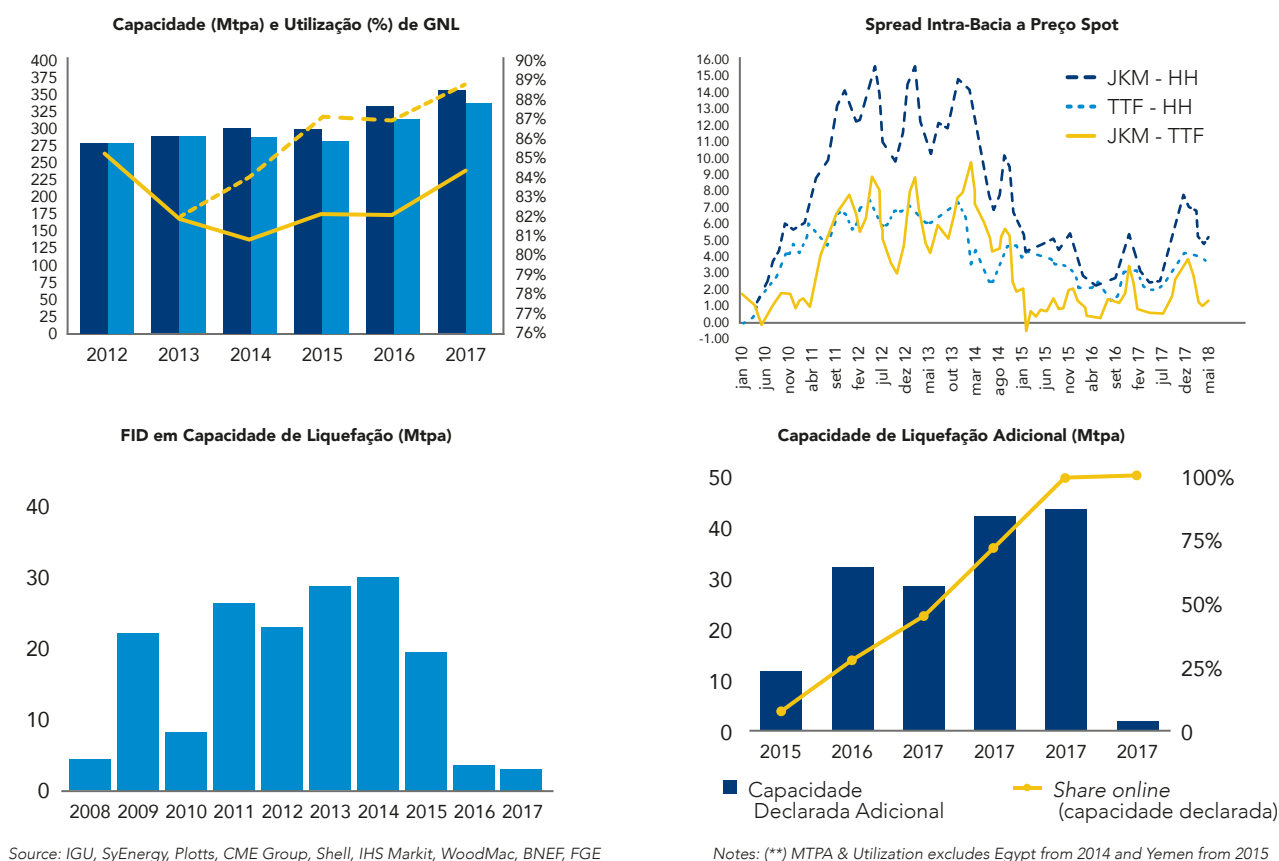
Esta conjunção de fatores dificulta bastante as negociações para financiar projetos que podem facilmente custar US\$1.0 Bilhão por 1 Mtpa de capa-

cidade de liquefação. O tamanho da complexidade comercial e financeira exige que novos projetos de liquefação evoluam em negociações detalhadas com aproximadamente cinco vezes mais o número de clientes necessários para alcançar a sua decisão final de investimento (Figura 3). O processo de decisão final de investimento de uma planta de liquefação exige o perfeito alinhamento dos *stakeholders* na exploração e produção de gás natural, na planta de liquefação, nos mercados consumidores, acionistas, entidades governamentais e agentes financeiros.

Este ambiente de negócios levou vários analistas de mercado a afirmar que o mercado mundial de GNL está super ofertado. Mas a análise mais próxima dos vários indicadores de utilização da capacidade produtiva, *spread* de preços no mercado spot e as decisões finais de nova capacidade de liquefação

nos últimos três anos pode-se ver indícios de que o mercado mundial de GNL não está super ofertado (Figura 4). Ao se deduzir a capacidade produtiva de GNL do Egito desde 2014 e do Iêmen desde 2015, o primeiro por falta de suprimento de gás natural e o segundo por guerra civil, o índice de utilização da capacidade de liquefação atual atinge 87.0% em 2015-2016 e 89.0% em 2017. No período de 2011-2014 as decisões finais de investimento resultaram na construção de 115.0 Mtpa de nova capacidade de liquefação. De 2015 a 2017, apenas 30.0 Mtpa de nova capacidade de liquefação obteve sua decisão final de investimento – uma redução de 40.0% no ritmo de contratação anual de nova capacidade de liquefação. Esta forte redução de desenvolvimento de nova capacidade de liquefação contribuirá para um suprimento de GNL mais limitado frente a demanda em 2020-2022.

FIGURA 4 – Super Oferta?



Fonte: Adaptada de IGU, SyEnergy, Platts, CME Group, Shell, IHS Markit, WoodMac, BNEF, FGE, 2018

Observando o comportamento do *spread* entre os principais índices de preço do mercado spot (Figura 4) JKM-HH (índice de preços para Japão e Coreia do Sul menos o índice de preços do Henry Hub dos Estados Unidos), TTF-HH (índice de preços *Title Transfer Facility* da Holanda, o referencial mais relevante da Europa, menos o índice de preços do Henry Hub dos Estados Unidos) e JKM-TTF (índice de preços para Japão e Coreia do Sul menos o índice de preços *Title Transfer Facility* da Europa), observamos que no período após o acidente de Fukushima no Japão em 2011, o *spread* entre os índices de preço dos principais marcadores ampliou significativamente fornecendo um forte incentivo econômico para deslocar GNL da bacia do Atlântico para o Japão, atraindo maiores quantidades de GNL para compensar a perda de geração elétrica oriunda das usinas nucleares afetadas por Fukushima. Com a queda do preço do petróleo a partir de junho de 2014, o *spread* entre os índices reduziu-se sensivelmente até o início de 2015 onde o incentivo econômico deixou de existir.

Entretanto desde o início de 2017 este *spread* voltou a ampliar, indicando maior atratividade dos mercados asiáticos, incentivando os mercados do Atlântico a substituir o fornecimento de GNL pelo gás natural através de gasoduto e liberando GNL para venda para os mercados asiáticos. Este é um indicador que sugere que o mercado mundial de GNL não está super ofertado e que, de fato, já podemos estar em um novo período onde o suprimento de GNL pode estar abaixo da demanda.

Como mencionado anteriormente, para a grande maioria da capacidade existente de liquefação, existe um comprador. O que realmente existe hoje é uma super oferta no papel de nova capacidade de liquefação em desenvolvimento frente a demanda

potencial. Isto é saudável para os compradores de GNL, mas exige um grande esforço para analisar e entender a real viabilidade do projeto de GNL de alcançar a sua decisão final de investimento, assim como, sua confiabilidade e competitividade a médio e longo prazo no fornecimento de GNL.

Com o ambiente de preços de energia dos últimos quatro anos e a tendência até 2030 comentada acima, os novos projetos de liquefação continuarão com uma forte pressão por reduções de custo na implantação de nova capacidade de liquefação e precisarão adotar uma estratégia de comercialização considerando criticamente como cada cliente e contrato de fornecimento de GNL contribuirá para o processo de financiamento do projeto, ou necessitará de investimento adicional pelos acionistas.

Desde 1967, 490.0 Mtpa de capacidade de liquefação alcançaram a decisão final de investimento com um preço médio de petróleo de US\$55.0/barril e uma média de US\$804.0/tpa em moeda da época e US\$1,004.0/tpa em moeda de 2018 (Figura 2). Entretanto, 260.0 Mtpa de capacidade de liquefação alcançaram a decisão final de investimento com um preço médio de petróleo até US\$55.0/barril com uma média de US\$460.0/tpa em moeda da época e US\$690.0/tpa em moeda de 2018. Finalmente, 230.0 Mtpa de capacidade de liquefação alcançaram a decisão final de investimento com um preço médio de petróleo acima de US\$55.0/barril com uma média de US\$1,150.0/tpa em moeda da época e US\$1,322.0/tpa em moeda de 2018. Desde 2007, a indústria mundial de GNL foi capaz de absorver um aumento médio de custo unitário de aproximadamente 30-60% em grande parte devido aos altos preços do petróleo, o que não é mais economicamente viável no cenário atual.

Entre o período de 1967 e 1999, 140.0 Mtpa de capacidade de liquefação alcançou a decisão final de investimento com uma média móvel cumulativa em moeda da época e em moeda de 2018 com relativa estabilidade e demonstrando ganhos de

eficiência ao longo do tempo até 2007 antes das decisões final de investimento dos projetos em localizações remotas na Austrália, Angola, Rússia e os quatro projetos de liquefação embarcada (Figuras 5 e 6).

FIGURA 5 – Custo de Liquefação – Performance Geral da Indústria – moeda corrente



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Wood Mackenzie, World Bank, EIA e SyEnergy, 2018

Com a exceção de 66.0 Mtpa de capacidade de liquefação dos projetos do Golfo do México e Costa Leste dos Estados Unidos, que se beneficiaram de infraestrutura existente dos terminais de regasificação em terra alcançando uma média de US\$691/tpa em moeda da época e US\$742/tpa em moeda de 2018, o resto dos projetos de liquefação que alcançaram a decisão final de investimento após 2007 atingiram uma média de US\$1,435.0/tpa em moeda da época e US\$1,634.0/tpa em moeda de 2018.

Ou seja, os novos projetos de liquefação dos Estados Unidos que precisam desenvolver toda sua infraestrutura possuem um enorme desafio de redução de custo para conseguir competir com as expansões de capacidade de liquefação dos projetos de GNL já existentes. Uma das estratégias que está sendo perseguida por alguns novos projetos de liquefação dos Estados Unidos envolve o desenvolvimento de fonte própria de suprimento de gás natural para buscar reduções de custo compara-

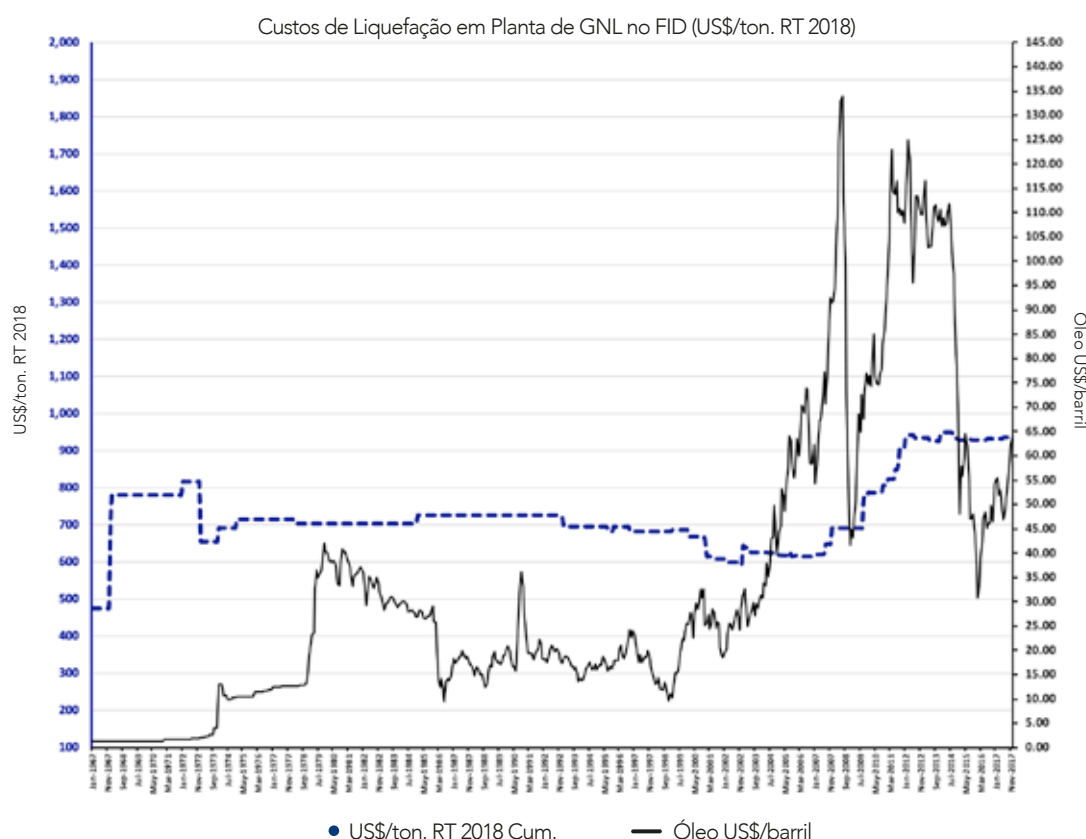
das com os projetos de liquefação que cobram 115.0% do Henry Hub como custo de suprimento de gás natural. Enquanto isso, os novos projetos localizados no Catar, Moçambique, Rússia e Nigéria deveriam almejar um custo de liquefação entre US\$800.0-1,000.0/tpa para assegurar competitividade ao longo prazo.

Conforme observado na Figura 4, desde o início de 2017 o *spread* de preços no mercado spot envolvendo os *benchmarks* das Bacias do Atlântico (HH e TTF) e Pacífico (JKM) voltou a ampliar indicando a maior atratividade dos mercados asiáticos incentivando os mercados do Atlântico a substituírem o fornecimento de GNL pelo gás natural fornecido

através de gasoduto, liberando o GNL para venda para os mercados asiáticos.

De acordo com as curvas do mercado futuro em 25 de julho (Figura 7), esta “janela de arbitragem” dos Estados Unidos (HH) para a Bacia do Pacífico (JKM) permanece aberta até o final de 2022 e vai gradualmente se fechando, só viabilizando deslocamento de GNL durante o inverno no hemisfério norte. Após este período, a “janela de arbitragem” cobre os custos logísticos de transporte marítimo, mas apenas 50.0% dos custos fixos da tarifa de liquefação e prêmio sobre o preço do HH para o suprimento de gás natural aos projetos de GNL existentes nos Estados Unidos.

FIGURA 6 – Custo de Liquefação – Performance Geral da Indústria – moeda 2018



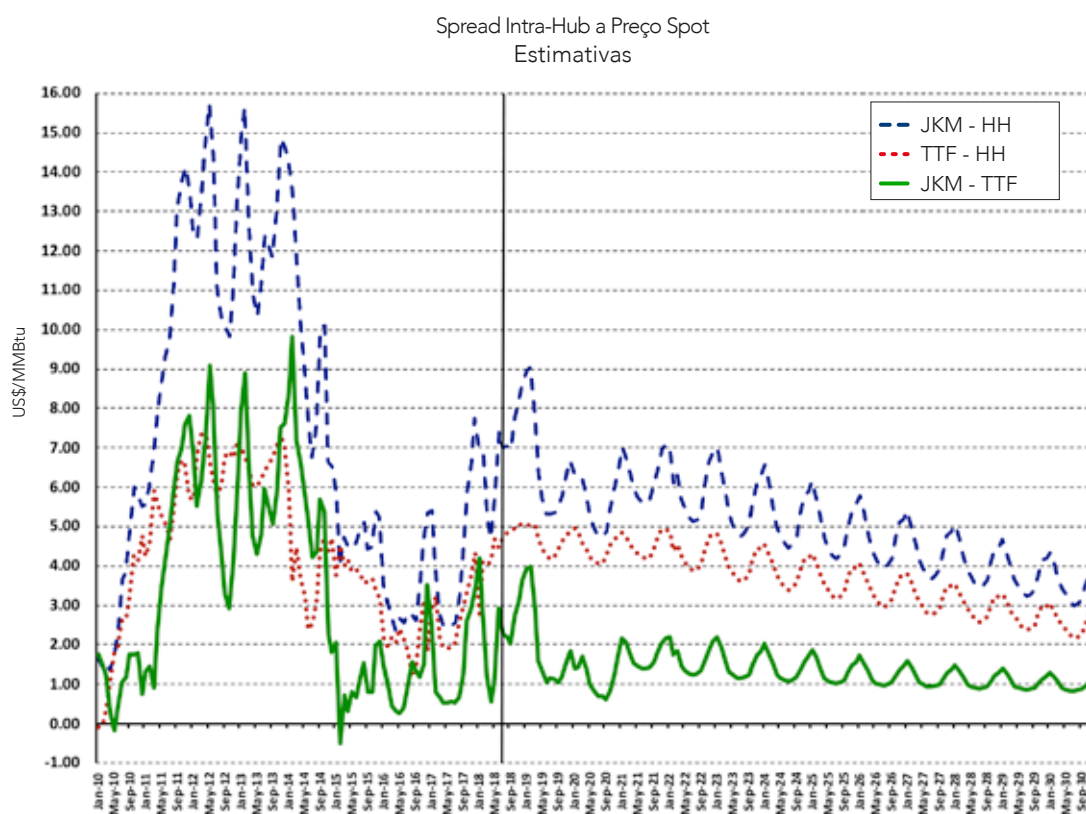
Fonte: Elaboração própria com base em dados da Wood Mackenzie, World Bank, EIA e SyEnergy, 2018

A “janela de arbitragem” dos Estados Unidos (HH) para a Europa (TTF) até o final de 2022, de acordo com as curvas do mercado futuro em 25 de julho (Figura 7), cobre os custos logísticos de transporte marítimo e 88.0% dos custos fixos da tarifa de liquefação e prêmio sobre HH para o suprimento de gás natural dos projetos de GNL existentes nos Estados Unidos. Similarmente, esta “janela de arbitragem” após o final de 2022 cobre os custos logísticos de transporte marítimo, mas apenas 55.0% dos custos fixos da tarifa de liquefação e prêmio sobre o preço do HH para o suprimento

de gás natural dos projetos de GNL existentes nos Estados Unidos.

Com base nesta análise, os novos projetos de liquefação dos Estados Unidos deveriam almejar reduções de custo na tarifa de liquefação e aquisição de suprimento de gás natural em US\$2.0/MMBtu para maximizar a flexibilidade na comercialização de GNL em contratos de longo prazo e ter condições econômicas para capturar as oportunidades das “janelas de arbitragem” do mercado spot entre os Estados Unidos, Europa e Pacífico.

FIGURA 7 – Spread de Preços Spot nos Benchmarks das Bacias do Atlântico e Pacífico



Fonte: CME Group, ICIS, SyEnergy, 2018

2. BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA POR GÁS NATURAL NO MERCADO BRASILEIRO

Embora nos últimos dez anos a produção de gás doméstico bruto tenha aumentado de forma constante, passando de 49.7 MMm³/dia (12.9 Mtpa) na média de 2007 para 109.9 MMm³/dia (28.5 Mtpa) em 2017, decorrente, sobretudo, da crescente contribuição do gás associado do pré-sal, uma grande quantidade da produção doméstica tem sido reinjetada devido à priorização da produção de petróleo e dado a falta de infraestrutura de gasodutos *offshore* que permita que o gás chegue aos mercados. Essa alta proporção de reinjeção já reflete em um volume de gás reinjetado maior do que o volume que tem sido importado através dos gasodutos da Bolívia: enquanto a importação média de gás boliviano no ano de 2017 foi de 24.3 MMm³/dia (6.3 Mtpa), o volume reinjetado foi de 27.6 MMm³/dia (7.2 Mtpa).

Devido a essas circunstâncias, grande parte do gás produzido nacionalmente não chega ao mercado e, dessa forma, 32.7% da oferta brasileira, na média anual de 2017, foi importada, onde 82.8% adveio 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. Enquanto a média de regaseificação em 2017 foi de 5.1 MMm³/dia (1.3 Mtpa), o volume regaseificado nacionalmente em agosto deste mesmo ano foi de 10.6 MMm³/dia (2.7 Mtpa), tendo atingido um pico de 23.3 MMm³/dia (6.0 Mtpa) em abril de 2015, o que justifica a capacidade de regaseificação ociosa ao longo de vários períodos do ano. A falta de despacho das termelétricas na base da curva de gera-

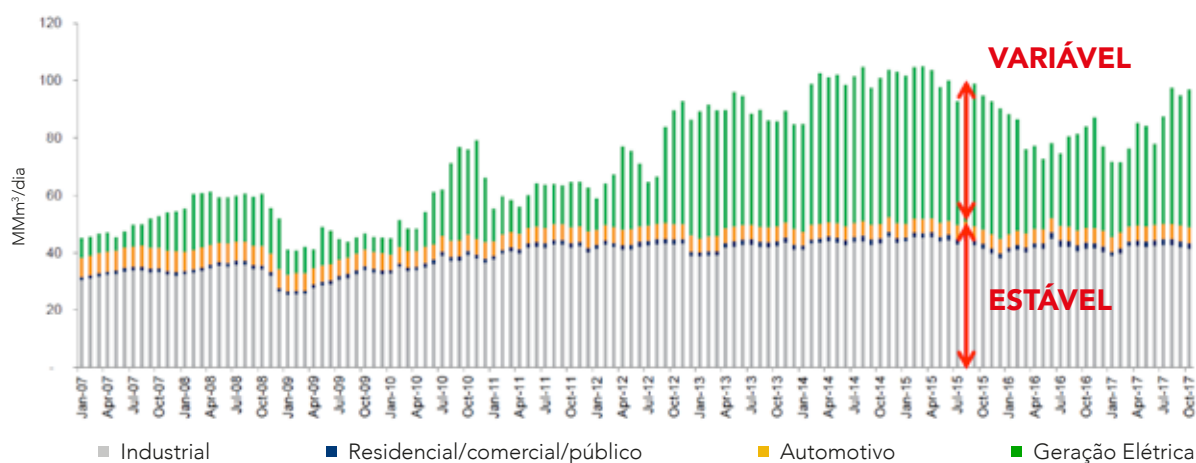
ção elétrica afeta a previsibilidade das compras do energético e, consequentemente, o elevado custo do gás natural e das tarifas elétricas.

Em relação a infraestrutura de gás natural brasileira, atualmente existem 15 zonas de processamento, com capacidade total de 95.0 MMm³/dia (24.6 Mtpa) de gás natural, três terminais de regaseificação de GNL existentes, com capacidade total de 41.0 MMm³/dia (10.6 Mtpa) (a Petrobras terminou o contrato da Golar para Pecém e remanejou o terminal FSRU da Guanabara para Pecém).

Em relação ao consumo de gás natural em 2015, este atingiu o recorde de 97.4 MMm³/dia (25.2 Mtpa), com os segmentos industrial e de geração elétrica respondendo por 43.6 MMm³/dia (11.3 Mtpa) e 45.9 MMm³/dia (11.9 Mtpa), respectivamente. Entretanto, devido à contração da economia em 2015 e à queda nos preços de *commodities* brasileiras, em conjunto com o impacto provocado pelos escândalos de corrupção na confiança dos investidores, pôde-se observar real impacto no setor de gás natural ao analisar os resultados médios do ano de 2016, quando o consumo caiu para 80.2 MMm³/dia (20.8 Mtpa). Apresentando leve recuperação, o consumo na média de 2017 foi de 85.5 MMm³/dia (22.2 Mtpa), sendo 40.8 MMm³/dia (10.6 Mtpa) no segmento industrial e 34.3 MMm³/dia (8.9 Mtpa) no de geração elétrica.

A demanda por gás natural pode ser dividida em parcela “estável” e “variável”, onde a demanda para geração elétrica é responsável pela segunda parcela (Figura 8).

FIGURA 8 – Segmentação da Demanda por Gás Natural



Fonte: Adaptado de IHS Markit, 2018⁴

Dado a expectativa que a oferta de gás nacional direcionada ao mercado aumente, devido a construção do terceiro gasoduto offshore, o Rota 3, que pretende adicionar 21.0 MMm³ (5.4 Mt) à capacidade diária de escoamento das duas infraestruturas existentes, é esperado um decréscimo no volume de gás importado via gasoduto.

Por outro lado, devido as mudanças estruturais em curso no setor elétrico, que levam ao maior e cada vez mais frequente deplecionamento dos reservatórios, com a penetração de renováveis variáveis, expansão de hidrelétricas a fio d'água e redução da capacidade de regularização dos reservatórios, se espera um maior protagonismo das térmicas no sistema predominantemente hidrelétrico brasileiro, onde o planejamento indicativo da EPE passou a sinalizar maior contratação futura de térmicas, movidas preferencialmente a gás natural (FGV ENERGIA, 2018)⁵. Dessa forma, com esse aumento esperado da demanda termelétrica por gás natural, a parcela

da demanda "variável" será ainda mais significativa e, caso o sistema permita o despacho de termelétricas na base da geração, haverá demanda "estável" adicional, o que abre espaço para maior inserção do GNL no mercado brasileiro.

3. COMPLEMENTARIEDADE E COMPETITIVIDADE DO GNL FRENTE A EXPANSÃO DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

O Sistema Elétrico Brasileiro (SIN) possui dimensão continental, com predominância hidroelétrica com grandes usinas distantes dos centros de carga, longas linhas de transmissão, onde um dos desafios atuais é a integração de novas fontes, como as grandes usinas a fio d'água na região amazônica e inserção das fontes renováveis variáveis. O sistema elétrico brasileiro possui aproximadamente 154.748km de extensão em sua rede de transmissão, com 167.0 GW de capacidade instalada, sendo 63.0% hidrelétrica, 26.0% térmica, 8.0% eólica e 1.0% nuclear.

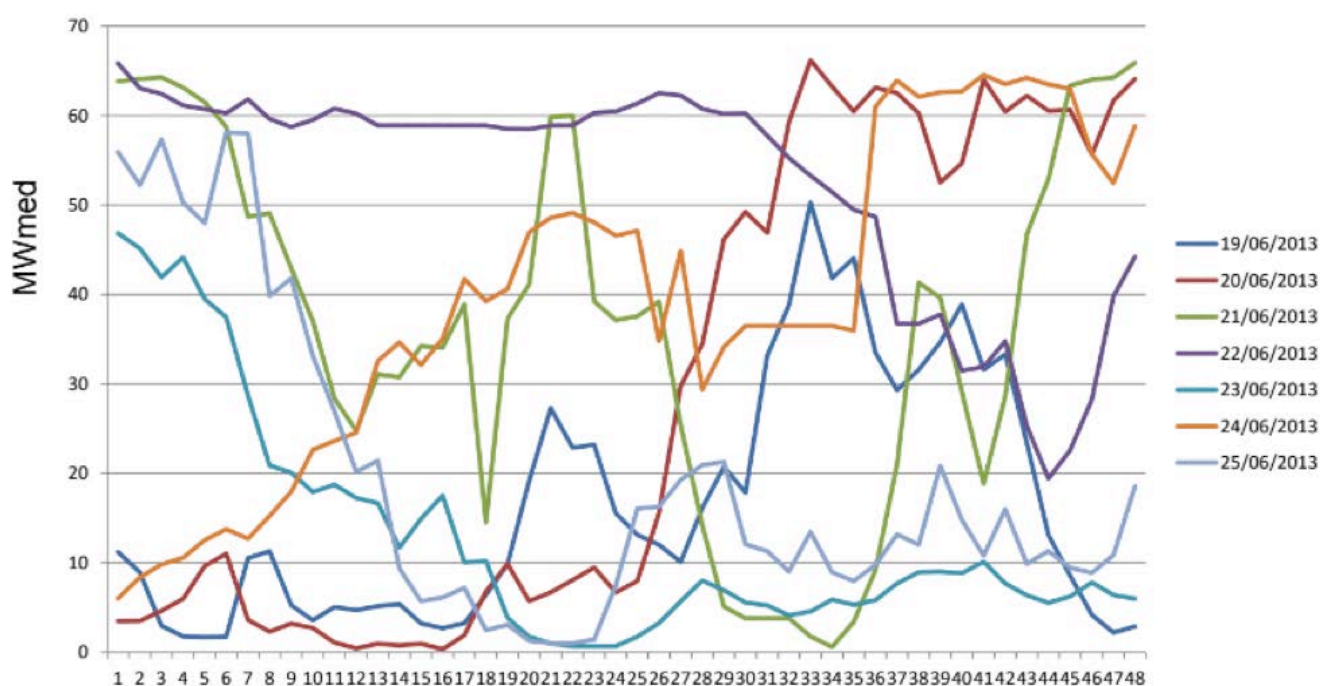
⁴ Apresentado no U.S. – Americas LNG Forum em maio de 2018.

⁵ https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_abril_-_diogo_lisbona_e_larissa_resende_0.pdf

A utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, sobretudo a energia eólica e fotovoltaica, tem crescido significativamente em todo o mundo, onde a necessidade de deixar algumas usinas operando ou prontas para operar como reserva é importante para evitar problemas

operativos decorrente da intermitência dessas fontes. A intermitência e a imprevisibilidade da geração eólica podem ser observadas na Figura 9, que apresenta a geração de uma usina eólica de 70.0 MW ao longo de uma semana (19/06/2013 a 25/06/2013).

FIGURA 9 – Geração ao longo de 1 semana - EOL (70 MW) 19/06/2013 a 25/06/2013



Fonte: ONS, 2018⁶

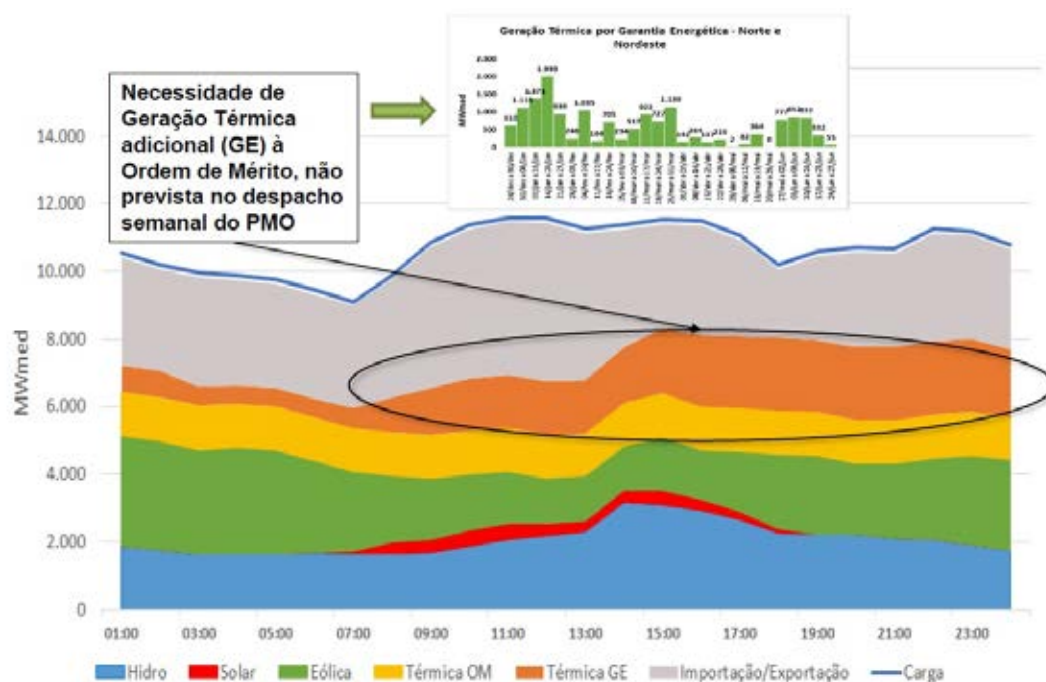
O aumento na participação de fontes renováveis na matriz energética surge em decorrência das metas assumidas de redução de emissões - meta de 23.0% em 2030 de fontes renováveis não convencionais - e do problema de licenciamento ambiental de fontes convencionais, sobretudo hidrelétrica, que resulta em um aumento da complexidade no planejamento e operação do sistema.

A região Nordeste tem apresentado grande redu-

ção na capacidade de modulação do parque hidroelétrico - com a redução na regularização e restrições no São Francisco - que resultou inclusive no desligamento em 2017 do Controle Automático de Geração, passando o intercâmbio de energia e geração termelétrica a ser utilizado para fechamento do balanço energético da região, como é possível observar na Figura 10, que apresenta o atendimento energético na Região Nordeste em 01/03/2018.

⁶ 5ª Fórum de Geração Termelétrica – Cenários.

FIGURA 10 – Atendimento energético Região Nordeste – 01/03/2018

Fonte: ONS, 2018⁷

Ao se analisar o impacto da necessidade de reserva no sistema para atender a intermitência das novas renováveis, tem sido verificado o aumento nos custos operativos e de investimento, onde a boa relação custo benefício da eficiência energética tem ressaltado a importância de se investir em tal iniciativa.

A geração eólica é intermitente, sazonal e possui alta incerteza e variabilidade a qualquer tempo, o que a torna de difícil previsão, além de ser uma fonte com variações rápidas e significativas que dependem das condições meteorológicas. Em relação a geração solar, dado que esta depende efetivamente da presença da irradiação solar, não há geração a noite e de dia existe a intermitência provocada por sombreamento de nuvens e, eventualmente, eclipses do sol.

Em um cenário de forte entrada de geração renovável intermitente surge a necessidade de elevar o nível de flexibilidade do sistema elétrico de forma a balancear a geração e a carga, isto é, prover resposta a variações bruscas da oferta ou da demanda, de forma a garantir a continuidade e estabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Nesse sentido, como alternativas para promoção de flexibilidade ao sistema surge a geração despachável, resposta pelo lado da demanda e estocagem em baterias, onde a aplicação mundial desta última alternativa se mostra ainda incipiente em função dos seus altos custos. Já a resposta por parte da demanda depende, em grande parte, do desenvolvimento de redes inteligentes.

⁷ 5º Fórum de Geração Termelétrica – Cenários.

Em relação a geração despachável, de forma a compensar variações das fontes intermitentes uma planta deve ser capaz de entrar em operação quando necessário e de atingir rapidamente níveis desejados de geração, onde as usinas termelétricas e hidrelétricas com reservatórios são enquadradas. Dada a tendência brasileira de expansão de hidrelétricas sem reservatório, onde 99.0% da ampliação hidrelétrica contratada entre 2014 e 2019 é constituída por usinas a fio d'água, as usinas termelétricas a gás natural têm sido apontadas como fortes candidatas a assumir esse papel, não apenas para atender a intermitência, mas também para controle de tensão e frequência. A geração a gás possui alta eficiência e nível de emissão mais baixo que outras fontes não renováveis.

No caso, dado a predominância da produção de gás nacional associado à produção de petróleo e a inexistência de infraestruturas de estocagem, o GNL é atualmente a principal fonte de flexibilidade na oferta de gás natural, sendo este, em grande parte, utilizado como fonte de backup para geração elétrica nos momentos em que a demanda por eletricidade excede a capacidade de geração hidrelétrica e de outras fontes renováveis. Dessa forma, o Brasil apenas compra GNL no mercado spot quando necessário para equilibrar seu balaço de oferta e demanda.

Ainda, dado que a diversificação da oferta, ou seja, mais de uma fonte de suprimento, tem provado ser

a melhor forma de *hedge* contra possíveis rupturas, uma nova era de segurança energética é esperada a partir da crescente oferta de GNL, reforçando a oferta de gás natural. Nesse sentido, a diversidade de fornecedores, estruturas contratuais menos rígidas e maior flexibilidade de mercado, que estão na pauta do dia quanto se trata do mercado de GNL, enquadra o energético como estratégico na segurança de fornecimento de gás natural no Brasil, não somente por promover flexibilidade frente a forte expansão das novas energias renováveis, mas também pela diversificação das fontes de oferta de gás natural proporcionada.

Tratando do sistema elétrico brasileiro, dado que este possui uma grande orientação para as hidrelétricas e renováveis, ficando as termelétricas essencialmente atuando como *peakshavers*, o sistema de geração de energia elétrica e leilões ainda não permite a valoração da real eficiência técnica e econômica das termelétricas de ciclo combinado. Se comparado as diversas tecnologias de geração de energia elétrica (Figura 11), é possível observar a superioridade técnica e econômica das termelétricas a gás natural, quando comparadas em bases iguais – sem subsídios e podendo operar de forma eficiente ao longo de sua vida útil – sendo possível enxergar um CAPEX específico de US\$ 1,000.0/kW e um custo 60.0 US\$/MWh na geração a turbina a gás de ciclo combinado na base.

FIGURA 11 – Eficiência Econômica do Gás Natural no Apoio as Tecnologias Renováveis*

	Custo Nivelado Não Subsidiado de Energia	Ponto Médio US\$/MWh	Capex Total US\$/kW	Razão Alternativa vs GTCC
Energia Alternativa*	Solar PV (teto Residencial) (0.002 - 0.005 MW)	253	3,343	4.22
	Solar PV (teto Comercial e Industrial) (1 MW)	140	2,875	2.33
	Solar PV (Comunitário) (1.5 MW)	113	2,532	1.88
	Solar PV (30 MW Crystalline Utility Scale) (30 MW)	50	1,238	0.83
	Solar PV (30 MW Thin Film Utility Scale) (30 MW)	49	1,238	0.82
	Solar PV (30 MW C/TF Utility Scale) mais Armazenamento em Bateria (110 - 135 MW)	82	1,238	1.37
	Térmica Solar Torre com Armazenamento de 10 horas (Sul da Austrália) (110 - 135 MW)	140	6,900	2.33
	Térmica Solar Torre sem Armazenamento (110 - 135 MW)	237	6,900	3.95
	Célula de Combustível (2.4 MW)	137	5,650	2.28
	Microturbina (0.25 - 0.50 MW)	74	2,100	1.23
	Geotérmica (20 - 50 MW)	97	5,200	1.62
	Biomassa Direta (10MW)	85	2,850	1.41
	Eólica <i>Offshore</i> (210 - 385 MW)	113	3,430	1.88
	Eólica <i>Onshore</i> (100 MW)	45	1,425	0.75
Convencional	Motores Diesel Alternativos (0.25 - 1.00 MW)	239	650	3.98
	Motores Gás Natural Alternativos (0.25 - 1.00 MW)	87	825	1.45
	Gas Peaking (50 - 240 MW)	183	875	3.05
	Ciclo Combinado de Gaseificação Integrada (580 MW)	164	10,188	2.73
	Nuclear (2,200 MW)	148	9,150	2.46
	Carvão (500 MW)	102	5,700	1.69
	Turbina a Gás de Ciclo Combinado Carga de Base (550 MW)	60	1,000	1.00

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Lazard Levelized Cost of Energy Analysis – V11, Dez '17.

Nota (*) excluído dos custos: intermitência, confiabilidade, garantia energética, desmantelamento, passivo ambiental, emissões de carbono, 2017

4. NOVOS PROJETOS DE GNL NO BRASIL

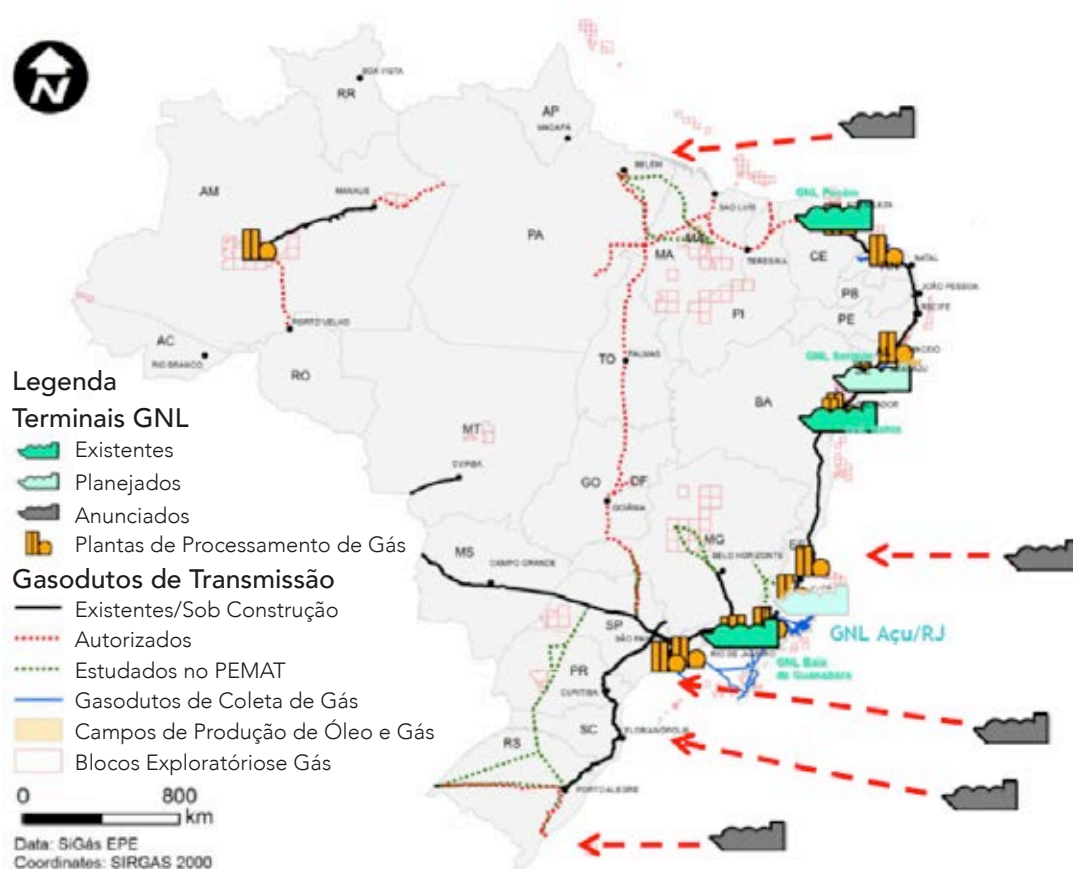
Na última década foram divulgados diversos estudos de novos terminais de GNL distribuídos em diversas regiões brasileiras, onde uma característica que merece destaque foi a associação de todos a usinas termelétricas, que geralmente ancoram tais projetos. A importância de tais iniciativas é corroborada ao observar que nos últimos leilões de energia elétrica, os projetos que apresentaram termelétricas associadas aos terminais de GNL obtiveram, com exceção a térmica Vale Azul II que será suprida por gás do pré-sal, resultados mais competitivos do

que as termelétricas que receberiam gás natural de outras origens (EPE, 2018)⁸.

O planejamento energético da EPE, divulgado no PDE 2026, indica a necessidade da instalação de seis novos terminais de GNL caso a demanda termelétrica de ponta, sazonal e intermitente, fosse atendida por térmicas de ciclo aberto movidas a gás natural. Atualmente existem dois terminais de GNL planejados, com capacidade total de 42.0 MMm²/dia (10.9 Mtpa), e cinco regiões com potencial implantação de terminais que possuem projetos já anunciados (Figura 12).

⁸ <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-298/INFORME%20Portos%20GNL%202017-2018.pdf>

FIGURA 12 – Terminais de GNL: existentes, planejados e anunciados

Fonte: EPE, 2018⁹

Dentre os terminais planejados pode-se mencionar o projeto das Centrais Elétricas de Sergipe S. A. (CELSE), que contempla um terminal de regaseificação para abastecer a UTE Porto de Sergipe I, considerada a maior termelétrica da América Latina, localizado em Sergipe. Essa usina venceu o Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2015 e, com 1.5 GW de capacidade instalada associada a um terminal de regaseificação com capacidade de 14.0 MMm³/dia (3.6 Mtpa), está programada para entrar em operação em 2020. Embora ainda não tenha sido anunciado oficialmente interesse na conexão com a malha integrada, esta seria possível via gasoduto localizado a cerca de 20.0 km.

O segundo terminal planejado está localizado no Porto do Açu, Rio de Janeiro, empreendimento desenvolvido pela Prumo Logística, que possui localização estratégica dado sua proximidade dos maiores centros consumidores de combustível do país. O projeto contempla um terminal de regaseificação de GNL com capacidade de 21.0 MMm³/dia (5.4 Mtpa), já possuindo licença para 10.0 MMm³/dia (2.6 Mtpa), associado ao projeto UTE Novo Tempo com 1.3 GW de capacidade instalada e que terá o consumo do energético previsto de 6.5 MMm³/dia (1.7 Mtpa). Esse projeto, que pertencia anteriormente a Bolognesi Energia, foi vencedor do LEN A-5 de 2014. A capacidade de regaseifica-

⁹ Apresentado no U.S. – Americas LNG Forum em maio de 2018.

ção excedente abastecerá outra térmica do grupo, UTE Porto do Açu III, vencedora do LEN A-6 de 2017, com potência de 1.67 GW.

Em relação aos demais projetos estudados, se pode destacar na Região Sul pelo menos três projetos no Rio Grande do Sul, três em Florianópolis e mais dois no Paraná. Embora encontre atualmente com autorização revogada, merece destaque o projeto do porto de Rio Grande, com capacidade prevista de 14.0 MMm³/dia (3.6 Mtpa) que estava ancorado a UTE Rio Grande, vencedora do LEN A-5 de 2014, com potência de 1.2 GW e consumo previsto de 6.0 MMm³/dia (1.6 Mtpa). O excedente do gás regaseificado seria destinado a outras demandas não-térmicas do polo petroquímico de Triunfo, além de contar com conexão as demandas atualmente atendidas pelo GASBOL. Em Santa Catarina existem alguns municípios com potencial para instalação de um terminal de GNL, mas cujo projetos possuem algumas dificuldades, dentre técnicas e operacionais, a serem superadas. Já no Paraná, o principal porto candidato e que possui estrutura desenvolvida para receber projetos desse tipo é o porto de Paranaguá, cujo projeto teria capacidade de regaseificação, a princípio, de 7.0 MMm³/dia (1.8 Mtpa).

Na Região Sudeste, além do terminal existente na Baía de Guanabara e o terminal planejado no Porto do Açu, ambos no estado do Rio de Janeiro, existem pelo menos quatro projetos anunciados. No estado de São Paulo, considerando a dificuldade de instalação de um terminal de regaseificação no movimentado porto de Santos, que possui projeto em busca de viabilidade por parte da COMGÁS

com vista na diversificação de sua oferta, existe um projeto em Peruíbe, a 68.0 km de Santos, que tem sido estudado por parte da GASTRADING, que abasteceria a UTE Atlântico Energias, com 1.7 GW de potência e consumo de gás natural de aproximadamente 7.5 MMm³/dia (1.9 Mtpa). Com capacidade de regaseificação de 20.0 MMm³/dia (5.2 Mtpa), o excedente seria injetado na malha de distribuição da COMGÁS. O projeto, segundo o Informe Técnico da EPE (2018)¹⁰, se encontra em fase de licenciamento ambiental e a empresa está aguardando para concorrer em leilão de energia elétrica ainda este ano.

Já no Rio de Janeiro, além do terminal de GNL já em desenvolvimento no Porto do Açu, a Prumo Logística planeja também a construção de um segundo terminal em paralelo ao primeiro, com igual capacidade, de 21.0 MMm³/dia (5.4 Mtpa). Outra observação importante em relação ao empreendimento, é que se tem a previsão de construção de um sistema de tancagem para GNL em terra, dado que os navios a ser afretados possuem autonomia de fornecimento de 12 a 16 dias para o uso termelétrico.

No Espírito Santo, de forma a garantir o abastecimento de gás natural às usinas termelétricas próximas, existe um projeto de um terminal de GNL de Barra do Riacho, que teria capacidade de até 14.0 MMm³/dia (3.6 Mtpa). Entretanto, embora já tivesse estudos avançados, este projeto foi retirado do Plano de Negócios da Petrobras. Um segundo projeto que merece destaque é o que está sendo desenvolvido no município de Presidente Kennedy, no Porto Central. O terminal contaria com um FSRU

¹⁰ <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-298/INFORME%20Portos%20GNL%202017-2018.pdf>

com capacidade de 20.0 MMm³/dia (5.2 Mtpa) de regaseificação, além da previsão de termelétricas. Dado que o terminal de GNL estaria localizado a 10.0 km da malha integrada, o interesse nessa conexão já foi divulgado. O Porto Central já possui licença de instalação e existe a expectativa que a térmica concorra nos próximos leilões.

Na Região Norte, dentre os dois projetos no Estado do Pará, é válido mencionar o da região portuária de Barcarema, que tem por objetivo atender uma demanda potencial de gás natural de 4.6 MMm³/dia (1.2 Mtpa) referente à geração termelétrica e ao consumo industrial na cidade. Já na região Nordeste, que já possui um terminal na Bahia de Todos os Santos e conta com um segundo previsto em Sergipe, não se tem conhecimento, até o momento, de outro projeto em estudo.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A indústria de gás natural está passando por um momento de grande transformação no âmbito mundial, onde o forte crescimento do mercado de GNL seguirá pressionando fortemente os custos totais ao longo da cadeia deste insumo, desde o poço até o terminal de regaseificação, tornando o gás cada vez mais competitivo em relação às outras fontes energéticas. Nesse contexto de oferta favorável, a introdução da concorrência no mercado de gás natural em grande parte dos mercados internacionais permitiu maior vantagem comparativa para enfrentar a concorrência das fontes renováveis. E como analisado, uma sobre oferta futura de GNL no mercado internacional pode não vir a ser verdade, dada às novas demandas que se descortinam.

Já no mercado brasileiro, em um contexto de monopólio do setor de gás natural, a resposta a maior incer-

teza de mercado tem resultado em elevados preços ao consumidor final, que é um dos mais elevados do mundo. Sem contar com a grande discrepância entre as regulações estaduais das margens de distribuição do energético, que além de resultarem em revisões tarifárias não transparente, tem resultado em margens significativamente maiores que as praticadas no mercado internacional.

De fato, a introdução da competitividade no mercado de gás natural é fundamental para o fortalecimento dessa indústria, onde existe a necessidade de reformas profundas que englobem mudança na atual estrutura da indústria e mudanças regulatórias.

Tendo a oportunidade de ruptura do monopólio da estatal, com o anúncio de desinvestimentos do setor de gás por parte da Petrobras, o governo brasileiro lançou em 2016 a iniciativa Gás para Crescer, com objetivo de propor medidas concretas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural. O programa resultou em um projeto de lei que atualmente se encontra em análise na Comissão de Minas e Energia.

De fato, de forma a destravar os investimentos na cadeia de suprimento de gás natural, que inclui o andamento dos projetos de regaseificação de GNL e maior fortalecimento desse mercado, é imprescindível que o projeto de lei seja aprovado de forma a viabilizar a competição na indústria de gás. Entretanto, a demora na apreciação da proposta poderá deixar o Brasil de fora da oportunidade de desenvolvimento que os mercados consumidores do energético tem se beneficiado em virtude do movimento mundial do GNL, deixando para trás os diversos novos papéis potenciais que o energético poderia assumir.



Larissa Resende é Pesquisadora na FGV Energia. Doutoranda em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Mestre em Economia Aplicada pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Possui graduação em Ciências Econômicas pela UFJF. Atuação acadêmica em Métodos e Modelos Matemáticos, Econométricos, Estatísticos e de Otimização, Finanças, Microeconomia e Economia. Experiência em desenvolvimento de modelo de tomada de decisão com base em otimização para operação e expansão da cadeia de suprimento de gás natural, expansão da matriz elétrica para atendimento às metas de emissão, flexibilização da oferta de gás natural com a implementação de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, previsão de carga de energia elétrica, avaliação de prêmio de risco implícitos em preços futuros, modelagem e previsão de volatilidade de preços futuros, modelos de precificação de opções financeiras e ativos e geral, análise de investimento com flexibilidades gerenciais (Opções Reais) e decisões de investimento e financiamento em mercados imperfeitos. Atua na área energética em geral, com foco em temas associados a cadeia de gás natural e sua integração com o setor elétrico.



Claudio Steuer é pesquisador do Programa de Pesquisa de Gás Natural de Oxford Institute for Energy Studies com foco nos países da Bacia do Atlântico e África e temas envolvendo gás natural, GNL, GNL flutuante e projetos de regasificação. Ele faz parte do corpo docente da International Human Resources Corporation sediada em Boston/USA, uma empresa com 50 anos de experiência em treinamento presencial, remoto, e sistemas de gerenciamento e desenvolvimento da competência, conformidade e confiabilidade dos recursos humanos para a indústria de energia.

Claudio é o fundador e diretor da SyEnergy, uma empresa de consultoria em energia focada em estratégia, planos de suprimento e utilização de gás natural, desenvolvimento de projetos, negociações, comercial, aquisição, resolução de disputas, e aconselhamento gerencial.

Claudio possui 30 anos de experiência internacional na indústria de energia em posições de senioridade com Shell, ENI, Nigéria LNG, New African Global Energy, Saipem, Centrica, Gas Strategies e clientes de consultoria tendo trabalhado nas Américas, Europa e África.

Claudio se graduou em Ciências de Computação e Marketing por Boston College, MBA em Negócios Internacionais por Babson College, e cursos de especialização por Harvard Law School and Lax Sebenius/Harvard Business School, International Human Resources Development Corporation (Boston), e The Institute of Directors (London).



Fernanda Delgado é Pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência Profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, Downstream, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



fgv.br/energia

