

HÁ PERSPECTIVA DE CONVERGÊNCIA PARA OS PREÇOS DE GÁS NATURAL NO MERCADO INTERNACIONAL?

Heloisa Borges Bastos Esteves¹

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

hesteves@anp.gov.br

Lúcia Maria Navegantes de Oliveira Bicalho

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

lbicalho@anp.gov.br

Resumo

O comércio mundial de gás natural experimentou significativa expansão nas últimas duas décadas, impulsionada especialmente pelo desenvolvimento do comércio internacional de gás natural liquefeito (GNL). Este movimento esteve, desde o seu início, acompanhado de questionamentos acerca da própria capacidade de a indústria do gás natural se tornar uma indústria energética global, a exemplo da indústria do petróleo. Se em 2011 uma das questões centrais apresentadas era o papel das fontes não convencionais e o impacto de Fukushima no mercado asiático, a discussão agora centra-se nas perspectivas de exportação da produção norte-americana, de crescimento (ou retomada) da demanda de gás natural em um panorama ainda de crise econômica mundial e dos impactos dos recentes movimentos sobre o comportamento dos preços de gás natural nos diferentes mercados regionais. O presente artigo se dedicará a analisar as perspectivas de convergência para os preços de gás natural no mercado internacional, e seus principais fatores explicativos.

1 Introdução

O período compreendido entre o segundo semestre de 2011 e o fim de 2012 pode ter representado um importante ponto de inflexão para os preços mundiais de gás natural liquefeito (GNL). Se no início de 2012, grande parte dos analistas econômicos discutia a queda drástica dos preços de gás natural no Henry Hub e nos EUA² (que apresentaram uma queda de 31,23% entre o início de novembro de 2011 e o final de janeiro de 2012), ao longo do ano buscaram compreender os diferentes fatores responsáveis pela ampliação cada vez maior dos diferenciais de preços mundiais de gás natural³, fazendo com que se intensificassem as discussões acerca das perspectivas de convergência dos preços (e seus limites) no mercado mundial de gás natural.

A internacionalização da indústria do gás natural, baseada originalmente no comércio regional por meio de gasodutos de transporte, intensificou-se no final do século XX a partir da evolução não apenas das tecnologias de liquefação, transporte e regaseificação do hidrocarboneto, mas também dos mercados, do padrão concorrencial e das formas contratuais disponíveis para o comércio de GNL (em especial as formas de precificação, tradicionalmente ancoradas em fórmulas que associavam o preço do produto à cotação internacional de combustíveis concorrentes).

Como destaca Chandra (2006), a distância entre as regiões produtoras e consumidoras de gás natural foi, durante muito tempo, fator crucial para explicar a configuração da indústria de gás natural, com o desenvolvimento das reservas ocorrendo o mais próximo possível do mercado consumidor. À medida que as tecnologias de transporte do hidrocarboneto se desenvolviam (e os custos de transporte reduziam-se), a indústria foi se desenvolvendo, e a conjugação destes elementos (custos de transporte elevados e características físicas e tecnológicas do produto) resultou no desenvolvimento histórico da indústria baseado no transporte por meio de gasodutos que ligavam as regiões produtoras aos mercados consumidores (Foss, 2005).

Na segunda metade do século XX, o advento de inovações tecnológicas redutoras de custos e o aumento gradativo da competição gás-gás permitiu o surgimento de mercados *spot* e de curto-prazo, viabilizando a utilização de novos indexadores para o comércio do gás natural e aumentando as expectativas em torno da formação de um mercado global de gás natural e da tendência à convergência de preços nos diferentes mercados regionais. Este movimento parece ter sido freado, em 2011, pelo surgimento de novas reservas de gás não convencional nos Estados Unidos (que modificaram o panorama do comércio de GNL na Bacia do Atlântico), o acidente nuclear de Fukushima e a crise

¹ Doutora em Economia Industrial – Instituto de Economia/UFRJ

Especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Av. Rio Branco, 65 – 18º Andar. Centro. Rio de Janeiro – RJ. CEP: 20.090-004.

hesteves@anp.gov.br

55 21 2112-8343 / 55 21 2112-8349 (fax)

² Ver, por exemplo, Silk, Julian (2012) [On Natural Gas Prices](http://blog.iaee.org/?p=47594) (<http://blog.iaee.org/?p=47594>).

³ Atualmente, enquanto na América do Norte o gás natural é comercializado a cerca de US\$ 3,5/MBTU, tal produto é comercializado na Europa por US\$ 11/MBTU e na Ásia por cerca de US\$ 14/MBTU, mesmo diante de um crescimento expressivo do comércio mundial de GNL.

econômica mundial, dentre outros fatores, que alteraram o panorama de curto e médio prazos do gás natural, impondo a revisão de análises que apostavam em uma cada vez maior internacionalização do mercado de gás natural e em uma tendência à convergência de preços entre os distintos mercados.

Apesar do aumento da oferta de gás natural no mundo, o comércio internacional do energético ainda é fortemente influenciado pela proximidade geográfica entre regiões produtoras e os principais mercados consumidores, de modo que ainda hoje cada mercado regional mantém uma forma particular de precificação para o energético, não existindo uma única referência no mercado internacional para o preço do gás natural. A existência de formas de precificação, modelos (e prazos) contratuais e infra-estrutura de escoamento distintas, somados a fatores conjunturais, como o excesso de oferta no mercado norte-americano e a demanda aquecida no mercado asiático, são fatores que explicam a disparidade de preços hoje observada, mas a avaliação acerca das possibilidades de convergência dos preços no médio e longo prazos exige primeiramente a análise dos diferentes fatores que exacerbaram os diferenciais de preços de gás natural observados em 2011 e 2012.

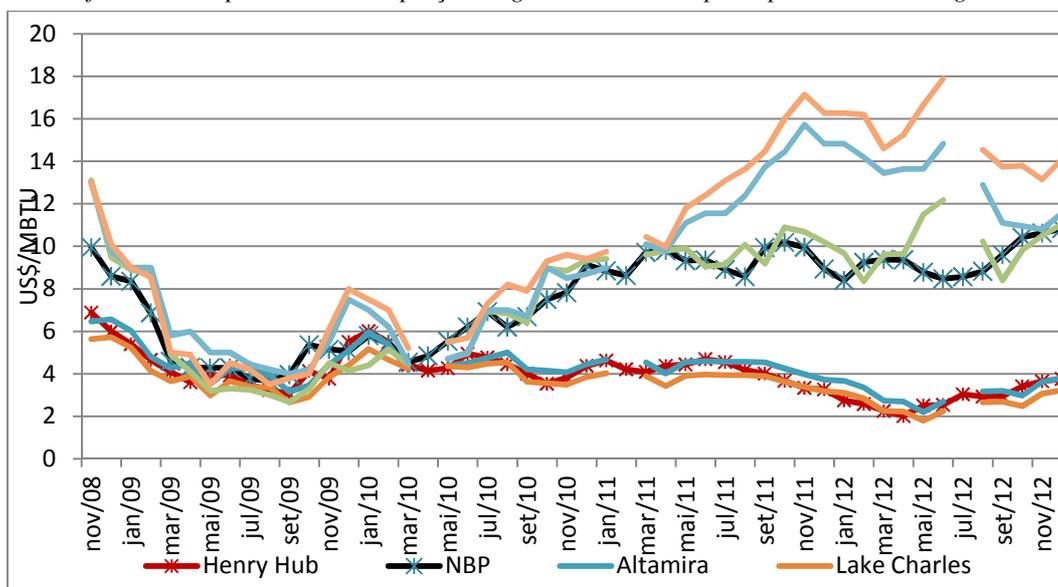
Assim, este artigo trará um breve exame do comportamento dos preços internacionais de gás natural, como ponto de partida da análise. Em seguida, será analisado o crescimento da comercialização inter-regional de gás natural e as expectativas de surgimento de um mercado global do energético, com especial atenção para a estrutura de oferta e demanda presente e futura da Indústria de Gás Natural no Mundo. Serão, então, apresentadas as principais formas de precificação nos mercados internacionais e seus impactos sobre as perspectivas de convergência de preços de gás, bem como uma discussão acerca dos efeitos da estrutura de mercado da indústria de gás natural e de fatores logísticos e tecnológicos sobre as possibilidades de convergência futura de preços. Por fim, serão apresentadas as principais conclusões e projeções encontradas na literatura econômica acerca do tema.

2 O comportamento dos preços internacionais de gás natural em 2011 e 2012 e a ampliação dos diferenciais de preços entre mercados regionais

No ano de 2011 os preços do gás natural no mercado internacional apresentaram comportamento que veio por consolidar uma tendência já observada desde 2008, qual seja, a do aumento da divergência entre os preços do energético em seus principais mercados regionais. O aumento do diferencial de preços do gás natural estabelecidos nos principais mercados de referência internacional, que vinha sendo observada desde 2008 e ficado mais intenso em 2011, confirmou-se em 2012, dando sinais de que os preços do gás natural nesses mercados tendem a manter esta dinâmica, pelo menos no curto e médio prazos.

Uma análise mais atenta do comportamento dos preços de gás natural em alguns mercados indica que este descolamento se acentuou em 2010, com a elevação dos preços nos mercados europeus (NBP e Espanha) e Asiático (Índia e Japão) e a redução do patamar de preços no mercado norte-americano.

Gráfico 1 – Comportamento dos preços de gás natural^(*) nos principais mercados regionais



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do FERC⁴, EIA/DOE e ICE.

(*) Os preços do Henry Hub e NBP referem-se aos preços spot, enquanto os demais preços apresentados referem-se aos preços de GNL divulgados pelo FERC.

⁴ Natural Gas Overview: World LNG Prices. Disponível em <http://www.ferc.gov/market-oversight/othr-mkts/lng.asp>

É interessante notar que o movimento de um descolamento dos preços entre mercados, independente da forma de comercialização (via gasodutos ou GNL), e mesmo no que se refere exclusivamente aos preços de GNL, pode ser explicado pelo aumento do diferencial de preços entre o mercado norte-americano e os demais, com o energético sendo comercializado nos EUA (Altamira e Lake Charles) por valores significativamente inferiores àqueles observados na Europa (Espanha e NBP), Ásia e América Latina.

No mercado norte-americano, o preço *spot* do gás natural manteve em 2012 a trajetória de queda observada ao longo de 2011 e atingiu, em abril, o menor patamar observado em dez anos. Embora tenha se recuperado um pouco desde então, e encerrado o ano a cerca de US\$ 3,42 MBTU, ainda está bem abaixo do pico de mais de US\$ 13 MBTU observado em julho de 2008. A queda nos preços do Henry Hub pode ser atribuída principalmente ao incremento expressivo da produção e do nível de estoques do hidrocarboneto a partir de 2011 (quando, movido principalmente pela exploração de gás natural de fontes não convencionais, a produção norte-americana teve incremento de 209 milhões de metros cúbicos diários, o que manteve os estoques do energético em níveis significativamente elevados⁵), mas também, em certa medida, à impossibilidade de exportação do gás natural norte-americano para os mercados europeu e asiático⁶, que exige aprovação prévia do Departamento de Energia do Governo Norte-Americano⁷.

Já no mercado asiático, os elevados preços observados em 2011 foram associados primordialmente ao crescimento da demanda japonesa pelo combustível após o acidente nuclear ocorrido na região de Fukushima, que provocou o desligamento de todas as usinas de geração termonuclear do país e elaboração de um plano nacional de racionamento de energia⁸, fazendo com que apenas no segundo semestre de 2012 fossem reativadas algumas unidades. A decisão de desligamento das usinas provocou um aumento considerável da importação de japonesa de combustíveis fósseis para geração termelétrica, fazendo com que o país se tornasse o maior importador mundial de carvão, o segundo maior de gás natural e o terceiro maior de petróleo.

Particularmente, no que se refere ao gás natural, esta importação aumentou de forma significativa a demanda por GNL, pressionando os preços do energético no mercado asiático, que atingiram o maior preço dos últimos anos, com a cotação chegando a quase US\$ 18 MBTU. Com a retomada de parte da geração nuclear e a redução da demanda de energia elétrica em consequência tanto da ocorrência de temperaturas mais amenas no verão japonês quanto dos efeitos do plano de racionamento de energia implementado, os preços do GNL importado no país apresentaram redução no segundo semestre, embora os cerca de US\$ 13 MBTU observados no final do ano ainda representem um diferencial significativo em relação ao mercado norte-americano.

Por fim, como já indicado, no mercado europeu o preço do gás natural importado terminou o ano em torno de US\$ 11,8 MBTU⁹, em patamar ligeiramente superior àquele observado no final de 2011. É interessante notar que os preços do energético mantiveram significativo diferencial em relação ao mercado norte-americano não obstante a redução no consumo europeu (em decorrência do agravamento da crise econômica na zona do Euro), o que pode ser explicado pela forma de precificação dos contratos de importação da região.

O comportamento recente dos preços de gás natural nos principais mercados do mundo levou à uma revisão da expectativa criada nas décadas anteriores pela ampliação da comercialização interregional de gás natural. Em meados da primeira década do século XXI os movimentos de liberalização de mercados e o crescimento da indústria do GNL deram origem a prognósticos otimistas de que uma convergência entre os preços regionais de gás natural seria possível

⁵ O aumento do nível de estoques de gás natural nos EUA no final de 2011 e início de 2012 pode ser também, em parte, atribuído à ocorrência de um inverno relativamente ameno no hemisfério norte, o que reduziu o consumo de gás natural no país (em comparação a anos anteriores).

⁶ No início dos anos 2000, bilhões de dólares foram investidos na construção de terminais de regaseificação nos EUA (FORBES, 2012), mas a taxa de utilização de tais instalações foi de apenas 6% em 2011 e 3% nos primeiros quatro meses de 2012 (ROGERS, 2012). Como o investimento para transformar um terminal de regaseificação em um de liquefação é significativamente inferior ao de um projeto *greenfield*, o excesso de oferta no mercado americano somado à baixa taxa de utilização dos terminais de regaseificação poderia gerar uma oportunidade de exportação do gás norte-americano.

⁷ A construção de terminais de exportação de gás natural liquefeito nos EUA requer, nos termos do Natural Gas Act, autorização prévia da *US Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), agência reguladora federal norte-americana, com competência para regular, dentre outros, terminais de gás natural liquefeito e gasodutos interestaduais. Após a aprovação do FERC, o projeto de exportação de GNL deve ainda obter diversas licenças estaduais e federais e, por fim, autorização de exportação do Departamento de Energia do governo norte-americano (DoE), cuja avaliação depende da declaração de o projeto atende a requisitos de interesse público conforme estabelecido na Seção 3(c) do National Gas Act. Atualmente o DoE impôs uma moratória na aprovação de licenças de exportação até que sejam devidamente avaliados os impactos da exportação de GNL no mercado norte-americano. O estudo, que foi divulgado em 05 de dezembro de 2012, está disponível no endereço eletrônico <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html> e teve seu período de comentários encerrado em fevereiro de 2012.

⁸ Antes do desligamento das usinas de geração, o Japão dispunha de 50 reatores nucleares em operação, que respondiam por cerca de 30% de sua matriz energética, constituindo o terceiro maior parque de geração termonuclear do mundo, atrás apenas da França (com 59 reatores em operação) e EUA (com 104).

⁹ http://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price

no médio prazo, o que não ocorreu. Atualmente, as previsões se repetem, embora desde 2008 o diferencial de preços de gás natural entre os diferentes mercados regionais tenha sido cada vez mais ampliado.

O crescimento da comercialização interregional de gás natural e os avanços na liberalização dos diferentes mercados, que será analisado a seguir, são fortes argumentos daqueles que acreditam em um mercado global de gás natural nos próximos 15 anos.

3 O crescimento da comercialização inter-regional de gás natural e as expectativas de surgimento de um “mercado global de gás natural”.

Diversos autores já apontaram que a indústria de gás natural nasceu e se desenvolveu regionalmente, em função de suas próprias características técnicas e econômicas. Como destaca Chandra (2006), originalmente a distância entre as regiões produtoras e consumidoras de gás natural era fator crucial para explicar o desenvolvimento da indústria de gás natural, com o desenvolvimento das reservas ocorrendo o mais próximo possível do mercado consumidor. À medida que as tecnologias de transporte do hidrocarboneto se desenvolviam (e os custos de transporte reduziam-se), a própria indústria foi se desenvolvendo.

Foss (2005) aponta que a conjugação de dois elementos principais – custos de transporte elevados e características físicas e tecnológicas do produto – resultou no desenvolvimento histórico da indústria baseado no transporte por meio de gasodutos que ligavam as regiões produtoras aos mercados consumidores. E as características econômicas do investimento neste modal de transporte (elevada especificidade de ativos e o fato de serem investimentos intensivos em capital) tornaram necessária a existência de mecanismos de garantia para que investimentos fossem efetivamente realizados, o que deu origem a uma complexa rede de relações contratuais de longo prazo que visavam à redução do risco para os agentes econômicos nas diversas etapas da cadeia produtiva. Assim, como destaca Mathias (2008), proliferaram-se, ao longo de toda a fase de desenvolvimento da indústria, contratos de longo prazo com a presença de cláusulas que garantiam o retorno do investimento, especialmente cláusulas do tipo *take or pay* (ToP) e *ship or pay* (SoP)¹⁰.

O comércio internacional do gás natural teve origem, assim, em trocas em regiões geograficamente próximas, já que era necessário investir em gasodutos para que estas trocas se efetivassem. Com redes de transportes constituídas entre países, houve a possibilidade de comercialização internacional do energético e foram criados mercados regionais significativos, mas isolados uns dos outros: o mercado europeu, o norte americano e o asiático¹¹.

As três últimas décadas do século XX, entretanto, testemunharam um crescimento expressivo da indústria de gás natural: não apenas o consumo mundial de gás natural passou de 1,19 trilhões de metros cúbicos, em 1975, para 3,1 trilhões de metros cúbicos, em 2011, como ele ganhou importância frente a outras fontes energéticas, ampliando sua participação no consumo energético mundial de 10%, em 1975, para 24% do total de energia consumida no mundo, em 2011¹². Este crescimento foi acompanhado de um processo de mundialização da indústria do gás natural, o qual foi impulsionado pelos processos de privatização das empresas de hidrocarbonetos a partir da década de 1970 (que possibilitaram a participação de empresas privadas na indústria gasífera de setores anteriormente fechadas ao capital privado) e, principalmente, pelo crescimento e desenvolvimento da indústria do GNL¹³ (em especial a redução de custos

¹⁰ Como explica Mathias (2008), “(n)as cláusulas de tipo *take or pay* o comprador assume a obrigação de pagar por uma quantidade mínima de gás contratada, independente do volume efetivamente retirado. Isso significa que o comprador assume parte do risco do investimento na infraestrutura de transporte, uma vez que ele garante ao transportador receita ao longo da vigência do contrato, mesmo que não consuma os volumes contratados de gás natural. No caso das cláusulas de *ship or pay*, o contratante do serviço é obrigado a pagar pelo transporte do gás natural, mesmo que este não seja transportado (paga-se pela capacidade de transporte). A inclusão destas cláusulas nos contratos garante o fluxo de caixa dos projetos em transporte de gás natural, viabilizando tais empreendimentos. (pág. 107)

¹¹ Na América do Norte, impulsionadas pela a indústria norte-americana de gás natural (que já vinha se desenvolvendo desde o final do século XIX), desde a década de 1950 pode ser observado o surgimento de um comércio internacional de gás natural baseado na interconexão dutoviária entre Estados Unidos, México e Canadá. Na Europa, da mesma forma, foram construídas redes de transporte de gás natural por meio de dutos, ligando o principal país produtor do hidrocarboneto, a então União Soviética (e posteriormente, Noruega e Holanda), aos principais mercados consumidores (na Europa Ocidental). Já na Ásia, tendo em vista a ausência de reservas de gás natural próximas aos mercados consumidores asiáticos (especialmente o Japão), e a necessidade de garantia de segurança do suprimento de longo prazo dos países, o GNL se mostrou uma alternativa vantajosa, de modo que no mercado asiático, ao contrário dos mercados europeu e americano, o comércio internacional de gás natural foi desenvolvido a partir da importação de GNL (Mathias, 2008).

¹² Cálculos próprios a partir dos dados disponíveis no *BP Statistical Review of World Energy – 2012*.

¹³ Não obstante a definição e utilização dos termos internacionalização, mundialização e globalização não ser pacífica na literatura, sendo sua diferenciação, por si só, tema de diversos trabalhos acadêmicos, neste trabalho os termos serão utilizados para se referir a estágios distintos no desenvolvimento de uma indústria (no caso, a do gás natural). A internacionalização deve ser, então, compreendida como associada ao comércio de mercadorias (do gás natural) entre países. Já o termo mundialização está relacionado à existência de uma indústria com capacidade produtiva está geograficamente dispersa em mais de um país, com integração das atividades das empresas em escala mundial, com deslocamentos de recursos, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, etc. Por fim, o termo globalização está associada à dimensão financeira sendo caracterizada pela possibilidade de participação de qualquer

e aumento do uso do transporte marítimo de GNL, o qual não apenas reduziu a especificidade dos ativos de transporte de gás natural, mas também, e principalmente, permitiu a comercialização do hidrocarboneto em bases menos rígidas do que as encontradas nos contratos tradicionais de comercialização de gás natural).

Ao longo da primeira década do século XXI a indústria de gás natural passou novamente por um processo de modificações significativas, com a globalização dos mercados (como apontado em EMF, 2007 e Huntington, 2009), o aumento da importância do comércio de GNL e contratos *spot* nos mercados de gás (como apontado pela Agência Internacional de Energia em seu “2008 World Energy Outlook”¹⁴) e, ao final da década, pelo aumento substancial das perspectivas de oferta de gás natural de fontes não convencionais.

Estas modificações geraram impacto sobre o ambiente competitivo com o qual se depara a indústria de gás natural no mundo. Em mercados cada vez mais liberalizados, a comercialização passou a ser um aspecto fundamental para as companhias, que buscam reduzir sua exposição ao risco através da adoção de mecanismos financeiros (como as transações em mercados futuros e de opções) que permitem o melhor gerenciamento de riscos do processo de comercialização de gás natural, num contexto de volatilidade de preços, mas fez com que os preços do gás natural nos diferentes mercados passassem a ser cada vez mais afetados pelo comércio mundial do energético.

Embora o mercado de gás natural ainda não possa ainda ser considerado um mercado globalizado, o crescimento no consumo de gás natural e a redução nas especificidades dos ativos de produção e transporte podem conduzir à maior flexibilidade contratual e, conseqüentemente, a uma cada vez maior interação entre os mercados. Como conseqüência, destaca Mathias (2006) que os agentes ficam sujeitos a uma maior exposição às volatilidades de preços, o que, aliado à liberalização dos mercados finais, impulsiona os agentes a buscarem mecanismos de proteção contra esta volatilidade. Neste sentido, aponta a autora que o crescimento dos mercados *spot* de gás natural (não apenas no mercado de GNL) possibilitará a inserção de um número cada vez maior de agentes, resultando na efetiva globalização deste mercado.

As expectativas em torno do crescimento do comércio inter-regional de gás natural na direção da globalização deste mercado estão ligadas à perspectiva de que uma maior integração dos mercados permitiria cada vez mais a atuação de mecanismos de arbitragem, a partir dos quais os agentes se aproveitam de um espaço temporal entre compra e venda dos ativos e do diferencial de preços entre mercados para obter lucros decorrentes deste diferencial. A teoria econômica demonstra que como conseqüência de movimentos de arbitragem, os preços das mercadorias em diferentes mercados tendem a convergir, sendo a velocidade de convergência utilizada como medida de eficiência dos mercados. De forma geral, o potencial de arbitragem extingue-se no ponto em que não existem mais incentivos para se comprar ativos em um mercado e comercializá-los em outro, já que o diferencial de preços é igual ou inferior aos custos envolvidos nas operações de transporte e comercialização entre os mercados.

No caso da indústria do gás natural, até o final da década passada a demanda mundial do hidrocarboneto apresentava expansão sustentada, e as projeções futuras eram frequentemente reajustadas para cima por analistas de energia. Esperava-se que as reduções dos custos decorrentes da comercialização de GNL aliadas a uma flexibilidade cada vez maior permitida pelo desenvolvimento de plantas *off shore* de regaseificação e de navios capazes de transportar e regaseificar o GNL, associados à liberalização dos mercados de gás natural favoreceriam a criação de mercados *spot* e a arbitragem resultaria em uma convergência cada vez maior de preços, com a união dos mercados regionais em dois grandes mercados: Bacia do Atlântico e Bacia do Pacífico¹⁵.

Com base nestes fatores, diversos estudos foram publicados na primeira metade da década passada apontando tendências de convergência de preços do gás natural no curto e médio prazos (ver, por exemplo, FACTS, 2007 e estudos anteriores, como Skinner, 2004 e L'Hegaret, G *et alli*, 2004). Não obstante, entretanto, o rápido desenvolvimento do mercado de gás natural em âmbito mundial nas últimas décadas, e as perspectivas de transformação da indústria de gás natural em uma indústria global, a efetiva consolidação deste mercado global (que permitiria uma maior convergência dos preços futuros do energético) depende, como destaca Mathias (2008) de maiores investimentos em plantas de liquefação e regaseificação de GNL (que parece ser o fator chave para o incremento do comércio global do energético), da própria retomada do crescimento da demanda ocidental e o comportamento da demanda asiática (especialmente da China e Índia).

Adicionalmente, na medida em que a maior parte das transações comerciais de gás natural se dá por meio de contratos bilaterais de longo prazo, os quais possuem lógica diferenciada de formação de preços, torna-se necessário compreender as estruturas contratuais vigentes nos mercados desse energético, em especial suas formas de precificação, a fim de que possam ser esclarecidas as possibilidades de convergência futura.

agente econômico, independentemente de sua localização geográfica, numa determinada atividade econômica. Como destaca Chesnais (1995, pág. 4), “o conteúdo efetivo da globalização é dado, não pela mundialização das trocas, mas pela mundialização das operações de capital, em suas formas tanto industrial quanto financeira”.

¹⁴ IEA, 2008.

¹⁵ Almeida (2008)

4 As formas de precificação do gás natural nos contratos e sua influência sobre a formação de preços nos mercados regionais

Como discutido na seção anterior, o aumento na demanda por gás natural aliada a inovações tecnológicas redutoras de custo e promotoras de flexibilidade (principalmente na indústria do GNL), contribuíram, nas duas últimas décadas, para uma alteração na estrutura da indústria do gás natural, em especial no que diz respeito aos termos contratuais e às formas de precificação.

Historicamente, o desenvolvimento da indústria de gás natural foi marcado pela formação de uma rede de contratos bilaterais de longo prazo, caracterizados especialmente pela presença de cláusulas do tipo *Take or Pay* e *Ship or Pay*, justificadas primordialmente (do ponto de vista econômico), tanto pela busca por mecanismos de redução de riscos (de produtores e transportadores) por meio da garantia de fluxo financeiro que remunerasse o investimento realizado nas instalações de transporte, quanto pela busca por segurança no abastecimento por parte dos demandantes (considerando a essencialidade do energético na atividade industrial, especialmente para geração de energia elétrica, e no uso doméstico, especialmente para aquecimento). Não obstante a liberalização dos mercados e o surgimento de modais alternativos de transporte, ainda hoje a maior parte do comércio internacional de gás natural está baseado em contratos de longo prazo.

É importante notar, entretanto (e este ponto será retomado em breve), que tais contratos tem como ponto central a garantia da disponibilidade do produto, mas não os preços praticados. Os preços estabelecidos em contratos de longo prazo são geralmente determinados por uma fórmula baseada no preço de substitutos próximos do gás natural (em geral uma cesta de óleos), e pode ou não incluir também o preço de referência do hidrocarboneto em outros mercados.

Com a liberalização e internacionalização cada vez maior dos mercados, a indústria de gás natural passou por importantes transformações em sua estrutura de comercialização, de modo que atualmente os contratos rígidos e bilaterais de longo prazo coexistem com contratos de médio e curto prazos e transações no mercado *spot*¹⁶. A principal característica deste tipo de contrato é a maior flexibilidade para ajuste do comércio do produto às condições de mercados liberalizados. Contratos de médio prazo tradicionalmente são fixados por prazos que variam de 12 a 18 meses, especificando o volume de entregas mensais e diárias contratadas, bem como as variações de volume permitidas, com os preços indexados em função dos preços de gás natural praticados nos mercados *spot*.

De modo similar, contratos de curto prazo tem se tornado cada vez mais frequentes em regiões com mercados *spot* líquidos, e tem prazos típicos de um ou dois meses. Em contratos de curto prazo, entretanto, os preços são geralmente fixados como equivalentes ao preço de mercado no momento da entrega do produto, e os volumes contratados são fixos, com entregas diárias ao longo do mês contratado. O surgimento de mercados líquidos de gás natural permitiu, por fim, a criação de contratos de curtíssimo prazo (de duração inferior a um mês), tipicamente utilizados para balanceamento do sistema (Juris, 1998).

Na prática, tanto os contratos bilaterais de longo prazo como os contratos *spot* objetivam o compartilhamento de riscos entre os agentes envolvidos no processo de transação, mas de forma diferenciada: enquanto no primeiro caso, a presença de cláusulas rígidas busca reduzir os riscos e custos de transação principalmente associados aos investimentos na infraestrutura de transporte; no segundo, a existência de mecanismos financeiros, como *hedges* e opções, permite a proteção com relação à volatilidade dos preços do gás natural, bem como a repartição de riscos com agentes que queiram se inserir no mercado.

Diversos analistas apontam a redução, ao longo das duas últimas décadas, na duração dos contratos de gás natural (e suas consequências para os mercados), e a maior parte da literatura acadêmica parece de fato indicar uma tendência para a redução média dos prazos contratuais na indústria. Como destaca a IGU (2011), embora os preços do gás não sejam determinados pelas escolhas feitas em cada mercado entre os diferentes mecanismos disponíveis de formação de preços, seu comportamento certamente é influenciado por eles. As principais questões, atualmente, centram-se nos embates na Europa e na Ásia entre os defensores da manutenção da adoção de contratos de longo prazo com preço indexado em outros energéticos (que atualmente representam 70% do volume de gás comercializado no continente europeu, por exemplo) e aqueles que advogam pela adoção de formas contratuais mais flexíveis, com preços de gás natural determinados pela concorrência nos diferentes mercados.

A liberalização dos mercados de gás natural e de energia elétrica em mercados consumidores como o Japão e a Europa levou a indústria gasífera a buscar flexibilidade, de forma a permitir uma melhor adequação à lógica de

¹⁶ Este movimento teve origem na liberalização do mercado norte-americano no início da década de 1980, quando a redução inesperada da demanda gasífera deu origem a um excedente do produto que, deparado com uma oferta que apresentava incremento constante dos volumes ofertados, gerou um fenômeno denominado na literatura de “bolha de gás”. Em resposta a este fenômeno, foi publicado o *Natural Gas Policy Act* (NGPA), estabelecendo que o gás “novo” (i.e.: ofertado a partir daquele momento) não teria mais seus preços regulados. Diante desta conjuntura de sobre-oferta e grande quantidade de gás contratada por parte dos gasodutos interestaduais, combinada a preços liberalizados, os agentes procuraram mercados para a colocação deste gás, dando início aos mercados *spot* de gás natural nos EUA. A tendência à liberalização dos mercados gasíferos cruzou o oceano, chegando à Europa, inicialmente ao Reino Unido (na década de 1980) e depois ao continente (na década seguinte).

funcionamento destes novos mercados consumidores. Petrash (2006) demonstra a existência de uma tendência evidente de “encurtamento” dos prazos contratuais, apontando que embora o movimento tenha sido causado por uma conjunção de fatores, agrupados em mercadológicos ou regulatórios, o primeiro grupo parece ter tipo um impacto maior na modificação dos termos contratuais. Não obstante os contratos de longo prazo ainda serem a forma predominante de negociação, contratos de curto e curtíssimo prazos no mercado *spot* vem crescendo de forma consistente na última década.

A adoção de cada uma das formas de precificação influencia e é influenciada pela estrutura contratual vigente em cada mercado: contratos de curto e médio prazos adotam primordialmente preços baseados nas cotações dos *hubs* de referência; por outro lado, de modo geral contratos de longo prazo firmados no passado tinham seus preços determinados a partir da cotação do petróleo e seus derivados¹⁷. Alguns autores apontam que a estrutura contratual rígida reduz a transparência nos mercados que a adotam, uma vez que os termos são acertados caso a caso e bilateralmente (Reynolds e Richardson, 2012¹⁸) por empresas que são total ou parcialmente controladas por Estados o que torna as decisões por elas tomadas apenas parcialmente baseadas em critérios econômicos, como indica Levi (2012¹⁹).

No que tange especificamente à precificação do gás natural, há quatro formas distintas de estipulação de preço para a comercialização do produto: *Hub-based*, *Oil-linked*, *Energy-Linked* e preços regulados²⁰. A primeira utiliza a cotação de um *hub* de referência com livre flutuação, isto é, varia conforme as condições de oferta e demanda em uma localidade geográfica específica, sendo os dois principais *hubs* de referência o Henry Hub, nos EUA, e o National Balancing Point (NBP), no Reino Unido. Este tipo de precificação é adotada em mercados liberalizados, caracterizados pela presença de um grande número de ofertantes e demandantes nos mercados, elevada capacidade de transporte e estocagem e a existência de mecanismos financeiros de mitigação de riscos. Neste caso, os preços em geral não estão fortemente correlacionados com outras fontes de energia (no que alguns analistas denominam precificação *gas-on-gas*)²¹.

A segunda forma de precificação é, em geral, observada em mercados onde há um número reduzido de ofertantes e demandantes, e a oferta de gás natural está baseada primordialmente na importação do energético. Nestes casos, são adotados contratos que fazem uso de uma variedade de fórmulas que indexam o preço do gás ao de cestas variadas de óleos. Este tipo de contrato é visto principalmente nos mercados importadores de GNL na Ásia^{22,23}.

A terceira forma de precificação existente em contratos de gás natural é similar à anterior. Entretanto, ao invés dos contratos indexarem os preços do gás natural a uma cesta de óleos, é adotada uma cesta baseada nos preços de combustíveis alternativos (em geral óleo combustível, óleo diesel e carvão). Este tipo de precificação é comum em contratos vigentes no mercado europeu, tendo sido sua adoção encorajada pelos principais produtores que suprem aqueles mercados (Noruega, Algeria e, especialmente, Rússia)²⁴.

Por fim, uma quarta forma de precificação encontrada nos mercados mundiais são os contratos baseados em preços regulados, comuns em países onde a indústria gasífera é controlada pelo Estado, como ocorre no Oriente Médio,

¹⁷ É importante notar que apesar de não ser a forma predominante de negociação, o mercado *spot* vem crescendo, em 2011 foram comercializados 62 Mt no mercado *spot*, representando pouco mais de 25% do volume total demandado (INTERNATIONAL GAS UNION. *World LNG Report 2011*. Disponível em: <<http://www.igu.org/igu-publications/LNG%20Report%202011.pdf>> Acesso em: 10 dez. 2012).

¹⁸ REYNOLDS, James; RICHARDSON, Sara. *Will gas price converge globally?* Marchment Hill Consulting, set. 2012. Disponível em: <<http://www.marchmenthill.com/qsi-online/2012-09-17/will-gas-prices-converge-globally->> Acesso em: 10 dez. 2012.

¹⁹ LEVI, Michael. *A Strategy for U.S. Natural Gas Exports*. Brookings 13 jun. 2012. Disponível em: <http://www.brookings.edu/~media/research/files/papers/2012/6/13%20exports%20levi/06_exports_levi.pdf> Acesso em: 10 dez. 2012.

²⁰ Chandra (2006)

²¹ De fato, como indicam estudos do MIT e do EIA/FOE (MIT, 2011 e EIA/DOE, 2009), o comportamento dos preços de gás natural no mercado norte-americano indica que a relação entre estes e os preços de petróleo mudou significativamente nas últimas décadas (e com maior intensidade a partir de 2008), indicando que os preços do energético tem respondido cada vez mais às condições internas associadas à sua oferta e demanda e menos a fatores relacionados ao comportamento da indústria do petróleo.

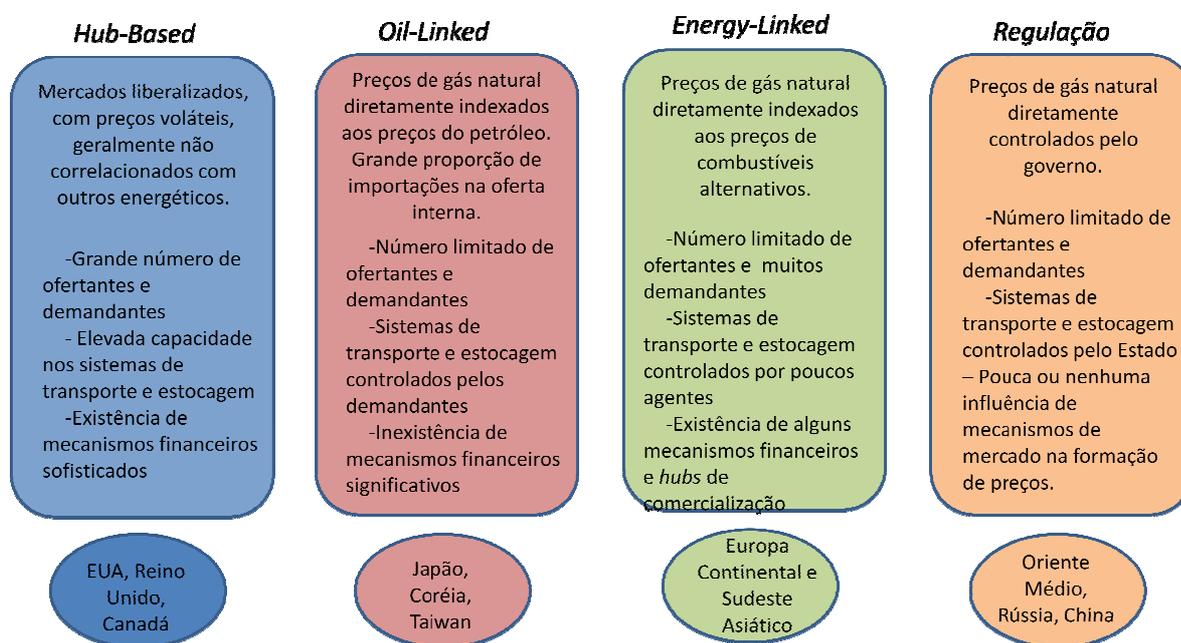
²² Mais de 80% de todo o gás natural importado por países asiáticos em 2011 consistia em contratos de GNL, sendo que as importações japonesas de GNL representaram cerca de 43% do total de gás natural importado na região (e mais de 10% do total de gás natural importado no mundo), segundo dados retirados do *BP Statistical Review of World Energy 2012*.

²³ No caso japonês, por exemplo, foi adotada uma curva em S que relaciona os preços da cesta de óleos definida como *Japan Crude Cocktail (JCC)* aos preços do GNL importado. Por esta fórmula, são fixados patamares máximos e mínimos de preços, dentro dos quais variações nos preços da cesta de óleos escolhida têm impacto direto nos preços de GNL.

²⁴ É interessante notar que da mesma forma que ocorre em contratos indexados a uma cesta de óleos, este tipo de precificação historicamente fez com que o gás natural fosse comercializado com um desconto (em termos de equivalência energética) em relação ao petróleo e seus derivados. Com a escalada dos preços do petróleo a partir de 2008, estes contratos, embora tenham elevado o *spread* dos preços de gás natural nos mercados europeu e norte-americano, mantiveram os preços do gás natural relativamente baixos (em termos de equivalência energética), fato que fez com que alguns produtores pressionassem pela revisão dos contratos, até que a superoferta norte-americana derrubou os preços do gás natural no Henry Hub, ampliando o diferencial de preços entre os mercados e tornando insustentáveis medidas que buscassem elevar ainda mais os preços no mercado europeu.

na Rússia ou na China (embora neste último tenham sido observadas recentemente experiências de adoção pontual de preços fixados a partir de fórmulas paramétricas baseadas em cestas de óleos e derivados). Uma síntese das formas de precificação adotadas no mundo pode ser observada na Figura 1.

Figura 1: Formas de precificação nos diferentes mercados de gás natural



Fonte: Adaptação a partir de Chandra (2012)

Parte do movimento de maior flexibilidade contratual e adoção de novas formas de precificação (em especial da precificação a partir da competição *gas-on-gas*) foi possível a partir do aumento no uso do transporte marítimo de GNL que, ao mesmo tempo em que reduz a especificidade dos ativos de transporte de gás natural, permite a comercialização do gás natural em bases menos rígidas do que as encontradas nos contratos tradicionais de transporte de gás natural por meio de gasodutos (Mathias, 2008). Foram as inovações tecnológicas no transporte de gás natural sob a forma liquefeita que imprimiram, segundo Mathias (2008), maior contestabilidade à indústria de gás natural, por reduzirem a especificidade dos ativos nesta atividade e proporcionaram ganhos associados a economias de escala.

Foi a busca por flexibilidade na compra de gás natural para atender os mercados liberalizados que resultou na expansão do uso do transporte de GNL a qual, por sua vez, permitiu aumentar a flexibilidade contratual no transporte do gás natural. Os novos ativos de transporte e liquefação de gás natural, com maior capacidade, exerceram um papel fundamental no desenvolvimento do mercado de gás natural, ligando regiões produtoras do hidrocarboneto a mercados consumidores, eliminando as barreiras geográficas atualmente existentes e possibilitando a flexibilização nos contratos de comercialização.

No passado os contratos, em geral, continham cláusulas de preço futuro destinadas a cobrir os custos iniciais do investimento e reduzir os riscos associados com o capital dedicado a um projeto específico. Esses contratos vinculavam o preço do gás natural a cestas de óleos ou derivados de petróleo estabelecidas no momento da negociação contratual. Durante a vigência destes contratos, os preços poderiam eventualmente ser modificados (para refletir modificações nas condições do mercado), mas tais ajustes eram em geral dissipados no tempo e implementados de forma gradual. Este tipo de precificação, entretanto, é atraente (e necessário) para mitigar riscos apenas se (e na medida que) os mercados regionais operarem de forma relativamente independente entre si (já que contratos rígidos de longo prazo fornecem pouca margem para o aproveitamento de ganhos decorrentes de diferenciais de preços).

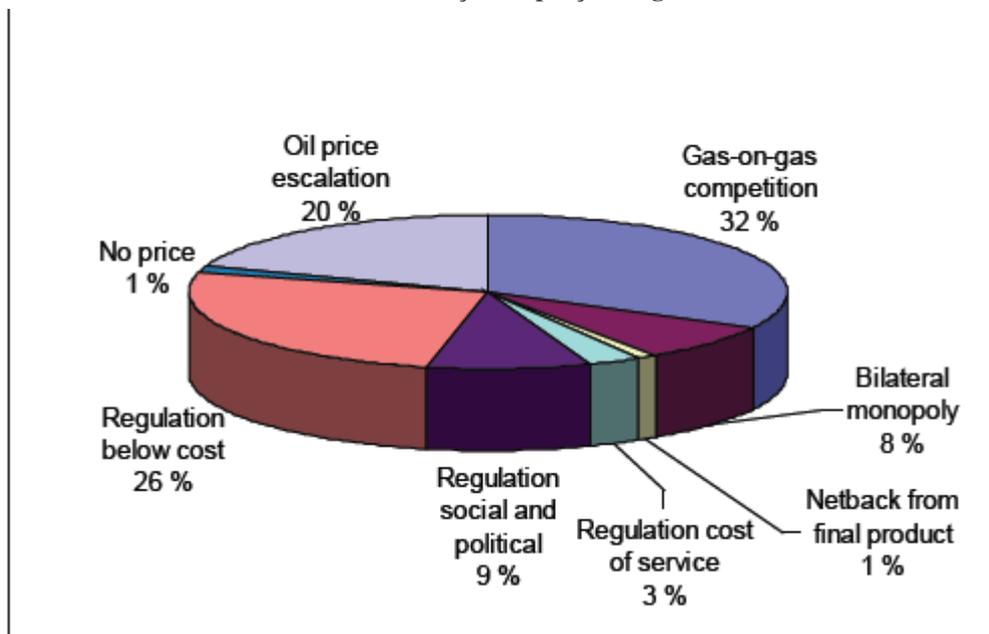
Atualmente, alguns autores apontam que estamos em uma fase intermediária (no que se refere a transição para formas contratuais cada vez mais flexíveis)²⁵ e, na medida em que a infraestrutura de transporte, estocagem e comercialização de gás (incluindo as instalações relacionadas à comercialização de GNL) estejam mais desenvolvidas, cada vez mais os agentes buscarão formas contratuais que lhes permitam aproveitar oportunidades de arbitragem de preços entre mercados. Ressalta-se que alguns contratos na Europa e na Ásia já refletem esta busca por novas formas de

²⁵ EMF (2007).

precificação do gás²⁶. Estes movimentos, entretanto, estarão condicionados principalmente ao desenvolvimento do mercado de GNL, que será o principal facilitador da possibilidade de arbitragem em mercados internacionais.

Exame da extensão das distintas tipologias de formação de preços de gás natural feito pela *International Gas Union* (IGU, 2011) indica que, de modo global, um terço de todo o gás comercializado no mundo em 2007 foi precificado a partir de mecanismos de competição *gas-on-gas*, embora regionalmente esta importância seja bastante diferenciada (variando de 99% na América do Norte a 0% na maior parte dos países em desenvolvimento).

Gráfico 1: Formação de preços do gás natural no mundo



Fonte: IGU (2011)

Como pode ser observado no gráfico, a segunda maior categoria (em termos de volume consumido de gás natural) foram os preços regulados, com destaque para a regulação de preços abaixo do custo (que correspondeu a 26% do total, um percentual fortemente influenciado pelos mecanismos de formação de preços internos na Rússia). Já a precificação a partir de fórmulas contratuais baseadas em cestas de óleos ou derivados, embora dominante na Europa Continental e Ásia, representou 20% do consumo total do energético.

É interessante notar que, como destaca IGU (2011), em países que já adotaram formas de precificação a partir da concorrência *gas-on-gas* há pouca ou nenhuma discussão acerca de adoção de outros tipos de precificação, sendo este mecanismo amplamente percebido (e defendido) como mais eficiente em relação aos demais. Na Europa Continental, a Comissão Europeia esforça-se para introduzir mais mudanças que alterem a forma de precificação dominante na Europa (partindo de preços *Energy-Linked* para a *Hub-based*). Nas demais regiões, a adoção de formas alternativas de precificação parece estar condicionada à introdução de reformas institucionais que permitam a criação de mercados atacatistas e garantam o acesso de terceiros a *essential facilities*²⁷.

²⁶ À medida que os diferenciais de preços entre os mercados se sustentem, as oportunidades de ganhos se ampliam e os custos de operação através de contratos de longo prazo com cláusulas rígidas de preços se tornam mais evidentes, já que os participantes da indústria notam cada vez mais os prejuízos decorrentes da perda de oportunidades. O desvio de cargas, se ocorrer, começará a influenciar os preços do energético em todas as regiões, tornando os mercados mais integrados. Simultaneamente, a oportunidade de arbitragem faz com que os demandantes busquem limitar a rigidez dos contratos e sua dependência a preços artificialmente estabelecidos, especialmente se estes parecem distanciar-se dos preços observados em mercados mais competitivos (um exemplo disso são os novos contratos de importação de GNL japoneses, cujas cláusulas de preços passaram a ser baseadas nos preços spot do *Henry Hub* em um movimento interpretado como sinal de que os contratos de importação de gás no Japão estão alterando seu padrão de precificação).

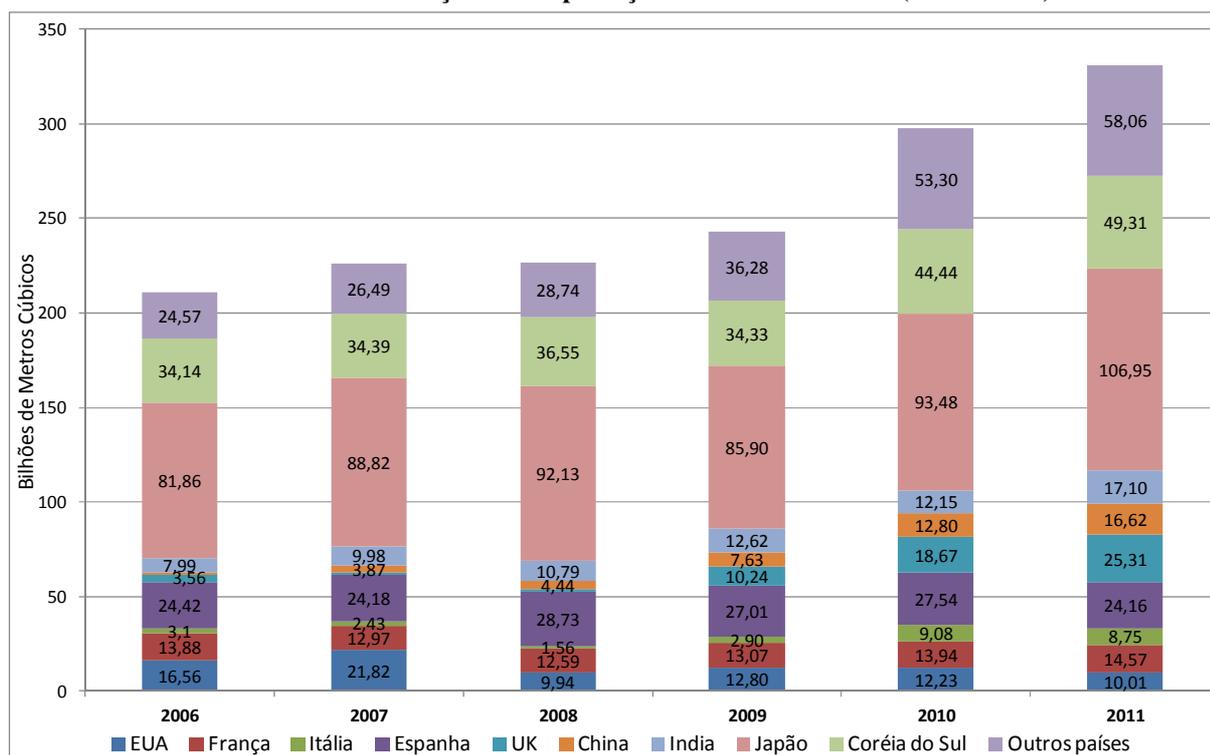
²⁷ O termo "*essential facility*" foi desenvolvido pela jurisprudência antitruste norte-americana para situações em que a produção de produtos e serviços depende de bens que não podem ser duplicados pelos concorrentes sem que os agentes sejam obrigados a incorrer em custos proibitivos. O termo é, de modo geral, utilizado para referir-se a um ativo considerado necessário para que agentes econômicos de um setor operem no mesmo e que não é facilmente duplicado. Via de regra, a caracterização de um ativo como uma *essential facility* exige que sejam identificadas as seguintes condições: (i) ser o ativo detido por um monopolista; (ii) inexistência de substituto disponível; (iii) impossibilidade de duplicação por questões tecnológicas ou econômicas; e (iv) inviabilização da sobrevivência dos agentes em caso de restrição ao acesso do ativo em questão (Viscusi *et alli*, 1997).

Por outro lado, a adoção de mecanismos competitivos parece ser uma hipótese essencial para a garantia de convergência de preços nos mercados, já que movimentos de arbitragem teriam pouco ou nenhum efeito sobre os diferenciais de preços em mercados onde prevalecem contratos rígidos de longo prazo.

A expansão observada no comércio mundial de gás natural liquefeito nas últimas décadas foi fator decisivo para a evolução das formas de precificação e dos tipos de contratos utilizados nas transações comerciais de gás natural. Inicialmente, o comércio de GNL foi também ancorado em contratos de longo prazo baseados em cestas de óleo, mas gradualmente ele se beneficiou da liberalização dos mercados de gás na América do Norte e em alguns países europeus. Como indica ALMEIDA (2010), o aumento da comercialização de GNL induziu a competição gás-gás, que permitiu o desenvolvimento de alguns mercados de curto-prazo e *spots*, o que por sua vez viabilizou a utilização de novos indexadores para o comércio do gás natural. Desta forma, concomitantemente ao surgimento de mercados *spot* de gás na América do Norte e na Europa, a primeira década dos anos 2000 assistiu um rápido desenvolvimento do mercado de GNL na Bacia do Atlântico, com países como os Estados Unidos e Reino Unido ampliando suas importações de GNL.

A evolução das importações de GNL dos principais países do mundo podem ser observadas no Gráfico 3.

Gráfico 3: Evolução das Importações de GNL no mundo (2006 a 2011)



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de BP (2012)

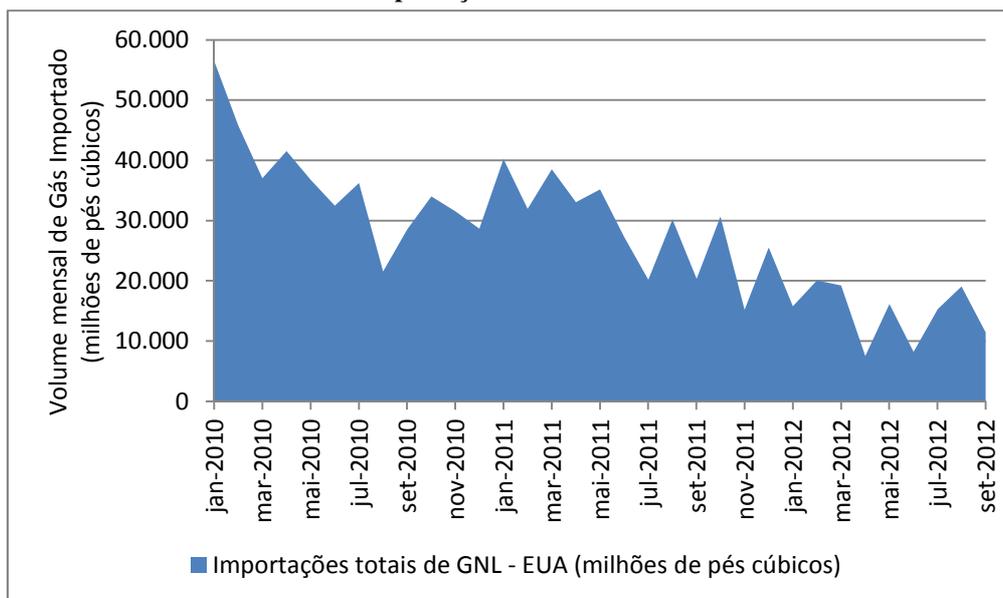
Por outro lado, a entrada de países com mercados de gás liberalizados no comércio mundial de GNL induziu a utilização de novas formas de precificação do produto e, em um segundo momento os contratos de importação de GNL por estes países passaram a utilizar como indexadores o preço do gás no mercado *spot*. Foi principalmente a partir da possibilidade da flexibilização dos contratos que o comércio de GNL na Bacia do Atlântico se ampliou significativamente, sendo o mercado norte-americano utilizado como um *back-up* para os contratos flexíveis e para a capacidade de liquefação descontratada e ofertada no mercado mundial de GNL de curto prazo (ALMEIDA, 2010²⁸).

Com isso, a premissa básica para esta estratégia de comercialização de GNL até 2010 parecia ser de que as importações americanas de GNL tenderiam aumentar a médio e longo-prazos. Todavia, esta premissa foi completamente alterada pelo crescimento da produção norte-americana de gás não-convencional, que reduziu drasticamente as importações de gás natural liquefeito nos últimos dois anos (como indica o Gráfico 04) e criou perspectivas de que o país se tornasse um exportador líquido do hidrocarboneto (ao invés de importador), reforçadas recentemente pela publicação, pelo Departamento de Energia do governo norte-americano, de estudo avaliando as perspectivas futuras de exportação de gás natural pelos EUA²⁹.

²⁸ Almeida, Edmar. *Evolução recente e tendências para a formação de preços no mercado mundial de GNL*. Rio de Janeiro, 29/11/2010. Disponível em <<http://infopetro.wordpress.com/2010/11/29/evolucao-recente-e-tendencias-para-a-formacao-de-precos-no-mercado-mundial-de-gnl/>> Acesso em: 10 dez. 2012.

²⁹ Disponível em <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html>

Gráfico 4: Importações totais de GNL nos EUA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do EIA/DOE

Se no início dos anos 2000, bilhões de dólares foram investidos em terminais de regaseificação nos EUA (Forbes, 2012), a taxa de utilização dos terminais de importação foi de apenas 6% em 2011 e 3% nos primeiros quatro meses de 2012 (Rogers, 2012). Como o investimento para transformar um terminal de regaseificação em um de liquefação é bem menor do que um novo projeto (Forbes, 2012), o excesso de oferta no mercado americano somado à baixa taxa de utilização dos terminais de regaseificação gerou uma oportunidade de arbitragem que tem atraído a atenção dos investidores para a possibilidade de exportação do gás dos EUA, dependendo, não obstante, da aprovação do FERC e do DoE para a sua concretização.

A possibilidade de exportação do excesso de oferta norte-americano, combinada a uma maior flexibilidade contratual nos mercados europeu e asiático é fator chave para aqueles que acreditam em uma maior integração dos mercados e convergência futura dos preços do gás natural. Não é, entretanto, o único fator. As condições de mercado, em especial a estrutura mundial da oferta de gás e o poder de mercado de alguns agentes, e as questões logísticas também são determinantes para responder à questão proposta neste artigo.

5 As condições de mercado e seus efeitos sobre os preços futuros de gás natural

Não obstante a perspectiva de contratos de longo prazo continuarem sendo uma realidade na indústria mundial do gás natural, a maior parte dos modelos adotados por organismos internacionais como o EIA/DOE e a Agência Internacional de Energia indicam que os preços locais de gás tendem a se tornar cada vez mais importantes na definição de preços do produto. Este tipo de modelos busca identificar trajetórias de longo prazo que equilibrem as condições de oferta e demanda em cada região, mas consideram que desequilíbrios regionais serão supridos pelo comércio inter-regional (basicamente de GNL), o que eventualmente provoca uma realocação de volumes e um consequente ajuste de preços.

É interessante notar que apesar de o crescimento da competição *gas-on-gas*, a maior parte dos modelos considera algum tipo de correlação entre os preços de gás natural e outros energéticos (em especial, mas não exclusivamente, o petróleo)³⁰, com condições meteorológicas, restrições logísticas e outros eventos de curta duração provocando desvios de curto prazo em relação às tendências projetadas.

Um fator, entretanto, que pode ser determinante para as perspectivas de convergência é a estrutura de mercado futura da indústria. A principal questão é identificar se os principais países produtores tem incentivos (e poder de mercado) para reduzir as exportações de gás natural de forma a elevar os preços acima dos valores observados nos mercados. Se os volumes comercializados em cada mercado não respondem fortemente à elevação dos preços, há, em tese, incentivos para aumento estratégico das exportações.

Como ponderam Gabriel et alli (2010) e EMF (2007), a existência de incentivos econômicos não significa necessariamente que os principais países produtores irão embarcar em tal estratégia. Os estudos que discutem a convergência futura de preços costumam considerar diferentes graus de competição regional, o que pode explicar as

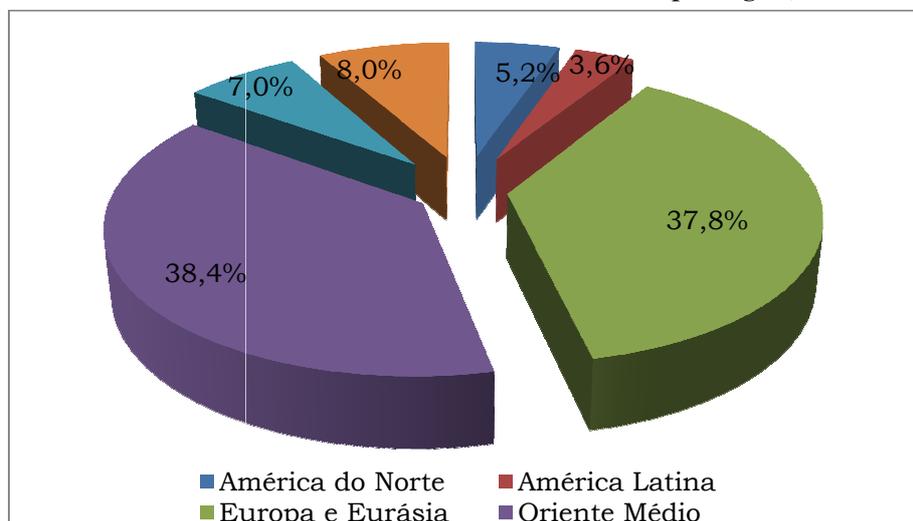
³⁰ Ver, por exemplo, os modelos discutidos em Huntington (2005) e Huntington (2009).

diferentes perspectivas em termos de prazo e possibilidades de redução dos diferenciais de preços observados em cada mercado regional.

De fato, atualmente a oferta de gás natural é bastante concentrada em alguns *players* e os principais produtores aparentemente tem capacidade de restringir a produção para a exportação, embora isto nem sempre ocorra de maneira direta, considerando os contratos de comercialização já firmados.

As reservas provadas de gás natural no mundo concentram-se principalmente na Eurásia (em especial a Rússia, que detém sozinha mais de 20% do total de reservas provadas de gás natural no mundo), e Oriente Médio (especialmente Irã, com 15,9% e Qatar, com 12%), como pode ser observado no Gráfico 5.

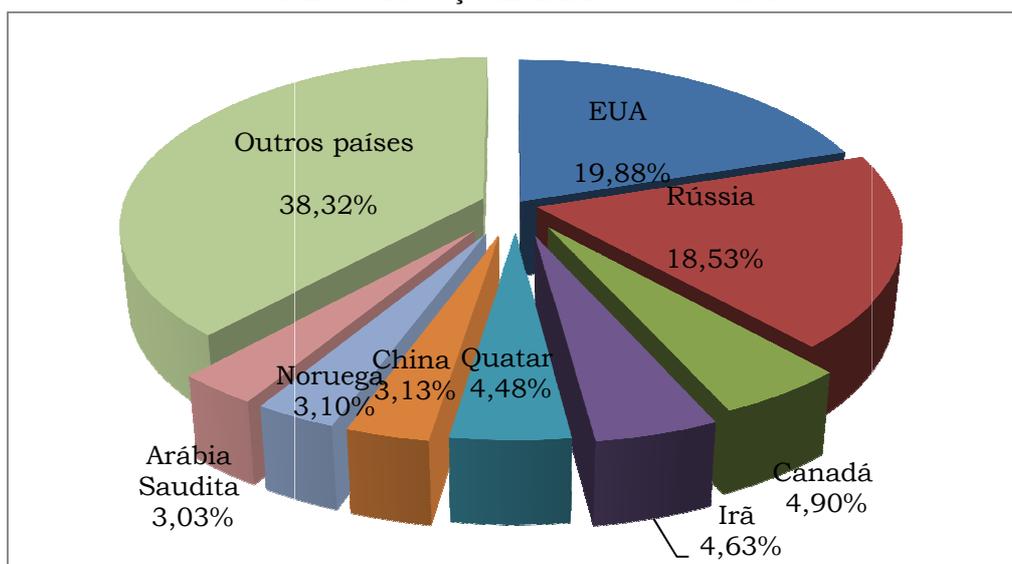
Gráfico 5: Reservas Provadas de Gás Natural (por região)



Fonte: Elaboração Própria a partir de BP (2012)

Apesar, entretanto, da América do Norte deter apenas cerca de 5% das reservas provadas de gás natural no mundo a região é responsável por 26% da produção mundial do energético, sendo os Estados Unidos atualmente o maior produtor de gás natural, com 20% do volume total de gás natural produzido no mundo tendo sido extraído naquele país. A Rússia, segundo maior produtor do hidrocarboneto, vem logo em seguida, com 18,53% da produção mundial, participação significativamente maior do que os demais países (o terceiro maior produtor, o Canadá, responde por 4,9% da produção mundial de gás natural). Rússia e Estados Unidos, assim, respondem por quase 40% da oferta total de gás natural no mundo, como ilustrado no gráfico 6.

Gráfico 6: Produção mundial de Gás Natural



Fonte: Elaboração Própria a partir de BP (2012)

É importante, para a avaliação da capacidade dos agentes produtores de influenciar os preços regionais e mundiais de gás natural, a compreensão tanto do poder de mercado regional de cada produtor quando da capacidade de outros agentes ampliarem sua oferta em resposta a um eventual aumento dos preços. Embora as reservas mundiais de gás natural estejam extremamente concentradas (com os quatro maiores detentores de reservas provadas representando mais de 60% das reservas totais), a produção mundial é mais dispersa, o que pode reduzir a capacidade de agentes isolados (ou grupos de agentes) influenciarem de forma sistemática os preços mundiais do energético.

A maior integração dos mercados gerou, no início do século XXI, uma resposta por parte dos países produtores, que fundaram, em 2001, o Fórum dos Países Exportadores de Gás Natural (em inglês *Gas Exporting Countries Forum – GECF*), fazendo com que analistas e acadêmicos questionassem até que ponto seria possível, na indústria de gás natural, o surgimento de um cartel mundial do hidrocarboneto e os possíveis impactos deste movimento sobre os preços do energético (nesse sentido ver Hallouche, 2006; Jaffe e Soligo, 2006 e Wagbara, 2007). De fato, grande parte das expectativas acerca da influência da estrutura de mercado no comportamento dos preços de petróleo considera principalmente a estratégia da Rússia e/ou dos países integrantes do GECF. Nesse sentido, é importante notar que a estratégia tanto da Rússia isoladamente quanto do grupo de países produtores é fortemente influenciada por fatores políticos, já que estes países têm sua indústria gasífera total ou parcialmente controlada pelo Estado.

No estudo organizado por Huntington (2005), por exemplo, pesquisadores utilizando um modelo do CPB (Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis) adotavam como hipótese um comportamento competitivo por parte da Rússia, enquanto trabalhos que adotavam o modelo geral proposto pela *Rice University* propunha prever a Rússia agindo de forma estratégica: mantendo preços baixos no mercado interno e adotando cortes nos volumes comercializados de forma a elevar os preços do gás natural exportado³¹. Esta única hipótese acerca do comportamento russo é capaz de alterar de forma significativa o comportamento dos preços de gás natural no mercado europeu, pois a restrição do crescimento das exportações de gás russo amplia o diferencial de preços na Europa em relação aos Estados Unidos. Como na maior parte dos estudos há um espaço limitado para a contestabilidade do poder de mercado russo via importações de outros países, e quanto maior o poder de mercado detido pela Rússia na Europa, menor é a capacidade (e probabilidade) de outros países (em especial exportadores do Norte da África e Oriente Médio) serem capazes de substituir as exportações russas, o depende da antecipação do comportamento estratégico com antecedência o suficiente para construção de instalações (gasodutos ou instalações de regaseificação) que permitam tal contestação³².

A identificação de agentes com poder de mercado suficiente para influenciar os preços futuros, entretanto, é complexa. A maior parte dos estudos indica que o comportamento da Rússia, por seu potencial de reservas, por sua extensa malha de gasodutos e por sua localização estratégica (posicionada de forma a abastecer tanto o mercado europeu quanto o asiático, o que lhe dá oportunidade de arbitragem de preços entre os mercados) é fundamental para determinar os limites de uma convergência futura dos preços de gás natural. Estes fatores parecem apontar para uma participação cada vez maior do país não apenas na comercialização via gasodutos mas também na exportação de GNL, o que ampliaria a ligação entre os mercados, reduzindo, desta forma, os diferenciais de preços.

Howards (2012) alerta que em um mercado *Hub-Based* a Rússia teria significativo poder de mercado, sendo capaz de influenciar os preços europeus se não forem adotadas medidas de proteção por parte dos países importadores (o que poderia, por sua vez, retirar dos mercados europeus a flexibilidade desejada). A implementação de medidas cada vez mais liberalizantes nos mercados europeus, entretanto, não parece considerar esta hipótese.

No caso dos países integrantes do GECF, estes representam 64% das reservas mundiais provadas de gás natural, 42% da produção mundial e 55% das exportações mundiais do energético (BP, 2012). É uma participação de mercado significativamente superior àquela detida pelos membros da OPEP. Não obstante as expectativas acerca do bloco, seus integrantes parecem vislumbrar objetivos ainda mais heterogêneos do que a própria OPEP, e recentes sugestões de cortes de produção como forma de elevar preços estavam sendo tratadas de forma relutante pelos maiores produtores do grupo (em especial Rússia e Qatar), antes do tema se tornar pouco relevante diante da escalada dos preços nos mercados europeu e asiático.

Gabriel *et alli* (2010), utilizando o modelo proposto pela Rice University, analisaram os possíveis efeitos de um cartel de gás natural por parte dos membros componentes do GECF. No cenário mais extremo proposto pelos autores (quando os principais produtores europeus e do Oriente Médio concordam com os cortes de produção), os efeitos são significativos para o mercado europeu, mas não há variações de preços estatisticamente no mercado norte-

³¹ Um modelo bastante utilizado é o “Natural Gas model” (Natgas model) do CPB (*Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis - CPB*), que, a partir de um modelo integrado para os mercados europeus, gera projeções de longo prazo para padrões de oferta, transporte, estocagem e consumo. Um modelo alternativo frequentemente utilizado é o modelo proposto por pesquisadores da *Rice University* (o *Rice World Gas Trade Model*). A observação das projeções feitas por cada um dos modelos é um bom exemplo de como a expectativa de comportamento de alguns agentes detentores de poder de mercado pode alterar a trajetória futura dos preços (e, no limite, ser fundamental para a convergência de preços nos diferentes mercados regionais).

³² A própria disposição dos países em contestar o poder de mercado russo por si só exige a hipótese de que o comportamento da Rússia é isolado (e não parte de um acordo feito entre os principais produtores de gás natural no mundo, o que poderia fazer com que os principais produtores da África e Oriente Médio não estivessem dispostos a ampliar a oferta de gás natural para o mercado europeu).

americano (mesmo quando considerada a possibilidade de exportação do excedente de oferta dos EUA, já que o país possui demanda elevada e crescente). Este cenário parece compatível com as projeções do FERC, de que exportações norte-americanas teriam pouca ou nenhuma capacidade de influenciar a formação de preços em outros mercados.

De forma alternativa, quando os estudos reduzem as projeções de produção futura de gás natural a partir de fontes não convencionais nos EUA, os preços norte-americanos apresentam significativo aumento, mas os preços nos demais mercados não são afetados, o que parece indicar, que não há perspectivas de arbitragem de preços entre os mercados norte-americano e os demais mercados, mesmo no longo prazo.

É importante, desta forma, avaliar também as perspectivas de exportação do excedente de gás norte-americano. Isto porque apesar de serem o maior produtor mundial de gás natural, os EUA são também o maior consumidor do hidrocarboneto (respondendo por 21,6% do consumo global de gás natural), restando pouca margem para exportações do produto, muito embora boa parte das análises acerca da estrutura mundial de gás natural apresente projeções que levam em conta as exportações norte-americanas.

Estudo recente divulgado pelo DoE³³, contudo, sugere ceticismo no que se refere à capacidade de arbitragem de preços a partir das exportações de gás natural norte-americano. Em primeiro lugar porque apenas quando se assumidos cenários extremos as exportações de gás natural por parte dos EUA se tornam significativas (aproximando-se de 400 milhões de metros cúbico por dia nos cenários mais otimistas), permanecendo as projeções nos cenários de referência para volumes exportados na ordem de 140 milhões de metros cúbicos. Adicionalmente, apesar dos volumes projetados de exportação, o estudo apresentado pelo governo norte-americano não aponta cenários de elevação significativa dos preços do gás natural no país (a projeção é de elevação de cerca de cinquenta centavos de dólar por mil pés cúbicos de gás natural na próxima década), o que faria com que os preços nos EUA se mantivessem significativamente inferiores aos preços nos demais mercados internacionais.

Este resultado é bastante significativo quando consideramos que grande parte dos estudos que apontam convergência de preços no mercado internacional baseia-se na possibilidade de arbitragem de preços entre as Bacias do Pacífico e do Atlântico através da exportação de GNL norte-americano para Europa e Ásia. O ceticismo norte-americano quanto ao volume projetado de exportações de gás combinado ao posicionamento da Rússia como fiel da balança entre os mercados asiático e europeu, entretanto, parece indicar a necessidade de se tomar com cautela as previsões elaboradas ao longo do último ano.

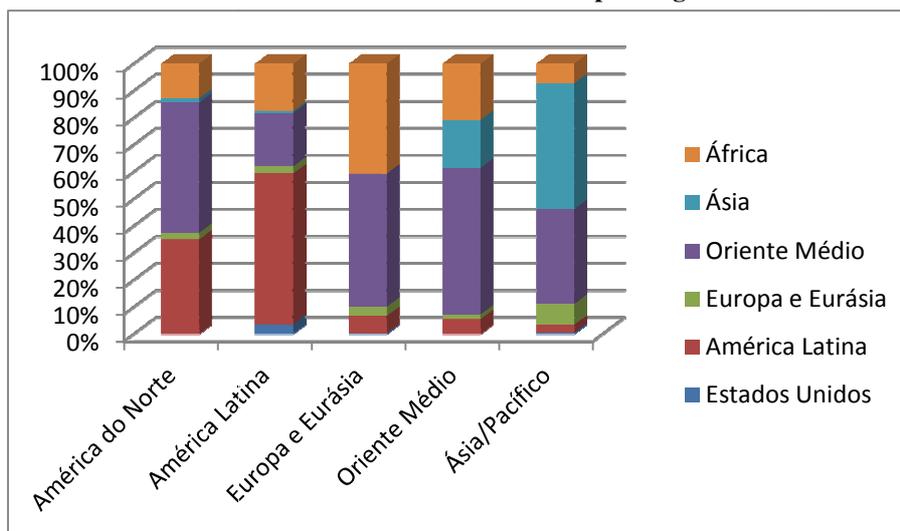
6 Limites à arbitragem: o efeito dos custos de liquefação e transporte sobre os diferenciais de preços

É importante, para a compreensão da questão proposta, a identificação clara dos fatores que influenciam o comportamento dos diferenciais de preços nos mercados. Isto porque além de questões relacionadas às estruturas contratuais vigentes em cada mercado e ao poder de mercado dos principais agentes da indústria, há fatores logísticos e tecnológicos (em especial relacionados ao comércio internacional de GNL) que limitam as possibilidades de arbitragem de preços entre os mercados (na medida em que impõem limites para a existência de incentivos econômicos para a realização de operações de arbitragem).

Como apontado anteriormente, do ponto de vista geográfico, há três grandes mercados de gás natural delimitados espacialmente: EUA, Europa e Ásia-Pacífico. Essa fragmentação se deve a barreiras institucionais e logísticas, as quais têm implicações sobre os mecanismos de formação de preços nessas áreas. Como se pode perceber no Gráfico 7, via de regra, o comércio de gás natural se baseia (a despeito dos avanços tecnológicos na área de transporte de GNL) na proximidade geográfica entre produtores e consumidores.

³³<http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html>

Gráfico 7 – Movimento Comercial de GNL por Região em 2011

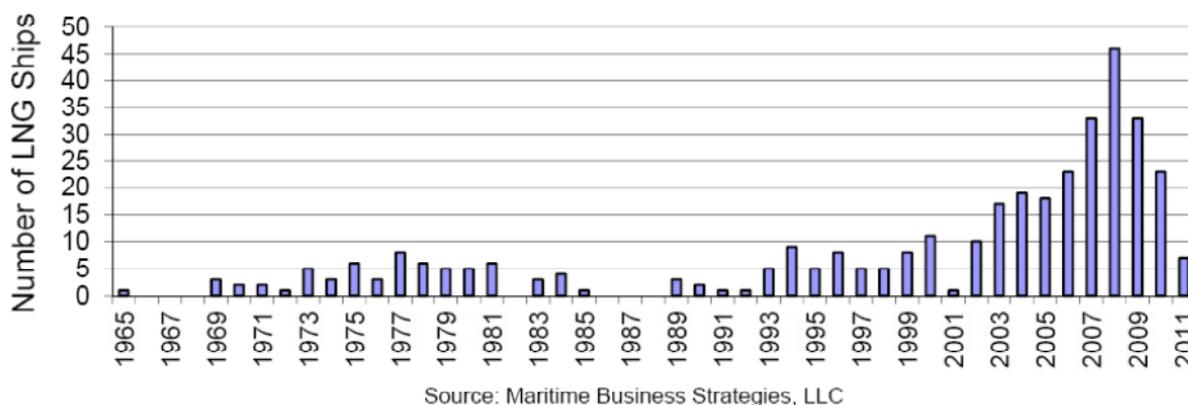


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (BP, 2012).

O comportamento de concentração do comércio mundial de GNL nas transações intra-regionais foi reforçado, a partir de 2011, por uma elevação nos custos de transporte do produto. Em 2011, a tarifa de fretamento (spot) dobrou, atingindo uma média de US\$ 78.000/dia e ultrapassando US\$ 130.000/dia no primeiro trimestre de 2012 (IGU, 2012). Nesse sentido, alguns autores apontam os custos envolvidos na liquefação, transporte e regaseificação como empecilhos para uma integração mais profunda dos mercados (ou, pelo menos, como limitadores para movimentos de arbitragem significativos)³⁴.

De fato, após uma rápida expansão na última década, em 2011 e 2012 a indústria de GNL parece ter tido sua expansão refreada. Como indica o Gráfico 8, o número de navios de transporte de GNL construídos sofreu forte incremento entre 2003 e 2008, e vem decrescendo desde então³⁵.

Gráfico 8 – Evolução do número de navios de GNL fabricados de 1965 a 2011



Fonte: CER (2012)

³⁴ Nesse sentido ver, por exemplo, o estudo *MIT Study on the Future of Natural Gas*, de junho de 2011 (disponível em <http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies>).

³⁵ De acordo com a empresa Maritime Business Strategies, no final de 2011 haviam 360 navios de GNL construídos (e 51 encomendas de novos navios), com cerca de 48% da frota tendo idade inferior a cinco anos. A retração na demanda norte-americana e européia, entretanto, somada à revisão (para baixo) das projeções de crescimento futuro fez com que a construção de navios se desacelerasse. Desta forma, foi adicionada pouca capacidade nova na indústria de GNL, e a maior parte dos analistas considera que nos próximos anos o mercado terá pouca capacidade ociosa, o que manteria os preços do produto elevados no mercado *spot*, com reduzida possibilidade de arbitragem, pelo menos no curto prazo.

http://www.digitalenergyjournal.com/n/Future_global_LNG_flows_and_the_realities_of_East_African_Gas/50cb8cdc.aspx#ixzz2IAwguolx

Como já apontado, uma das principais razões para o expressivo crescimento da cadeia do GNL nas últimas décadas foram as significativas reduções observadas nos custos unitários de liquefação, transporte e regaseificação do produto.

Os custos de construção de navios de GNL foram reduzidos de US\$ 280 milhões em 1995 (para um navio de 138.000 metros cúbicos de capacidade) para US\$ 150 a US\$ 160 milhões no ano de 2005 (Uchino, 2006), mas também o aumento da capacidade dos navios também possibilitou ganhos de escala: se na década de 1970 a capacidade de transporte de um navio de GNL era em média de 25.000 m³, atualmente, embora a capacidade média situe-se em torno de 120.000 a 140.000 m³, há navios que chegam a atingir cerca de 260.000 m³ ³⁶.

Não apenas no transporte mas também nos segmentos de liquefação e de regaseificação pôde-se observar uma tendência à redução nos custos ao longo de toda a década de 1990 (Neumann e Von Hirschhausen, 2006). No caso da atividade de liquefação, segmento que corresponde a cerca de 30 a 45% dos custos totais da cadeia de GNL (EIA/DOE, 2003), as reduções de custos ocorreram em função de avanços tecnológicos, aumento na escala e aumento na eficiência dos processos termodinâmicos de liquefação.

Adicionalmente, as plantas de liquefação tiveram sua capacidade aumentada. O tamanho padrão de um trem de liquefação, que era de aproximadamente 1,0 milhão de toneladas por ano (mtpa) na década de 1970, tinha tamanho médio entre 2,0 e 2,5 mtpa na década seguinte, no final dos anos 2010 a Qatargas e a Rasgas possuíam plantas com capacidade superior a 15 mtpa³⁷, com redução significativa dos custos médios de liquefação. Por fim, a competição entre os fornecedores de equipamentos também contribuiu para a redução de custos do setor, mas embora o custo médio de construção de plantas de liquefação tenha caído de US\$ 600 por tonelada de capacidade no final dos anos 1980 para US\$ 200 por tonelada nos anos de 2000, atualmente algumas instalações podem chegar a custar US\$ 1.000 por milhão de tonelada (sendo os preços do aço os principais responsáveis por este aumento na última década).

Assim, estudos recentes³⁸ indicam que o custo total de comercialização do gás natural em seu estado líquido atualmente varia de US\$ 1,8 a US\$ 3,7 por milhão de btu, divididos da seguinte forma: custos de liquefação correspondendo variando de US\$ 0,9 a 1,3/Mbtu, de transporte entre US\$ 0,5 e 1,8/Mbtu e de estocagem e regaseificação situando-se entre US\$ 0,4 e 0,6/Mbtu. Desta forma, no limite, poder-se-ia esperar diferenciais de preços inter regionais até, no máximo, cerca de US\$ 4 por milhão de btu, em média (valor inferior aos *spreads* atualmente observados). A grande questão seria, então, questionar até que ponto é possível ampliar a capacidade existente na indústria de GNL de modo a aproveitar diferenciais de preços futuros, e se este movimento seria capaz de induzir uma convergência de preços de gás natural no médio e longo prazos.

A maior parte dos analistas considera que o decênio de 2010 ainda será caracterizado pela presença de *spreads* de preços. Para Forbes (2012), embora já seja possível vislumbrar na Europa uma transição para um mercado baseado na competição *gas-on-gas* a próxima década ainda será de assimetrias nos preços de gás natural. Isto porque na América do Norte o autor projeta ainda indefinição quanto ao nível de preços, enquanto na Europa permanecerão os conflitos decorrentes do convívio entre formas distintas de precificação e mecanismos contratuais, com as possíveis exportações norte-americanas se mostrando incapazes de reverter esta tendência.

Há, entretanto, autores que discordam desta previsão, chegando a projetar uma convergência de preços pelo menos entre os mercados norte-americano e do reino unido³⁹. Resta, então, avaliar as atuais projeções e estudos avaliando as perspectivas de convergência dos preços de gás natural.

7 As perspectivas de convergência futura: o que dizem os analistas

Enquanto alguns autores avaliam que as diferentes formas de precificação no mundo farão com que os preços permaneçam divergentes nos diferentes mercados (embora admitam que o crescimento do comércio de GNL pode provocar alguma convergência, ainda que marginal)⁴⁰, outros defendem que a pressão cada vez maior pela liberalização dos mercados energéticos fará com que os agentes adotem formas contratuais flexíveis, o que permitiria uma maior convergência futura dos preços⁴¹.

A importância na liberalização dos mercados apontada pelos autores é comprovada pela convergência de preços cada vez maior identificada entre os mercados estadunidense e inglês em diversos estudos (ver, por exemplo, Neumann, 2007, Aune *et alli*, 2008 e Brown e Yücel, 2009). No entanto, a maior parte dos autores que apontam perspectivas favoráveis para uma convergência de preços nas próximas duas décadas coloca o mercado europeu como fator chave para este movimento.

³⁶ Segundo dados disponíveis em <http://www.shipbuildinghistory.com/today/highvalueships/lpgactivefleet.htm>

³⁷ The Economist (2012).

³⁸ CER (2012)

³⁹ Gas to Power Journal.

⁴⁰ Chandra (2012)

⁴¹ Ver, por exemplo, Persily (2012).

Os autores divergem, entretanto, no que se refere à importância de cada um dos fatores apresentados nos itens anteriores para a construção de um mercado globalizado de gás natural: enquanto alguns destacam como questão central a modificação nos contratos vigentes (com a adoção de formas de precificação mais flexíveis), outros apontam a relevância do desenvolvimento da infraestrutura necessária para a intensificação do comércio de GNL.

Howards (2012) e Melling (2010) destacam o papel da transição de formas contratuais rígidas para contratos mais flexíveis, com fórmulas de preços desvinculadas do preço internacional do petróleo. As implicações desta transição, entretanto, são distintas: enquanto Howards (2012) espera que a adoção cada vez maior de precificação *Hub-Based* (a despeito da resistência russa) faria com que os atuais fornecedores de GNL na Bacia do Atlântico migrassem para o mercado asiático em busca de melhores preços (assumindo que o mercado asiático permaneceria com contratos primordialmente de longo prazo, indexados ao petróleo), Melling (2010) acredita que a adoção de contratos mais flexíveis com precificação *gas-on-gas* faria com que a precificação indexada ao óleo dos mercados asiáticos tornar-se-ia insustentável, o que levaria, no longo prazo, a uma convergência de preços nos três mercados, com contratos baseados em uma precificação *gas-on-gas* em todos eles.

Brown e Yücel (2009) chegaram a testar a causalidade entre os preços do Henry Hub e do NBP, comprovando a existência de causalidade bilateral e movimentos coordenados entre os mercados, o que sugere a possibilidade de arbitragem por meio do comércio de GNL. A partir da análise apresentada pelos autores é possível concluir que o *spread* atual entre estes mercados, particularmente, é explicado por fatores conjunturais, quais sejam a sobreoferta norte-americana somada à impossibilidade de exportação de GNL para o outro lado do Atlântico, os quais serão revertidos com a aprovação de projetos de exportação do gás estadunidense. Essa conclusão é apresentada tanto em trabalhos acadêmicos quanto por analistas de mercado (ver, por exemplo, Brown, 2013, Persily, 2012, Standard & Poor's, 2012, e Reuter's, 2012).

Neumann (2009) testa especificamente as proposições de que será a intensificação do comércio internacional de GNL quem promoverá cada vez maior integração dos mercados regionais de gás natural, reduzindo os *spreads* de preços observados, e identifica que evidência empírica de que o comércio de GNL será o principal motor para a transmissão de impactos regionais sobre os preços nos mercados da Bacia do Atlântico, embora destaque que na ausência de exportações do gás produzido nos EUA (ou diante da existência de limites ao volume efetivamente exportado), o potencial de arbitragem é marginal, limitado ao desvio de cargas, e o mercado asiático não sofreria impactos significativos. Este cenário se altera com a possibilidade de exportação do excesso de oferta norte-americano (especialmente no que diz respeito às possibilidades de arbitragem entre as Bacias do Atlântico e do Pacífico), tornada real com a expectativa de aprovação da exportação de GNL nos EUA⁴² e o término das expansões no Canal do Panamá⁴³.

Aune, Rosendahl e Sagen (2008), por sua vez, identificam o Oriente Médio como ponto chave para uma possível convergência futura de preços. Os autores destacam, como forças motrizes de uma gradual integração dos mercados regionais de gás natural, a redução dos custos associados à comercialização de GNL, o aumento da comercialização em mercados *spot* e o aumento das importações de mercados-chave, em especial o asiático e o europeu. Embora algumas das premissas utilizadas no modelo proposto pelos autores tenham que ser revistas (em especial no que se refere ao mercado norte-americano), muitos dos cenários examinados no trabalho permanecem recentes.

É especialmente interessante a demonstração de que embora o mercado de gás natural, na opinião dos autores, esteja de fato caminhando para uma cada vez maior globalização, este processo será mais lento e gradual do que apontam a maior parte dos analistas de mercado, e depende fortemente tanto do sucesso da liberalização na Europa e Ásia, bem como da ausência de impedimentos à expansão da oferta na Ásia e Oriente Médio (inclusive restrições de capital para realização dos investimentos necessários à expansão da capacidade atual de liquefação e transporte de GNL, como apontam Reynolds e Richardson, 2012). Nesse sentido, a esperada globalização dos mercados, embora possível, para os autores não será suficiente para eliminar as disparidades de preços entre regiões.

Chandra (2012), por outro lado, afirma que embora seja possível antever a integração dos mercados de gás natural, isto não deve ocorrer nas próximas duas décadas. Para o autor, uma convergência de preços, se houver, será apenas marginal e não terá capacidade para criar um mercado global de gás natural nos moldes da indústria do petróleo. Esta conclusão parece compatível com uma das conclusões de Reynolds e Richardson (2012), que alertam que a maior parte das instalações existentes e em construção de liquefação e regaseificação de GNL ainda estão vinculadas a contratos de longo prazo, o que pode retardar a capacidade de arbitragem entre mercados a partir do comércio internacional de GNL.

Na mesma direção, Yegorov e Dehnavi (2012) apontam fatores que poderiam dificultar a arbitragem nos preços de gás a partir do GNL. Segundo os autores, fatores de ordem técnica (em especial relacionados a diferenças na

⁴² Koyama (2012)

⁴³ A adoção de rotas via Canal do Panamá pode reduzir o tempo de transporte do gás entre a Costa Leste norte-americana e o mercado asiático em até 22 dias. Atualmente, entretanto, apenas 6% da frota existente de navios de GNL são capazes de atravessar o Canal, ao passo que após a expansão ora em curso o Canal do Panamá será capaz de acomodar 80% da frota existente de navios (Reynolds e Richardson, 2012).

qualidade do GNL comercializado por cada país), contratuais e de custos (em especial de transporte) indicam a existência de pouco espaço para arbitragem de preços, não obstante a existência de possibilidade de ganhos no que se refere à arbitragem entre os mercados inglês e norte-americano.

A questão proposta no início deste artigo, assim, permanece em aberto. Mesmo os autores que acreditam na possibilidade de convergência dos preços de gás natural nos diferentes mercados condicionam suas expectativas a uma série de hipóteses, e aqueles que acreditam que a redução das disparidades regionais de preços será apenas marginal ou ocorrerá em um horizonte temporal ainda incerto justificam seu ceticismo justamente a partir de respostas negativas às premissas apresentadas por aqueles que defendem a redução dos *spreads*.

A despeito das previsões otimistas acerca da convergência de preços no mercado internacional, resta-nos ainda indagar:

- i) Se a Europa será capaz de finalizar seu processo de liberalização nos mercados gasíferos e promover a transição de contratos de longo prazo indexados em preços de petróleo e/ou derivados para uma precificação *Hub Based*.
- ii) Se os ofertantes no mercado europeu (em especial a Rússia) serão capazes para, em um ambiente de competição *gas-on-gas*, utilizar seu poder de mercado para manter os preços nos *hubs* elevados (em relação ao que seria a paridade internacional).
- iii) Se a produção norte-americana (através da intensificação da produção a partir de fontes não convencionais) será suficiente para que um volume significativo de GNL seja ofertado nos demais mercados regionais (e, de forma complementar, se as exportações norte-americanas serão autorizadas, e em que escala).
- iv) Se os mercados asiáticos vão manter sua tendência recente de crescimento expressivo da demanda e em que medida a estratégia de segurança energética de países como China, Índia e Japão farão com que os preços no mercado asiático permaneçam indexados ao petróleo.
- v) Se as estruturas regulatória e contratuais na Ásia serão alteradas de forma a permitir uma maior flexibilidade nos contratos de fornecimento e formas de precificação.
- vi) Se os projetos planejados de GNL serão mantidos, mesmo diante da elevação nos preços do aço no mercado internacional, e em que medida tais projetos permanecerão ancorados em contratos de longo prazo (o que limita a arbitragem de preços por meio do comércio de GNL).

As incertezas no que se refere às questões acima apresentadas explicam as diferentes expectativas em torno do comportamento futuro dos preços do gás natural nos mercados norte-americano, europeu e asiático, e enfraquecem qualquer tentativa de construir uma visão única acerca do comportamento futuro dos preços do energético. Assim, ao invés de uma resposta única, torna-se mais esclarecedor explorar as diferentes possibilidades que se desenham conforme as questões acima colocadas forem respondidas.

Nesse sentido, um cenário de alta produção nos EUA combinado com uma Europa liberalizada e a continuação da trajetória de redução dos custos de liquefação, transporte e regaseificação de GNL poderá, de fato, levar a uma convergência de preços pelo menos no que se refere à Bacia do Atlântico. A trajetória de crescimento da demanda asiática, se confirmada, entretanto, amplia a possibilidade de manutenção de contratos indexados ao petróleo na Bacia do Pacífico, o que pode elevar os preços no mercado europeu (através do deslocamento de fornecedores da Eurásia e Oriente Médio do mercado europeu para o asiático).

Da mesma forma, o comportamento da Rússia, em particular, e dos principais fornecedores do mercado europeu de modo geral, torna-se essencial para a elaboração de projeções acerca do mercado europeu. Em especial, se confirmadas as expectativas que indicam ampliação do poder de mercado russo em um mercado europeu *Hub-Based* a tão anunciada convergência de preços na Bacia do Atlântico pode nem chegar a acontecer. O poder de mercado dos fornecedores europeus, entretanto, é função não apenas de seu volume ofertado, mas também, dos custos de liquefação, transporte e regaseificação de GNL (quanto menores, maior seria a contestabilidade deste mercado) e da capacidade de oferta de produtores alternativos (em particular da América do Norte - EUA e Canadá – e do Oriente Médio)⁴⁴.

8 Impacto recente do diferencial de preços para os países da América Latina

O *spread* de preços de gás natural observado em 2012 não deve, pelo menos no curto prazo, ser reduzido. Isto porque o mercado internacional de GNL encontra-se com pouca ou nenhuma capacidade ociosa disponível para entrega em prazos mais curtos e, mesmo assim, ainda que houvesse capacidade de liquefação e transporte de gás natural disponível, não parece haver oferta suficiente do energético no curto prazo.

⁴⁴ Rogers (2012) e EMF (2007) apresentam de forma detalhada os diferentes cenários possíveis e seus impactos sobre os preços em cada mercado regional.

Ao observar, sob a ótica da demanda de GNL para a América Latina, o impacto dos atuais condicionantes do mercado internacional sobre os principais países importadores, duas questões devem ser ressaltadas. Uma delas refere-se ao aumento substancial da utilização de gás natural no Brasil, no início de 2013, para a geração de energia elétrica, que combinado com a demanda adicional verificada no Hemisfério Norte em decorrência do rigoroso inverno (com destaque para a crescente importação de gás natural de países da Ásia) pressionou os preços no mercado internacional. O Brasil está, portanto, competindo com os países asiáticos para o fornecimento de GNL oriundo da própria Ásia (Indonésia e Malásia), em particular do Oriente Médio (Qatar e Emirados Árabes), em um ambiente de oferta muito restrita, o que contribuiu para gerar pressões de alta de preços internacionais.

No caso específico do Brasil, diante da oferta doméstica reduzida de gás natural para atender a demanda de curto prazo, para garantir a geração termelétrica, no início de 2013, quando vivenciou-se um momento de regime pluviométrico adverso, a importação de GNL se configurou como emergencial. Assim, o GNL foi comercializado a preços em torno de US\$ 18/MBTU e, dessa forma, o país pagou um prêmio elevado em função da sua necessidade premente.

Outra questão associada à intensificação da concorrência por GNL foi que a Argentina, que necessita de gás importado não conseguiu realizar todas as transações programadas, para o início de 2013, na medida em que não estava disposta a pagar preços bem elevados para entregas imediatas de GNL – valores de cerca de US\$ 18/MBTU.

Brasil e Argentina seriam, assim, beneficiados por um movimento de convergência de preços e maior volume no comércio *spot* de GNL, embora este movimento não deva ocorrer em um horizonte de curto ou médio prazos.

BIBLIOGRAFIA

- ABEN - Associação Brasileira de Energia Nuclear. **Japão analisa a retomada maciça da energia nuclear**. Revista Fonte Nuclear. Ano 2013, NÚMERO 6, 02 de Janeiro de 2013
- Alai, O ; Leaker, A ; Hurley, M. (2007). **Towards a Global Reference Price**. In: *Fundamentals of the Global LNG Industry 2007*. Petroleum Economist. London, April.
- ALMEIDA, JOSÉ RICARDO UCHOA CAVALCANTI. **Importância da flexibilidade na oferta e na demanda de gás natural – o caso do mercado Brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro: 2008.
- Andrej Juris. **Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States**. World Bank Policy Research Working Papers. N. 1897. March 1998.
- B. Kavalov, H. Petric', A. Georgakaki. **Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration**. JRC Reference Reports. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy. 2009
- Brito, D. L.; Hartley, P. R. (2002) **Evolution of the International LNG Market**. Disponível no endereço: www.rice.edu/energy/research/LNG/GasModel_hartley.pdf
- CER (2012) **INTRODUCTION TO LNG - An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations**. Center for Energy Economics - Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas. Junho de 2012. Disponível em www.beg.utexas.edu/energyecon/lng
- Chandra, Vivek. (2006). **Fundamentals of Natural Gas: An International Perspective**. Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- _____. (2012). **Gas Pricing**. Texto disponível em <http://www.natgas.info/html/gascontracts.html> Acesso em 18 de janeiro de 2012.
- Chesnais, François. (1995) **A globalização e o curso do capitalismo de fim-de-século**. Economia e Sociedade, Campinas, (5):1-30, dez.1995.
- EMF (2007). **Energy Modeling Forum. Prices and Trade in a Globalizing Natural Gas Market**. Relatório do Grupo de Trabalho nº 23. Disponível em <http://emf.stanford.edu/files/pubs/22377/EMF23ReportWeb.pdf>
- _____(2007). **Prices and Trade in a Globalizing Natural Gas Market**. Working Group 23 Summary Report, Stanford University Stanford, CA.
- Fesharaki Associates Consulting & Technical Services Inc. (FACTS), Honolulu. **Globalization of Gas Prices: When Will It Become a Reality in the East?** December Gastech meeting in Abu Dhabi. 2007.
- Finn Aune, Knut Rosendahl and Eirik Sagen. **Globalisation of Natural Gas Markets – Effects on Prices and Trade Patterns**. The Energy Journal. 2009 Special Issue.
- Finn Roar Aune, Knut Einar Rosendahl and Eirik Lund Sagen (2008). **Globalisation of natural gas markets – effects on prices and trade patterns**. Discussion Papers 559, Research Department of Statistics Norway.

- Forbes, Alex (2012). **The US LNG export stampede: another gas revolution in the making**. European Energy Review, 05 nov. 2012. Disponível em: <<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3948>> Acesso em: 10 dez. 2012.
- Foss, M. M. (2005). **Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary**. The Energy Journal. Cleveland. Vol. 26, Issue 2, pp. 111-128.
- Gabriel, Steve A.; Rosendahl, Knut Einar; Egging, Ruud G.; Avetisyan, Hakob; Siddiqui, Sauleh. **Cartelization in gas markets. Studying the potential for a “Gas OPEC”**. Discussion Papers No. 638, December 2010. Statistics Norway, Research Department.
- Gas to Power Journal. **Price of US LNG at parity with UK NBP prices from 2016 – Deutsche Bank**. Agosto de 2012. Disponível em <http://gastopowerjournal.com/markets/item/728-price-of-us-lng-export-will-be-at-parity-with-uk-nbp-prices-from-2016-%E2%80%93-deutsche-bank>
- H. Huntington (2005). **Modeler Poll for EMF 23 Study on International Natural Gas Markets**. EMF WP 23.2. Junho de 2005. Disponível em http://emf.stanford.edu/files/pubs/22408/emf_wp232.pdf
- H. Huntington (ed.) (2009). **World Natural Gas Markets and Trade: A Multi-Modeling Perspective**. Special Issue of The Energy Journal, April 2009.
- Hartley, Peter; Medlock III, Kenneth B. **Rice World Gas Trade Model: Russian Natural Gas and Northeast Asia** - Apresentação na IAEE 2005 North American Conference.
- Howard, Rogers. **The impact of a Globalising Market on Future European Gas Supply and Pricing: the Importance fo Asian Demand and North American Supply**. Oxford Institute for Energy Studies. Janeiro de 2012. Estudo disponível em http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/01/NG_59.pdf
- Hulbert, Matthew (2012). **Why American Natural Gas Will Change The World**. Forbes Magazine. Disponível em <http://www.forbes.com/sites/matthewhulbert/2012/05/26/why-american-natural-gas-will-change-the-world/>
- International Gas Union – IGU (2011). **Wholesale Gas Price Formation - A global review of drivers and regional trends**. Disponível em <http://europeangashub.newsweaver.com/images/40085/70045/2136875/IGU%20Gas%20Price%20Report%20June%202011.pdf>
- JENSEN, J. (2003). **The LNG Revolution**. Energy Journal. Volume 24, Number 2.
- Jensen, J.T. (2004): **The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so When?** NG 5, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- Knut Einar Rosendahl; Eirik Lund Sagen (2009). **The Global Natural Gas Market: Will Transport Cost Reductions Lead to Lower Prices?** The Energy Journal, International Association for Energy Economics, vol. 0(Number 2), pages 17-40.
- Koyama, Ken. **An Analysis on Asian Premium for LNG Prices**. The Institute of Energy Economics, Japan. A Japanese Perspective on the International Energy Landscape, n. 79. March 2012. Special Bulletin.
- L’HÉGARET, G. et alii (2004). **International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America and Japan**. German Institute for Economic Research. Discussion Papers 393. Berlim, December.
- MATHIAS, Melissa C. P. P. (2006). **Consolidação da Indústria Mundial de Gás Natural**. Artigo apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro.
- _____ (2008) **A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios**. Tese de Doutorado – Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro: 2008.
- MELLING, ANTHONY J. (2010) **Natural Gas Pricing and its future. Europe as the battleground**. Carnegie Endowment for International Peace. 2010. Disponível em www.CarnegieEndowment.org/pubs.
- Miyazaki, Kyoichi; Houghton, Daryl; Rumley, Christopher. **Can Henry Hub or NBP become a price index for asia pacific LNG contracts?** Artigo apresentado na LNG 16 - The 16th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas, Algeria, 2010.
- Neumann, A. (2007): **Transatlantic Natural Gas Price Convergence - Is LNG Doing Its Job?** Globalization of Natural Gas Markets Working Papers WP-GG-20, DIW Berlin.
- _____ (2009) **Linking Natural Gas Markets – Is LNG Doing its Job?** The Energy Journal, Special Issue. World Natural Gas Markets And Trade: A Multi-Modeling Perspective. 2009.

- Persily, Larry. (2012) **Global gas prices will start to converge soon, expert predicts**. Maio de 2012. Artigo publicado no Alaska Natural Gas Transportation Projects (Articgas). Disponível em <http://www.arcticgas.gov/print/global-gas-prices-will-start-converge-soon-expert-predicts>
- Petrash, Jeffrey M. (2006) **Long-Term Natural Gas Contracts: Dead, Dying or Merely Resting?** Energy Law Journal, Vol. 27, págs. 545 a 582. 2006.
- Reynolds, James; Richardson, Sara. (2012) **Will gas prices converge globally?** Marchment Hill Consulting . September 2012. Disponível em www.marchmenthill.com/qli-online/2012-09-17/will-gas-prices-converge-globally-1/5
- Rogers, Howard (2012). **US Natural Gas – A Tale with many Twists**. Oxford Energy Forum, n. 89, ago. 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/10/OEF_89.pdf> Acesso em: 10 dez. 2012.
- Siliverstovs, Boriss; L'Hegaret, Guillaume; Neumann, Anne; von Hirschhausen, Christian (2005). **International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan**. Energy Economics, Elsevier, vol. 27(4), pages 603-615, July.
- SKINNER, R. (2004). **LNG: Towards a Global Gas Market?** Public Policy Forum, November, 2004. Ottawa, Canada.
- Stephen P. A. Brown and Mine K. Yucel (2009) **Market Arbitrage: European and North American Natural Gas Prices**. *The Energy Journal*, 2009, vol. Volume 30, issue Special Issue, pages 167-186
- The Economist (2012). **A liquid market - Thanks to LNG, spare gas can now be sold the world over**. Junho de 2012. Disponível em <http://www.economist.com/node/21558456>
- Yegorov, Yuri and Dehnavi, Jalal (2012) **Is LNG Arbitrage Possible in Natural Gas Market?** USAEE Working Paper No. 2110234. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2110234> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2110234>