

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

| 2012



PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E
COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS
NACIONAL E
INTERNACIONAL



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2012

PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS NACIONAL
E INTERNACIONAL

Presidente da República

Dilma Vana Rousseff

Ministro de Minas e Energia

Edison Lobão

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretora-Geral

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

Allan Kardec Duailibe

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Jr.



BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2012

PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS NACIONAL
E INTERNACIONAL

Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro : ANP, 2012 .
v. : graf., tab.

Anual.

ISSN 2238-9458

1. Combustíveis – Preços. 2. Petróleo – Preços. 3. Gás natural – Preços. 4. Combustíveis – Preços. I. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

CDD - 338.2728

Coordenação

Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC)

Lúcia Navegantes Bicalho

Equipe técnica

Eduardo Roberto Zana

Márcio de Araújo Alves Dias

Orlando de Araújo Vilela Sales

Patrícia Huguenin Baran

Rodrigo Milão de Paiva

Suporte

Carlos Antonio Rocha

Gustavo Gomes Garcia

Edição

Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais

Durval Carvalho de Barros, superintendente

João Carlos Machado, assessor técnico

Ana Cristina Carvalhaes Machado, assistente técnica

SUMÁRIO

Editorial	7
 Parte I - Mercado internacional	 9
1. Análise do comportamento do mercado internacional de preços do petróleo, gás natural e biocombustíveis	11
2. A crescente demanda chinesa por petróleo e seus impactos sobre os preços internacionais da <i>commodity</i>	33
3. A revolução do <i>shale gas</i> e seus impactos sobre o mercado de gás	51
4. Principais índices do mercado internacional	78
 Parte II - Mercado nacional	 81
1. Análise do comportamento dos preços dos combustíveis automotivos líquidos	83
2. Principais índices do mercado nacional.....	96
 Bibliografia.....	 99

EDITORIAL

A importância dos preços da energia como fator de competitividade para a economia requer um exame sistemático dos seus principais determinantes. Nos últimos anos, a ANP, por meio da Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC), tem acompanhado a evolução dos preços do petróleo, gás natural, derivados de petróleo e biocombustíveis, destacando as principais alterações num informe quinzenal de circulação interna.

Apesar de indispensável àqueles que trabalham na indústria, o acompanhamento conjuntural, por via de regra, não permite um exame mais aprofundado de um conjunto de aspectos estruturais e tendenciais do comportamento dos preços.

Esta primeira edição do Boletim Anual busca suprir essa lacuna, analisando, de forma criteriosa, os principais fatores econômicos e geopolíticos que contribuem para uma melhor compreensão tanto da flutuação quanto da formação das expectativas sobre a evolução dos preços.

O primeiro número do Boletim Anual trata, portanto, de algumas questões-chave para o melhor entendimento do comportamento dos preços, tanto no plano internacional quanto no plano nacional. E o ano de 2011 ofereceu um rico material de análise.

Quanto ao preço internacional do petróleo, destacam-se, em particular, os fatores geopolíticos (Primavera Árabe) que levaram os preços médios do óleo bruto para o patamar de US\$ 100 por barril, mas também os fatores de mercado, que contribuem para explicar o diferencial de preços observado em favor do óleo do tipo Brent, em comparação ao WTI. No que tange ao gás natural, o rápido crescimento da oferta do *shale gas* nos EUA provocou a queda acentuada dos preços neste mercado e consolidou o descolamento da tendência, até então observado, dos preços do Henry Hub (e dos demais mercados de gás) com relação aos preços internacionais do petróleo. Já no que se refere ao comportamento da demanda, o Boletim Anual examina, de forma aprofundada, os fatores explicativos do crescimento do consumo de energia na China, seus impactos sobre o mercado de combustíveis fósseis e sua influência sobre os preços.

No que concerne ao mercado nacional, a análise concentrou-se nos fatores determinantes da mudança brusca dos preços relativos dos combustíveis automotivos, que trouxe como principal desdobramento a alteração da estrutura de consumo, com forte redução do consumo do etanol hidratado e consequentemente o aumento explosivo da demanda de gasolina. Tal problema implicou o aumento das importações de gasolina para suprir o consumo doméstico, com reflexos sobre os dispêndios de importação deste combustível, num contexto de preços elevados no mercado internacional.

Os artigos aqui apresentados foram integralmente elaborados pela equipe da CDC da ANP e traduzem o esforço e dedicação de toda a equipe para fornecer análises rigorosas sobre o complexo tema dos preços do petróleo, gás natural e dos biocombustíveis nos mercados nacional e internacional.

Helder Queiroz Pinto Jr.

Diretor da ANP

PARTE 1

MERCADO INTERNACIONAL



1 | ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO MERCADO INTERNACIONAL DE PREÇOS DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Os preços do petróleo e do gás natural são variáveis de extrema importância para a economia mundial, em decorrência do peso desses insumos na matriz energética mundial e da distribuição geográfica desigual das reservas. Entretanto, dada a ampla gama de fatores que podem influenciar o comportamento desses preços, em função tanto das particularidades específicas de algumas regiões quanto das tendências globais, constitui tarefa longe de trivial elencar os principais elementos capazes de explicar a dinâmica desses preços no mercado internacional. Não obstante o reconhecimento de tais dificuldades, esta seção do primeiro Boletim Anual de Preços da ANP pretende examinar o comportamento dos preços dessas fontes de energia ao longo de 2011, com destaque para os fatores associados não só às condições de oferta e demanda, mas também à esfera da geopolítica e às expectativas dos agentes quanto ao comportamento dos preços nos mercados financeiros. Além disso, será tratada a questão do fim dos subsídios ao etanol nos EUA no final de 2011.

1.1 Preços do petróleo no mercado internacional

A Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), no seu relatório de fevereiro de 2011, não somente reavaliou suas previsões de oferta e demanda de petróleo, como também da tendência do preço da *commodity*, com intuito de apontar fatores explicativos para as pressões altistas ligadas aos aspectos estruturais da indústria do petróleo. Sem desconsiderar o forte nível de especulação presente no mercado e a onda de insurreições políticas que ocorria no Oriente Médio, a IEA (2011a) destacou que os fundamentos do mercado também justificavam a tendência de alta dos preços do óleo cru para patamar acima dos US\$ 100,00 o barril.

Segundo os dados da Agência, a relação entre oferta e demanda de petróleo no mercado físico, em 2010, contraiu-se significativamente. O relatório aponta que a demanda mundial de óleo cru ultrapassou a oferta em 1,1 milhão de barris diários ao longo do segundo semestre de 2010, o que levou a uma redução substancial dos estoques. Apesar de o estoque permanecer superior à média do período de 2006 a 2010, a diferença estreitou-se bastante: no início de 2009 foi de 200 milhões de barris, passando a cerca de 30 milhões, no início de 2011.

A IEA (2011a) ainda observou que o nível de preço do óleo cru à época estava próximo àquele capaz de ameaçar o crescimento da economia mundial. A Agência possui um indicador que tenta mensurar o custo global do petróleo (*global oil burden*). Este indicador nada mais é que o quociente obtido pela relação entre custo das compras mundiais de óleo cru e o PIB global. Seu valor correspondeu a 4,1% em 2010, podendo chegar a 4,7% em 2011. Historicamente, estes níveis do custo global do petróleo coincidiram com épocas de desaceleração da economia mundial.

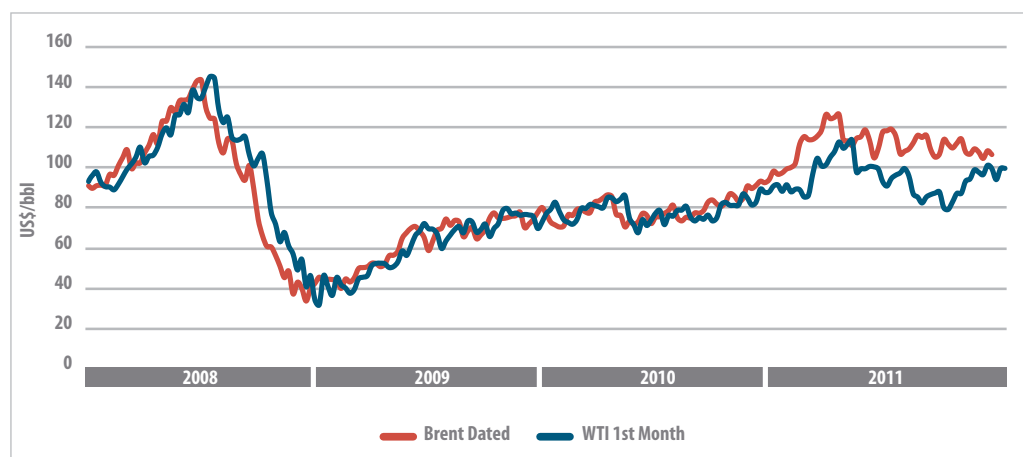
Para confrontar as expectativas acerca dos preços internacionais expressas no relatório da AIE de fevereiro de 2011, com a evolução desses preços ao longo do mesmo ano, segue a análise do comportamento dos preços. De forma geral, os preços do barril de petróleo ao longo de 2011 ficaram em patamares próximos a US\$ 100, registrando médias de US\$ 111,22 para o petróleo tipo Brent¹ e de US\$ 95,02 para o tipo WTI². Na comparação com as médias observadas em 2010, houve valorização de 39,9% em relação ao Brent e de 19,7% em relação ao WTI. Assim, é evidente que as pressões altistas previstas pela AIE foram confirmadas, pois, na maior parte do ano, os preços superaram o patamar de US\$ 100 por barril, em meio às incertezas quanto ao desempenho da economia mundial em face do aprofundamento da crise na Zona do Euro, e às instabilidades políticas enfrentadas por países exportadores de petróleo; além da demanda crescente dos países em desenvolvimento, com destaque para o papel desempenhado pela China, questões que serão analisadas posteriormente nesta seção.

Antes de iniciar a análise referente a 2011, cabe salientar que, após os desdobramentos da crise financeira internacional de 2008 – quando houve queda acentuada dos preços, correspondendo a 76,6% entre julho e dezembro de 2008 –, a tendência dos preços do petróleo no mercado internacional foi de alta. Os preços médios do petróleo, considerando como referência o tipo Brent, passaram de US\$ 74/bbl, em dezembro de 2009, para US\$ 92/bbl em dezembro de 2010 e US\$ 107/bbl em dezembro 2011 (Gráfico 1).

¹ Desde meados de 2002, o Platts substituiu o Brent, na sua forma única, pela combinação de petróleos dos sistemas petrolíferos Brent, Forties e Oseberg, conhecida pela sigla BFO. Em 2007, o Platts incorporou Ekofisk na formação do preço do Brent, surgindo assim o BFOE. Entretanto, a nomenclatura não foi alterada, com o Platts ainda se referindo com a denominação Brent. Atualmente, o grau API é estimado em 38 e o teor de enxofre em 0,45%, mas a qualidade tende a mudar ao longo do tempo (PLATTS, 2012f).

² WTI: *West Texas Intermediate*, petróleo com grau API entre 38 e 40 e aproximadamente 0,3% em peso de enxofre, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA (PLATTS, 2012f).

Gráfico 1 – Comportamento dos preços do petróleo tipos Brent³ e WTI⁴ no mercado internacional (em US\$/bbl) – 2008 a 2011



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Platts.

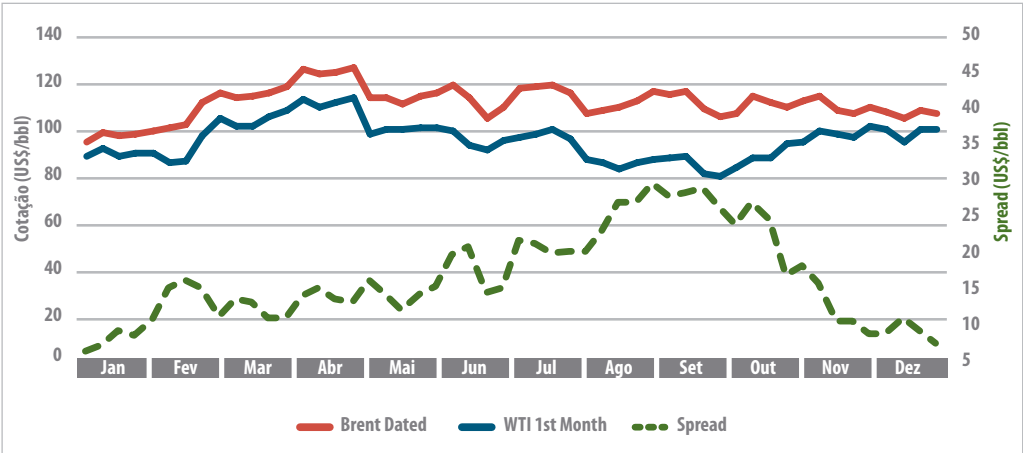
Ao comparar os preços médios do petróleo do tipo Brent em 2011 – média de US\$ 111/bbl –, com os observados em 2010 e 2009, cujos valores foram de US\$ 79/bbl e US\$ 62/bbl, respectivamente, nota-se que altas dos preços do barril de petróleo foram significativas, de 40% frente a 2010 e de 79% face a 2009.

Além de observar os valores médios, é importante examinar a tendência e as oscilações dos preços ao longo de 2011. Nesse sentido, conforme ilustra o Gráfico 2, o preço do petróleo no mercado internacional iniciou o período em elevação e este se manteve até o mês de abril, período no qual o incremento da oferta internacional de petróleo foi afetado pela redução da produção na Líbia, em um ambiente de manifestações populares contra os regimes políticos vigentes de vários países árabes. O petróleo tipo WTI iniciou trajetória de queda em maio de 2011, que se estendeu até meados de setembro, quando então retoma tendência de alta e passa a oscilar em torno de US\$ 100/bbl, do início de novembro até o final de dezembro de 2011. Já o petróleo tipo Brent apresentou, a partir de maio/11, significativas oscilações de preço. Este comportamento se estendeu até meados do mês de novembro, quando se observou clara tendência de redução no intervalo de oscilação de seus preços, que passaram a se situar, em geral, entre US\$ 100,00 e US\$ 105,00 o barril até o final de 2011.

³ Cotação publicada diariamente pelo Platts, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 10 (dez) a 21 (vinte e um) dias após a data de fechamento do negócio.

⁴ Cotação publicada diariamente pelo Platts, que reflete o preço do petróleo tipo WTI para entrega no primeiro mês seguinte.

Gráfico 2 – Comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional e do spread entre Brent e WTI (em US\$/bbl) – 2011



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Platts.

É interessante observar que, no período de alta das cotações internacionais da *commodity*, o barril de petróleo tipo Brent chegou a atingir o valor de US\$ 126,64 e o tipo WTI de US\$ 113,73. Esses valores ainda ficaram abaixo dos preços recordes atingidos no ano de 2008, quando o barril do petróleo ultrapassou a marca dos US\$ 140,00⁵. Além disso, no segundo semestre do ano, apesar da tendência de queda apresentada particularmente pelo WTI, seu valor médio ainda seguiu em patamar acima dos US\$ 80,00 o barril, enquanto o Brent manteve-se sempre acima dos US\$ 100,00. Esses movimentos ocorreram, especialmente, em decorrência de condicionantes estruturais do mercado de oferta e demanda de petróleo, entre os quais merecem destaque:

► **A Primavera Árabe: novo condicionante de natureza geopolítica**

A instabilidade política em diversos países do Norte da África e do Oriente Médio provocou, no início de 2011, turbulências no mercado internacional do petróleo e foi um dos fatores determinantes para o movimento de alta dos preços verificada entre meados de fevereiro e início de abril. Nesse período, as cotações do barril de petróleo do tipo Brent subiram de US\$ 102/bbl para US\$ 126/bbl, o que correspondeu a um incremento de 23,5%.

Os conflitos políticos nessas duas regiões tiveram início na Tunísia e no Egito, com movimentos sociais de grandes proporções contra os regimes, acarretando retração da atividade econômica. A insatisfação que gerou a derrubada do governo egípcio foi inicialmente influenciada pela “Revolução de Jasmin”, que pôs fim à ditadura então vigente na Tunísia. A insurreição tunisiana motivou manifestações contra ditaduras em vários países do mundo árabe, como Argélia, Iêmen, Jordânia e o próprio Egito, num contexto

⁵ No dia 3 de julho de 2008, o barril do petróleo tipo WTI chegou a US\$145,31/bbl e do tipo Brent a US\$144,22/bbl (base de dados do Platts).

de elevação dos preços dos alimentos e de alto nível de desemprego, sobretudo entre a população mais jovem.

A crise política no Egito ocasionou fortes elevações no preço do petróleo. Esses aumentos não se devem à importância da produção do país, tendo inclusive o Egito se tornado importador líquido de óleo cru desde 2008, diante do declínio da produção e do aumento do consumo interno. Há, no entanto, pelo menos dois outros motivos pelos quais a crise egípcia inquietou o mercado de petróleo.

O primeiro motivo de preocupação dos agentes foi o temor de que a derrubada do regime pudesse afetar a estabilidade dos países do Oriente Médio. O receio se justifica dada a grande importância cultural que o Egito detém no mundo árabe e que faz dele uma referência para os demais países, à diferença da Tunísia. Deve-se ressaltar ainda que o Egito desempenha, há cerca de 30 anos, um papel fundamental para o equilíbrio entre as forças pró e contra Israel no Oriente Médio, por ser um dos poucos e o mais importante aliado regional do estado israelense⁶.

A outra razão pela qual a crise no Egito inquietou o mercado de petróleo é a considerável importância do país para o transporte marítimo da *commodity* entre os grandes produtores do Oriente Médio e os grandes consumidores do mundo ocidental. Através do Canal de Suez e do oleoduto de Sumed (*Sumed Oil Pipeline*) são transportados diariamente cerca de 3,1 milhões de barris de petróleo (EIA, 2001b). Uma possível interrupção do fluxo de petróleo em algum destes meios ou em ambos conduziria ao redirecionamento dos fluxos de petróleo que passariam a contornar o Cabo da Boa Esperança, o que traria aumento dos custos do transporte de petróleo e, conseqüentemente, de seus preços.

Entre os países exportadores de petróleo, a Líbia foi o país mais afetado pelos conflitos da denominada Primavera Árabe. Ali, a guerra civil paralisou a atividade econômica e interrompeu as exportações de petróleo e gás natural. A Líbia é o 12º maior produtor de petróleo do mundo e, antes da guerra, produzia cerca de 1,6 milhão de barris de petróleo por dia. Os problemas gerados pela redução da oferta de óleo da Líbia no mercado internacional podiam, num primeiro momento, ser compensados pela utilização da capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita. No entanto, à época, os agentes econômicos temiam que, com o aprofundamento da crise política, ocorressem restrições de oferta, em níveis similares aos verificados no caso da Líbia, em países caracterizados por serem grandes exportadores.

De fato, a queda na produção de petróleo da Líbia não impactou significativamente o fornecimento do produto em nível internacional, pois foi compensada em grande parte pelo aumento da produção de países como Arábia Saudita, Kuwait e Emirados Árabes Unidos (IMF, 2011). Segundo as estimativas da OPEP (2012), a produção do cartel deve ter encerrado 2011 nos 30,1 milhões b/d, aumento de 400 mil b/d em relação a 2010. Já os países não pertencentes à OPEP tiveram produção estimada de 52,4 milhões b/d, incremento de 100 mil b/d contra 2010.

⁶ O outro aliado de Israel na região é a Jordânia.

O violento conflito ocorrido na Líbia perdurou por cerca de sete meses, culminando com a morte Muamar Kadafi, e os alvos preferenciais dos ataques foram os ativos de petróleo, pois as exportações desse produto originavam receitas para a compra de armas. Somente no início de outubro, a Líbia voltou a produzir óleo para o mercado internacional, o que foi fundamental para alavancar a economia do país.

► *Resistência da OPEP em elevar sua cota de produção*

A OPEP reuniu-se em 8 de junho de 2011 para discutir uma possível alteração na quantidade de óleo cru ofertada por 11 dos países membros do cartel⁷. A expectativa antes da reunião era de que, liderados pela Arábia Saudita, os países membros da OPEP firmassem um acordo que permitisse o aumento da atual oferta de óleo cru em 1,5 milhão b/d, totalizando 30,3 milhões b/d. No entanto, diante da forte oposição ao aumento da produção por seis países⁸ integrantes da referida organização, o acordo não se concretizou e sucederam-se trocas de acusações entre Arábia Saudita e Irã sobre a responsabilidade pelo fracasso do encontro.

Pelo lado da Arábia Saudita, único país que possui de fato capacidade ociosa para ampliar a produção, o ministro do petróleo Ali Naimi declarou que a proposta de incremento na produção defendida por seu país e endossada por Kuwait, Emirados Árabes e Catar era tecnicamente baseada em estudos realizados pela própria OPEP, no que se referia a aumento da demanda no terceiro e no quarto trimestre de 2011, em relação à verificada no mês de abril⁹. Além disso, Naimi garantiu que, diante do fracasso da negociação, seu país aumentaria unilateralmente sua produção, considerando que a “Arábia Saudita e os outros três países que apoiaram a elevação da produção são capazes e desejam ofertar petróleo se o mercado necessitar disto. Não ocorrerá escassez de oferta pelo fato de nós não termos alcançado um acordo neste encontro”.

Já o ministro do petróleo iraniano, Mohammad Ali Khatibi, além de condenar a decisão da Arábia Saudita de elevar a produção de modo unilateral, duvidou das possibilidades de o país árabe conseguir encontrar mercado para aquela produção suplementar, não somente porque o mercado estaria equilibrado, como também pelo fato de que uma produção adicional seria de óleos pesados e com maior teor de enxofre, para os quais não haveria capacidade de refino disponível.

Em suma, a ausência de acordo para elevação da produção no encontro da OPEP de junho de 2011 foi um elemento adicional de incerteza quanto à possibilidade de uma nova arrancada dos preços no segundo semestre de 2011, particularmente para os países importadores de petróleo. Em resposta a isso, os Estados Unidos e a Europa

⁷ Apesar da OPEP ser constituída por 12 países membros, as quotas de produção definidas pelo cartel se aplicam a apenas 11 desses países. O Iraque está temporariamente desobrigado do cumprimento de cotas pelo fato de sua indústria de petróleo estar em reconstrução.

⁸ Os países que se opuseram ao aumento da produção foram Irã, Iraque, Líbia, Argélia, Equador e Venezuela.

⁹ Os aumentos em relação à demanda verificada em abril serão, segundo a OPEP (2012), de 2,1 milhões b/d no terceiro trimestre e de 1,7 milhão b/d no quarto trimestre.

intensificaram a busca por soluções que permitissem redução do consumo total e das importações de óleo cru¹⁰.

► *Crescimento acelerado de países da Ásia, em especial a China*

O ritmo de crescimento acelerado da economia chinesa – superior a 9% ao ano na última década – passou a ser, nos últimos anos, determinante para alavancar a economia mundial, particularmente após 2008, com os países avançados em plena crise econômica. Para fazer face a esse elevado ritmo de crescimento, houve um aumento expressivo do consumo de petróleo na China: de 6,695 milhões b/d, em 2005, para 9,189 milhões b/d, em 2010, numa taxa média de crescimento de 6,5% neste período, tema esse que será aprofundado na seção 2 deste Boletim.

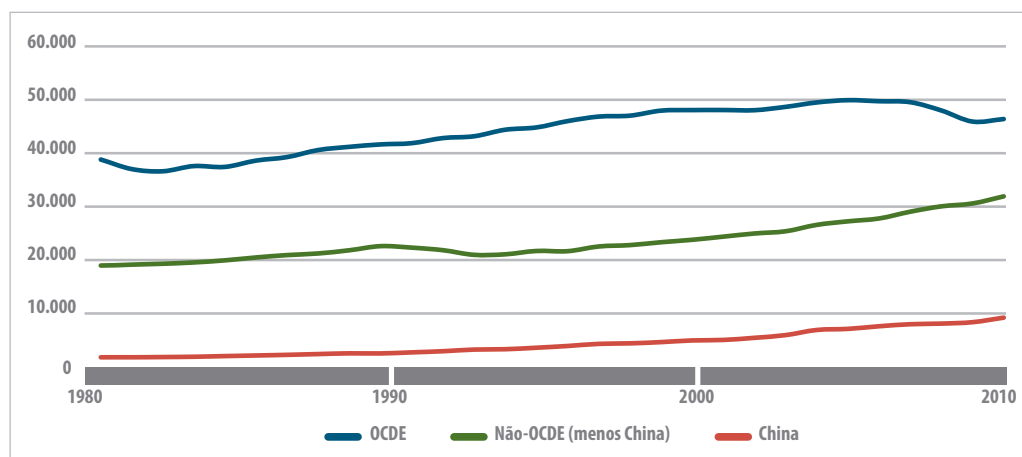
Não podemos deixar de destacar os esporádicos, porém significativos, aumentos no consumo de petróleo pela China diante dos frequentes racionamentos de energia elétrica vividos pelo país, como em 2004 e 2010, uma vez que óleo combustível e diesel servem de insumo para alimentar os geradores de energia elétrica (PLATTS, 2011a).

Com o consumo de petróleo em crescimento acelerado, a demanda interna passou a ser suprida por importações, em volumes cada vez mais expressivos, em um período de preços elevados no mercado internacional. Atualmente, a dependência chinesa de petróleo importado é de cerca de 55% do consumo doméstico, o que passou a ser um grande desafio do ponto de vista da segurança energética do país, na medida em que esse gargalo pode comprometer a evolução do ritmo de crescimento da economia.

O crescimento da economia e do consumo de petróleo na China tornou-se mais relevante nos últimos anos, por dois fatores: de um lado, houve redução absoluta do consumo de petróleo nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), sobretudo, após a crise econômica de 2008 e, do outro, o consumo chinês cresceu em um ritmo superior ao dos demais países. Ressalta-se que, entre 2008 e 2010, o aumento do consumo de petróleo na China correspondeu a 1,24 milhão b/d, o que compensou parcialmente a redução da demanda observada nos países da OCDE, de 3,173 milhões b/d, como pode ser visto no Gráfico 3. Com o crescimento do consumo dos países fora da OCDE (menos China) de 2,887 milhões b/d, a demanda mundial de petróleo apresentou crescimento de 954 mil b/d no mesmo período, apesar da crise econômica nos países centrais.

¹⁰ Nos Estados Unidos, o presidente Barack Obama passou a estudar a possibilidade de utilizar as reservas estratégicas do país, conforme informou o secretário de imprensa da Casa Branca, Jay Carney. Por sua vez, o diretor-executivo da Agência Internacional de Energia, Nobuo Tanaka, afirmou que a agência está pronta para utilizar suas reservas, caso o incremento de produção prometido pelo ministro saudita não se revele suficiente para conter a disparada dos preços.

Gráfico 3 – Evolução do consumo total de petróleo para China e demais grupos de países selecionados – (em mil barris/dia) – 1981 a 2010



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2011). Elaboração Própria.

Dessa forma, a China passou a ser responsável por aproximadamente 9% do total das importações de petróleo, o que influenciou a dinâmica de oferta e demanda do mercado mundial, com repercussão sobre a trajetória dos preços do barril, tema este que será discutido na seção 2.

Em 2011, a crescente demanda da China por petróleo importado foi um fator preponderante para sustentar as cotações do petróleo do tipo Brent em níveis elevados, em torno de US\$ 110/barril, mesmo com as incertezas, sobretudo no segundo semestre, em relação à crise na zona do euro. Além disso, parte significativa das importações de petróleo da China é realizada por transações comerciais com os países membros da OPEP, interessados em estabelecer metas de produção compatíveis com a manutenção dos preços em patamares elevados.

Além dos fatores mencionados, que explicaram a dinâmica recente da indústria de petróleo e a sua correlação com as flutuações de preços, é relevante atentar para o impacto da crescente financeirização dos mercados de *commodities* sobre o comportamento dos preços, particularmente em um período de incertezas acerca da crise dos países avançados.

Como bem se sabe, a tarefa de análise de preços está longe de ser trivial, já que há inúmeros fatores capazes de interferir no comportamento dos preços do barril. E, na última década, tal tarefa tem se tornado ainda mais árdua, em virtude do aumento da complexidade associada à incorporação de novas variáveis advindas do mercado de derivativos.

Assim, é fundamental avaliar a questão das expectativas dos agentes que realizam transações no mercado futuro e sinalizam tendências dos preços. Desde 2004, tem havido uma crescente financeirização dos preços do petróleo¹¹ – com o aumento de posições tanto nos mercados organizados – que estruturam operações financeiras padronizadas – quanto nos

¹¹ Nas mais de 22 entrevistas realizadas durante o estudo com participantes do mercado, desde *traders* de *commodities* até os investidores nos mercados financeiros, foi confirmado o aumento da influência dos mercados financeiros na precificação das *commodities* (UNCTAD, 2011).

mercados de derivativos de balcão^{12, 13} – em decorrência da crescente importância dos mercados futuros e de opções na precificação das *commodities* (UNCTAD, 2011).

Conforme apresentado no estudo da UNCTAD (2011), os agentes que operam no mercado futuro realizam as suas decisões com base em outros elementos que estão fora da esfera dos mercados de *commodities*, tais como fatores relacionados à composição de portfólios, problemas de liquidez, sem mencionar ainda o comportamento mimético dos mercados¹⁴.

Quais seriam assim as principais mudanças no comportamento dos preços das *commodities*, dentre elas o petróleo, como reflexo da financeirização dos preços? O estudo da UNCTAD (2011) apresenta, em linhas gerais, quatro elementos para examinar esse questionamento.

Primeiro, ao se analisar a reação dos preços em função ao anúncio de indicadores econômicos, notou-se que os preços de diferentes *commodities* seguiam tendências similares, com variações muito semelhantes, mesmo não possuindo muitas vezes grande similaridade entre os mercados.

Segundo, as correlações entre o comportamento dos preços das *commodities* e das moedas aumentaram na última década, o que também sugere que outros fatores além dos fundamentos estão influenciando nos preços das *commodities*. Sobretudo, o mercado de *commodities* transformou-se, pelo menos em 2007 e 2008, num instrumento de *hedge* contra possíveis desvalorizações da moeda norte-americana. Assim, as *commodities* foram elevadas à condição de reserva de valor.

Terceiro, no caso específico do petróleo¹⁵, observou-se uma mudança de comportamento dos preços em função da posição no ciclo econômico. Enquanto no passado os preços do petróleo tendiam a se recuperar depois dos preços das ações, no ciclo atual, após 2008, os preços do petróleo se recuperaram antes, o que indica que a financeirização dos preços contribuiu para antecipar as tendências vislumbradas pelo mercado.

¹² Tendo em vista a padronização dos contratos nos mercados organizados, as empresas que buscam *hedge* através destes instrumentos não conseguem de fato proteger-se totalmente dos seus riscos, em função de diferenças de datas de vencimento do contrato e do produto relacionado. Esse risco associado aos contratos padronizados é conhecido na literatura como “risco de base”. Por exemplo, quando uma companhia aérea procura fazer *hedge* contra a elevação dos preços do querosene de aviação, já que este componente representa parte substantiva dos seus custos, a empresa só pode recorrer a contratos futuros de petróleo. Apesar da elevada correlação entre os dois, é sempre possível que por alguma razão alheia haja um descolamento dos preços, o que pode acarretar em severas perdas para a companhia. Dessa maneira, a realização de contratos específicos, conforme demanda do cliente, nos mercados derivativos de balcão, ajuda a explicar a crescente demanda destes instrumentos, sendo a forma mais comum a de *swaps*.

¹³ Uma das características problemáticas dos mercados de derivativos de balcão é que esses são mercados não transparentes, com relação à posição assumida pelos diversos tipos de agentes e à forma de precificação.

¹⁴ Deve-se mencionar aqui que há uma expressiva parcela dos participantes que pautam as suas decisões de acordo com os preceitos da Análise Técnica, ferramenta esta que busca identificar tendências de preço com base nos próprios dados relativos às transações de mercado, sem recorrer, na sua vertente mais radical, a qualquer notícia externa, em contraponto aos chamados “fundamentalistas”, que procuram observar somente as variáveis de natureza real, tais como indicadores de lucros, receitas operacionais, etc.

¹⁵ Num recente relatório, a *International Organization of Securities Commission* (apud UNCTAD, 2011) avalia que a participação dos derivativos de balcão é de cerca de 40% em relação ao total de derivativos de petróleo.

Quarto, em decorrência do elevado poder de alavancagem, os investidores nos mercados financeiros podem influenciar os preços no curto prazo, o que pode levar, por sua vez, a um aumento da volatilidade do ativo subjacente¹⁶, o que acaba aumentando as margens de garantia para manutenção de posição, prejudicando aqueles que buscam realizar operações de *hedge* no mercado¹⁷, já que eleva o custo para realizar tal proteção, apesar de os riscos relacionados aumentarem.

Desse modo, é necessário notar que os preços do petróleo podem variar significativamente, mesmo sem grandes mudanças nas condições de oferta e demanda da *commodity*. Não é possível, no entanto, um descolamento integral, já que existem condições objetivas que condicionam esse mercado. Indubitavelmente, os preços do petróleo tenderiam a cair sensivelmente diante de um quadro de recessão prolongada da economia mundial. Porém, é possível que os preços mantenham-se em patamares elevados – ou até subam –, desde que a China continue a sustentar o seu crescimento e o da economia mundial. No horizonte de curto prazo, um agravamento da crise na zona do euro, desembocando num *credit crunch* nos moldes de 2008, poderia reduzir fortemente os patamares de preços atuais, primeiramente, via contração da liquidez nos mercados financeiros e, em seguida, pela transmissão da crise financeira para a economia real.

Assim, no que diz respeito à volatilidade dos preços, as turbulências associadas à crise europeia e a instabilidade geopolítica decorrente das novas sanções contra o Irã e dos próprios desdobramentos ainda em curso da “Primavera Árabe” podem proporcionar grande instabilidade às cotações em 2012. Além desses fatores, os possíveis aumentos súbitos de demanda de óleo cru pela China, caso haja novos racionamentos de energia no país, bem como a errática importação de óleo cru pelas petrolíferas chinesas, em função da política de preços dos derivados, questão que será discutida na seção 2, podem se reverter em ampliação da dependência da China em relação às importações de petróleo e, conseqüentemente, elevar o grau de volatilidade do mercado internacional.

Em meados de 2011, as incertezas geradas pelo impasse para a aprovação pelo Senado norte-americano de aumento do teto de endividamento do setor público exerceram pressão baixista sobre os preços do petróleo. Porém, com a solução do impasse, houve inflexão de tendência dos preços, já que os investidores voltaram a focar suas atenções à crise líbia, à época ainda indefinida.

Já no início do segundo semestre, a queda das cotações internacionais esteve atrelada ao temor de que a crise da dívida pública de países como Grécia, Portugal, Espanha e Itália evoluísse para uma crise bancária, com conseqüências nefastas para a economia

¹⁶ Por um lado, os economistas do *mainstream* defendem que os derivativos são um instrumento importante para cobertura de riscos microeconômicos e que o aumento do volume de transações desses instrumentos ajudaria a reduzir a volatilidade do ativo subjacente. Por outro lado, para os economistas críticos dessa visão, esses instrumentos acabam sendo uma arma privilegiada para especulação, o que tenderia a elevar a volatilidade dos mercados. Na visão de Farhi (1999), essas análises não são mutuamente exclusivas, já que por meio de análise sistemática dos preços dos ativos é possível notar o caráter dual e ambíguo desses instrumentos.

¹⁷ Como exemplo, podemos citar as companhias aéreas, que buscam realizar *hedge* nos mercados futuros de petróleo para se protegerem das elevações de preço do querosene de aviação.

mundial, tornando reais as previsões mais pessimistas de um *double dip* da economia mundial. No final de 2011, com a escolha do novo presidente do Banco Central Europeu (BCE), o italiano Mário Draghi, foi posta em prática uma política mais agressiva de fornecimento de liquidez, o que ajudou a aliviar as pressões altistas sobre os juros para a rolagem das dívidas públicas na zona do euro e, por ora, afastar os receios de uma crise de liquidez global.

1.1.1 *Spread* entre os preços do Brent e do WTI

Uma tendência marcante do ano de 2011 foi o aumento do *spread* entre o preço do Brent e do WTI, a favor do petróleo do Mar do Norte, como pode ser observado a partir do Gráfico 2. Historicamente, os preços dos dois principais petróleos usados como referência no mercado internacional – o Brent e o WTI, cujos contratos futuros são negociados nas bolsas de Londres e de Nova York, respectivamente – não costumavam apresentar grandes diferenças entre si. O petróleo tipo Brent apresentava cotações levemente inferiores às do WTI, considerado de melhor qualidade (com maior grau API), uma vez que se consegue extrair maior quantidade de derivados leves, os quais são mais valorizados pelo mercado.

Todavia, esse comportamento modificou-se significativamente em 2011, quando se inverteu a relação de preços (com o preço do Brent atingindo cotações superiores às do WTI) e o *spread* começou a aumentar a favor do Brent, tendo, já na segunda quinzena de janeiro, atingido valores de dois dígitos e, em junho, superado a marca de US\$ 20/bbl. As explicações para essa mudança, do ponto de vista das restrições de oferta e demanda, estão associadas às pressões de baixa do WTI e a alta do preço do petróleo tipo Brent.

Por um lado, o crescimento significativo dos fluxos de óleo cru originários do Canadá e do campo de Bakken, em Dakota do Norte em direção a Cushing¹⁸, cidade que é ponto de entrega do petróleo tipo WTI, gerou um excesso de oferta, acarretando pressões baixistas sobre o preço do WTI, que não se refletiram sobre os preços do Brent. A insuficiência de oleodutos existentes em Cushing para escoar o óleo em direção ao Golfo do México fez com que os estoques de petróleo WTI se acumulassem e, portanto, houve uma sobreoferta do produto.

Por outro, uma série de circunstâncias ocasionou pressões altistas sobre o preço do Brent, tais como: a interrupção na produção em campos localizados no Mar do Norte, especialmente o de Buzzard; o banimento europeu ao petróleo da Síria, em virtude da repressão imposta pelo governo de Damasco às manifestações que exigiam a queda do regime do presidente Bashar al Assad; a interrupção na produção Líbia, em virtude da guerra civil; a declaração do estado de *force majeure*¹⁹, em razão dos vazamentos e incêndios ocorridos na Nigéria no mês de junho; e o elevado crescimento da demanda chinesa.

¹⁸ A cidade, que é ponto de entrega do petróleo WTI, está situada no Estado de Oklahoma, no interior dos Estados Unidos.

¹⁹ A cláusula de *force majeure* permite a suspensão de obrigações contratuais, como fornecimento de petróleo e de gás, após acontecimentos imprevistos, sem que a empresa que se utilizou desta cláusula seja penalizada.

Em virtude do fim da guerra na Líbia e da retomada da produção no campo de Buzzard, observou-se redução do *spread* entre Brent e WTI a partir de meados de novembro de 2011, quando passou a oscilar em torno de US\$10/bbl. A expectativa de que as restrições logísticas na região do Cushing pudessem ser amenizadas fez com que a diferença entre os petróleos dos tipos Brent e WTI no mercado *spot* encerrasse o ano de 2011 abaixo de 8 US\$/bbl. Além disso, ressalta-se que a Conoco Phillips anunciou que estava vendendo 50% de suas participações no oleoduto Seaway - que liga as instalações de armazenamento de óleo perto de Cushing, Oklahoma, aos mercados na área de Houston - para as empresas Enbridge, Inc. Esta e a Enterprise Product Partners, que pretendem alterar a direção do fluxo no oleoduto para o sentido norte-sul já no segundo trimestre de 2012, o que aliviaria parcialmente as restrições de transporte de óleo cru estocado em Cushing para as refinarias localizadas na Costa do Golfo.

1.1.2 Perspectivas do mercado de petróleo para 2012

Por fim, serão apresentadas, sucintamente, algumas perspectivas do mercado de petróleo para 2012.

A IEA divulgou, em dezembro de 2011, mais uma edição de seu relatório mensal, o *Oil Market Report*, em que atualizou suas previsões para o mercado de petróleo em 2012. A previsão da demanda mundial de óleo em 2012 é de 90,3 milhões b/d, superior em 1,5% às estimativas da demanda em 2011, de 89,0 milhões b/d. De acordo com o relatório, essa demanda será impulsionada pelo incremento do consumo dos países emergentes, que continuará a superar o dos países membros da OCDE.

Foi destacado também no referido relatório o fato de que, nos meses de novembro e início de dezembro de 2011, os mercados futuros de óleo cru enfrentaram pressões antagônicas, havendo, por um lado, a percepção da escalada do risco associado à crise econômica e, por outro, a crescente percepção de aumento de riscos geopolíticos. Ao mesmo tempo em que se agravaram as turbulências na zona do Euro – o que acarreta riscos para a economia mundial e implica possível redução na demanda de óleo cru –, um possível banimento, por parte da União Europeia, do óleo cru importado do Irã pressiona os preços positivamente, em virtude de dúvidas sobre a disponibilidade de fontes alternativas para substituir a oferta de óleo proveniente daquele país. À época do lançamento do relatório, os preços futuros do Brent e do WTI registravam os valores de US\$ 107/bbl e US\$ 98/bbl, respectivamente.

No que tange às previsões do comportamento dos preços do petróleo para 2012, estas vêm se revelando bastante conservadoras até o momento, situando-se em torno do patamar de preços observado em 2011. O Departamento de Energia dos EUA (DOE), por exemplo, prevê que o preço *spot* do WTI em 2012 fique por volta de US\$ 100,00 o barril, ou seja, US\$ 5,00 acima do valor médio de 2011. O Saudi American Bank Group também estimou em US\$ 100,00 o preço médio do óleo cru em 2012. Nesse contexto, chamam atenção as previsões do Goldman Sachs, que estimou em US\$ 120,00 o barril do petróleo tipo Brent em 2012, devido às condições de mercado encontrarem-se estruturalmente altistas. A Tabela 1 sintetiza essas previsões.

Tabela 1 – Previsões dos preços do petróleo do tipo Brent e WTI para 2012 para diferentes instituições (média anual)

	Brent	WTI
DOE	-	US\$ 100
Saudi American Bank Group	-	US\$ 100
Goldman Sachs	US\$ 120	-

Fonte: Instituições elencadas na tabela. Elaboração própria.

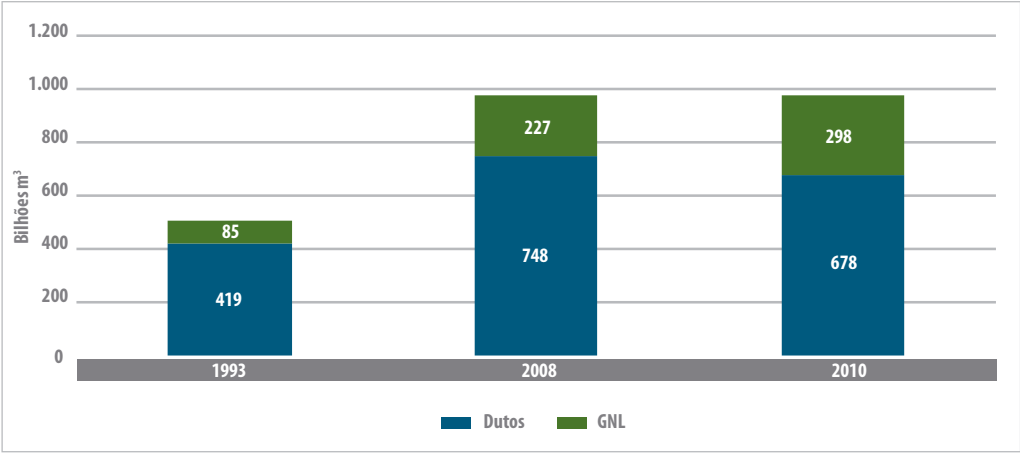
1.2 Preços do gás natural no mercado internacional

Quanto aos preços do gás natural, estes apresentaram comportamento atípico em 2011, consolidando-se duas tendências que já vinham sendo observadas desde 2008: (i) o descolamento, no mercado norte-americano, dos preços do petróleo e do gás natural e (ii) o aumento da divergência entre os preços do gás natural nos principais mercados regionais do energético. É essa segunda tendência que esta subseção buscará analisar, já que a primeira será analisada na seção I.3 deste Boletim.

Primeiramente, deve-se aqui lembrar que o mercado de gás natural possui especificidades distintas das observadas no mercado de petróleo. Isso ocorre devido, principalmente, à baixa densidade calórica apresentada pelo gás natural quando comparado ao óleo cru. Essa característica faz com que a mesma quantidade de energia sob a forma de gás ocupe volume 1.000 vezes maior que sob a forma de petróleo. Daí que a indústria de gás natural (IGN) sempre esteve associada a elevados custos de transporte e distribuição quando comparada a outras fontes energéticas, fato que se constituiu no principal limitador da sua expansão e é um dos motivos de o desenvolvimento da indústria de gás natural estar bastante associado aos mercados nacionais ou regionais (Dahl, 2004; Pinto Jr., 2007).

Apesar de a redução nos custos do transporte de gás natural liquefeito (GNL), que vem sendo verificada nas duas últimas décadas (ver Gráfico 4), permitir a expansão dessa forma de transporte de gás e consequente aumento do fluxo desse energético em escala mundial, a forma principal de transporte de gás segue sendo por meio de dutos. Este fato acaba conferindo ao mercado de gás natural característica preponderantemente regional, sendo ainda muito precoce falar-se de um mercado mundial do energético.

Gráfico 4 - Volume mundial de gás natural comercializado entre fronteiras



Fonte: BP, 2011.

Atualmente, pode-se discriminar três principais mercados regionais de gás natural: o norte-americano, o europeu e o asiático. Cada um desses mercados possui características específicas no que tange a seu grau de desenvolvimento, de infraestrutura de transporte, de acesso às fontes de suprimento e de dependência de importações. Em função dessas especificidades, cada um desenvolveu seus próprios modelos para a precificação do gás natural.

Tradicionalmente, as diferenças na forma de precificação do gás não implicaram significativas divergências no padrão de comportamento dos preços nos diferentes mercados. Esse fato pode ser, em grande parte, explicado pela forte relação que a indústria do gás natural (IGN) guarda com a indústria do petróleo, de forma que, por muito tempo, a dinâmica da indústria do petróleo determinou a dinâmica da IGN. Essa característica acabava por conferir, nos diferentes mercados regionais, certo padrão de similaridade entre os preços do gás natural estabelecidos nos principais *hubs*²⁰.

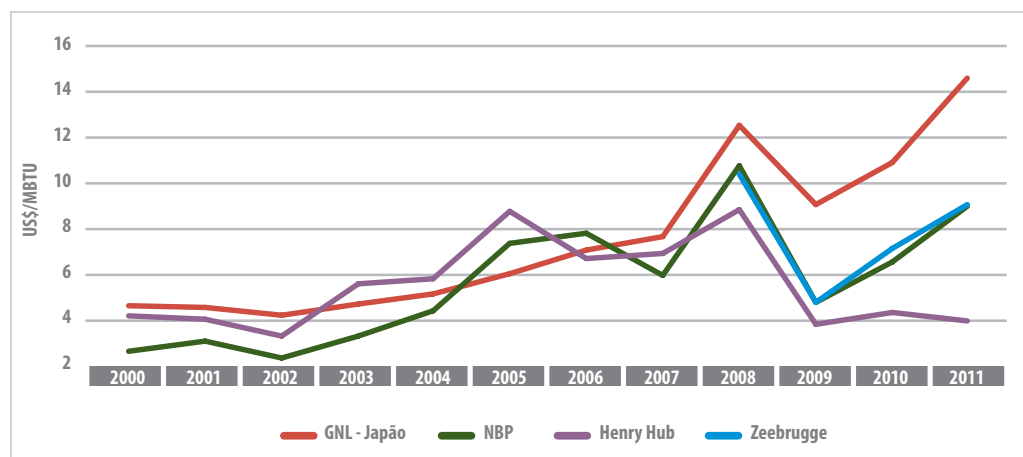
Os *hubs* geralmente são operados pelas próprias companhias proprietárias dos gasodutos que se interconectam naquele ponto de comercialização. Alguns *hubs*, com o desenvolvimento do mercado *spot*, transformaram-se em centros de comercialização. Os centros de comercialização se caracterizam por permitir que os agentes econômicos comercializem o gás em um espaço físico mais amplo, que pode incluir mais de um *hub*. Além disso, o escopo dos serviços oferecidos por esses centros tem se ampliado gradualmente, indo desde serviços de transferência física de gás até serviços de estocagem, balanceamento e despacho, entre outros (JURIS, 1998), além de oferecerem serviços administrativos que facilitam o transporte e/ou a mudança de propriedade do gás natural (EIA, 2004).

²⁰ O *hub* pode ser definido como o ponto de transferência física onde vários gasodutos se conectam, sendo possível o redirecionamento de uma quantidade desejada de gás natural de um gasoduto para outro, permitindo aos agentes adquirir gás de diversas fontes independentes, assim como transportá-lo a vários mercados (Juris, 1998).

A presença dos centros de comercialização elimina a necessidade de contratação de gás e capacidade de transporte desde o centro de produção até o local de consumo, permitindo aos transportadores combinar rotas de oferta através de diferentes centros de comercialização, com o objetivo de diversificar os riscos e reduzir custos (JURIS, 1998). Como explica Pinto Jr. (2007), os *hubs* podem ser físicos ou virtuais. O *Henry Hub*, localizado no estado da Lousiana, é o maior *hub* do mundo, conecta 12 gasodutos e tem acesso a três reservatórios de estocagem. As informações referentes às transações efetuadas no *hub* são acessíveis, servindo o preço como referência para contratos futuros e contratos de exportação. O *Zeebrugge Hub*, na Bélgica, é também um *hub* físico, considerado um dos principais mercados de curto prazo da Europa, onde os agentes comercializam o gás natural e os preços estabelecidos servem de referência para as operações financeiras nos mercados futuros. Já o NBP (*National Balancing Point*), da Inglaterra, é um *hub* virtual que se refere a um ponto virtual da rede de transporte, onde as transações são realizadas apenas pelos agentes que possuem contratos para injeção e retirada do gás natural.

O Gráfico 5 mostra os preços do gás natural em diferentes mercados regionais, considerando os seguintes *hubs*: NBP, Henry Hub, Zeebrugge e o mercado de GNL japonês, no período de 2000 a 2011.

Gráfico 5 - Comportamento dos preços do gás natural no mercado europeu, asiático e norte-americano – 2000 a 2011



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Platts e BP (2011).

A partir da observação do Gráfico 5, verifica-se que a relação entre os preços do gás natural nos principais mercados internacionais vem desde 2008 mostrando sinais de alteração em seu padrão histórico de comportamento. Até 2008, os preços do gás natural nos principais *hubs* tendiam a seguir trajetórias similares, com *spread* entre US\$ 1 e US\$ 2,00/MBTU. A partir de 2008, entretanto, esse padrão de comportamento começou a se alterar, o que ficou ainda mais intenso em 2011, com a ampliação do *spread* entre os preços do gás natural nos principais mercados regionais, que passaram a seguir trajetórias de preços distintas. Esse fato, bem como algumas de suas implicações, será avaliado na Seção 3, mas cabe aqui apontar as principais razões explicativas do comportamento dos preços do gás natural em 2011, nos principais mercados regionais.

Primeiramente, observa-se, a partir do Gráfico 5, que os preços do gás natural no mercado estadunidense vêm mantendo-se, desde 2008, mais baixos que nos demais mercados, com tendência de ampliação desse *spread*, particularmente quando comparado ao mercado asiático. Esse padrão de comportamento tem como principal fator explicativo a atual situação de abundância da oferta de gás natural no país, abundância esta que, por sua vez, é atribuída principalmente ao forte desenvolvimento da produção de gás não convencional ao longo dos últimos anos, em especial o gás de folhelho (*shale gas*). Conforme se verá com mais detalhes na Seção 3: “A revolução do *shale gas*”, um dos temas da primeira edição deste Boletim, o crescimento da produção de gás de folhelho nos Estados Unidos foi possibilitado pelo desenvolvimento de novas tecnologias que permitiram a produção de gás em campos produtores que anteriormente eram considerados comercialmente inviáveis.

De acordo com estimativas do Departamento de Energia americano (DOE) publicadas na edição de janeiro de 2012 do seu relatório *Short Term Energy Outlook* (STEO), a produção de gás natural em 2011, nos EUA, cresceu 7,4% na comparação com o ano de 2010. Em termos absolutos, o crescimento da produção de 2011 em relação ao ano anterior foi de 209 milhões de m³/dia, o maior crescimento, em termos absolutos, já ocorrido de um ano para o outro. Os estoques de gás natural também estão em alta no país, tendo encerrado o mês de dezembro, segundo estimativas do mesmo relatório, em 9 milhões de m³/dia, nível recorde para o referido mês ²¹. No referido cenário, os preços do gás natural mantiveram, em 2011, a tendência de queda que já havia caracterizado também o ano de 2010. O preço do gás natural no *Henry Hub*, que abriu o ano de 2011 cotado a US\$ 4,23/MBTU, fechou cotado a US\$ 2,98/MBTU, o que correspondeu a uma redução de 29,55% ao longo do ano.

No que se refere ao mercado asiático, os altos patamares de preço do gás natural observados nos últimos anos, quando comparados aos dos demais mercados, estiveram, em grande parte, associados ao fato de o modelo de precificação do gás natural estar fortemente atrelado ao comportamento dos preços do petróleo, que vem mostrando movimento persistente de alta desde 2009, bem como à demanda crescente por GNL por parte de alguns países asiáticos.

Em 2011, entretanto, verificou-se aumento ainda maior do patamar de preços do gás no mercado asiático, cuja referência é o preço do GNL, que subiu mais de 30% quando comparado ao ano anterior, passando de US\$ 10,91/MBTU para US\$ 14,61/MBTU. Este salto nos preços do GNL pode ser atribuído ao significativo crescimento na demanda japonesa por GNL, após o acidente ocorrido nas plantas de geração de energia nuclear de Fukushima, no leste do Japão, na esteira do forte terremoto²² e do subsequente tsunami que atingiram a costa leste do país em março de 2011.

²¹ Deve-se acrescentar que o crescimento verificado nos níveis de estoque de gás natural no final de 2011, nos EUA, pode ser, em parte, atribuído às temperaturas amenas para essa época do ano verificadas no país e que acabaram por manter o consumo de gás natural em níveis relativamente baixos.

²² O terremoto teve seu epicentro a 72 km da costa leste de Honshu e atingiu 9.0 graus na escala Richter. A maior parte da destruição, entretanto, foi consequência do tsunami que se seguiu ao terremoto e provocou ondas de até 10 metros de altura que atingiram diversas localidades do país.

O efeito imediato da combinação do terremoto e do tsunami sobre o segmento de geração elétrica japonês foi substancial e acarretou a redução de 19,50 GW da capacidade de geração das usinas térmicas e de 13,50 GW das usinas nucleares. Em dezembro de 2011, apenas seis reatores nucleares estavam funcionando no país, com uma capacidade de geração de energia de 5,64 GW, o que correspondia a 11,5% do total da capacidade instalada de geração nuclear do país (48,96 GW). Deve-se ressaltar que, antes do acidente, a geração de energia nuclear representava 21% da capacidade de geração de energia elétrica do país, que é de 228,48 GW (Platts, 2012e).

Como consequência do acidente e da destruição ou paralisação de diversos reatores, houve forte guinada para a geração termelétrica a gás natural, cuja demanda, por parte das 10 maiores companhias de energia do país, registrou crescimento de 32% em relação a 2010, o que acabou pressionando fortemente os preços do GNL no país (Platts, 2012a).

Por fim, o preço do gás natural na Europa também apresentou comportamento distinto daquele dos outros dois mercados (ver Gráfico 5), ampliando o *spread* tanto em relação ao mercado norte-americano quanto ao asiático. Embora os preços do energético na região tenham apresentado elevação, esta se deve muito mais ao fato de os modelos de precificação do gás natural na região ainda se encontrarem atrelados ao comportamento dos preços dos derivados de petróleo do que a razões de restrição de oferta ou aquecimento de demanda.

Pelo lado da demanda, as pressões seriam de baixa, pois o consumo de gás natural na Europa registrou queda de 11% em 2011, em comparação com o ano anterior (Platts, 2012a), ou seja, a maior já registrada no continente de um ano para outro. Essa redução no consumo de gás na região, por sua vez, pode ser atribuída ao seu fraco crescimento econômico, bem como às próprias condições climáticas observadas no ano, pois as temperaturas foram bem mais amenas que em anos anteriores. Deve-se aqui apontar que, ao contrário do Japão, que tem sua principal forma de abastecimento de gás no GNL, o mercado de gás natural europeu é em grande parte abastecido por meio de gasodutos, tendo como principal fonte de suprimento o gás da Rússia, embora as importações de GNL venham assumindo importância crescente nesse mercado.

Embora haja muitas dúvidas sobre a permanência da forte disparidade entre o comportamento dos preços dos principais mercados de gás natural no médio e longo prazo, não só pela possibilidade de equacionamento da oferta de energia no Japão, mas pela possibilidade, ainda que parcial, de arbitragem entre os mercados, o comportamento em 2011 deixou claro que os diferentes modelos de precificação do gás natural e questões específicas referentes à dinâmica interna de cada mercado foram os elementos determinantes para explicar a trajetória dos preços do gás natural.

1.3 Fim dos subsídios ao etanol nos EUA

No final de 2011, o Congresso dos EUA não prorrogou a concessão dos subsídios à indústria do etanol derivado de milho do país²³ e, dessa forma, não manteve a tarifa incidente sobre a importação de etanol²⁴. Esses subsídios haviam se mantido por mais de 30 anos, a um custo, para o Departamento do Tesouro dos EUA e, consequentemente, para os contribuintes norte-americanos, de, aproximadamente, US\$ 6 bilhões por ano. O valor vigente da tarifa, desde 1980, era de US\$ 0,54 por galão²⁵, e o do subsídio referente ao *Volumetric Ethanol Excise Tax Credit* (VEETC) era de US\$ 0,45 por galão aos distribuidores de combustível quando da realização da mistura do etanol à gasolina.

Apesar de ser um tema bastante sensível, politicamente, o fim dos subsídios à indústria do etanol nos EUA já era esperado pelos produtores locais em função da necessidade de reduzir o déficit do orçamento norte-americano²⁶.

Além disso, segundo analistas, a indústria do etanol estadunidense já estaria suficientemente madura para não depender mais tanto dos subsídios governamentais. Nesse sentido cabe, por exemplo, observar que, em 2010, as exportações do biocombustível pelos EUA foram de 400 milhões de galões e a expectativa para 2011 era de que este volume dobrasse. Esse crescimento das exportações foi possibilitado pelo forte incremento da produção norte-americana de etanol, em ritmo superior ao do crescimento da demanda interna²⁷. Diante desse cenário, ficou difícil justificar a manutenção dos subsídios no país.

Cumprir destacar que as exportações norte-americanas de etanol crescem, essencialmente, a reboque da disponibilidade do produto, e não em função da relação de custos face aos demais países produtores. As exportações de etanol se constituem, desse modo, numa janela de oportunidade frente à necessidade de manter o crescimento do setor.

Apesar da necessidade do governo norte-americano de cortar gastos, a decisão do Congresso dos EUA não chega a eliminar a totalidade dos incentivos ao etanol, pois parte do

²³ O Congresso norte-americano, ao entrar em recesso no dia 23 de dezembro de 2011, recesso este que perdurou até 31 de janeiro de 2012, não votou a renovação, realizada a cada dois anos, da lei que impunha crédito tributário e tarifa de importação que beneficiavam os produtores de etanol à base de milho dos EUA, cuja vigência terminou no último dia de 2011.

²⁴ Esta tarifa inviabilizava a comercialização, a preços competitivos, do etanol brasileiro no mercado estadunidense, que dispunha de duas alternativas: ou era processado no Caribe e exportado aos EUA sem nenhuma taxa, ou era taxado em US\$ 0,54 por galão exportado diretamente aos norte-americanos (ÚNICA, 2010).

²⁵ Um galão líquido (EUA) corresponde a 3,7854 litros.

²⁶ Segundo Chuck Beck, integrante da American Coalition for Ethanol – ACE, “havia sinais claros de que a política de subsídios não teria continuidade. Estamos nos preparando para isso há alguns meses, avisando a nossos membros. Com as preocupações fiscais do Congresso, é pouco provável um retorno dessas práticas” (O GLOBO, 2011a).

²⁷ Os EUA são os maiores produtores e exportadores de etanol combustível do mundo, à frente do Brasil. A produção norte-americana de etanol, em 2011, foi de cerca de 52 bilhões de litros, enquanto a brasileira foi de 22,8 bilhões de litros. Os dois países detêm, juntos, mais de 80% da produção mundial. Disponível em 21/03/2012 em <http://www.gasbrasil.com.br/noticia/noticia.asp?NotCodNot=53567>.

dinheiro pago aos distribuidores por meio do VEETC seria redirecionado para subsidiar o desenvolvimento de outros tipos de etanol, como o de celulose, bem como poderá ser utilizado para viabilizar a instalação de novas bombas de combustível nos postos revendedores, a fim de facilitar a comercialização de gasolina com nível de etanol superior a 10%.

De acordo com David A. Swenson, da Universidade de Iowa, estado onde se concentra a maior parte do *lobby* agrícola do etanol de milho, o impacto da redução/eliminação dos subsídios na oferta interna de etanol ocorreria apenas no curto prazo, pois a *National Renewable Fuels Standard* (Norma de Combustíveis Renováveis) determina volumes crescentes, obrigatórios, de etanol a serem adicionados à gasolina pelos distribuidores de combustíveis até 2022 e, assim, garantiria a demanda e seguraria o nível de preços do biocombustível²⁸.

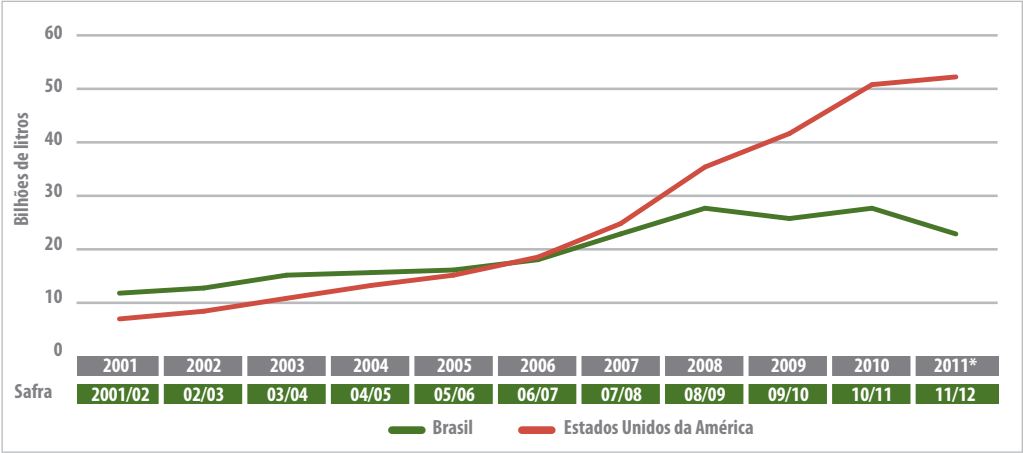
Adicionalmente, em decorrência da extinção dos subsídios dados à indústria do etanol derivado de milho do país, espera-se que, no curto prazo, os preços da gasolina comercializada pelos postos revendedores dos EUA registrem incremento em função da participação do etanol combustível em sua composição.

Paralelamente, a eliminação da tarifa sobre as importações também não deve representar, a curto prazo, ameaça à produção norte-americana de etanol de milho, uma vez que sua principal concorrente, a produção brasileira de etanol de cana-de-açúcar, está passando por fortes limitações em virtude dos preços elevados do açúcar no mercado internacional, que ao estimularem a exportação deste, geram maior produção de açúcar em detrimento do etanol.

Como indica o Gráfico 6, a seguir, a produção brasileira de etanol combustível apresenta tendência declinante desde a safra 2008/2009, enquanto que na estadunidense constata-se tendência permanente de crescimento, suplantando a nacional em 2006 e, consequentemente, se tornando a maior do mundo.

²⁸ O presidente da Poet, LCC (maior produtora norte-americana de etanol), Jeff Broin, afirmou recentemente: “O etanol é hoje capaz de competir com a gasolina sem o crédito tributário” (O GLOBO, 2011a).

Gráfico 6 – Evolução das produções de etanol combustível nos EUA (2001 a 2011) e no Brasil (safras de 2001/2002 a 2011/2012), em bilhões de litros



* Estimativa.

Fontes: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento e U.S. Energy Information Administration – Elaboração própria.

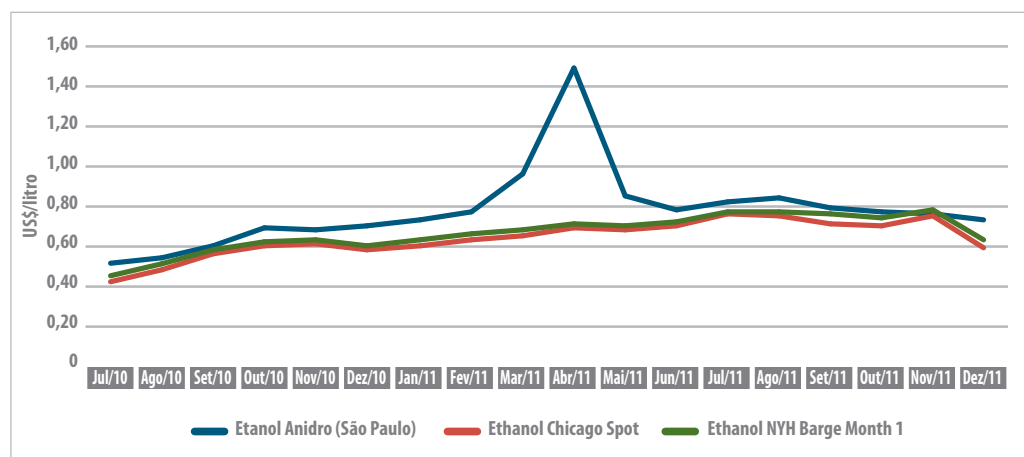
Some-se a isso um cenário de insuficiência de oferta de etanol no mercado brasileiro, ocasionado pela carência de investimentos e quebra da safra, em um contexto de aumento contínuo da participação dos carros *flex-fuel* na frota de veículos.

Diante disso, pelo menos por enquanto, a indústria norte-americana do combustível não parece estar tão preocupada com a concorrência do etanol brasileiro. Christopher Thorne, diretor da *Growth Energy*, conglomerado de produtores de etanol dos EUA, afirmou que “o etanol norte-americano é competitivo, não há receio em relação a um mercado aberto. Nossa posição é a de que, se tivermos acesso ao mercado, podemos competir.” Para Chuck Beck, da *American Coalition for Ethanol* (ACE), ainda é cedo para avaliar o impacto do fim dos subsídios para a indústria norte-americana, mas não haveria razões para temer a competição brasileira (O GLOBO, 2011a).

Ao observar o Gráfico 7, a seguir, nota-se que os preços médios mensais de referência de etanol anidro combustível nos mercados brasileiro e estadunidense, entre julho de 2010 e dezembro de 2011, apresentaram trajetórias relativamente similares durante todo o período analisado, excetuando-se o período compreendido entre março e junho de 2011, quando se observa um forte descolamento na trajetória de variação do produto brasileiro, até atingir o pico de US\$ 1,495 por litro em abril.

Ademais, verifica-se que, a despeito da queda de cerca de 20% ocorrida nos preços médios mensais de referência nos EUA no mês de dezembro de 2011, há uma tendência crescente, no período analisado, dos preços médios, tanto nos EUA quanto no Brasil. Além disso, nota-se que os preços no Brasil se mantiveram superiores aos norte-americanos ao longo de todo o período, excetuando-se somente o preço de novembro de 2011 verificado na *New York Harbor*.

Gráfico 7 – Comportamento dos preços médios mensais de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA, entre julho de 2010 e dezembro de 2011 (US\$/litro)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Platt's e do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – Cepea/Esalq/USP.

Entretanto, o combustível oriundo da cana-de-açúcar possui grandes vantagens comparando-se com o produzido a partir do milho: além de possuir custo de produção menor, foi o único etanol classificado pela *U.S. Environmental Protection Agency* (Agência de Proteção Ambiental dos EUA) como “biocombustível avançado”, por lançar à atmosfera 90% menos gás carbônico se confrontado à gasolina²⁹, e é reconhecido como o melhor biocombustível do mundo em função do menor índice de emissão de gases causadores do efeito estufa. Adicionalmente, à produção do etanol de milho é atribuída, por muitos, a alta dos preços de alimentos, uma vez que a expansão da lavoura de milho nos EUA é direcionada à maior produção do biocombustível. Essas e outras características, apresentadas parcialmente na Tabela 2, viabilizam uma ótima oportunidade comercial para o etanol brasileiro, pois, mais uma vez, vários países se comprometeram perante a ONU³⁰ a baixar suas emissões de gases poluentes, que são lançados em abundância à atmosfera, por exemplo, por veículos movidos a combustíveis fósseis.

²⁹ Até 2022, a legislação federal norte-americana determina que 57% do etanol consumido no país sejam classificados como “avançado”. Atualmente, somente o etanol produzido a partir da cana-de-açúcar satisfaz esta condição.

³⁰ 17ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada na África do Sul entre 06 e 11 de dezembro de 2011.

Tabela 2 – Comparação entre algumas características do etanol produzido a partir do milho e a partir da cana-de-açúcar

	Etanol dos EUA	Etanol do Brasil	Isso quer dizer que cada caloria gasta na produção rende 1,5 caloria de etanol de grãos e 8 calorias de etanol de cana
Redução nas emissões de gases do efeito estufa*	20%	90%	
Balanco energético médio	1,5	8	
Rendimento (litros / hectare)	3.100	6.500	
Custo (US\$ / litro)	0,56	0,42	

* Apenas em relação aos combustíveis fósseis, sem contar os efeitos pelas alterações no uso da terra.

Fonte: http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/energia/conteudo_346216.shtml

Todavia, a extinção da tarifa de importação, além de permitir um nível de concorrência mais equilibrado entre os diferentes tipos de etanol no mercado norte-americano, contribuir para a redução no déficit orçamentário estadunidense e aumentar os benefícios ambientais, pode causar elevação nos preços do etanol e da gasolina comercializados no Brasil, pois cria incentivos à exportação do primeiro em direção aos EUA³¹. Cabe ressaltar que, em 2011, em um momento de oferta interna do produto insuficiente para atender, simultaneamente, à demanda proveniente do aumento da frota de carros *flex-fuel*, de forma economicamente vantajosa aos consumidores, e da adição atual de 20% de etanol anidro à gasolina A, o Brasil importou o biocombustível, principalmente, dos Estados Unidos³².

³¹ Com o término da tarifa de importação sobre o etanol brasileiro, as exportações podem atingir um volume de 15 bilhões de litros até o ano de 2022. Hoje, somente 6% da produção brasileira é exportada, dos quais 60% são destinados aos EUA (O GLOBO, 2011b).

³² Segundo dados divulgados pela Secretaria de Comércio Exterior (Secex), o Brasil importou 1,14 bilhão de litros de etanol em 2011, dos quais 96,7% provenientes dos EUA.

2 | A CRESCENTE DEMANDA CHINESA POR PETRÓLEO E SEUS IMPACTOS SOBRE OS PREÇOS INTERNACIONAIS DA COMMODITY

Esta seção trata dos impactos da crescente demanda de petróleo pela China sobre os preços do petróleo, que desde 2008 tem se revelado ainda mais importante, devido à deflagração da crise econômica nas principais economias desenvolvidas, que redundou em queda absoluta no consumo da *commodity*. Em 2011, esse cenário não se alterou e a China continuou a desempenhar, de forma direta e indireta, papel destacado no comércio mundial de petróleo. Compreender mais detidamente esse processo recente constitui o objetivo desta seção.

2.1 Introdução

Neste início de século, a ascensão da China ao posto de um dos principais atores na economia e na arena geopolítica internacionais tem sido notória. Se antes a sua proeminência ficava adstrita ao gigantismo das suas dimensões territoriais³³ e pelo elevado contingente populacional³⁴, atualmente o dragão asiático exerce papel decisivo no ritmo de crescimento da economia mundial. Com mais de três décadas de crescimento acelerado – de 9,7% anual médio no período³⁵ –, a China passou à condição de 2ª maior economia do planeta, somente atrás dos Estados Unidos³⁶, e projeta-se que o país reassumirá o posto número um já em 2018³⁷, que fora perdido em 1870 no curso da 2ª Revolução Industrial (MADDISON, 2007).

³³ Em extensão territorial, a China ocupa a 3ª posição, atrás de Rússia e Canadá.

³⁴ Segundo dados do Banco Mundial, em 2010, a população da China situou-se ao redor de 1,3 bilhão de pessoas.

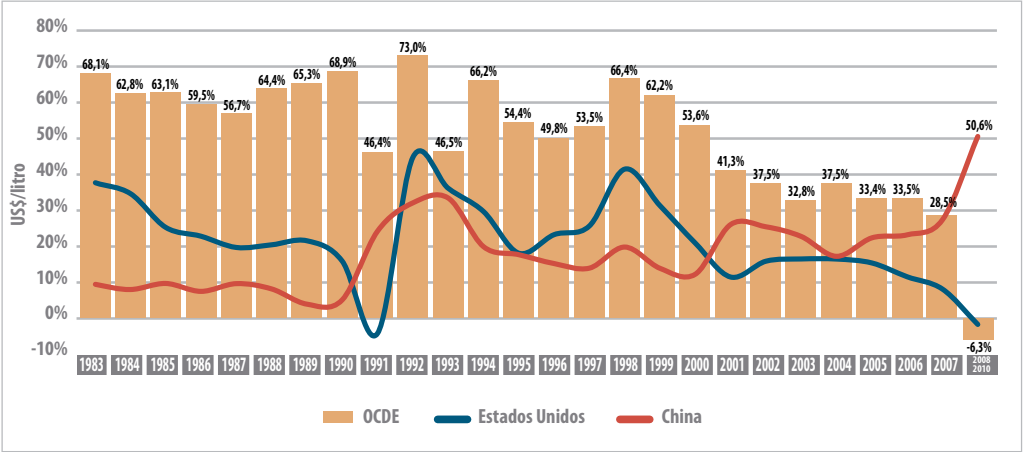
³⁵ Calculado a partir da base de dados do Banco Mundial, utilizando-se a série de evolução do PIB da China, a valores constantes, em moeda local, de 1978 a 2010.

³⁶ Tanto nos critérios de PIB em dólares quanto em paridade de poder de compra (PPC). Deve-se frisar que, segundo outros indicadores, a China já supera os Estados Unidos, tais como: consumo de aço (1999), telefones celulares (2001), exportações (2007), investimento em capital fixo (2009), produção industrial, consumo de energia, vendas de veículos e patentes detidas por residentes (2010). Do mesmo modo, segundo outros indicadores, ainda os Estados Unidos continuam à frente: vendas no varejo, com previsão de superação pelos chineses em 2014, importações (2014), consumo das famílias (2023) e gastos em defesa (2025) (THE ECONOMIST, 2011).

³⁷ Segundo previsões do Fundo Monetário Internacional (FMI), em US\$. Na página virtual da revista The Economist, é possível, com base nas suas próprias estimativas de crescimento do PIB, inflação e taxa de câmbio (RMB/US\$), calcular quando o PIB da China será maior que o dos Estados, em dólares norte-americanos. Se a China crescer 7,75% em média na próxima década, e os Estados Unidos 2,5%, as taxas de inflação (assumida aqui como o deflator do PIB) se situarem em 4% e 1,5%, respectivamente, e ainda se o renminbi (nome da moeda chinesa, cuja tradução é “moeda do povo”) apreciar-se em média 3% em relação ao dólar estadunidense, em 2018 os Estados Unidos já não serão mais a maior economia mundial. Simulação disponível em www.economist.com/chinavusa (THE ECONOMIST, 2011).

Assim, o aumento do peso da economia chinesa em relação ao PIB global, bem como a manutenção das suas elevadas taxas de crescimento³⁸, traduziu-se em expressivo peso do país no incremento do PIB mundial, conforme ilustrado no Gráfico 8.

Gráfico 8 - Evolução da participação da China, Estados Unidos e países da OCDE no incremento anual do PIB mundial (PIB em PPP de 2005) (em %) – 1983-2010



Fonte: Base de dados do Banco Mundial. Elaboração própria.

Não obstante, o papel relevante desempenhado pela China na seara global não está restrito apenas ao aumento da participação do país no incremento do PIB mundial. Deve-se ressaltar ainda que o processo de crescimento chinês esteve associado a uma crescente internacionalização da sua economia. Em 1978, a corrente de comércio exterior representava apenas 14% do PIB, e em 2009 esse percentual atingia 44%³⁹. Desse modo, a China tornou sua economia mais integrada à economia internacional, o que por si só aumenta a capacidade de impactar – dado o seu peso expressivo no PIB mundial – e de ser impactada pelas vicissitudes da economia mundial.

³⁸ Acerca do papel exercido pela China, em conjunto com os Estados Unidos, no ciclo de crescimento da economia mundial anterior à crise de 2008, ver Silva (2004).

³⁹ Dados do Banco Mundial.

Em função da escassez de terras aráveis⁴⁰ – a despeito da sua extensa dimensão territorial – e de vários recursos naturais, relativamente ao seu contingente populacional, a China tem recorrido crescentemente às importações de bens agrícolas e de recursos naturais para fazer frente ao acelerado processo de crescimento econômico⁴¹, sobretudo após a sua entrada na Organização Mundial do Comércio (OMC) em 2001⁴². Dentre o rol das *commodities*, podemos destacar o petróleo, cujo consumo em trajetória exponencial tem sido assegurado através do suprimento de importações, mesmo a China situando-se entre os quatro maiores produtores da *commodity*⁴³. O escopo deste trabalho é justamente analisar o impacto da crescente demanda chinesa por petróleo sobre os preços internacionais do produto, num contexto institucional em que as negociações ocorrem crescentemente nos mercados futuros e de opções – e com influências significativas sobre os preços *spots* – e diante de um cenário de crescimento da economia mundial bastante atrelado ao ritmo da atividade dos países emergentes, dadas as incertezas quanto ao rumo das economias desenvolvidas.

Esta seção contempla a análise de três questões fundamentais. A primeira delas refere-se à dependência externa da China para suprir a demanda interna de petróleo e, portanto, garantir o abastecimento dessa fonte de energia, de tal modo a não inviabilizar o ritmo de crescimento da economia. A segunda trata dos principais fatores capazes de afetar a demanda chinesa por petróleo, tais como: o próprio ritmo de crescimento econômico, o padrão de crescimento, a política de preços dos derivados e a utilização de combustíveis alternativos. A terceira está associada ao impacto da crescente demanda da China por petróleo no mercado internacional sobre os preços dessa *commodity*, tendo em vista as condições estruturais desse mercado.

⁴⁰ Segundo dados do Banco Mundial, as terras aráveis correspondem a cerca de 12% da área total.

⁴¹ Com o crescimento econômico da Ásia, eleva-se a demanda de milho e soja em função do aumento da participação da proteína animal na dieta alimentar. “A importância econômica do milho é caracterizada pelas diversas formas de sua utilização, que vai desde a alimentação animal até a indústria de alta tecnologia. Na realidade, o uso do milho em grão como alimentação animal representa a maior parte do consumo desse cereal, isto é, cerca de 70% no mundo. Nos Estados Unidos, cerca de 50% é destinado a esse fim, enquanto que no Brasil varia de 60 a 80%, dependendo da fonte da estimativa e de ano para ano” (CRUZ, 2012). www.cnpms.embrapa.br/publicacoes/milho/importancia.htm.

⁴² Os dados do Banco Mundial mostram que a tarifa alfandegária média, ponderada pelo volume importado, aplicada sobre as importações de produtos primários, caiu de 19,29% para 5,74% em 2003 e, prosseguindo em trajetória declinante, alcançou 1,82% em 2010. Ademais, a ampliação das quotas de importação para as *commodities* agrícolas foi generalizada e expressiva até 2006 (PRATES, 2007).

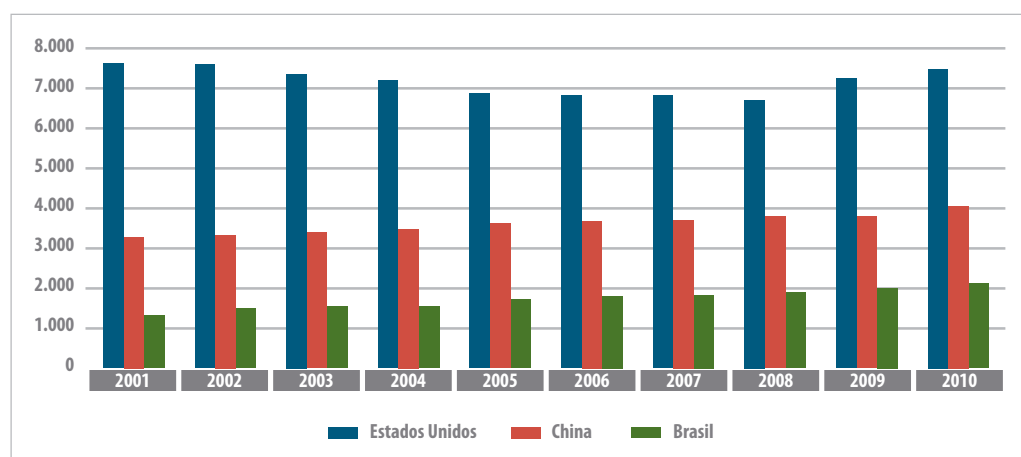
⁴³ Segundo dados do DOE, a China ocupa a 4ª posição, atrás apenas, nessa ordem, de Arábia Saudita, Rússia e Estados Unidos e ficando à frente de países como Irã (5ª), Canadá (6ª), México (7ª), Emirados Árabes Unidos (8ª) e Brasil (9ª).

2.2 Dependência externa de óleo cru e impacto no mercado internacional de petróleo

Um dos maiores desafios para a China neste século é assegurar o suprimento energético, de forma a garantir a continuidade do seu processo de desenvolvimento econômico. Contudo, como o crescimento da demanda de petróleo, diferentemente, por exemplo, do carvão, não pode ser suprido pela oferta doméstica⁴⁴, a China tem sido levada a recorrer crescentemente às importações de óleo cru.

O Gráfico 9 apresenta a evolução comparativa da produção de petróleo nos Estados Unidos, na China e no Brasil de 2001 a 2010.

Gráfico 9 - Evolução da produção de petróleo nos Estados Unidos, China e Brasil (em mil barris/dia) (2001-2010)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2011; para o Brasil, ANP, conforme o Decreto n° 2.705/1998. Elaboração própria.

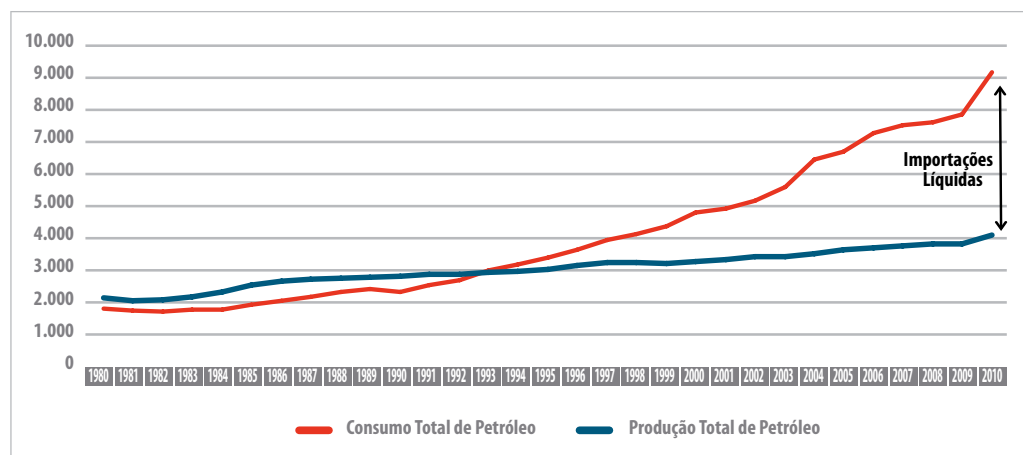
Como podemos notar, a produção de petróleo na China, da ordem de 4 milhões de b/d, corresponde atualmente a mais que metade da produção norte-americana (de pouco acima de 7 milhões de b/d) e ao dobro da produção brasileira (de cerca de 2 milhões de b/d).

A China tem envidado esforços para aumentar a produção de petróleo, tanto na exploração *offshore*, na Baía de Bohai e no Mar Sul da China, quanto na *onshore*, no interior do país, mas o problema é que os principais campos terrestres, como Daqing e Shengli, cuja exploração foi iniciada ainda nos anos 60, passarão a apresentar queda de produção significativa nos próximos anos (EIA/DOE, 2010). A expectativa do governo chinês é que, assim, a produção de petróleo cresça lentamente nos próximos vinte anos (C1 ENERGY, 2011b).

⁴⁴ Nos últimos anos, a China tornou-se importador de carvão, mas isso se deve mais a problemas relativos à fixação do preço da energia elétrica, bem como dificuldades logísticas para o transporte das regiões produtoras até as térmicas, do que um problema estrutural de oferta, haja vista que a China possui a terceira maior reserva de carvão do mundo (EIA/DOE, 2010).

Concomitantemente, o consumo chinês manteve-se em ascensão, com aceleração da taxa de crescimento a partir de 2003 (Gráfico 10), e a oferta interna passou a ser suprida por importações, em volumes cada vez mais expressivos em um período de preços elevados do petróleo no mercado mundial.

Gráfico 10 - Evolução da produção e do consumo de petróleo e de condensados de gás natural na China – em mil barris/dia (1980 a 2010)



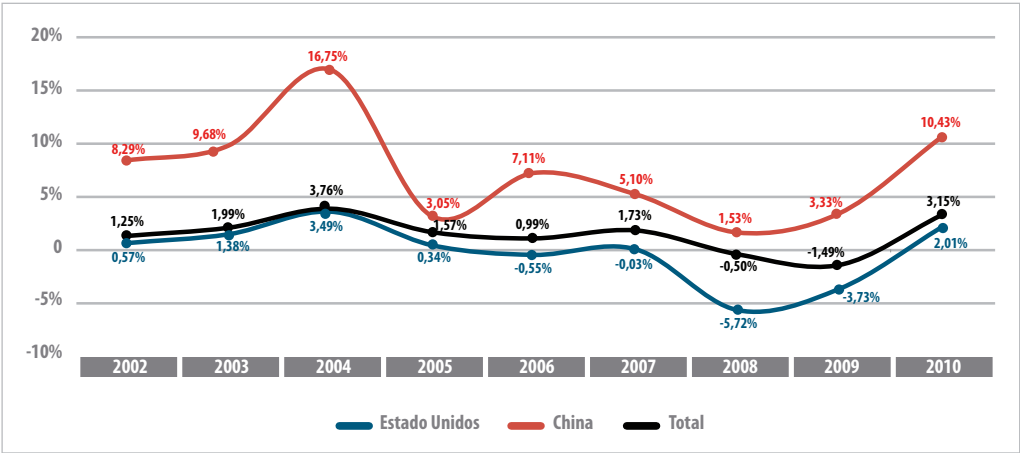
Fonte: Base de dados - EIA/DOE. Elaboração própria.

Em um cenário de crescimento lento da produção e ritmo acelerado de aumento da demanda de petróleo, a China passou da condição de exportadora para importadora de petróleo desde 1993. Além disso, a dependência chinesa de petróleo importado tem crescido velozmente ano após ano. Atualmente, 55% do consumo doméstico é suprido por meio de importações, o que tem colocado grandes desafios no tocante à segurança energética do país⁴⁵.

O Gráfico 11 exhibe as taxas anuais de crescimento do consumo de petróleo na China, nos Estados Unidos e no mundo para o período de 2002 a 2010.

⁴⁵ Outro ponto de fragilidade, do ponto de vista geopolítico, é que grande parte do petróleo importado passa pelo Estreito de Malaca (EIA/DOE, 2011b).

Gráfico 11 - Evolução das taxas anuais de crescimento do consumo de petróleo no mundo, Estados Unidos e China (em %) (2002-2010)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2011. Elaboração própria.

De acordo com o Gráfico 11, observa-se que o consumo de petróleo pelos chineses cresceu em ritmo bem acima do consumo mundial, ao passo que o consumo norte-americano moveu-se de uma situação de crescimento lento no período de 2002 a 2005 para de queda absoluta no consumo entre 2006 e 2009, com recuperação parcial em 2010. Destaca-se ainda que os picos de crescimento da demanda chinesa de petróleo em 2004 e em 2010 estiveram associados aos racionamentos de energia elétrica vivenciados pelo país, uma vez que mais óleo combustível e diesel passaram a ser demandados para geração de eletricidade.

Diversos fatores podem explicar o comportamento da demanda de petróleo, entre os quais destacamos: a expansão do setor de transporte e a forte correlação entre o crescimento acelerado e o consumo de petróleo.

► Setor de transporte

O setor de transporte é o principal responsável pelo crescimento incremental do consumo de derivados de petróleo na China. Um dos fatores estruturais que explicam essa forte interdependência é o processo de migração da população situada no campo para as cidades, em busca de empregos e melhores salários. Isso porque nas cidades a necessidade de deslocamento – seja para o trabalho ou para acessar o conjunto de serviços disponíveis tipicamente num centro urbano – aumenta consideravelmente⁴⁶. De 2000 a 2010, a população urbana chinesa passou de cerca de 450 milhões para 600 milhões de

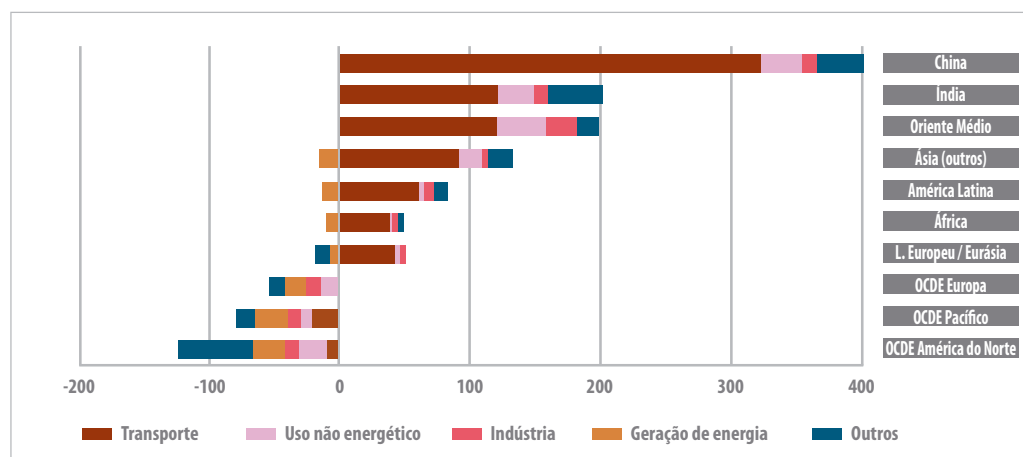
⁴⁶ Com o crescimento das cidades, as áreas centrais passam a ser mais valorizadas, o que desloca os trabalhadores para residirem em áreas afastadas e, por isso, mais baratas. Porém, como os empregos tendem a permanecer nas regiões centrais, há um aumento da necessidade de transporte na locomoção da casa para o trabalho (PLATTS, 2011d).

peças, representando assim quase 45% do total de habitantes⁴⁷, e espera-se que esse percentual atinja 57% em 2020, segundo o *National Development and Reform Commission* (NDRC)(PLATTS, 2011d). Soma-se a isso ainda o fato de a população em idade ativa ter passado de 67,5%, em 2000, para 72,4% em 2010, o que implica também em aumento da demanda de transporte e, por conseguinte, por petróleo.

Em função da crescente demanda por locomoção, o governo chinês tem aumentado os investimentos na infraestrutura de transportes, seja em rodovias e pavimentação, seja no transporte coletivo, como metrô e trens (CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE–EUA, 2006). Além disso, o aumento contínuo dos níveis de renda colabora para impulsionar aquisição de veículos para transporte individual, bem como eleva a circulação de mercadorias por meio do modal rodoviário.

Segundo o DOE, não só na China, mas também nos demais países em desenvolvimento, a tendência de elevação do consumo de petróleo está sendo alavancada, sobretudo, pelo crescimento expressivo do setor de transporte, conforme as previsões para o período de 2007 a 2030 registradas no Gráfico 12.

Gráfico 12 - Previsões de aumento do consumo de petróleo por categoria de uso (em mtoe) – (período de 2007 a 2030)



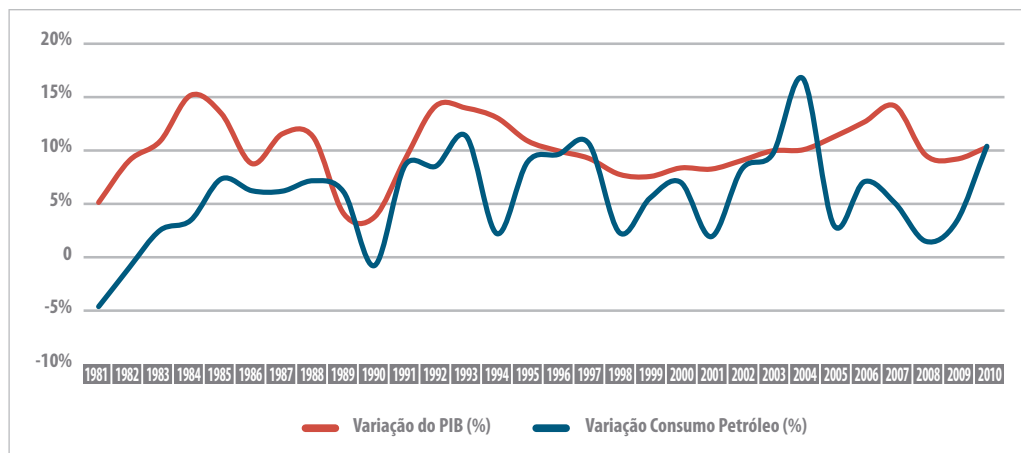
Fonte: <http://205.254.135.7/conference/2011/pdf/presentations/Sandalow.pdf>

► Elasticidade-renda da demanda

A interdependência entre a evolução da economia chinesa e do consumo de petróleo, particularmente, no período de 2002 a 2010, pode ser observada a partir das taxas anuais de crescimento dessas duas variáveis, conforme apresentado no Gráfico 13.

⁴⁷ Dados do Banco Mundial.

Gráfico 13 – Evolução das variações do PIB e do consumo de petróleo para a China (em %) (1981-2010)



Fonte: NBS⁴⁸ e EIA/DOE. Elaboração própria.

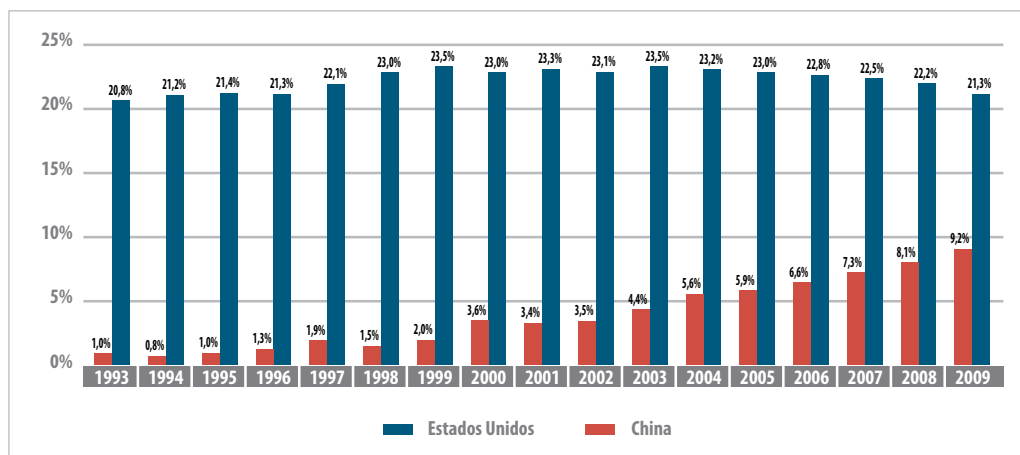
Apesar de a correlação não ser perfeita, ainda mais para os mesmos instantes do tempo, pode-se notar uma correspondência entre as duas variáveis, mais uma evidência de que a manutenção de um ritmo acentuado de crescimento do PIB para os próximos anos requer incremento da oferta interna de petróleo. Os picos de elevação da demanda de óleo cru em 2004 e em 2010⁴⁹ podem ser explicados pelo aumento da demanda de óleo combustível e diesel para geração de energia elétrica face aos racionamentos (EIA/DOE, 2011a), os quais contribuíram para a elevação da volatilidade mensal da demanda. É importante lembrar que na China o carvão é a principal fonte primária de energia, representando cerca de 80% da matriz energética do país. Assim sendo, ajustes, ainda que temporários, que levem a um aumento da participação do petróleo como insumo para geração elétrica, podem resultar em aumentos surpreendentes da demanda aparente de óleo cru.

Com o consumo chinês de petróleo praticamente dobrado na década de 2000, sem que a produção interna de petróleo acompanhasse tal ritmo, o dragão asiático passou a deter uma participação cada vez maior nas importações líquidas de óleo cru em relação às importações mundiais, como ilustrado no Gráfico 14.

⁴⁸ National Bureau of Statistics of China.

⁴⁹ No último trimestre de 2010, para que fossem cumpridas as metas estabelecidas pelo governo central no 11º Plano Quinquenal, vários governos locais passaram a racionar energia elétrica, fazendo uso de blecautes periódicos. Isso fez com que os empresários fossem forçados a utilizar geradores a diesel, comumente utilizados como mecanismo de back-up, para que continuassem a operar, o que acabou resultando em escassez de diesel em várias províncias e, em face das limitações de refino doméstico à época, numa elevação das importações de diesel (EIA/DOE, 2011a).

Gráfico 14 - Evolução da participação das importações líquidas de óleo cru e condensados de gás natural pelos EUA e pela China em relação às importações totais (em mil barris/dia) – 1993 a 2009



Fonte: Base de dados - EIA/DOE. Elaboração própria.

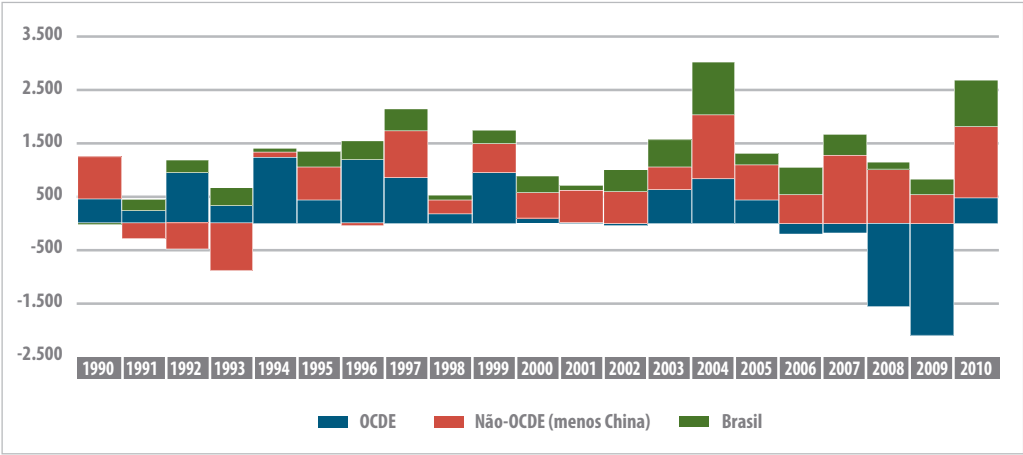
Observamos, assim, que depois de a participação chinesa nas importações líquidas totais de óleo cru ter saltado de 1% em 1993 – quando o país passou a depender de importações para garantir o consumo doméstico – para 3,5% em 2002, a participação chinesa apresentou trajetória sempre ascendente, alcançando 9,2% em 2010. No que se refere aos Estados Unidos, sua participação no período analisado quase não sofreu modificações em termos relativos, mantendo-se, em geral, pouco acima do patamar dos 20%. Com isso, a China passou a apresentar, como também ocorre em relação ao consumo de petróleo, participação equivalente à metade das importações dos Estados Unidos.

Para suprir sua demanda de petróleo, a China aumentou consistentemente as suas compras do Oriente Médio. Em outubro de 2011, a China já importara 11,9 milhões de toneladas, o que correspondia a 57% das compras totais naquele mês. No acumulado de janeiro a outubro de 2011, as importações oriundas dessa região já haviam somado 106,68 milhões de toneladas, um incremento de 15% se comparado ao mesmo período de 2010, e representando 51% do total das importações de óleo cru. Segundo a C1 ENERGY (2011a), as refinarias chinesas têm mostrado maior interesse pelo petróleo do Oriente Médio, dada a melhor performance do óleo em relação aos do Oeste da África. Dessa maneira, de janeiro a outubro de 2011, as importações de petróleo da África somaram cerca de 50 milhões de toneladas, o que representa uma queda de 16% em relação ao mesmo período de 2010, passando assim a responder por 24% das importações totais de óleo cru realizadas pela China.

Cabe ressaltar que outros países emergentes também apresentaram percentuais elevados de crescimento do consumo mundial, como ilustrado no Gráfico 15. Entretanto, se considerarmos que a China é o principal motor da economia mundial, e que uma eventual desaceleração pode trazer efeitos negativos sobre as economias dos países emergentes, particularmente aquelas com fortes interações comerciais com o dragão asiático, a participação chinesa – direta e indireta – na demanda incremental de petróleo torna-se ainda mais relevante.

Ao observar o Gráfico 15, fica evidente a grande queda do consumo de petróleo dos países da OCDE nos anos de 2008 e 2009, apresentando em 2010 diminuto aumento em face ao perdido no biênio anterior. Deve-se destacar, no entanto, que, antes mesmo da crise, os países da OCDE já vinham apresentando, em 2006 e 2007, queda absoluta do consumo de petróleo, que apenas se aprofundou a partir da crise mundial de 2008. No tocante aos países fora da OCDE, com exceção da China, nota-se que, enquanto nos anos 90 a contribuição incremental, salvo alguns anos, foi bastante baixa, nos anos 2000 houve um forte predomínio desses países na alavancagem do consumo mundial de petróleo, em conjunto com a China.

Gráfico 15 - Participação no incremento anual do consumo mundial de petróleo para China e grupo de países selecionados – em mil barris/dia – (1990-2010)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2011). Elaboração própria.

Uma vez compreendido o papel cada vez mais relevante do desenvolvimento da economia da China no mercado internacional de petróleo, avaliemos agora as condições de sustentabilidade do atual padrão de crescimento da China, bem como outros fatores que hoje interferem e podem continuar a interferir na expansão do consumo de petróleo.

2.3 Fatores capazes de afetar ritmo de crescimento da demanda chinesa de óleo cru

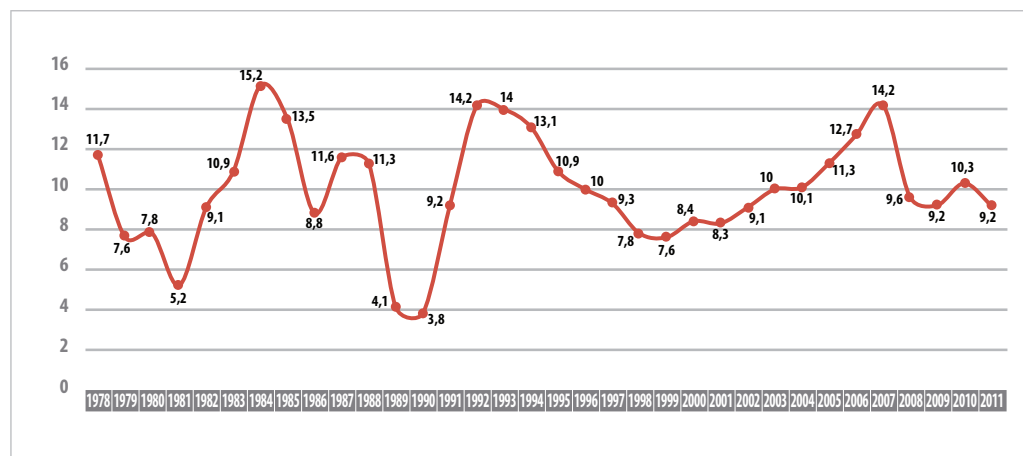
► Crescimento da economia chinesa e padrão de crescimento

Indubitavelmente, o exitoso processo de crescimento econômico alcançado pela China nas últimas três décadas pode ser considerado um dos fatores fundamentais para a ampliação do consumo de petróleo. Analisar, ainda que sucintamente, as dificuldades que se colocam para o prosseguimento nessa trajetória, bem como os impactos do padrão de crescimento adotado sobre o consumo de petróleo, é um dos objetivos desta subseção.

O Gráfico 16 mostra a evolução das taxas anuais de crescimento do PIB chinês no período de 1978 a 2011.

Esse padrão de crescimento, na última década, foi impulsionado, essencialmente, pela expansão das exportações e pelo aumento expressivo dos investimentos, padrão este que se aprofundou pós- crise, o que inclusive levanta questões, no presente, acerca da sustentabilidade da trajetória atual de crescimento chinês diante da perda constante de participação do consumo das famílias na demanda total.

Gráfico 16 – Evolução das taxas de crescimento anuais do PIB chinês (em %) – (1978-2011)



Fonte: Banco Mundial e NBS. Elaboração própria.

Em que medida o prosseguimento do atual padrão de crescimento – apesar da fragilidade dessa estratégia – pode repercutir sobre a demanda de petróleo?

O crescimento da economia chinesa sustentado pela expansão dos investimentos, elevando a demanda de produtos intensivos em energia elétrica como aço e cimento, aumenta as chances de ocorrência de racionamentos de energia, com riscos, portanto, de aumentos súbitos na demanda por derivados de petróleo para acionamento de geradores, o que, por sua vez, tende a exercer maior pressão no mercado internacional de petróleo, com repercussões sobre os preços do petróleo. De fato, a manutenção do atual padrão de crescimento atuaria no sentido de aumentar as chances de variações abruptas nas importações chinesas de petróleo, contribuindo assim para aumentar a volatilidade mensal da demanda mundial de petróleo – tendo em vista que a China é o segundo maior importador mundial da *commodity* –, com possíveis efeitos sobre os preços do óleo cru cotados no mercado internacional.

Por outro lado, medidas que visassem aumentar o consumo das famílias poderiam, do mesmo modo – na falta de outras medidas restritivas – incentivar ainda mais a aquisição de veículos de uso pessoal, o que aumentaria a demanda de gasolina, criando novas pressões de demanda de óleo cru nos mercados internacionais da *commodity*. Assim, a mudança no padrão de crescimento poderia significar, *ceteris paribus*, uma maior demanda firme por petróleo.

► Política de preços dos derivados

As autoridades chinesas, em função da crescente dependência de óleo cru importado, e diante de uma estrutura de mercado em que refinarias privadas – conhecidas como “teapots”⁵⁰ – detêm cerca de 15% da capacidade de refino do país (REUTERS, 2008), estão pressionadas a adotarem uma política de preços de derivados mais conectada com as cotações do mercado internacional. Porém, os incentivos políticos para o controle dos preços – sobretudo em contextos de inflação elevada e de aumento dos preços do petróleo no mercado internacional⁵¹ – tendem a fazer com que o governo estabeleça preços no mercado nacional inferiores aos prevalecentes no mercado internacional.

Ressalta-se que os preços de combustíveis são de extrema relevância para a contenção das pressões inflacionárias, seja diretamente – tanto pela participação dos combustíveis no índice de preços quanto pela composição dos custos de produção e de transporte dos bens comercializados – seja indiretamente, através da contenção das expectativas inflacionárias, pela ampla visibilidade desses preços por parte dos agentes econômicos.

O governo chinês não regula os preços dos derivados, porém, o fato de o país contar com duas grandes empresas estatais integradas verticalmente e que são responsáveis pela quase totalidade da produção de petróleo, permite às autoridades governamentais definir os preços dos derivados num patamar abaixo do custo marginal de cada produto (XU e WOLAK, 2009)⁵².

A *China Petroleum & Chemical* (Sinopec) é a maior empresa de refino na China, responsável por mais de 40% da produção de gasolina em 2005. Além disso, a Sinopec detém pouco menos de 70% do mercado varejista e 51% da capacidade de refino no país, ao passo que a *China National Petroleum Corporation* (PetroChina) detém participações de 30% e 36%, respectivamente (XU e WOLAK, 2009). Já o órgão governamental chinês responsável por supervisionar os preços da gasolina e do diesel é a *National Development and Reform Commission* (NDRC)⁵³.

No primeiro semestre de 2008, diante da escalada dos preços do petróleo cotado nos mercados financeiros internacionais, os preços dos combustíveis na China ficaram sen-

⁵⁰ Este apelido se deve ao fato de tais refinarias serem geralmente de pequeno porte e se utilizarem de tecnologia básica (REUTERS, 2008).

⁵¹ Estes dois fatores tendem sempre a ocorrerem em conjunto, já que a inflação chinesa é bastante influenciada pelos preços das *commodities*, os quais possuem elevada correlação com os preços do petróleo (UNCTAD, 2011).

⁵² O custo de aquisição de óleo cru pelas refinarias estatais chinesas é uma média ponderada do preço internacional do petróleo, do custo de produção de óleo cru nos poços do país, bem como dos preços firmados em contratos de longo prazo com vistas a adquirir a matéria-prima tanto de produtores domésticos quanto estrangeiros (XU e WOLAK, 2009).

⁵³ Segundo informações disponibilizadas pelo próprio órgão em sua página na internet, “*The National Development and Reform Commission (NDRC) is a macroeconomic management agency under the State Council, which studies and formulates policies for economic and social development, maintains a balance of economic aggregates and guides the overall economic system restructuring*” (NDRC, 2011).

sivelmente defasados em relação aos praticados nos demais países (THE ECONOMIST, 2009). Porém, com a eclosão da grave crise internacional em outubro do mesmo ano, bem como com a sua repercussão sobre as principais economias ao longo de 2009, as autoridades chinesas aproveitaram o cenário deflacionário para estabelecer uma política de reajuste dos combustíveis que melhor refletisse os preços vigentes no mercado internacional, de forma a impedir que as refinarias, incorressem novamente em prejuízos (sem considerar os subsídios), como ocorreu no período de 2005 a 2008, que poderiam ser compensados em parte com subsídios governamentais, bem como evitar problemas de abastecimento interno.

Assim, no início de 2009, foi anunciada uma política de reajuste de preços na qual os preços da gasolina e do diesel seriam reajustados nas refinarias, tendo como referência uma cesta de óleos crus formada com os petróleos dos tipos Brent, Dubai e Cinta (BLOOMBERG, 2009). Ademais, segundo comunicado da PetroChina, os preços dos combustíveis passaram a ser definidos também considerando-se os custos de transporte e de processamento, impostos e 5% de lucro sobre o refino (BLOOMBERG, 2009). Concomitantemente, os impostos sobre a revenda de derivados aumentaram para US\$ 0,126 por litro de gasolina⁵⁴ e US\$ 0,111 por litro⁵⁵ de diesel (EASTDAY, 2009)⁵⁶. Por fim, os preços mínimos da revenda varejista de combustíveis foram abolidos e possibilitou-se a variação dos preços dentro da faixa de 4%, para mais ou para menos, em relação ao preço de referência definido pela NDRC (EASTDAY, 2009).

Com o novo mecanismo, a NDRC passou a dispor da prerrogativa de reajustar os preços dos combustíveis se a média móvel dos preços da cesta de óleos nos últimos 22 dias úteis aumentar mais de 4%. Destarte, segundo Yin Xiaodong, analista do *Citic Securities Co.*, o novo mecanismo de reajuste permitia assegurar lucros aos refinadores para um preço do petróleo de até US\$ 80/bbl (em janeiro de 2009, os preços do *Brent* situavam-se ao redor de US\$ 50/bbl)(BLOOMBERG, 2009).

Contudo, com os aumentos dos preços do petróleo no mercado internacional neste primeiro semestre de 2011, e o *Brent Dated* atingindo em abril o patamar de US\$126/bbl⁵⁷, o mecanismo deixou de ser posto em prática (REUTERS, 2011), uma vez que a inflação também passou a crescer de forma acelerada (acima de 5% em abril de 2011 em relação ao mesmo mês do ano anterior⁵⁸), impulsionada pelo aumento dos preços das *commodities* agrícolas - que representam cerca de um terço do índice de preços ao consumidor chinês.

⁵⁴ Cotação RMB/US\$ de 6,368 em 12/03/2012. O preço da gasolina é de RMB 0,8 yuan/l na moeda local. Renminbi (RMB) significa “moeda do povo” e é a moeda oficial da República Popular da China. Já yuan é unidade de contagem de dinheiro na China. Assim, 1 yuan significa 1 unidade, não se devendo confundir com o nome da moeda, que é RMB.

⁵⁵ O preço do diesel é de RMB 0,7 yuan/l na moeda local.

⁵⁶ Importante notar que os preços dos combustíveis destinados para outros fins, como para o setor militar, possuem níveis de preços diferenciados, também definidos pela NDRC.

⁵⁷ Base de dados do *Platts*.

⁵⁸ *National Bureau of Statistics of China* (NBS).

Em declaração que explicita os dilemas enfrentados pelas autoridades chinesas frente aos diferentes objetivos de política com os quais constantemente se deparam, Cao Changqing, chefe do departamento de preços do NDRC, admitiu na oportunidade que os aumentos de preços dos combustíveis iriam pressionar a inflação doméstica, porém salientou que os dois maiores produtores de petróleo na China, Sinopec e PetroChina, não podiam mais suportar o crescente aumento do *gap* do preço doméstico em relação ao preço internacional. Ele também afirmara, à época, que o governo forneceria subsídios para agricultores, companhias de ônibus e taxistas (CHINA INTERNET INFORMATION CENTER, 2011). Segundo comunicado oficial da NDRC na ocasião, “há uma necessidade urgente de utilização de mecanismos de preços como forma de ajuste e sinalização, freando o crescimento excessivamente acelerado do consumo de petróleo”⁵⁹. Ademais, “a experiência recente indicou que a contenção dos preços desencorajaria refinadores a produzir ou importar, levando a racionamentos de produtos e filas nos postos revendedores de combustíveis”⁶⁰ (REUTERS, 2011).

De fato, o aumento de preços autorizado tinha por objetivo impulsionar a produção das refinarias menores, conhecidas como “*teapots*”. Essas refinarias, segundo a própria NDRC, não têm acesso à oferta própria de óleo cru, o que leva esse segmento a adquirir petróleo importado a preços internacionais e, como consequência, incorrer em perdas na operação de refino (REUTERS, 2011).

No entanto, mesmo que os preços dos derivados passem a se comportar em níveis mais elevados e, no caso, mais próximos dos vigentes nos mercados internacionais, isso não deve trazer grandes alterações para a demanda de combustíveis no curto prazo, devido à baixa elasticidade do preço destes produtos. Contudo, dependendo da defasagem criada em relação aos preços internacionais, a política de preços, de maneira similar aos racionamentos de energia elétrica, poderia afetar o padrão de compras de óleo cru por parte das grandes estatais do petróleo, o que contribuiria para elevar a volatilidade mensal das importações chinesas da *commodity*, com possíveis repercussões sobre as cotações do óleo cru nos mercados internacionais.

► **Aumento de eficiência energética e busca de alternativas limpas**

No tocante à busca por alternativas limpas e ganhos de eficiência energética, devem-se ressaltar os importantes esforços envidados pela China nessas áreas, com vistas a reduzir o consumo de petróleo, diante das dificuldades a serem enfrentadas para manter o consumo de energia, bem como pelas oportunidades abertas em função de mudanças do paradigma tecnológico associado.

No que diz respeito aos ganhos de eficiência, é preciso lembrar que durante o 11º Plano

⁵⁹ “There is an urgent need to give play to the role of price levers for adjustment and guidance, constraining the excessively fast growth for oil consumption” (REUTERS, 2011).

⁶⁰ “experiences in recent years have told us that by suppressing prices it would discourage refiners to produce or import and lead to shortages and queuing at petrol stations” (REUTERS, 2011).

Quinquenal (2006-2010), a China obteve redução de 19,1% na relação entre consumo de energia e PIB, e corte de 1,5 bilhão de toneladas nas emissões de dióxido de carbono (LI e RONG, 2011). Nos próximos cinco anos, o governo chinês anunciou que serão investidos cerca de US\$ 300 bilhões (RMB 2 trilhões) na área de economia verde e de baixo carbono, com o objetivo de obter uma redução de 16% do consumo de energia por unidade de PIB em relação aos prevalecentes em 2010.

Ademais, desde 2005, a China passou a exigir dos fabricantes de veículos padrões mais rigorosos de eficiência energética, sendo definido um valor específico para cada uma das dezesseis classes de veículos, podendo este variar de mais de 16 km/l, para os veículos leves, até cerca de 8 Km/l, para os veículos pesados. Em 2008, esses índices de eficiência tornaram-se ainda mais exigentes, passando, respectivamente, para 18 e quase 9 km/l (CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE – EUA, 2006).

Nota-se ainda que as autoridades do governo central chinês começaram, em 2006, a introduzir alterações na carga tributária incidente sobre os automóveis, de forma a beneficiar aqueles de menor motorização, que são mais eficientes do ponto de vista energético, conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 - Evolução das alíquotas de tributação estipuladas pelo governo central, conforme motorização do veículo (em %)

Categoria conforme motorização do veículo (em litros)	Desde Set/2008	Abr/2006 a Ago/2008	Jan/1994 a Mar/2006
Motorização ≤ 1.0	1%	3%	3%
1.0 < Motorização ≤ 1.5	3%	3%	5%
1.5 < Motorização ≤ 2.0	5%	5%	5%
2.0 < Motorização ≤ 2.5	9%	9%	5% (se menor 2.2) e 8% (se maior 2.2)
2.5 < Motorização ≤ 3.0	12%	12%	8%
3.0 < Motorização ≤ 4.0	25%	15%	8%
Motorização > 4.0	40%	20%	8%

Fonte: http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/2009_Oliveretal_Impacts_of_Chinese_Fuel_Economy_Standards.pdf

No tocante à busca por fontes alternativas de energia, deve-se ressaltar que a China possui um dos programas de incentivos mais arrojados do mundo para a aquisição de veículos elétricos e híbridos, que foi introduzido em 2010. Desde então, o governo concede diretamente aos consumidores créditos de RMB 60 mil yuan (cerca de US\$ 10 mil) para a aquisição de veículos puramente elétricos e RMB 50 mil yuan para a compra de veículos híbridos para aqueles residentes nas cidades de Shangai, Shenzhen, Hangzhou, Hefei e Changchun.

No entanto, segundo Buijs (2011), apesar de a introdução dos veículos elétricos ter um impacto direto no consumo de petróleo, no que se refere à emissão de gás carbônico, o problema permanecerá se a energia elétrica continuar a ser gerada por térmicas a carvão.

Já no que se refere aos biocombustíveis, a China não tem conseguido avançar significativamente. Apesar de ser o terceiro maior produtor de biocombustíveis, o volume produzido é bastante inferior ao dos dois primeiros países.

Um dos grandes desafios para ampliar os biocombustíveis na matriz energética chinesa é a dificuldade em conciliar esta medida com uma política de segurança alimentar num país que, apesar de possuir cerca de 20% da população mundial, detém apenas 10% das terras aráveis do mundo. Adicionalmente, a China sofre de escassez de água, o que cria dificuldades para incentivar a produção agrícola destinada para produção de biocombustíveis sem comprometer o abastecimento de água para consumo humano.

No tocante ao biodiesel, os resultados foram bastante pífios, apesar de grande capacidade de redução de emissões nesse segmento, já que as vendas de diesel representam o dobro das de gasolina. Uma das principais dificuldades para a China conseguir elevar a produção de biodiesel domesticamente é o fato de o país ser um importador líquido de todos os principais óleos vegetais comestíveis. Assim, a produção doméstica, além de não suprir as necessidades internas, é mais cara do que a do exterior. Preços elevados e falta de produto criam sérios obstáculos para a implantação da produção em larga escala do biodiesel na China. No começo de 2009, a capacidade de produção de biodiesel era de 41 mil barris/dia (ou 2,1 milhões de toneladas), porém a produção estimada de biodiesel em 2008 foi de 6 mil barris dia, o que significa que a indústria estava operando com mais de 80% de ociosidade.

Uma outra opção que tem sido bastante estimulada é o GNV para o setor de transporte. Segundo estimativa da *China Automotive Technology and Research Center* (CATARC), existiam em 2010 cerca de 500 mil veículos movidos a GNV, com crescimento de 11,1% em relação a 2009. Desse total, cerca de 60% eram de veículos privados e 40% de veículos usados para transporte público, como ônibus e táxis. Assim, a frota chinesa representava apenas a quarta posição na Ásia e a sexta no mundo (PLATTS, 2011c).

Um dos problemas encontrados pela China para promover o crescimento dessa modalidade no longo prazo é aumentar as suas reservas provadas de gás natural, bem como expandir a infraestrutura de gasodutos e de terminais de regaseificação para a importação de GNL. Do lado das reservas, segundo o DOE, a China possui um dos maiores potenciais para a exploração de *shale gas*, nada menos que 36 trilhões de m³ de gases tecnicamente recuperáveis, quantidade essa dez vezes superior às suas reservas atuais, de 3 trilhões de m³. Para se ter ideia da dimensão, os Estados Unidos, maior produtor mundial de *shale gas* atualmente, possui reservas estimadas de 24 trilhões de m³ (PLATTS, 2011d). Apesar dos desafios geológicos para a extração na China, tudo aponta para que o país busque rapidamente o desenvolvimento das suas reservas.

Apesar da série de medidas implementadas, ganhos em termos de eficiência no uso de energia nos variados setores contribuem para reduzir a tendência de crescimento do consumo de petróleo a longo prazo, mas no curto prazo prevalece ainda o nível de atividade econômica como principal determinante da demanda das principais fontes de energia (CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE – EUA, 2006).

2.4 Impactos sobre os preços do petróleo no mercado internacional

Diante do exposto, é fundamental ainda explicar até que ponto o aumento da demanda chinesa por petróleo tem sido fundamental para alavancar os preços da *commodity* em face das condições estruturais de oferta e demanda de petróleo em nível mundial e da crescente financeirização dos preços do petróleo e demais *commodities* cotadas nos mercados internacionais.

No caso do petróleo, é bem sabido que as dificuldades para se encontrar reservatórios economicamente viáveis, bem como o elevado tempo de maturação dos elevados investimentos requeridos para que seja iniciada a produção, faz com que o nível de oferta não seja capaz de responder a elevações da demanda. O único país que dispõe de capacidade ociosa substantiva é a Arábia Saudita, integrante da OPEP, que busca restringir a oferta de petróleo para praticar preços mais elevados.

Ademais, como salienta Kaufmann (*apud* UNCTAD, 2011), o forte aumento dos preços do petróleo no passado recente (2003 a 2008) pode ser explicado, em parte, pelas condições de oferta. Segundo o autor, existem dois tipos de produtores neste mercado. De um lado, estão os países não pertencentes à Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que assumem os preços do petróleo como referência. Do outro, estão os países da OPEP, que tomam as suas decisões de produção com base em considerações estratégicas. O recuo, ainda que pouco expressivo, da produção de óleo dos países não pertencentes à OPEP a partir de 2003, combinado com o aumento da participação desta na oferta incremental de petróleo entre 2003 e 2008, fortaleceu o papel do cartel, então os preços apresentaram uma trajetória ascendente.

Em 2009, com a retração da economia internacional, o incremento da produção mundial foi atendido apenas pela oferta da Rússia e dos países não membros da OPEP, enquanto os países integrantes da OPEP reduziram o nível de produção visando minimizar o impacto da crise sobre os níveis de preço do barril de petróleo.

No período anterior à crise – entre 2003 e 2008 –, a demanda de petróleo da China passou a ser atendida por importações crescentes, na medida em que a produção interna não era mais suficiente para suprir o consumo em expansão acelerada. Dessa forma, a China passou a ser um importante *player* no mercado internacional de óleo, atingindo em 2003 a posição de segundo maior importador, o que influenciou a dinâmica de oferta e demanda do mercado mundial, com impactos sobre os preços do barril, os quais se encontravam em trajetória ascendente.

No longo prazo, a crescente demanda chinesa de petróleo importado pode gerar outras repercussões sobre a própria formação de preços das *commodities*. Com vistas a garantir o seu suprimento energético, a China tem estabelecido contratos de fornecimento de petróleo de longo prazo com países produtores – sobretudo na África –, em troca de inversões nos setores de infraestrutura ou ainda concessão de crédito a taxas subsidiadas (PLATTS, 2011b). Por enquanto, apenas 10% do petróleo importado pela China ingressam no país sob esta modalidade (EIA/DOE, 2011a), porém, mesmo considerando as

dificuldades para a ampliação desses percentuais, não é possível menosprezar o crescimento dessa modalidade de contrato.

Para 2012, o DOE projeta que o consumo chinês de petróleo aumentará cerca de 550 mil bbl/d, ritmo menor que o de 2011, mas ainda assim representa cerca de um terço do aumento mundial projetado para este ano (EIA/DOE, 2012a).

É necessário salientar que a expansão da economia chinesa impacta a demanda de petróleo de duas maneiras: de forma direta, através do próprio aumento do consumo de petróleo para movimentar a sua economia; e de forma indireta, já que o crescimento chinês, via aumento dos preços das *commodities* no mercado internacional, tem alavancado o crescimento de várias economias emergentes, o que tem resultado em maior demanda de petróleo nesses países. Dessa forma, podemos concluir que o comportamento da economia chinesa é um elemento-chave para a definição da demanda mundial de petróleo, influenciando inclusive as expectativas dos agentes que atuam nos mercados futuros e, por conseguinte, afetando a tendência dos preços no mercado internacional.

3 | A REVOLUÇÃO DO *SHALE GAS* E SEUS IMPACTOS SOBRE O MERCADO DE GÁS

Os preços do gás natural nos Estados Unidos apresentaram trajetória decrescente ao longo de todo o ano de 2011, ao contrário não só do que foi verificado nos demais mercados de gás natural, como também no mercado de petróleo. A principal razão para este comportamento divergente dos preços do gás natural nos EUA vem sendo o aumento da produção interna de gás a partir da exploração em escala comercial do *shale gas*, ou gás de folhelho, em português. Além do impacto sobre os preços do gás no mercado norte-americano, o avanço na exploração de *shale gas* abre novas perspectivas para o papel que o gás natural ocupará na matriz energética estadunidense e mundial. Com este pano de fundo, a presente seção deste Boletim se dedicará a analisar os principais impactos da recente exploração do *shale gas* sobre o mercado de gás natural.

3.1 Introdução

O termo “Revolução do *Shale Gas*”, utilizado no título desta seção, foi bastante usado ao longo de 2011 e, apesar do desgaste e consequente perda de precisão que geralmente ocorre nessas situações, dado que cada vez mais amplia-se o espectro de fatos aos quais o termo pode se referir, optamos por mantê-lo em nosso título. A razão para tal é que o termo é, de fato, o mais adequado para expressar não só a magnitude das mudanças provocadas pelo *shale gas* no mercado norte-americano, mas também a rapidez com que o processo aconteceu e a surpresa que gerou, trazendo o gás natural para o centro do debate internacional de energia.

As inovações tecnológicas que permitiram o aumento recente da exploração de gás de folhelho nos EUA, somada ao grande potencial de reservas do país, transformaram significativamente as perspectivas dos EUA tanto em relação à participação do gás natural no cenário energético interno quanto em relação ao papel dos EUA no cenário internacional de oferta de gás. Para se ter uma idéia do impacto que a exploração do gás de folhelho nos EUA vem provocando no cenário internacional de energia nos últimos anos, basta falar que, em evento recente⁶¹, Daniel Yergin⁶² declarou que, se tivesse de citar em uma palavra a inovação mais significativa do século na área de energia, até agora, ele diria: *shale*.

Nesse sentido, o debate suscitado pelo aumento da participação do gás natural de fontes não convencionais, dentro do que o gás de folhelho se inclui, na oferta de gás natural norte-americana e a possibilidade de sua replicação em bases economicamente viáveis para outras partes do mundo, torna-se cada vez mais pertinente, dado o contexto mun-

61 Citado em Holland, Bill (2010). *Shale: The Great American Gas Revolution*. Platts Insight Global Energy Outlook. December 2010.

62 Daniel Yergin é o atual chairman da IHS Cambridge Energy Research Associates e autor do livro “O Petróleo” (*The Prize*, no título original em inglês), dentre outras importantes publicações.

dial atual de declínio na produção de gás natural convencional e crescimento na demanda (GÉNY, 2010). Esta seção buscará, portanto, descrever as principais mudanças provocadas pelo gás de folhelho no mercado de gás natural norte-americano e as perspectivas que o sucesso de sua exploração abrem para o aumento da participação do gás natural na matriz energética estadunidense e mundial.

3.2 Panorama geral do mercado de gás natural nos EUA: a revolução do *shale gas*

É fato que algo mudou na produção de gás natural estadunidense nos últimos anos, sobretudo a partir de meados da década passada, sendo o principal responsável por esta mudança o gás de folhelho (HOLLAND, 2011). Ao longo da última década, a produção de gás de folhelho nos EUA cresceu mais de 10 vezes, passando de 11 bilhões de m³, em 2000, para cerca de 136 bilhões de m³, em 2010⁶³. Consequentemente, os EUA conseguiram ampliar sua produção total de gás natural de forma surpreendente. De acordo com dados do Departamento de Energia norte-americano ⁶⁴ (EIA/DOE), em 2008 a produção total de gás natural do país foi de 569 bilhões de metros cúbicos, dos quais o gás de folhelho já representava 11%, sendo 7% em substituição à antiga produção de gás convencional e 4% de incremento à oferta interna. Em 2010, a produção de gás natural dos EUA foi a maior de sua história, cerca de 603 bilhões de metros cúbicos, dos quais estima-se que o gás de folhelho representou parcela de 23%. Esta subseção buscará, portanto, descrever as principais características do gás de folhelho, bem como os fatores que permitiram esse surpreendente avanço em sua produção ao longo dos últimos anos nos EUA e como se deu esse processo.

3.2.1 O que é o *shale gas* ou gás de folhelho?

O folhelho é uma rocha sedimentar formada durante a era geológica Devoniana, há cerca de 300 a 400 milhões de anos, a partir da lama existente em águas rasas. O gás de folhelho é o gás natural produzido a partir dessa formação rochosa que, por sua vez, funciona tanto como reservatório quanto como fonte de gás natural (EIA, 2009b; ANP, 2010). Uma importante característica da rocha de folhelho é sua baixa permeabilidade⁶⁵, entre 0.01 e 0.00001 milliDarcy, que impede o gás natural aprisionado nesse tipo de formação de se movimentar facilmente, a não ser através das extensões geológicas de tempo, o que significa milhões de anos (EIA/DOE, 2009b).

⁶³ EIA/DOE. Disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Último acesso em 23 de fevereiro, 2012.

⁶⁴ EIA/DOE. Disponível em <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#production>. Último acesso em 23 de fevereiro, 2012.

⁶⁵ A permeabilidade pode ser definida como a capacidade de uma rocha de transmitir um fluido. A permeabilidade da rocha depende do tamanho e da forma de seus poros, bem como da interconectividade entre eles. Nesse sentido, cabe observar que uma rocha pode ser bastante porosa, mas ter baixa permeabilidade, caso a interconectividade entre os poros seja pequena (EIA/DOE, 2009).

O gás de folhelho é considerado uma fonte não convencional de gás natural.⁶⁶ Deve ficar claro que o termo não convencional não se refere às características físico-químicas deste tipo de gás natural, que é, assim como as fontes convencionais, constituído basicamente de metano (CH₄) e também, em percentuais menores, de butano, propano, etano e outros gases⁶⁷. O termo não convencional relaciona-se às características do reservatório de gás, que tornam seu entendimento e exploração econômica, dada a tecnologia e nível de informação existentes, significativamente mais difíceis e complexas do que no caso dos reservatórios convencionais. Logo, nada impede que uma fonte não convencional de gás natural passe a ser considerada convencional em razão de mudanças/avanços tecnológicos, bem como de maior quantidade e disseminação de conhecimento sobre ela.

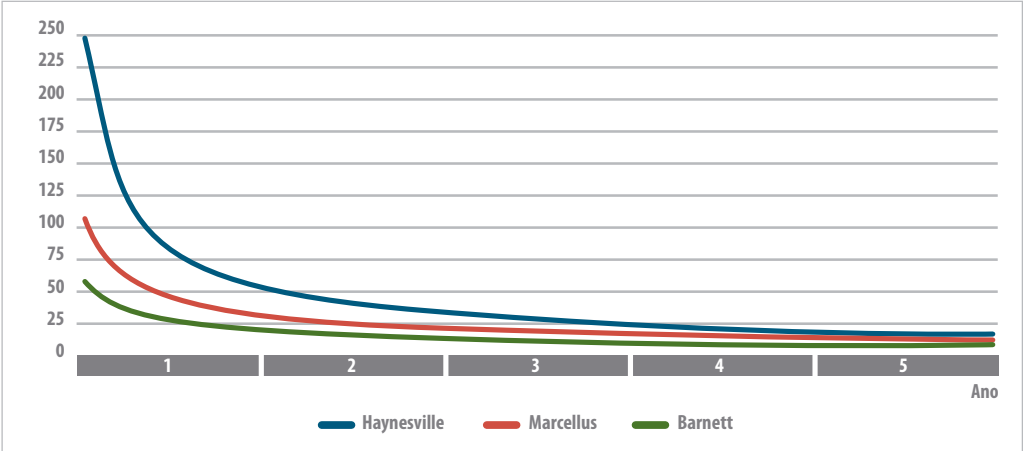
No caso das características do gás natural de folhelho que o classificam como uma fonte não convencional, merece destaque a baixa permeabilidade de seu reservatório. A baixa permeabilidade da rocha de folhelho foi por muito tempo um forte limitador da produção de gás a partir desse tipo de formação, na medida em que ela impede que grandes quantidades de gás fluam naturalmente para o poço, reduzindo o interesse comercial na exploração dessa fonte de gás natural.

Outra diferença entre o gás de folhelho e as fontes convencionais de gás natural é que sua produtividade é significativamente maior no primeiro ano de produção. Isso ocorre porque a maneira como o gás está estocado dentro da rocha define o formato de sua curva de produção. O gás que se encontra livre na rocha é produzido a altas taxas rapidamente, enquanto o gás que está adsorbido é produzido lentamente, a baixas taxas. No caso do gás de folhelho, parte do gás armazenado na rocha está livre e parte está adsorbida. Como consequência, o pico de produção ocorre já no primeiro dia de operação, à medida que são feitas fraturas na rocha e o gás que se encontra livre consegue fluir e é produzido. Adicionalmente, verifica-se um rápido declínio na produção do poço, entre 70 e 90%, já no primeiro ano de operação, pois, conforme o gás livre é exaurido, resta apenas o gás adsorbido, que flui lentamente, conferindo ao reservatório baixas taxas de produção por longos períodos de tempo (GÉNY, 2010).

⁶⁶ Outras fontes não convencionais de gás natural comumente citadas são o *coalbed methane* (metano em camadas de carvão, em português) e o *tight gas*. Deve, entretanto, ficar claro que não há uma definição clara do termo, havendo diversos países que não consideram, por exemplo, o *tight gas* como não convencional e sim como uma continuação do gás natural convencional (IEA, 2011b). Nos parece que, de forma geral, apenas o gás de folhelho e o metano em camadas de carvão são sempre considerados como fontes não convencionais de gás natural.

⁶⁷ Basicamente C₅, CO₂ e N₂.

Gráfico 17 - Taxa média de produção de três áreas de exploração de gás de folhelho nos EUA (em milhões de metros cúbicos/dia)



Fonte: MIT, 2010

Por fim, outra característica do gás de folhelho, bem como de outras fontes não convencionais de gás natural, que o difere das fontes convencionais é que neste tipo de formação os recursos tendem a estar distribuídos ao longo de imensas áreas geográficas, saturando o espaço de poros por centenas de quilômetros quadrados, ao contrário das fontes convencionais, cujos recursos estão distribuídos em limites espaciais bem mais restritos. Esta característica do gás de folhelho reduz significativamente seu risco exploratório (MIT, 2010).

Nesse sentido, o principal desafio na exploração do gás de folhelho concentra-se em conseguir alcançar taxas comerciais de produção, para o que aumentar a permeabilidade do reservatório é fundamental.

3.2.2 Breve histórico da exploração de *shale gas* nos Estados Unidos

O conhecimento sobre a existência de grandes volumes de gás natural em reservatório de folhelho nos EUA não é nenhuma novidade para a indústria de gás natural do país. Basta dizer que o primeiro poço a produzir gás de folhelho nos EUA foi completado em 1821 em Devonian-Aged Shale, perto da cidade de Fredonia, em Nova York. O gás natural vindo desta reserva foi utilizado para iluminação da cidade (EIA/DOE, 2009b; MIT, 2010). Nesse estágio inicial da indústria de gás natural, os poços eram pouco profundos e de fácil perfuração. Desde então outras formações de gás natural de folhelho seguiram sendo desenvolvidas no país, mas sempre em volumes pouco significativos a partir das fraturas naturais da rocha (MIT, 2010), como os campos de Big Sandy Field, em Kentucky, e o Antrim Shale, em Michigan, entre os anos 20 e 30 do século passado (EIA/DOE, 2009b).

Logo, pode-se dizer que a produção comercial de gás de folhelho já vinha sendo estabelecida nos Estados Unidos ao longo dos anos, mas seu ritmo de desenvolvimento ainda

era lento, a produção se dava em pequenas quantidades, a partir de fraturas naturais da rocha, o que tornava esse tipo de formação pouco atrativa economicamente para as grandes empresas do setor. Dessa forma, o desenvolvimento das reservas de gás de folhelho e de gás não convencional de uma forma geral, nos EUA, foi resultado basicamente dos investimentos realizados pelas pequenas empresas independentes. Elas foram os agentes responsáveis pelo desenvolvimento da tecnologia específica e adequada para a exploração do gás de folhelho (GÉNY, 2010), que permitiu que a “revolução do *shale gas*” ocorresse.

Na segunda metade da década de 1990, à medida que as *majors* foram colocando seu foco na exploração dos campos de gás convencional *offshore* no Golfo do México, aumentou o interesse de pequenos produtores para a exploração de fontes não convencionais, em particular *tight gas* e gás de folhelho. Eles começaram desenvolvendo campos pouco profundos (1.600-8.000m) por meio de poços verticais e alguma estimulação hidráulica, tendo como resultado níveis de produção ainda pouco expressivos. Ainda nesse período, a Mitchell Energy & Development Corp., que era operadora em Barnett Shale, desenvolveu uma técnica inovadora de fraturamento usando *slick-water*⁶⁸, em vez de gel, a fim de aumentar a recuperação de gás natural. Em 2005, a Devon Energy, que havia adquirido a Mitchell em 2002, alcançou um avanço tecnológico decisivo para o atual sucesso na exploração do gás de folhelho em Barnett: a combinação de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. Graças a essa inovação, a Devon, entre 2005 e 2008, aumentou em quase 500% o número de fraturamentos hidráulicos em Woodford e Barnett, enquanto o *rig count*⁶⁹ subiu cerca de 52% no mesmo período (GÉNY, 2010).

Deve aqui, portanto, ficar claro que não foi o desconhecimento sobre a existência de grandes quantidades de gás natural neste tipo de formação (folhelho) que impediu sua exploração em quantidades significativas até período muito recente nos Estados Unidos, mas sim outros fatores, em especial a baixa permeabilidade de seu reservatório e a inexistência de conhecimento tecnológico que permitisse contornar esta dificuldade.

3.2.3 Fatores que permitiram o desenvolvimento recente da exploração de *shale gas* nos EUA

Por muito tempo, o pensamento dominante na indústria de gás natural foi o de que o gás de folhelho era irrecuperável. A rocha era muito profunda e de difícil extração (HOLLAND, 2010). Para viabilizar a exploração comercial em grandes quantidades do

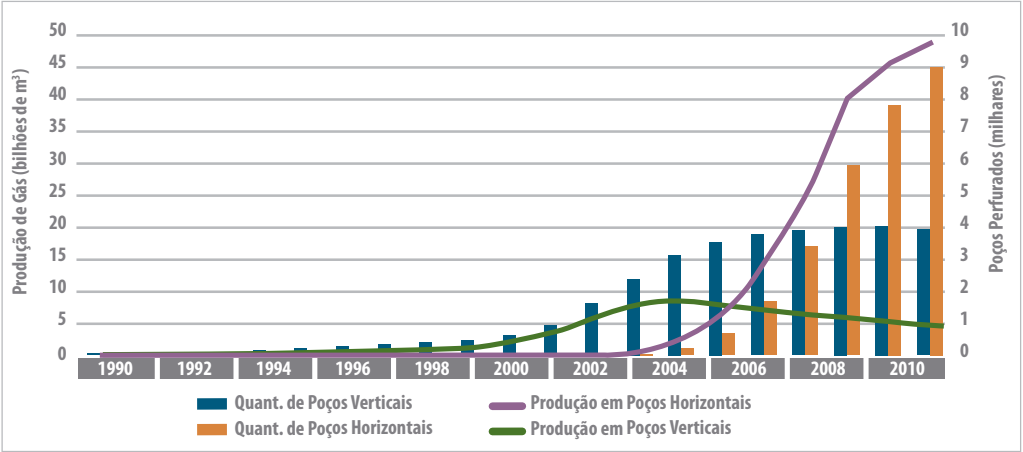
⁶⁸ O *Slick-water* é basicamente composto de água, que representa, geralmente, cerca de 99% do fluido. Entretanto, uma série de aditivos são adicionados à água, a fim de aumentar a efetividade do fraturamento. Para mais informações sobre os tipos de aditivos usualmente utilizados no processo, ver MIT.

⁶⁹ *Rig count* é a contagem do número de equipamentos de perfuração em atividade. Esse trabalho é realizado semanalmente pela Baker Hughes, desde 1944, para os EUA e Canadá, e mensalmente, desde 1975, em nível mundial. O *rig count* serve como um importante indicador do nível da atividade exploratória para a indústria de hidrocarbonetos de uma forma geral. Para mais informações, ver http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm

gás de folhelho tornava-se imprescindível, portanto, aumentar a permeabilidade da rocha. Nesse sentido, dois avanços tecnológicos foram fundamentais: o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal.

Deve-se ressaltar que as aplicações tanto da perfuração horizontal quanto do fraturamento hidráulico de forma combinada foram decisivas para viabilizar o aumento da produção do gás de folhelho verificado a partir de meados da última década. O Gráfico 18 a seguir ajuda a ilustrar como o aumento verificado na produção de gás de folhelho está associado ao aumento das perfurações de poços horizontais em Barnett Shale.

Gráfico 18 - Incremento na produção de gás natural em Barnett Shale entre 1990 e 2010



Fonte: EIA/DOE⁷⁰.

Tecnicamente, o fraturamento hidráulico é um método de estimulação utilizado para aumentar a produtividade do poço e consiste na injeção de fluidos na rocha com pressão superior à de fechamentos da fratura, de forma a provocar uma rede de fissuras por onde o gás natural pode fluir até o poço (*wellbore*). Essa técnica já é utilizada na indústria do petróleo desde a década de 1950 e foi usada pela primeira vez na produção de gás de folhelho em 1986, em Barnett Shale (EIA/DOE, 2009b). Desde então, esta técnica foi sendo adaptada a fim de se ajustar às especificidades da exploração do gás de folhelho, no que o trabalho da Mitchell Energy & Development Corp foi decisivo ao testar diferentes combinações de fluidos, a fim de extrair a maior quantidade de gás do reservatório.

Os fluidos atualmente utilizados para estimular a produção de gás de folhelho por meio do fraturamento hidráulico são basicamente água, bem como uma variedade de aditivos químicos. Cada componente serve a um propósito específico, mas, de forma geral, consiste na mistura de fluidos para fraturamento à base de água e aditivos redutores de fricção, os chamados *slick-water* em inglês. São a combinação dos compostos químicos

⁷⁰ apud NEWELL, Richard. "shale gas and the outlook for the US Natural Gas markets and Global Gas Resources", Paris, França, jun/2011. Disponível em: <http://photos.state.gov/libraries/usoced/19452/pdfs/DrNewell-EIA-Administrator-Shale-Gas-Presentation-June212011.pdf>. Acesso em: 10 de fev. 2012.

que permite manter a pressão necessária não só para criar as fissuras, mas mantê-las abertas (HOLLAND, 2010; EIA/DOE, 2009b).

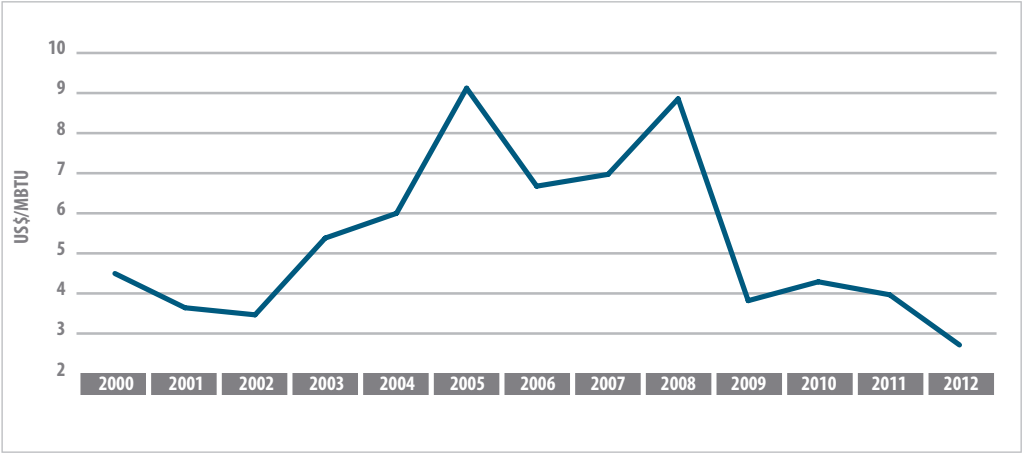
Já a perfuração horizontal consiste na técnica de perfurar verticalmente o poço até determinada profundidade, a partir da qual o ângulo de perfuração segue para 90° em relação à posição vertical. A perfuração horizontal permite que a maior área do reservatório fique exposta aos equipamentos de extração.

A partir do anteriormente exposto, percebe-se que a base tecnológica que permitiu o significativo aumento nos volumes de gás natural extraído dos reservatórios de folhelho já existia e estava bem estabelecida ao longo da última década. A grande inovação que viabilizou a extração em larga escala de gás natural dos reservatórios de folhelho foi a aplicação combinada das duas técnicas e também os ajustes feitos particularmente na composição dos fluidos usados para fraturamento hidráulico para se adequar às características da rocha de folhelho, assim como sua utilização em larga escala. A inovação veio, portanto, da nova forma de aplicação da tecnologia e não de sua invenção.

Além da questão tecnológica, que pode ser apontada como o principal catalisador do sucesso recente na exploração de gás de folhelho nos EUA, houve outros fatores determinantes para esse resultado, entre os quais podemos citar:

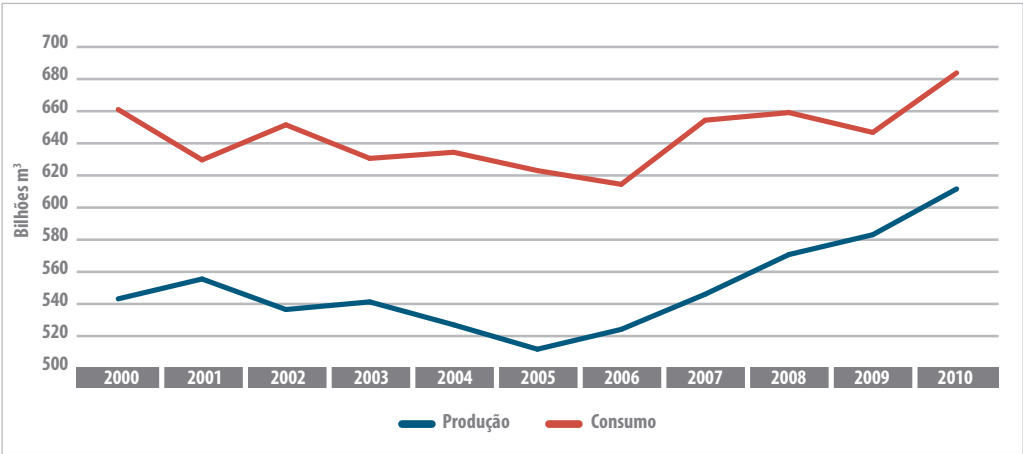
- A elevação dos preços do gás natural observada a partir de 1999, que se manteve por longo período de tempo, como pode ser visto no Gráfico 19. É interessante observar que no período entre 2004 e 2009, em que se verificou o *boom* na produção de gás de folhelho nos EUA, os preços do gás natural mantiveram-se entre US\$6-8/MBTU com picos de até US\$14/MBTU. A elevação nos preços do gás tornou as operações relacionadas à exploração de gás natural mais lucrativas, tanto em termos absolutos, quando comparadas às operações de petróleo, quanto em termos relativos, quando comparadas ao gás convencional, e pode ser, em grande parte, explicada pelas próprias condições de produção doméstica, em declínio frente à demanda aquecida, como pode ser visto no Gráfico 20.

Gráfico 19 – Comportamento dos preços do gás natural nos EUA, de 2000 a 2012⁷¹ – Henry Hub



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Platts.

Gráfico 20 – Comportamento da produção e demanda de gás natural nos EUA de 2000 a 2010



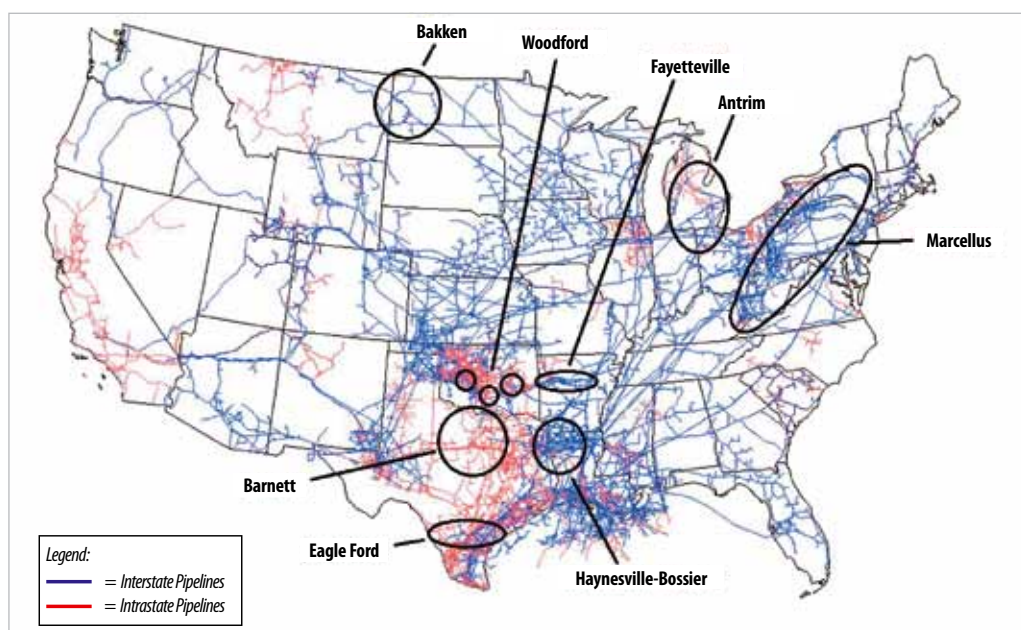
Fonte: Elaboração própria a partir de dados BP, 2011.

- O baixo custo de capital e mercado de crédito favorável até meados da década de 2000, que permitiram às empresas independentes realizar os investimentos necessários à exploração do gás de folhelho.
- O maior conhecimento das características geológicas das rochas de folhelho. Nesse sentido, o desenvolvimento das pesquisas de sísmica 3D e o aumento da capacidade de processamento das informações coletadas desempenharam papel fundamental no processo de mapeamento das potenciais áreas produtoras, a fim de identificar melhores reservatórios e reduzir o risco associado à atividade (GÉNY, 2010; HOLLAND, 2010).

⁷¹ Dados de janeiro e fevereiro de 2012.

- A infraestrutura de transporte de gás já estava desenvolvida nos EUA e o mercado consumidor também estava consolidado. Esses dois fatores possibilitaram o fácil escoamento da produção para os mercados consumidores, sem a necessidade de realização de investimentos adicionais em ativos específicos, como a construção de gasodutos para transporte do gás até os mercados consumidores. A Figura 1, a seguir, reflete a malha de gasodutos existente nos EUA e os círculos servem para ilustrar a localização das principais áreas de exploração de *shale gas* no país. É interessante observar que essas áreas encontram-se em regiões onde a malha de gasodutos já existente permite o fácil escoamento da produção. Adicionalmente, o processo para acesso a essa malha de gasodutos é simples e rápido, dado que o mercado de gás natural no país é liberalizado e com concorrência gás-gás.

Figura 1 - Mapa de gasodutos nos EUA



Fonte: EIA/DOE.

- A estrutura regulatória favorável no que tange a aspectos ambientais e de acesso à terra. Cabe observar que nos EUA a maior parte da produção de gás natural ocorre em terras privadas ou de propriedade dos estados. No caso das terras privadas, o proprietário também detém os direitos sobre os recursos naturais, ou parte deles, e pode tanto arrendá-las para exploração dos recursos quanto vendê-las. Dessa forma, o acesso às terras privadas é uma questão de negociação contratual entre proprietários de terra e operadores e pode prever, inclusive, o pagamento de bônus de assinatura e royalties (que pode chegar a 25% em alguns estados). Já no caso das terras de propriedade estadual, o acesso se dá por meio do arrendamento via leilões organizados pelos estados e cada estado estabelece as regras para as operações de extração de petróleo e gás natural dentro de suas jurisdições. O estado do Texas, onde se concentra grande

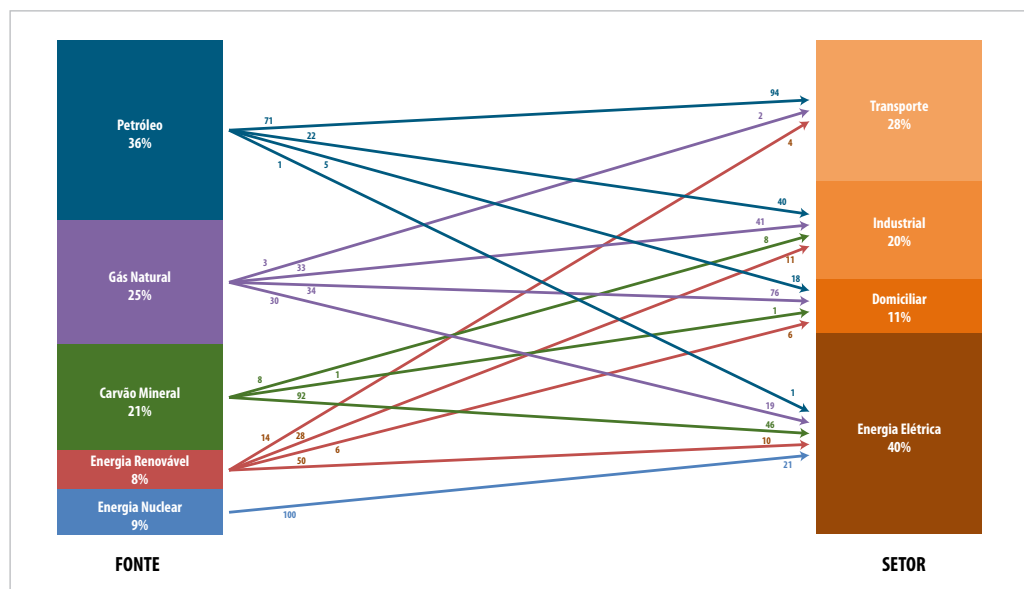
parte das reservas de petróleo e gás natural nos EUA, por exemplo, permite a perfuração de poços para exploração desses recursos em grande variedade de áreas, inclusive residenciais.

Por fim, devemos observar que os fatores elencados não pretendem ser exaustivos, pois há uma série de outros elementos que favoreceram a criação de ambiente favorável ao desenvolvimento recente da exploração de gás de folhelho nos EUA. Pretendeu-se apenas dar destaque a alguns dos fatores que nos parecem chave nesse processo.

3.2.4 O impacto da produção de *shale gas* no cenário de oferta dos EUA

O gás natural desempenha papel fundamental na economia estadunidense, representando 25% da energia primária consumida no país em 2010, sendo, portanto, sua segunda principal fonte de energia, atrás apenas do petróleo⁷². Praticamente todo o gás natural produzido é consumido pelos setores residencial e comercial (34%), industrial (32%) e de geração elétrica (30%), conforme pode ser visto no Figura 2, a seguir. O setor de transportes consome apenas 3% do gás natural ofertado, sendo que a maior parte desse gás é utilizado para ativação de sistemas de gasodutos e oleodutos, enquanto uma pequena parcela é usada como combustível em veículos automotivos.

Figura 2 – Fluxo de energia primária nos EUA por fonte e setor - 2010



Fonte: EIA/DOE.

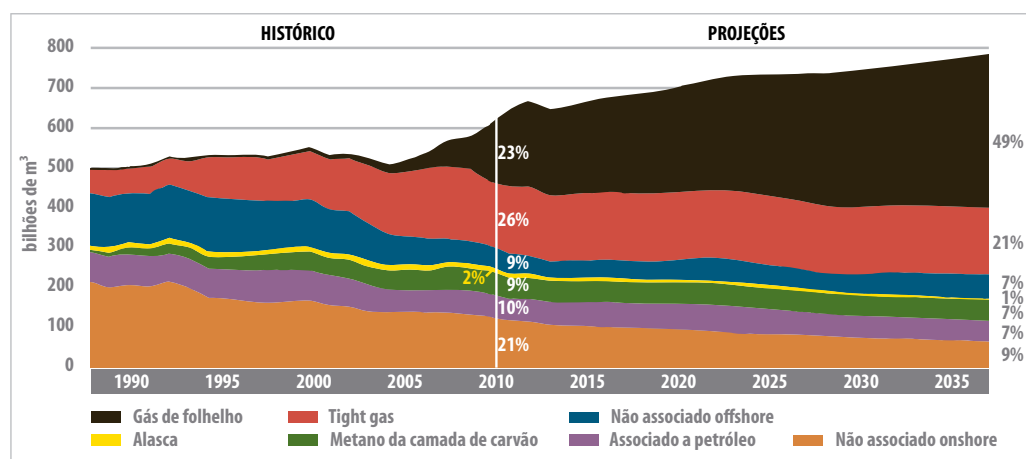
Em termos absolutos, o volume de gás natural consumido em 2010 nos EUA foi de 679,5 bilhões de m³ de gás natural, dos quais aproximadamente 90% (611 bilhões de m³) foram

⁷² EIA. *Energy Outlook*. 2011

produzidos internamente e o restante importado, particularmente via gasodutos do Canadá, que representou praticamente 90% do volume total importado de gás pelos EUA em 2010, de forma que tem sido cada vez menor a importância das importações de Gás Natural Liquefeito⁷³ (GNL) para o abastecimento interno do país⁷⁴.

De uma forma geral, é bastante diversa a participação dos diferentes tipos de gás natural produzidos no país. Conforme pode ser observado pelo Gráfico 21, o gás natural convencional ainda representou parcela significativa da oferta interna estadunidense em 2010. Entretanto, sua produção vem decrescendo, enquanto a participação das fontes não convencionais, em especial do gás de folhelho, vem aumentando ano a ano, de forma a mais que compensar a queda nas fontes convencionais.

Gráfico 21 – Produção estadunidense de gás natural, 1990-2035



Fonte: EIA/DOE.

A partir da observação do Gráfico 21, também podemos perceber que, historicamente, o *tight gas* tem sido a principal fonte de gás natural não convencional nos EUA e é provável que ainda permaneça sendo por algum tempo (MIT, 2010). Entretanto, no médio prazo, a perspectiva é de que a produção de gás de folhelho tome essa posição.

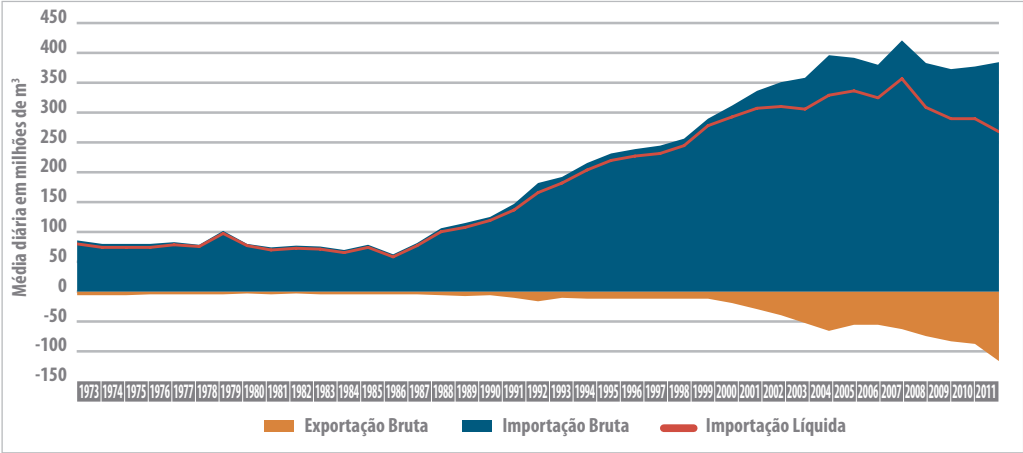
⁷³ O GNL apresenta-se como uma alternativa importante para o transporte de gás natural, que incorpora novas etapas na cadeia tradicional de gás natural. A primeira delas consiste em converter o gás de estado gasoso para o estado líquido, por meio de seu resfriamento, em unidades de liquefação, chamadas de trens, a temperaturas de -161,5° C, a fim de reduzir seu volume. Nesse processo, o volume do gás é reduzido em aproximadamente 1/600 do seu volume original, tornando seu transporte bem mais econômico. Cerca de 8% a 9% do gás que entra na unidade de liquefação é utilizado como combustível no próprio processo de liquefação. Dentro dessa mesma etapa inclui-se o transporte e o carregamento dos navios de transporte, chamados de metaneiros. Numa segunda etapa, encontra-se o transporte do GNL por esses mesmos navios até os terminais de recepção, onde ocorre a última etapa da cadeia, que consiste em descarregar os metaneiros, submeter o GNL ao processo de regaseificação e despachar o GN por gasoduto até o consumidor final. A capacidade média desses navios metaneiros atualmente é de 120.000 a 135.000 m³.

⁷⁴ Dados em BP Statistical Review of World Energy. June 2011.

Entre 2000 e 2009, a produção de gás natural de folhelho passou de 11 bilhões de m³ para 95 bilhões de m³. Esse crescimento ainda é mais surpreendente, pelo fato de que a parcela substancial deveu-se a um único lugar: Barnett Shale. Entretanto, outras áreas também vêm mostrando atividade crescente, como Fayetteville e Woodford Shales, na Bacia de Arkoma, Haynesville Shale, na Bacia de East Texas e a partir do final de 2009, Marcellus Shale, na Bacia Appalachian.

No que se refere à dependência externa, cabe também observar o Gráfico 22, que mostra a evolução das importações líquidas dos EUA desde 1973. Percebe-se que, particularmente, a partir de 2007, o volume de importações líquidas vem decrescendo na oferta interna de gás, que passou a ser suprida pelo aumento da produção nacional, na qual o gás não convencional vem desempenhando importância crescente, conforme ilustra o Gráfico 21, anteriormente exposto.

Gráfico 22 – Importações líquidas de gás natural dos EUA, 1973-2011

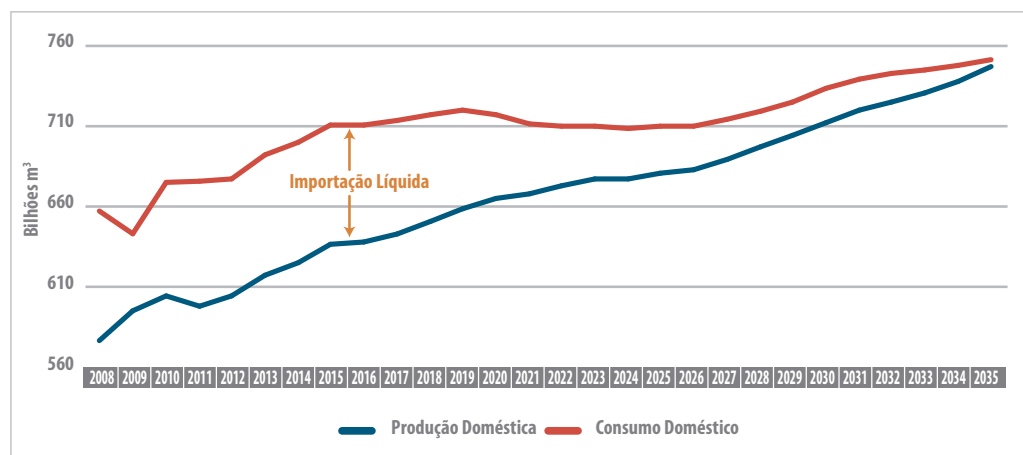


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA/DOE⁷⁵.

Logo, com o rápido crescimento da exploração de gás de folhelho, os EUA mudaram significativamente sua perspectiva quanto à oferta de gás natural, passando de um cenário de aumento da participação das importações, em especial via GNL, para outro de tendência a autossuficiência, com perspectiva de exportação, como pode ser inferido a partir do Gráfico 23, a seguir, baseado nas estimativas do Departamento de Energia dos EUA (DOE) para os volumes de importações líquidas de gás natural pelos EUA até 2035. Ainda de acordo com as projeções do DOE, a partir de 2016 os EUA já assumiriam o papel de exportador líquido de GNL no cenário internacional (EIA/DOE, 2012e).

⁷⁵ Disponível em <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5410>. Último acesso em 16 de março de 2012.

Gráfico 23 – Estimativas das importações líquidas de gás natural dos EUA, 2008 - 2035



Fonte: Elaboração própria a partir de dados EIA/DOE⁷⁶.

Nesse sentido, cabe observar que algumas empresas nos EUA já vêm inclusive solicitando autorização do DOE⁷⁷ para exportação de GNL, bem como dando início, junto à Comissão Federal de Regulação de Energia (em inglês Federal Energy Regulatory Commission ou FERC), ao processo para construção de terminais de liquefação de gás natural (PLATTS, 2012a).

Entretanto, deve ficar claro que o alcance dos impactos que este aumento da produção interna de gás natural proporcionada pelo gás de folhelho teve e terá no mercado norte-americano ainda é bastante debatido (Almeida, 2011). Fato é que os recursos de *gás de folhelho* hoje conhecidos nos EUA são equivalentes a duas vezes o volume de todas as reservas de gás atualmente provadas no país. Embora esses números possam estar errados, já que há ainda muita incerteza e desconhecimento sobre esse tipo de formação rochosa para a realização de cálculos mais acurados sobre o nível das reservas de gás de folhelho nos EUA, ele já dá uma dimensão do enorme potencial que esta fonte representa para a oferta do energético. Recentemente, o próprio (EIA/DOE, 2012a) revisou para baixo, em 9 trilhões de m³, sua estimativa das reservas de gás natural de folhelho nos EUA. O declínio foi em grande parte consequência da diminuição na estimativa das reservas da área de Marcellus Shale, que passaram de 11,5 trilhões de m³ para 3,9 trilhões de m³, em função de melhoria na qualidade dos dados da US Geological Survey. Em função da revisão, a estimativa atual das reservas não provadas tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho nos EUA é de 13,5 trilhões de m³ e não mais de 23,3 trilhões de m³. A título de ilustração, a Tabela 4 compara as diferentes estimativas de reservas de gás de folhelho calculadas por diferentes instituições internacionais.

⁷⁶ Disponível em <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2011&subject=0-AEO2011&table=13-AEO2011®ion=0-0&cases=ref2011-d020911a>. Último acesso em 19 de março de 2012.

⁷⁷ Nos EUA, as exportações de gás natural devem ser analisadas e autorizadas pelo Office of Fossil Energy do DOE. Já as construções e modificações de terminais de GNL devem ser autorizadas pelo FERC.

Tabela 4 – Estimativa das reservas de gás natural dos EUA, por tipo (trilhões de m³)

	NPC	USGS/MMS	PGC		ICF
	2003	Vários anos	2006	2008	2009
L48					
Convencional	19,6	26,3	27,3	24,6	19,6
Tight gas	5,0	5,4		17,4	4,9
Gás de folhelho	1,0	2,4			17,9
Metano em camadas de carvão	1,6	2,0	3,1	2,8	1,8
Total L48	27,1	36,1	30,4	44,8	44,2
Alasca					
Convencional	6,7	10,1	5,5	5,5	6,7
Tight gas	0,0	0,0		0,0	0,0
Gás de folhelho	0,0	0,0			
Metano em camadas de carvão	1,6	0,5	1,6	1,6	1,6
Total Alasca	8,3	10,6	7,1	7,1	8,3
EUA					
Convencional	26,3	36,4	32,8	30,1	26,3
Tight gas	5,0	5,4		17,4	4,9
Gás de folhelho	1,0	2,4			17,9
Metano em camadas de carvão	3,3	2,5	4,7	4,4	3,5
Total EUA	35,5	46,7	37,5	51,9	52,6
Reservas provadas	5,2	6,9	5,8	6,9	6,9
Total (trilhões m³)	40,7	53,6	43,3	58,9	59,5

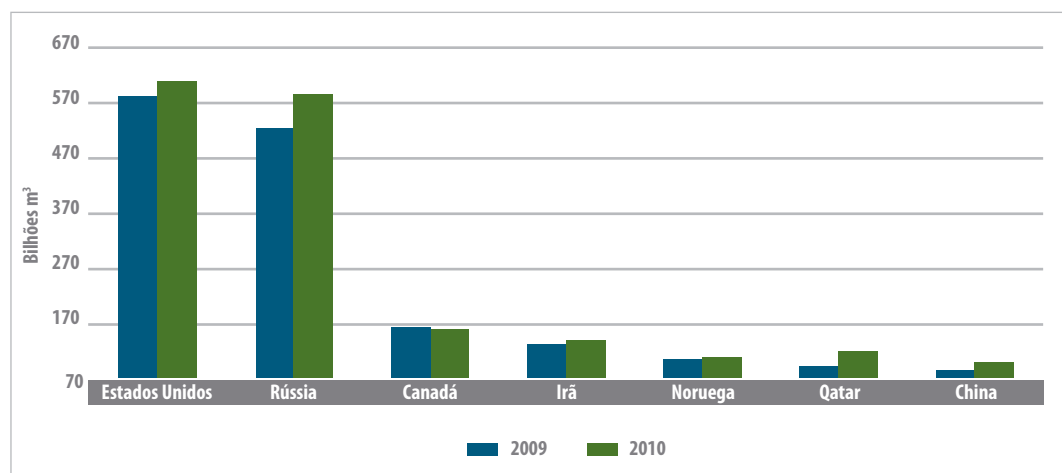
Fonte: National Petroleum Council 2003; United States Geological Survey 2010; Minerals Management Service 2006; Potential Gas Committee 2009; Energy Information Administration 2009, apud MIT, 2010.

A partir do anteriormente exposto, podemos concluir que, dada a significativa quantidade de gás de folhelho nos EUA e o fato de os avanços e conhecimento tecnológico para exploração em larga escala desses recursos ainda estarem em fase relativamente incipiente, seu potencial para transformar o cenário energético dos EUA, e mesmo internacional, é potencialmente muito grande. Entretanto, a forma e a velocidade com que este processo ocorrerá depende ainda do melhor esclarecimento de diversas questões, que serão ainda abordadas ao longo desta seção, tais como os riscos e impactos ambientais derivados da exploração desses recursos, o alcance da regulação federal sobre a atividade e os custos de produção a longo prazo, particularmente em cenário de preços decrescentes.

3.3 Impactos do *shale gas* sobre o mercado e o preço de gás natural

É fato que o gás de folhelho vem alterando o cenário de oferta de gás natural nos EUA nos últimos anos. Atualmente, o país é o maior produtor mundial de gás natural (ver Gráfico 24), tendo produzido 611 bilhões de m³ do energético em 2010, ou 19,3% (BP, 2011) da oferta mundial. Embora parcela significativa do volume produzido ainda seja de fontes convencionais, *onshore* e *offshore* (52%, em 2010), as fontes não convencionais⁷⁸ vêm assumindo importância crescente, (48%), em especial o gás de folhelho, que representou 23% da produção interna dos EUA em 2010.

Gráfico 24 – Produção de gás natural dos 7 maiores produtores mundiais, 2009-2010

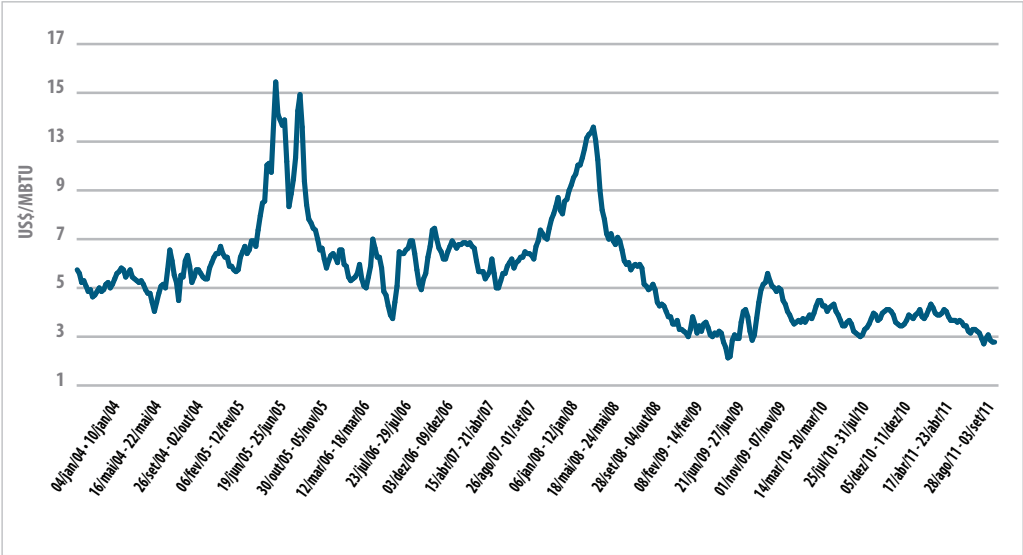


Fonte: Elaboração própria a partir de dados BP, 2011.

Como é de se esperar, o aumento na oferta de gás natural vem tendo reflexos sobre o nível de preços desse energético no país. O Gráfico 25 apresenta a evolução dos preços do gás natural no *Henry Hub* desde 2004. A partir do Gráfico 25 observa-se que os preços do gás passaram do patamar médio de US\$ 6-8/MBTU, com picos de até US\$ 13/MBTU entre os anos de 2004 e 2008, para o nível de US\$ 3-5/MBTU nos últimos três anos (2009, 2010 e 2011). Em 2011, o valor médio do gás natural no *Henry Hub* foi de US\$ 3,99/MBTU. A expectativa para 2012 é que os preços do gás natural no mercado norte-americano caiam ainda mais, situando-se no patamar de US\$ 3,35/MBTU (EIA/DOE, 2012d). De acordo com os dados do Platts, entre janeiro e meados de fevereiro de 2012, o preço médio do energético no *Henry Hub* foi de US\$ 2,69/MBTU. Embora para 2013 o EIA preveja recuperação e situe o preço no patamar de US\$ 4,07/MBTU, a recuperação ainda seria pequena, não revertendo o cenário que se mantém desde meados de 2008: preços baixos para o gás natural nos EUA.

⁷⁸ Neste caso está se considerando o metano em camadas de carvão, o gás natural de folhelho e o *tight gas*.

Gráfico 25 - Evolução semanal dos preços do gás natural nos EUA 2004-2011 – Henry Hub



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Platts.

Embora fatores como a crise econômica mundial – que teve início nos EUA em meados de 2008 e afetou fortemente o ritmo de crescimento do país, com reflexos sobre a demanda de energia ao longo do período citado – tenham tido influência sobre a queda nos preços do gás natural nos EUA, sua principal causa é o aumento da produção interna de gás a partir de fontes não convencionais⁷⁹.

De uma forma geral pode-se dizer que o aumento da produção interna de gás natural nos EUA tem provocado seu descolamento tanto em relação ao preço do petróleo no mercado internacional quanto do preço do gás natural em relação a outros mercados regionais. Essa alteração no padrão de comportamento dos preços do gás natural no mercado estadunidense, bem como suas implicações e viabilidade no longo prazo, é o tema que a presente seção buscará discutir.

⁷⁹ Deve-se também acrescentar que a queda adicional observada no final de 2011 pode ser atribuída, em parte, às temperaturas amenas que vêm sendo verificadas nos EUA, o que acabou por manter o consumo de gás natural em níveis relativamente baixos e os estoques altos.

3.3.1 Impactos do *shale gas* sobre o comportamento dos preços do gás natural nos EUA

O descolamento dos preços do gás natural dos preços do petróleo que vem sendo observado nos EUA desde 2006 indica uma mudança significativa no padrão de precificação do gás natural.

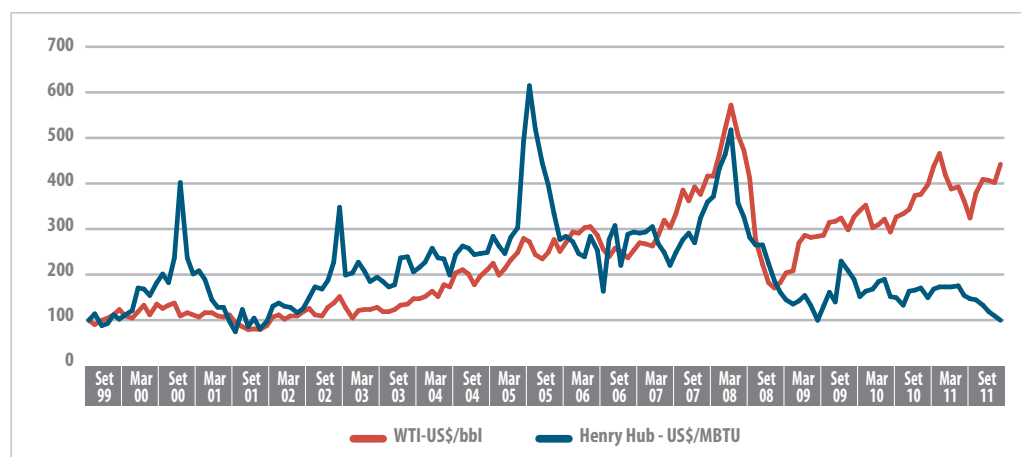
Tradicionalmente, os preços dos derivados de petróleo serviram como parâmetro para o preço do gás natural, uma vez que, em função da difusão tardia desse energético, devido às dificuldades associadas a seu transporte, o gás teve frequentemente que disputar mercado com outras fontes de energia já estabelecidas. Consequentemente, o gás natural encontrou dificuldades para desenvolver mercados cativos e, dessa forma, seu valor de mercado foi, historicamente, dado pelo preço dos combustíveis concorrentes, ou seja, a forma de precificação do gás natural dependeu frequentemente do custo de oportunidade relacionado com o deslocamento de outras fontes energéticas⁸⁰.

Nos Estados Unidos, a possibilidade de substituição entre derivados de petróleo e o gás natural nos setores industrial e de geração de energia elétrica levou a que o preço do gás tivesse, em certa medida, como parâmetro superior, o preço dos destilados de petróleo (como, por exemplo, o diesel) e, como parâmetro inferior, o preço do óleo combustível. Nesse contexto, variações no preço do óleo cru, quando viessem a ser refletidas nos preços dos destilados e do óleo combustível, seriam seguidas de movimento correspondente nos preços do gás natural. Nesse sentido, os preços do petróleo e do gás natural tendiam a manter uma relação baseada na capacidade de substituição entre os dois energéticos, ou entre o gás natural e os derivados de petróleo concorrentes, dependendo do segmento de mercado (EIA/DOE, 2009a).

Dada a equivalência energética entre os produtos, essa relação poderia variar de 6:1 a 10:1. A possibilidade de desvios dessa relação, em virtude de desequilíbrios pontuais de oferta e demanda em algum dos mercados, não abalava a premissa, já que a longo prazo a tendência seria sempre a de que os preços voltassem a seguir esse padrão de comportamento (EIA/DOE, 2009a; MIT, 2010). Essa relação de preços foi mantida até mais ou menos o início de 2006 (conforme pode ser visto no Gráfico 26), quando se começa a observar um aumento mais persistente do *spread* entre os preços do gás natural e do petróleo nos EUA, que vai se intensificar a partir de 2008.

⁸⁰ É importante observar que, embora a indústria de gás natural possa ser considerada uma indústria antiga, as deficiências na tecnologia de transporte levaram a que o gás natural penetrasse tardiamente em mercados geograficamente distantes da localização das reservas, de forma que encontrou dificuldades em desenvolver mercados exclusivos, tendo frequentemente que disputar mercado com outras fontes de energia já estabelecidas e pelas quais pode ser substituído de forma relativamente fácil. Alguns exemplos: no setor industrial, o gás disputa mercado com o óleo combustível e o carvão mineral ou vegetal; no setor de transportes, o gás natural pode substituir a gasolina e o óleo diesel; no segmento de geração de energia elétrica, o gás tem o mesmo papel que o diesel, o óleo combustível e o carvão. Esse risco de mercado pelo lado da demanda resulta na comum aplicação do mecanismo de *netback pricing* para a formação do preço do gás natural (Dahl, 2004; Pinto Jr. et al, 2007). Ou seja, na definição dos preços do gás são considerados os preços de seus substitutos (Mathias, 2007).

Gráfico 26 - Comportamento dos preços do gás natural nos EUA e do petróleo tipo WTI 1999-2011 (base: setembro de 1999 = 100)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados BP, 2011; Platts.

De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), a razão entre o preço do óleo cru, em dólares por barril, e do gás natural, em dólares por milhão de BTU, situou-se, em média, na faixa de 7:1 entre 2000 e 2005. Já entre 2006 e o início de 2009, a relação entre os preços foi de 11:1 e, em meados de 2009, a relação já era de 18:1 e de mais de 20:1 no primeiro semestre de 2011 (EIA/DOE, 2009a; MIT, 2010).

A título de ilustração, também percebemos, a partir do Gráfico 26, que em 2006 os preços do óleo cru encontravam-se em trajetória ascendente, o que acabou puxando os preços do óleo combustível para cima. Não obstante, os preços do gás natural não acompanharam esse movimento de alta. Consequentemente, os consumidores finais que podiam mudar do óleo combustível para o gás natural o fizeram nesse momento. Apesar disso, o crescimento na demanda de gás ocasionado pelo aumento de competitividade desse energético frente a seus substitutos derivados de petróleo não levou, como tradicionalmente, ao aumento do preço do gás natural nos EUA, de forma que o diferencial de preços foi mantido, exceto por pequenos períodos de tempo, como no final do ano de 2006. Paralelamente à medida que aumentou a oferta de gás natural a preços mais baixos, estimulou-se o aproveitamento de todas as oportunidades de mudança de derivados de petróleo para o gás natural. Dado que a oferta de gás seguiu crescendo nos Estados Unidos, a relação entre o preço médio do óleo cru e do gás natural seguiu aumentando. Nesse sentido, a partir do Gráfico 26, é possível ainda verificar que tanto o óleo cru quanto o gás natural sofreram quedas abruptas de preços entre 2008 e 2009. Todavia, o WTI já começa a mostrar sinais consistentes de recuperação a partir de 2009, enquanto os preços do gás natural seguem em trajetória de queda nos EUA (EIA/DOE, 2009a).

Logo, torna-se cada vez mais claro que os fatores estruturais que estão atualmente direcionando o mercado de petróleo e de gás nos EUA são distintos. O mercado de gás natural nos EUA tem respondido cada vez mais às condições internas associadas a oferta e demanda e menos a fatores relacionados ao comportamento da indústria do petróleo.

Uma primeira implicação dessa mudança no padrão de comportamento dos preços do gás nos EUA é que, embora ainda seja muito precoce afirmar que o mercado de petróleo não afeta mais o de gás natural no país (EIA/DOE, 2009a), ela indica que a relação entre os preços dos dois energéticos mudou significativamente nos EUA, tornando-se bem mais complexa que antes, não podendo, portanto, ser definida apenas em termos de equivalência energética entre os produtos, ou qualquer outra regra de bolso (MIT, 2010).

Outra implicação derivada do aumento do *spread* entre os preços do petróleo e do gás natural no mercado estadunidense é a ampliação da competitividade do gás natural frente a outros energéticos, o que abre caminho para aumento de sua participação em segmentos como o de geração de energia elétrica e mesmo de transportes. Como benefícios adicionais do aumento da participação do gás natural na matriz energética do país, pode-se ainda citar o fato de (i) ser uma fonte mais limpa, em termos de emissões, que o carvão e o petróleo. No que tange às emissões de CO₂, especificamente, o gás natural emite apenas 50% de CO₂, quando comparado ao carvão, e cerca de 30%, quando comparado ao óleo combustível; e (ii) segurança de oferta, já que, ao contrário do petróleo, o aumento da participação do gás na oferta de energia nos EUA não implicaria aumento da dependência de fontes externas.

3.3.2 Impactos do *shale gas* sobre o mercado internacional de GNL

Diferentemente do que ocorre na indústria do petróleo, não se pode ainda falar de um mercado mundial de gás natural, e sim de mercados regionais. As próprias características físicas⁸¹ do gás dificultam e encarecem seu transporte, que acaba constituindo parcela significativa dos custos totais para o consumidor, seja por duto ou GNL, e dificultando a formação de um mercado mundial de gás natural (DAHL, 2004). Além do mais, as principais⁸² formas de transporte de gás natural, gasodutos e GNL, implicam em aporte de elevadas somas de capital em ativos específicos, geralmente viabilizados a partir de contratos de longo prazo com cláusulas *take-or-pay*⁸³ e *ship-or-pay* (Dahl, 2004; IEA, 2002).

⁸¹ O gás natural apresenta baixa densidade calórica quando comparado ao óleo cru. Essa característica faz com que a mesma quantidade de energia sob a forma de GN ocupe volume 1.000 vezes maior que sob a forma de petróleo (Pinto Jr, et al, 2007).

⁸² Uma outra forma de transporte de gás natural é por meio de sua compressão, o chamado gás natural comprimido ou GNC. Quanto maior a compressão do gás, menor o volume ocupado. O gás pode ser transportado em cilindros especiais, capazes de suportar altas taxas de compressão (até 200 Bar).

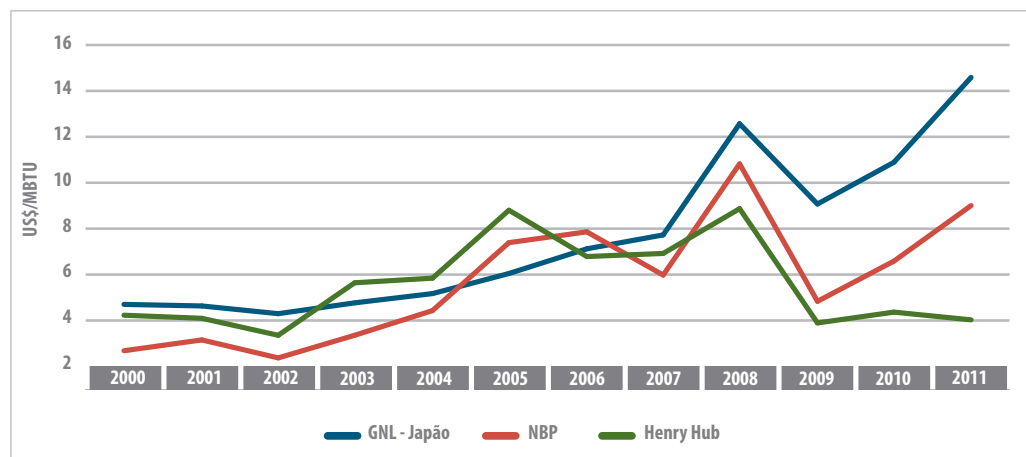
⁸³ Na indústria de gás natural, a elaboração de contratos de longo prazo, do tipo *take-or-pay* e *ship-or-pay*, contribuíram para reduzir o nível de incerteza nessa indústria e garantir os estímulos necessários para que os agentes investissem na produção de gás natural e na construção de gasodutos. Os contratos *take-or-pay* garantem que uma quantidade mínima de gás natural será paga pelo comprador por um preço previamente estabelecido, independentemente de a empresa compradora retirar integralmente esse montante no momento do fornecimento físico, ou seja, elas protegem o produtor e a gestão de seus volumes de reservas de gás natural em sua relação com as firmas proprietárias do gasoduto. As cláusulas *ship-or-pay* têm o mesmo espírito, mas se referem ao volume de gás transportado, ou seja, garante-se à empresa transportadora e proprietária do gasoduto a compra de determinada quantidade de gás a um preço previamente estabelecido. Outras cláusulas bastante comuns foram as da nação mais favorecida (que visa garantir aos agentes envolvidos na transação as mesmas regras aplicadas a contratos semelhantes dentro da mesma região geográfica) e a dedicação das reservas.

Essas condições específicas do mercado de gás natural acabam restringindo a formação de um mercado mundial de gás natural, capaz de ligar os centros produtores aos principais consumidores. É fundamental, portanto, destacar algumas características atuais do comércio internacional de gás natural. Em 2010, a produção mundial de gás natural foi de 3,19 trilhões de metros cúbicos. Desse montante, cerca de 30% foi comercializado internacionalmente (975,22 bilhões de m³). A maior parte desse comércio internacional de gás, entretanto, ocorreu por meio de gasodutos, apenas 297,63 bilhões de m³ ou 9,3% do total produzido no mundo foi por meio de GNL (BP, 2011). Esse fato acaba conferindo uma dimensão majoritariamente regional ao mercado de gás natural, inclusive em suas diferentes formas de precificação.

Atualmente, pode-se falar em três principais mercados regionais de gás natural: o mercado norte-americano, o europeu e o asiático. Cada um desses mercados tem características próprias no que tange ao grau de maturidade, à dependência de importações, às fontes de suprimento, à infraestrutura já estabelecida da malha dutoviária, entre outros fatores. Ainda mais importante é que cada um desses mercados estabelece o preço do gás de forma distinta. No caso do mercado norte-americano, o preço é estabelecido com base na competição gás-gás e no livre acesso à rede de gasodutos de transporte, além de haver um mercado *spot* e de derivativos bem estabelecido, que serve para administrar o risco. Já no mercado europeu, as relações são mais baseadas em contratos de longo prazo com indexação a uma cesta de óleos substitutos. Além disso, embora venha tendo esforços por parte da União Europeia, o acesso aos gasodutos ainda se dá de forma restritiva, ou seja, não há garantia de livre acesso por meio de uma regulamentação unificada. Por fim, o mercado asiático, até por sua menor disponibilidade de fontes internas, tem maior preponderância de contratos de longo prazo com preços indexados ao óleo cru.

Apesar da variedade de formas organizacionais entre os três mercados, bem como outras diferenças no que concerne à quantidade de reservas e ao acesso a fontes de suprimento, os preços do gás natural, em geral, costumavam apresentar padrões de comportamento similares. Este fato devia-se, em grande medida, à forte relação existente entre os preços do gás e os preços do petróleo. A partir de 2008, entretanto, esse cenário começa a mudar de forma significativa, conforme pode ser visto no Gráfico 27.

Gráfico 27 – Comportamento dos preços do gás natural nos três principais mercados regionais entre 2000 e 2011 (US\$/MBTU)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados Platts.

A partir da observação do Gráfico 27 podemos inferir que, em geral, os preços do gás natural tendiam a seguir o mesmo padrão de comportamento. Isso não significa dizer que eram idênticos ou perfeitamente correlacionados, mas, sim, similares (WHITE, 2011). No entanto, a partir de 2008, e de forma ainda mais acentuada em 2011, o que se verifica é a forte ampliação do *spread* entre os preços de cada um dos três mercados citados, com os preços do gás no *Henry Hub* situando-se no limite inferior e os do mercado japonês no superior. As razões para o aumento dessa divergência entre os preços do gás natural nos principais mercados em 2011 já foram apontadas na seção I.1.2 deste Boletim Anual, cabendo aqui apenas mencionar que, por enquanto, os elementos preponderantes para a determinação dos preços do gás natural continuam sendo definidos pela dinâmica interna de cada região, não se podendo, portanto, falar de um mercado global de gás natural.

Por outro lado, no que tange especificamente às implicações referentes ao mercado de gás norte-americano do aumento do *spread* entre o preço do gás natural no *Henry Hub* e nos demais mercados internacionais, pode-se destacar a possibilidade de direcionamento de parte da produção interna para o mercado externo via GNL.

Essa possibilidade representa uma completa reversão do papel dos EUA no cenário internacional de gás natural, já que até 2007 a perspectiva do próprio DOE era de que o país viesse a se tornar cada vez mais dependente das importações de GNL. Dentro dessa perspectiva, a capacidade de regaseificação de gás natural nos EUA foi ampliada, representando, em 2009, 11,9 bilhões de m³/ano (BROWN, GABRIEL e EGGING, 2010). Parcela significativa dessa capacidade acabou não sendo utilizada em 2011, sendo aproveitada para estocagem de gás natural para venda posterior ou reexportação para mercados em que os preços estivessem mais atrativos, como o asiático ou europeu. Em 2011, foram reexportados 1,5 bilhão de m³ por terminais nos EUA, aumento de 62% em relação a 2010. Atualmente existem três terminais de importação de GNL

com autorização para reexportar o gás: Freeport, no Texas, Sabine Pass e Cameron, ambos em Louisiana⁸⁴.

Nesse novo contexto de preços baixos e aumento da oferta interna nos EUA abre-se oportunidade para os agentes ampliarem as exportações de gás natural, a fim de auferir ganhos de arbitragem, particularmente no mercado asiático, em função da forte disparidade de preços entre os dois mercados.

Consequentemente, algumas empresas já iniciaram processo para obtenção de autorização, tanto para construção de terminais de exportação de GNL (PLATTS, 2011a), no FERC, quanto para exportação do gás natural produzido, junto ao DOE⁸⁵. A previsão do DOE⁸⁶ é que o país se torne um exportador líquido de GNL a partir de 2016.

Apesar de a tendência de aumento das exportações estadunidenses ser resultado do crescimento significativo da oferta interna de gás natural, uma possível consequência seria que esta pressionasse os preços domésticos do energético. De acordo com as previsões do DOE, o crescimento das exportações de GNL pelos EUA poderia provocar aumento de até 54% dos preços domésticos do gás natural até 2018, dependendo de fatores como volume exportado e taxa de crescimento da produção de gás. Ainda segundo o mesmo relatório, os preços do gás natural na boca do poço permaneceriam abaixo de US\$ 5,13/MBTU (dólares de 2010) até 2023 e, em 2035, os preços do energético já teriam alcançado o patamar de US\$ 6,69/MBTU. A razão para a perspectiva de aumento nos preços do gás natural nos EUA seria a necessidade de explorar recursos cada vez menos produtivos, a fim de aumentar a produção. Dado que os preços do gás natural nos EUA mantiveram-se no patamar de US\$ 3,96/MBTU em 2011 e até meados de fevereiro deste ano tiveram média de US\$ 2,69/MBTU, esse cenário representa possibilidade de aumento de pelo menos 30% dos preços domésticos do gás natural.

A possibilidade de aumento nos preços internos do gás natural em razão do crescimento das exportações já gerou uma série de pressões internas para reavaliar os atuais procedimentos para obtenção de licenças de exportação e para a imposição de critérios que levem em consideração os eventuais efeitos sobre os preços do energético no país antes de serem concedidas tais autorizações (PLATTS, 2012b; 2012c; 2012f).

De qualquer forma, o cenário ainda é bastante incerto. As próprias previsões do DOE sobre os volumes de GNL a serem exportados pelo país vêm sendo fortemente questionadas e apontadas como sobreestimadas⁸⁷ por algumas instituições internacionais. Em todo caso, torna-se inegável o enorme potencial do gás de folhelho para alterar completamente a posição dos EUA no mercado internacional de gás.

⁸⁴ <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>, último acesso em 23/02/2012.

⁸⁵ Oito empresas já aplicaram junto ao DOE para obtenção de licenças para exportação de GNL dos EUA. (Platts, 2012f.)

⁸⁶ EIA/DOE, 2012a.

⁸⁷ A esse respeito ver Platts, 2012d.

3.3.3 Perspectivas para o desenvolvimento do *shale gas* em âmbito mundial

O gás de folhelho, assim como outras fontes de gás não convencional, guardam enorme potencial para ampliar de forma substancial a participação do gás natural na matriz energética mundial (IEA, 2011b; EIA/DOE, 2011c). Entre as vantagens do gás natural, pode-se destacar o benefício ambiental e de segurança energética, já entre os pontos negativos merece menção o desconhecimento das técnicas utilizadas na exploração deste recurso fora dos EUA, bem como as incertezas referentes aos impactos do uso em larga escala do fraturamento hidráulico, particularmente em função do desconhecimento dos compostos químicos utilizados no processo, sobre o meio ambiente. Nesse contexto, esta subseção buscará analisar brevemente as perspectivas de exploração do gás de folhelho fora dos EUA.

O sucesso na exploração de gás de folhelho nos EUA vem atraindo a atenção de diversos países interessados em aprender com a experiência americana e sobre seu potencial para aplicação em outras partes do mundo. Conforme já mencionado, há enorme potencial de exploração de gás de folhelho fora dos EUA. A título de ilustração, a Tabela 5 mostra as estimativas mundiais de reservas de gás de folhelho.

Tabela 5 – Estimativa das reservas mundiais de gás natural.

País	Reservas de gás natural comprovadas (trilhões de m³)	Reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis (trilhões de m³)
Europa		
França	0,01	5,10
Alemanha	0,18	0,23
Holanda	1,39	0,48
Noruega	2,04	2,35
Reino Unido	0,25	0,57
Dinamarca	0,06	0,65
Suécia	-	1,16
Polônia	0,16	5,29
Turquia	0,01	0,42
Ucrânia	1,10	1,19
Lituânia	-	0,11
Outros ⁸⁸	0,08	0,54
América do Norte		
Estados Unidos ⁸⁹	7,71	24,40
Canadá	1,76	10,98
México	0,34	19,28
Ásia		
China	3,03	36,10
Índia	1,07	1,78
Paquistão	0,84	1,44
Oceania		
Austrália	3,11	11,21
África		
África do Sul	-	13,73
Líbia	1,55	8,21
Tunísia	0,07	0,51
Argélia	4,50	6,54
Marrocos	0,00	0,31
Saara Ocidental	-	0,20
Mauritânia	0,03	-
América do Sul		
Venezuela	5,06	0,31
Colômbia	0,11	0,54
Argentina	0,38	21,91
Brasil	0,37	6,40
Chile	0,10	1,81
Uruguai	-	0,59
Paraguai	-	1,76
Bolívia	0,75	1,36
Total das áreas acima	36,07	187,47
Total no Mundo	187,10	-

Fonte: EIA/DOE ⁹⁰.

⁸⁸ Romênia, Hungria e Bulgária.

⁸⁹ A estimativa das reservas de *shale gas* dos EUA foi recentemente revisada pelo EIA, que reduziu para 13,5 trilhões de m³ as estimativas das reservas não provadas tecnicamente recuperáveis de *shale gas* no país.

⁹⁰ EIA/DOE 2011c.

Apesar das estimativas de reservas de gás de folhelho fora dos EUA serem significativas, sua exploração em larga escala ainda não aconteceu. A razão principal é o grau ainda muito incipiente em que se encontra o conhecimento sobre esses recursos em outras partes do mundo.

Em primeiro lugar, deve-se apontar que, em função do pouco interesse que os reservatórios de folhelho despertavam nos operadores até bem pouco tempo, as próprias informações geológicas sobre esse recurso são muito incertas, de forma que os agentes têm pouco conhecimento sobre o potencial, a qualidade e a localização dos melhores pontos para exploração do gás de folhelho em plano mundial. Essa situação é bem diferente da verificada nos EUA, onde desde a década de 1980 já houve interesse em aumentar o mapeamento deste tipo de rocha. Ainda assim, não se pode esquecer que, mesmo nos EUA, todo o processo, entre aprimorar o conhecimento geológico das áreas e a exploração comercial dos recursos, durou mais de vinte anos, nos quais milhares de perfurações foram realizadas, a fim de aumentar o volume de informação (GÉNY, 2010). Além disso, dado que as formações de gás de folhelho são distintas, as informações oriundas da experiência norte-americana não podem ser diretamente aplicadas em outros lugares e cada campo deve ser avaliado individualmente. Logo, não há, a princípio, razão para acreditar que esse processo demorará menos tempo em outras partes do mundo ou exigirá menos dispêndio de recursos.

Outra razão para o estágio ainda inicial em que se encontra a exploração do gás de folhelho fora dos EUA é o fato de, como esse recurso até bem pouco tempo não despertava interesse das grandes empresas da área de petróleo e gás, terem sido as companhias independentes que realizaram os maiores avanços tecnológicos e passaram a deter maior grau de expertise na exploração desses recursos. Esse fato acabou agindo como um limitador da disseminação do conhecimento na exploração de gás de folhelho fora dos EUA (IEA, 2011b). Deve-se, entretanto, ressaltar que esse é um obstáculo que já vem sendo superado pelas *majors* a partir de operações de fusões e aquisições, que permitem não só o acesso aos recursos materiais, mas também ao conhecimento e à experiência adquiridos pelas empresas independentes nos EUA e que podem ser utilizados em outras partes do mundo.

Tabela 6 – Fusões, aquisições e joint ventures envolvendo Majors e empresas independentes na exploração de gás de folhelho 2008-2010

Data Anunciada	Tipo de Acordo	Comprador	Vendedor	Ativo/Região
08/11/10	Acquisition	Chevron	Atlas Energy	Marcellus shale, Utica shale
08/10/10	Joint Venture	Statoil	Talisman, Enduring Resources	Eagle Ford shale
16/06/10	Asset purchase	BG Group/Exco	Southwestern Energy	Haynesville shale
28/05/10	Asset purchase	Shell	N/A	Eagle Ford shale
28/05/10	Asset purchase	Shell	East Resources	Marcellus shale
10/05/10	Joint Venture	BG Group	Exco Resources	Marcellus shale
21/04/10	Acquisition	BG Group/Exco	Commom Resources	Haynesville shale
02/03/10	Joint Venture	BP	Lewis Energy	Eagle Ford shale
04/01/10	Joint Venture	Total	Chesapeake	Barnett shale
14/12/09	Acquisition	ExxonMobil	XTO	San Juan, Barnett, Fayetteville, Woodford, Bakken, Haynesville, Marcellus
30/06/09	Joint Venture	BG Group	Exco Resources	Haynesville shale
18/05/09	Joint Venture	ENI	Quicksilver	Barnett shale
25/11/08	Joint Venture	Statoil	Chesapeake	Marcellus Shale
02/09/08	Joint Venture	BP	Chesapeake	Fayetteville shale
07/05/08	Joint Venture	ExxonMobil	Newfield Exploration	South Texas

Fonte: Notas de imprensa, apud: Gény, 2010.

Por fim, não se pode esquecer que a produção em larga escala de gás de folhelho, mesmo nos EUA, ainda é bastante recente. Logo, ainda há muita incerteza sobre os impactos ambientais derivados particularmente da utilização em larga escala do fraturamento hidráulico em sua exploração. As preocupações se referem em especial (i) aos grandes volumes⁹¹ de água exigidos pela utilização em larga escala do fraturamento hidráulico e (ii) o risco de contaminação de lençóis de água pelos aditivos químicos utilizados no processo. Essa preocupação torna-se ainda maior pelo desconhecimento, tanto do público quanto do governo, sobre a composição química desses aditivos⁹². Em razão dessa incerteza sobre os impactos ambientais da expansão do fraturamento hidráulico na exploração de gás de folhelho, alguns países vêm impondo restrições à utilização dessa técnica, como a França que, em 2011, banuiu a utilização do fraturamento hidráulico na exploração de gás de folhelho no país.

⁹¹ O total de água injetado por poço varia de 7.500 a 20.000 m³ por poço (IEA, 2011b).

⁹² Nos EUA já estão fazendo progressos a esse respeito. Embora a composição precisa dos aditivos utilizados ainda permaneça sob guarda do operador, diversas empresas já vêm dando maior transparência a respeito dos aditivos utilizados (MIT, 2010)

Apesar dos obstáculos e limitações apontados, o interesse na exploração de gás de folhelho fora dos Estados Unidos é bastante grande, particularmente em razão do grande potencial para aumento da oferta de gás natural e dos benefícios ambientais derivados da ampliação da utilização de gás natural em relação a outras fontes fósseis de energia, como o carvão e o petróleo, mas também por razões de segurança energética. Já que, ao contrário das reservas de gás convencional, que estão fortemente concentradas geograficamente⁹³, as reservas de gás de folhelho estão distribuídas de forma mais diversificada ao redor do globo, o que pode ser um forte incentivo, tanto em termos de aumento da segurança de oferta quanto de diversificação de fontes de energia, ao menos para alguns países, para o desenvolvimento desses recursos em escala mundial.

⁹³ Mais de 50% das reservas mundiais de gás convencional estão localizadas em três países: Qatar, Irã e Rússia (BP, 2011)

4 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO INTERNACIONAL

Produtos	2010	2011	Variação
WTI 1st Month (US\$/bbl)	95,04	102,48	7,83%
WTI 2nd Month (US\$/bbl)	95,59	102,82	7,56%
Marlim (US\$/bbl)	100,48	108,50	7,98%
Brent 1st Month (US\$/bbl)	111,27	117,21	5,35%
Brent 2nd Month (US\$/bbl)	109,91	116,93	6,39%
Brent Dated (US\$/bbl)	111,26	117,40	5,52%
Gasoline 10 PPM (US\$/bbl)	118,35	125,79	6,28%
NY Unleaded 87 (US\$/bbl)	118,13	124,54	5,42%
NY Unleaded 93 (US\$/bbl)	124,92	131,49	5,26%
ULSD 10 PPM (US\$/bbl)	113,73	118,37	4,08%
ULSD USGC (US\$/bbl)	124,82	132,02	5,77%
Henry Hub TDt Abs (US\$/MBTU)	4,00	2,51	-37,13%
Henry Hub FDt Com (US\$/MBTU)	4,01	2,54	-36,52%
Henry Hub FDt Abs (US\$/MBTU)	4,00	2,54	-36,48%

Fonte: Base de dados Platts

PARTE 2

MERCADO NACIONAL



1 | ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS AUTOMOTIVOS LÍQUIDOS

O objetivo desta seção consiste em avaliar os principais fatores que afetaram a dinâmica dos preços no mercado nacional dos combustíveis automotivos líquidos, com destaque para a evolução atípica, ao longo de 2011, dos preços ao consumidor final de gasolina e de etanol hidratado, justificada, essencialmente, pelas condições de oferta e demanda de etanol no país. Já os preços médios do óleo diesel nos segmentos de produção, distribuição e revenda mantiveram comportamentos relativamente estáveis ao longo do ano.

A análise deste Boletim, ressaltando os aspectos conjunturais e estruturais do comportamento dos preços, foi efetuada a partir das informações tanto da pesquisa semanal de preços da ANP referentes aos segmentos de distribuição e de revenda⁹⁴ quanto dos preços médios dos produtores⁹⁵. Essas informações são disponibilizadas no sítio eletrônico da Agência. Além disso, cabe destacar que, periodicamente, análises conjunturais acerca da evolução dos preços dos principais derivados de petróleo no mercado nacional são sintetizadas nos Relatórios Mensais de Acompanhamento de Mercado, também disponíveis no sítio eletrônico da ANP.

1.1 Gasolina comum e etanol hidratado combustível

Com base no estudo “Análise do comportamento dos preços de revenda da gasolina comum e do etanol combustível no 1º semestre de 2011” (BARAN, ESTEVES, 2011), elaborou-se análise acerca do comportamento dos preços dos combustíveis que atendem à demanda dos veículos com motores do ciclo Otto⁹⁶.

O ano de 2011 foi marcado por aumentos expressivos dos preços do etanol hidratado e da gasolina, ao consumidor final, registrados no primeiro quadrimestre do ano. Essa situação ocorreu em consequência das majorações nos preços praticados pelos produtores de etanol – hidratado e anidro (que é misturado com a gasolina A) -, em um momento de escassez do produto combinado com uma demanda crescente por etanol hidratado, dado o aumento da frota de veículos bicomcombustíveis. No entanto, após o início da safra da cana-de-açúcar, quando houve recuo dos preços em todos os segmentos da cadeia produtiva, os preços relativos entre os energéticos favoreceram, em geral, o consumo de gasolina. Essas questões serão examinadas nesta subseção.

Nos últimos anos, os preços da gasolina A nas unidades produtoras do país, não obstante a volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados no mercado internacional, apre-

⁹⁴ Os dados semanais referentes ao Levantamento de Preços dos Combustíveis estão disponíveis em: <http://www.anp.gov.br/preco/>.

⁹⁵ Os dados dos preços dos produtores de derivados de petróleo podem ser consultados no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?id=2368>.

⁹⁶ No caso, gasolina e etanol.

sentaram comportamento relativamente estável, fortemente influenciados pela política de preços da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável por mais de 95% da gasolina A comercializada no Brasil. De fato, os aumentos e as reduções nos preços de produção da gasolina A têm sido compensados integralmente ou em parte por diminuições e acréscimos da CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico)⁹⁷ e, portanto, o impacto dessas variações pouco influenciaram os preços ao consumidor final⁹⁸.

Para uma melhor compreensão do comportamento observado no mercado de gasolina comum no ano de 2011, torna-se necessária a análise não apenas da evolução dos preços da própria gasolina comum no Brasil em suas diferentes etapas de produção e de comercialização, mas também da magnitude da ampliação da interdependência dos mercados de gasolina e etanol, bem como dos impactos de variações dos preços do etanol hidratado e anidro praticados nas unidades produtivas nos preços estabelecidos nos mercados de distribuição e de revenda de gasolina comum (MAPA, 2010, 2011)⁹⁹.

Os preços de produção do etanol possuem, historicamente, comportamento sazonal que acompanha os períodos de safra e de entressafra de cana-de-açúcar. O comportamento desses preços, por seu turno, influencia os preços nas etapas seguintes da cadeia produtiva (distribuição e revenda), contribuindo, portanto, para uma grande variabilidade nos preços de revenda do etanol ao longo do ano.

Anualmente, a sazonalidade típica da comercialização de produtos agrícolas¹⁰⁰ faz com que os preços de etanol combustível sejam objeto de discussão, tendo em vista o efeito combinado dos períodos de entressafra do plantio de cana-de-açúcar, que naturalmente já promove aumento sazonal de preços do etanol, independentemente de qualquer desvio para produção de açúcar¹⁰¹, com a trajetória crescente da demanda interna por etanol hidratado, em virtude do aumento da frota de veículos bicomustíveis (*flex-fuel*)¹⁰².

⁹⁷ Em 26 de setembro de 2011 e em 1º de novembro de 2011, a alíquota da CIDE incidente sobre a gasolina foi reduzida, por meio dos decretos nº 7.570/2011 e nº 7.591/2011, com o objetivo de compensar, para o consumidor final, o incremento no preço da gasolina C, em função de alteração no percentual de etanol anidro adicionado à gasolina A, e o aumento de 10% no preço da gasolina A nas unidades produtoras, respectivamente.

⁹⁸ Cabe informar que questões pertinentes à tributação incidente sobre combustíveis automotivos são de competência exclusiva dos governos estaduais e federal.

⁹⁹ A gasolina comum comercializada no país é composta, desde 1º de outubro de 2011, por uma mistura de 80% de gasolina A e 20% de etanol anidro combustível. Anteriormente, essa proporção era de 75% e 25%.

¹⁰⁰ As safras de cana-de-açúcar na região Centro-Sul, responsável por cerca de 90% da área colhida do produto, se iniciam em abril/maio e terminam em novembro/dezembro, enquanto que nas regiões Norte-Nordeste começam em setembro/outubro e se encerram em fevereiro/março.

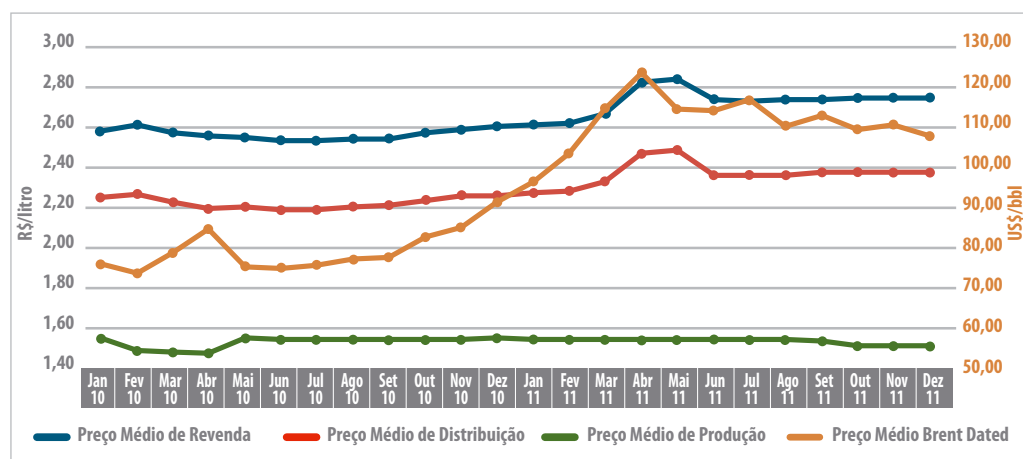
¹⁰¹ Embora esse movimento dos preços do etanol possa, em anos de alta nos preços do açúcar no mercado internacional, ser acentuado em decorrência de decisões de ampliação da produção de açúcar por parte dos produtores.

¹⁰² Segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA, entre março de 2003 e dezembro de 2011, dos 21 milhões de automóveis e comerciais leves licenciados, 15,3 milhões foram *flex-fuel* (aproximadamente 50% de participação estimada na frota total de veículos leves). Porém, a participação dos veículos movidos à gasolina está aumentando em função de incremento significativo, verificado nos últimos meses, do licenciamento de veículos importados.

Cabe observar que a relação de interdependência entre os mercados de gasolina e etanol é mais facilmente percebida naquelas regiões em que, em período de safra, a competitividade do etanol frente à gasolina tende a ser muito alta, em virtude tanto da proximidade dos centros produtores, o que reduz o valor do frete, quanto de grandes economias de escala na comercialização do produto.

O Gráfico 28 apresenta a evolução do preço médio nacional da gasolina no mercado brasileiro entre janeiro de 2010 e dezembro de 2011, com base nos preços dos produtores da gasolina A¹⁰³ e nos preços da gasolina comum nas etapas de distribuição e de revenda¹⁰⁴.

Gráfico 28 – Comportamento dos preços médios mensais da gasolina no Brasil entre janeiro de 2010 e dezembro de 2011 (R\$/litro)



Fonte: ANP/CDC.

A partir da observação do Gráfico 28, podemos perceber a estabilidade dos preços médios no país entre janeiro de 2010 e fevereiro de 2011. Entre março e maio de 2011, verificou-se forte elevação no preço do combustível nas etapas de distribuição e de revenda, o que não foi consequência do comportamento dos preços médios da gasolina A na etapa de produção, que se mantiveram relativamente estáveis ao longo de todo o período analisado.

Destaca-se que no período subsequente, entre junho e dezembro de 2011, os preços médios nos três segmentos de mercado apresentaram comportamentos estáveis.

¹⁰³ Nesses preços estão incluídas, quando cabíveis, as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide, aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins. Não incluem os valores do ICMS, cujas alíquotas e base de cálculo dependem de legislação própria de cada estado da Federação. Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59190&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1332185105909>.

¹⁰⁴ Preços médios ponderados mensais calculados a partir do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59141&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1332185144558>.

Entre fevereiro e maio de 2011, o aumento dos preços médios de revenda de gasolina comum no Brasil foi de 8,4%, enquanto o dos preços médios de distribuição foi de 8,9%.

Considerando que, além do custo de aquisição da gasolina A, os dois maiores elementos que influenciam a composição nos preços de gasolina comum são os tributos incidentes e o preço do etanol anidro¹⁰⁵, e que não houve variação positiva na carga tributária incidente sobre a distribuição e a revenda de gasolina C, convém analisarmos o comportamento dos preços do etanol anidro combustível adicionado à gasolina A, bem como o dos preços do etanol hidratado, principal substituto da gasolina comum nos mercados de revenda de combustíveis automotivos, para verificarmos os fatores que provocaram a significativa elevação dos preços da gasolina C entre março e maio de 2011.

Cabe esclarecer que se por um lado tanto a produção quanto os preços de etanol possuem, historicamente, comportamento sazonal, não se verifica uma resposta proporcional no lado da demanda pelo produto, que durante alguns meses pode se comportar até mesmo de forma contracíclica (com a demanda aumentando em períodos de entressafra), o que acaba por intensificar o movimento de alta já esperado nos preços do produto durante a entressafra.

Os preços de etanol podem ser influenciados não apenas pelas variações de oferta decorrentes da sazonalidade na produção de cana, mas também pelos preços dos produtos alternativos ao combustível (do ponto de vista da oferta, o açúcar e o etanol destinado para outros fins; do ponto de vista da demanda, a gasolina).

Com o advento dos carros bicomcombustíveis, a possibilidade de substituição entre a gasolina comum e o etanol hidratado pelos detentores de carros com essa tecnologia tornou-se uma opção realizada na hora de abastecer o veículo, baseada nas preferências individuais de cada consumidor e na relação de preços entre os dois combustíveis¹⁰⁶. À medida que aumentou a participação dos carros *flex-fuel* na frota nacional de carros de passeio, passou-se a verificar uma maior elasticidade-preço cruzada da demanda entre os mercados dos dois combustíveis, isto é, a variação de preço em um mercado passou a repercutir cada vez mais diretamente e de forma mais imediata na demanda do outro. Se, em 2003, apenas 3,7% do total dos carros produzidos no país eram bicomcombustíveis, esse percentual atingiu 86,4% da produção nacional em 2010 e 83,1% do total de veículos licenciados em 2011 (ANFAVEA, 2012).

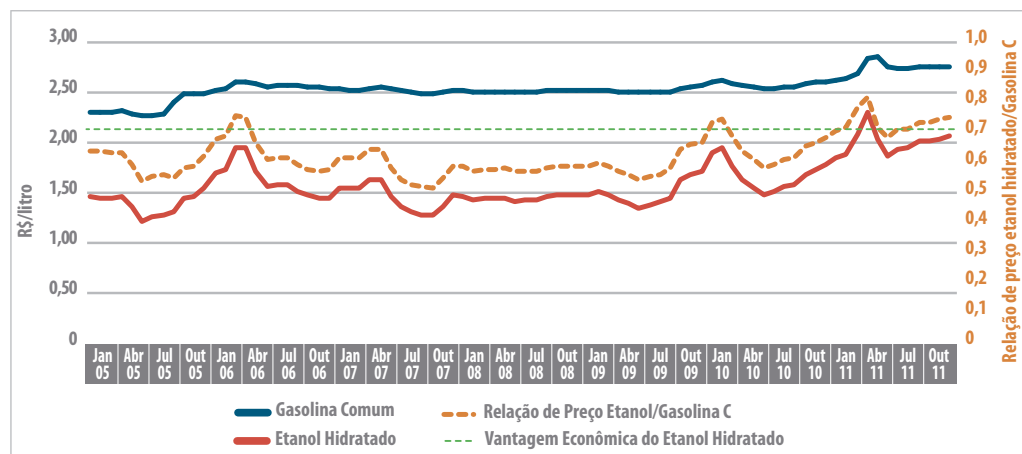
O Gráfico 29 apresenta a evolução dos preços médios mensais de gasolina comum e de etanol hidratado no país, bem como a razão existente entre eles, de janeiro de 2005

¹⁰⁵ Ver a estrutura de formação de preços de gasolina comum em <http://www.anp.gov.br/?pg=41230&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1306433624856>.

¹⁰⁶ Os bens, embora substitutos, possuem características distintas. Uma dessas características, em particular, determina a economicidade da substituição dos combustíveis por parte do consumidor: sendo o poder calorífico do etanol hidratado combustível inferior ao da gasolina comum, só é economicamente vantajoso para o consumidor abastecer com EHC quando o preço deste representar 70% ou menos do preço da gasolina, já que o diferencial entre o poder calorífico dos dois combustíveis tem reflexo direto sobre a rentabilidade por quilômetro rodado.

a dezembro de 2011. O limite de 70% entre os preços do etanol hidratado combustível e da gasolina C, referente à vantagem econômica em adquirir o etanol hidratado, está indicado no gráfico pela linha tracejada.

Gráfico 29 – Relação entre preços médios mensais de revenda de gasolina comum e de etanol hidratado no Brasil entre janeiro de 2005 e dezembro de 2011 (R\$/litro)



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Como pode ser observado no Gráfico 29, até janeiro de 2006 a gasolina comum e o etanol hidratado, ainda que com ritmos diferentes, apresentaram trajetória de preços médios de revenda crescentes. A partir de maio de 2006, os preços médios da gasolina comum passaram a apresentar comportamento relativamente estável, enquanto os do etanol oscilavam, ao longo do ano, principalmente em função da oferta disponível nos períodos de safra e entressafra da colheita de cana-de-açúcar. Merecem destaque os picos de preço do etanol hidratado combustível ocorridos em março de 2006 e em fevereiro de 2010, quando os preços médios atingiram patamares próximos de R\$ 2,00/litro, e em abril de 2011, quando alcançou R\$ 2,30/litro.

O movimento que já tinha sido notado no início de 2010, quando pôde ser percebido um pequeno aumento dos preços de gasolina comum (2,56% entre dezembro de 2009 e fevereiro de 2010) em resposta ao aumento de 15,09% nos preços de etanol hidratado, no mesmo período, retornou com maior intensidade em 2011.

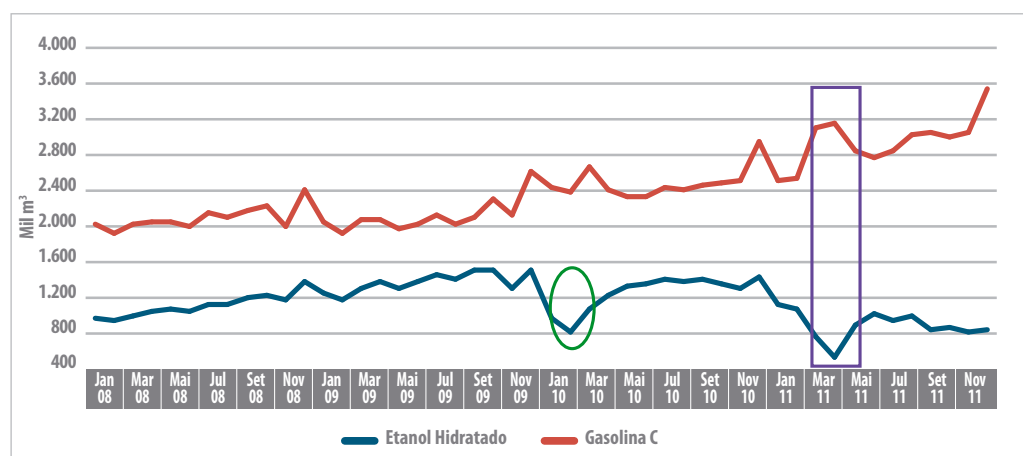
Ensina a teoria econômica que, em mercados de preços livres, espera-se que os principais motores de elevações nos preços dos produtos sejam decorrentes de pressões de demanda ou pressões de custos¹⁰⁷. Pressões de demanda são, em geral, caracterizadas por um excesso de procura em relação à oferta disponível de um produto, em determinado período de tempo, o que pode ocorrer por diversas razões (aumento da renda disponí-

¹⁰⁷ Há, ainda, um componente inercial, em geral associado a mecanismos de indexação da economia e às expectativas dos agentes privados, o qual não é relevante para a presente análise.

vel, políticas públicas de incentivo à demanda, mudança nos padrões de consumo da população, dentre outros). Já as pressões de custos caracterizam-se, principalmente, por elevações nos preços dos insumos e demais custos das firmas (aumento nas taxas de juros, desvalorização cambial, aumento nos custos de mão-de-obra, aumentos de impostos, entre outros). Com base nos dados apresentados no Gráfico 28, pode ser descartado como fator explicativo das variações dos preços da gasolina C em 2011 qualquer pressão relativa ao preço do principal insumo, que é a gasolina A nas unidades produtoras.

No que se refere às pressões de demanda, como pode ser observado no Gráfico 30, a seguir, o consumo do etanol hidratado combustível no Brasil apresentou uma tendência de crescimento desde o início de 2008¹⁰⁸. Mesmo com as elevações dos preços do etanol nos primeiros meses de cada ano, a tendência continuava a ser a ampliação da demanda de etanol hidratado e a retração da participação da demanda de gasolina comum em relação à demanda total de veículos do ciclo Otto (gasolina e etanol).

Gráfico 30 – Consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre janeiro de 2008 e novembro de 2011 (mil m³)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 07/02/2012.

No primeiro trimestre de 2010, deparada com uma elevação considerada atípica nos preços médios de etanol hidratado, a demanda do produto cedeu, com retração de 33,3% em relação ao último trimestre de 2009 no país (identificada pela elipse verde no gráfico), podendo ser percebida a resposta imediata no consumo da gasolina comum, com alta de 6,2% no mesmo período. O movimento observado em 2010 tinha sido, até então, a mais forte resposta da demanda de etanol a aumentos de preços, e já refletia os efeitos

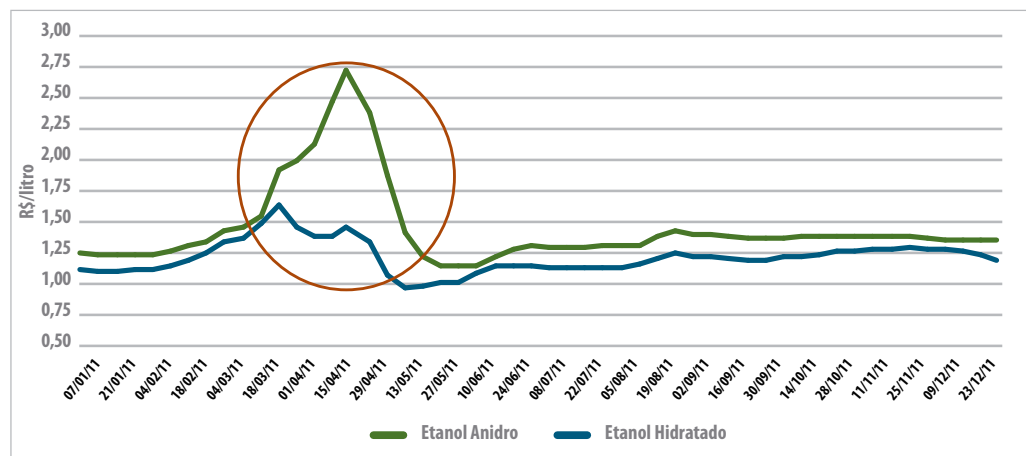
¹⁰⁸ O consumo mensal de etanol hidratado combustível passou de 962 mil metros cúbicos em janeiro de 2008 para 1,5 milhão de metros cúbicos em dezembro de 2009, o que correspondeu a uma alta de 57% (informação disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=59236&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebu st=1332185610397>). Deve-se observar que a informação é baseada nos dados do consumo aparente dos combustíveis, ou seja, nos dados de venda das distribuidoras de combustíveis líquidos.

da elevada participação de veículos *flex-fuel* na frota nacional. A partir de março de 2010, entretanto, a demanda de etanol hidratado apresentou recuperação e em julho do mesmo ano já havia retornado ao patamar observado no final de 2009, com a consequente redução do nível de demanda da gasolina, que recuou 5,7%, ao comparar as vendas totais do segundo trimestre de 2010 com as dos três primeiros meses do mesmo ano.

No primeiro trimestre de 2011, entretanto, os consumos subitamente apresentaram maior descolamento, com uma forte resposta da demanda de etanol hidratado combustível ao aumento de preços do produto. A queda na demanda deste combustível e o consequente aumento na demanda de gasolina comum (período identificado por um retângulo violeta) fugiram ao padrão histórico, com o consumo de gasolina comum no Brasil, ampliando-se em 22,2%, em um curto espaço de tempo (entre fevereiro de 2011 e março de 2011), o que gerou fortes pressões de demanda sobre a oferta (e os preços) da gasolina comum.

Já tendo sido descartado qualquer efeito, tanto dos preços da gasolina A nas refinarias quanto dos tributos, nos aumentos observados nos preços de gasolina comum ao consumidor final em 2011, resta avaliar o comportamento dos preços de etanol anidro combustível, o que é ilustrado no Gráfico 31, que apresenta os preços semanais de produção de etanol anidro combustível e de etanol hidratado no estado de São Paulo, produtor de mais da metade desses combustíveis no País¹⁰⁹.

Gráfico 31 – Preços semanais de produção de etanol hidratado combustível e de etanol anidro combustível no estado de São Paulo em 2011 (R\$/litro)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – Cepea/Esalq/USP.

¹⁰⁹ O estado de São Paulo respondeu, em 2010, por 58% da colheita de cana-de-açúcar no Brasil e 57% da produção total de etanol (segundo dados da CONAB) e por 25% das vendas totais de gasolina comum e por 56% das vendas totais de etanol hidratado no país, segundo dados de vendas desta ANP.

Como indica o Gráfico 31, tanto o preço do etanol anidro quanto do hidratado nas unidades produtoras de São Paulo seguiram trajetórias relativamente similares durante todo o ano de 2011, excetuando-se o período compreendido entre a segunda quinzena de março e o final de maio, quando se observa um forte descolamento nas trajetórias de variação dos dois produtos, já que o etanol anidro passa a sofrer seguidos aumentos, até atingir o pico de R\$ 2,73/litro em meados de abril, enquanto os preços do etanol hidratado passaram a apresentar declínio.

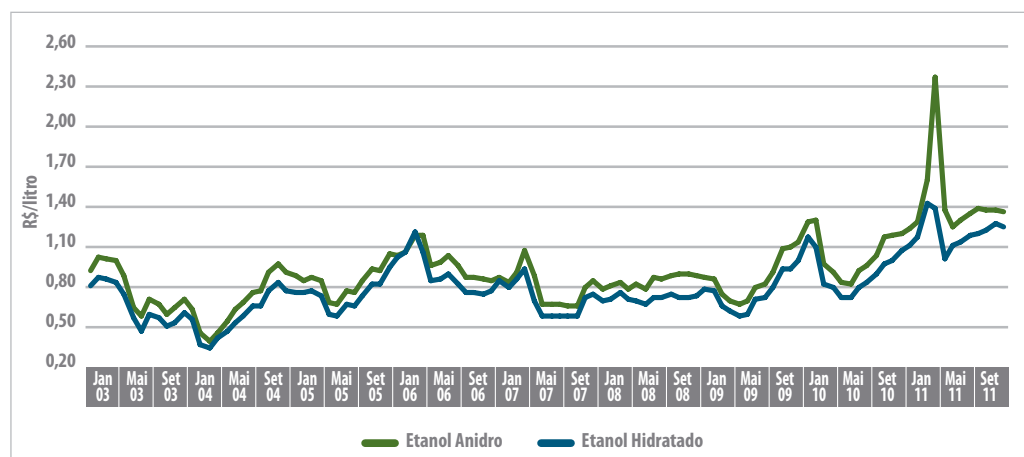
Considerando-se a adição de etanol anidro combustível à gasolina A na composição da gasolina comum, os aumentos significativos de preços do etanol anidro provocaram altas dos preços de distribuição e de revenda da gasolina comum. Em anos anteriores, os preços do etanol anidro combustível, embora apresentando comportamentos sazonais, não subiram o suficiente para ensejar reajustes expressivos dos preços de distribuição e de revenda da gasolina comum, como ocorreu em 2011.

O aumento na demanda de gasolina C, resultado da migração dos consumidores do etanol hidratado combustível para a gasolina comum, particularmente no estado de São Paulo, maior consumidor nacional, em um cenário de restrição da oferta de etanol, pressionou a demanda de etanol anidro combustível, cuja consequência foi a alta de 75,77% desses preços nas unidades produtoras entre a segunda semana de março de 2011 e a segunda semana de abril de 2011, o que gerou impactos sobre o preço final da gasolina comum. No período compreendido entre a primeira semana de janeiro de 2011 e a última semana de abril de 2011, a elevação dos preços médios ao consumidor final de gasolina C foi de 11,7% para o estado de São Paulo e de 10,3% para o Brasil.

Feitas essas considerações, conclui-se que os principais motivos para o aumento do preço médio da gasolina comum consumida no país em 2011 foram derivados dos comportamentos observados no mercado de etanol.

Como pode ser observado no Gráfico 32, que apresenta a evolução dos preços mensais de produção de etanol hidratado combustível e de etanol anidro combustível entre 2003 e 2011, tradicionalmente, o impacto da restrição de oferta decorrente dos períodos de entressafra da cana-de-açúcar sobre os preços do etanol anidro e do etanol hidratado era análogo. Verificou-se que, entre 2003 e 2010, as variações dos preços do etanol anidro combustível e do etanol hidratado combustível seguiram trajetórias relativamente similares. No entanto, entre março e maio de 2011, houve uma alteração nesse padrão de comportamento quando a alta dos preços do etanol anidro foi bem mais acentuada do que a do etanol hidratado.

Gráfico 32 – Preços médios mensais de produção do etanol hidratado combustível e do etanol anidro combustível no estado de São Paulo entre janeiro de 2003 e setembro de 2011 (R\$/litro)

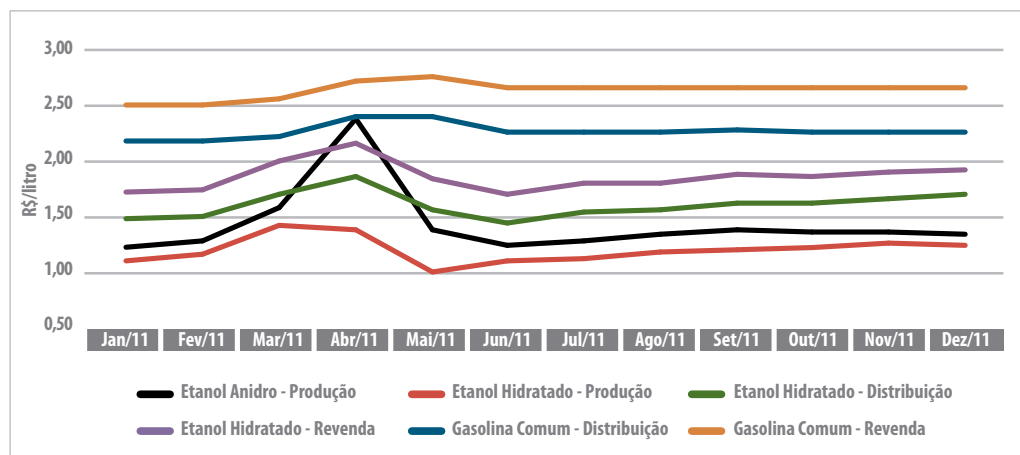


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Cepea/Esalq/USP.

Ao observar o Gráfico 32, nota-se que o preço médio de produção do etanol anidro atingiu R\$ 2,37/litro, em abril de 2011, o que representou alta de 92,6% em relação a janeiro de 2011. Nesse mesmo período, o incremento dos preços médios do etanol hidratado foi de 25,1%, alcançando o valor máximo de R\$ 1,42/litro em março de 2011. Desse modo, é evidente que o movimento desses preços foi atípico e os incrementos foram bastante diferenciados.

Particularmente, o preço médio semanal do etanol anidro produzido no estado de São Paulo superou, no início de abril de 2011, o preço médio semanal de distribuição da gasolina comum no Brasil (um comportamento que não havia sido observado em anos anteriores). O Gráfico 33, a seguir, apresenta a evolução dos preços médios mensais de produção de etanol anidro e hidratado e de distribuição e revenda de etanol hidratado e gasolina comum no estado de São Paulo no ano de 2011.

Gráfico 33 – Preços médios mensais de produção de etanol anidro e etanol hidratado e de distribuição e revenda de etanol hidratado e gasolina comum no Estado de São Paulo em 2011 (R\$/litro)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Cepea/Esalq/USP e do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Um primeiro fator que levou à elevação dos preços de etanol combustível (anidro e hidratado) na etapa de produção foi a escalada dos preços do açúcar no mercado internacional, o que reduziu significativamente a vantagem econômica para o direcionamento da produção das usinas para o etanol hidratado. A destinação de cana-de-açúcar para a produção de etanol na safra 2010/2011 caiu em 0,36%, quando comparada à safra anterior (CONAB 2010, 2011), ao passo que, para a produção de açúcar, registrou aumento de 7,85% em relação ao mesmo período. Esse movimento reduziu a oferta de etanol combustível no mercado.

Tradicionalmente, diante de aumentos dos preços do etanol em períodos de entressafra, há incentivos econômicos para que os produtores de cana-de-açúcar antecipem a safra, ou seja, iniciem a colheita da cana antes do período programado, a fim de aproveitar a alta dos preços. O impacto da antecipação da safra nos preços, em anos anteriores, geralmente já começava a ser sentido entre meados de fevereiro e março, quando os preços iniciavam trajetórias de queda. Em 2011, entretanto, fortes chuvas atingiram as principais regiões produtoras do Centro-Sul, o que acabou por inviabilizar a antecipação da produção e contribuiu para a ampliação do desequilíbrio entre oferta e demanda de etanol hidratado no país.

Dado que a oferta de etanol anidro combustível também sofreu fortes restrições no período, tanto por conta da entressafra e das dificuldades de antecipação da safra quanto pela redução da parcela produzida pelas usinas e um incremento maior que o esperado da demanda de gasolina automotiva¹¹⁰, o preço desse produto aumentou substancialmente, gerando, pela primeira vez, reflexos significativos no preço da gasolina comum em todo o país¹¹¹.

¹¹⁰ Deve-se observar que a produção de etanol anidro tende a acompanhar a expectativa dos produtores de etanol sobre a demanda de gasolina C. Como esta foi maior que a esperada, o efeito da entressafra da cana-de-açúcar sobre o preço do etanol anidro acabou por se intensificar.

¹¹¹ Houve necessidade de importar etanol anidro e gasolina para abastecer o mercado de gasolina comum.

Diante do exposto, fica claro que a alta dos preços médios de revenda e de distribuição da gasolina comum no ano de 2011, de 5,28% e 4,39%, respectivamente¹¹², foi, em grande parte, reflexo da escassez de oferta de etanol anidro combustível durante o período de entressafra em um contexto de aumento contínuo da participação dos carros *flex-fuel* na frota nacional de veículos. Essa situação foi agravada pelo aumento das cotações internacionais de açúcar, o que incentivou a exportação do produto e, portanto, a maior produção de açúcar em detrimento do etanol. Além disso, dificuldades encontradas pelos agentes econômicos para antecipar a moagem da cana-de-açúcar no segundo bimestre de 2011 intensificaram a escassez na oferta do produto em um momento de demanda aquecida, apesar do volume recorde de 1,14 bilhão de litros de etanol importado pelo país em 2011¹¹³.

O incremento de 10% no preço da gasolina A nas refinarias, vigente desde o dia 1º de novembro de 2011, não exerceu influência sobre os preços médios de revenda da gasolina comum, devido à redução, de R\$ 0,1926 para R\$ 0,091 por litro, da alíquota da Cide incidente sobre o produto.

Já o mercado de revenda do etanol hidratado combustível no país apresentou, ao longo de 2011, tendência de preços crescentes, atingindo pico de R\$ 2,30 por litro no mês de abril. Entre janeiro e dezembro de 2011, os preços médios de revenda e de distribuição do produto subiram, respectivamente, 11,99% e 14,25%.

Adicionalmente, convém destacar estimativa divulgada pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unic), de que a safra 2011/2012 na região Centro-Sul, pela primeira vez desde o início da comercialização de veículos *flex-fuel* no Brasil, será menor que a safra anterior, diminuindo-se, por conseguinte, a disponibilidade de matéria-prima para produção de etanol¹¹⁴ pelas usinas (BRASIL, 2011).

¹¹² O preço médio de revenda da gasolina comum no país, entre junho e dezembro de 2011, permaneceu praticamente estável, em torno de R\$ 2,74/litro, o que corresponde a uma variação positiva de 4,1% se comparado ao período compreendido entre janeiro e março de 2011.

¹¹³ Disponível em aliceweb.desenvolvimento.gov.br.

¹¹⁴ A Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011, definiu o etanol como produto energético (biocombustível), dando à ANP competência para regular, autorizar e fiscalizar as atividades relacionadas a sua produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, transporte, transferência, distribuição, revenda e comercialização, bem como avaliar a conformidade e a certificação de sua qualidade no território nacional.

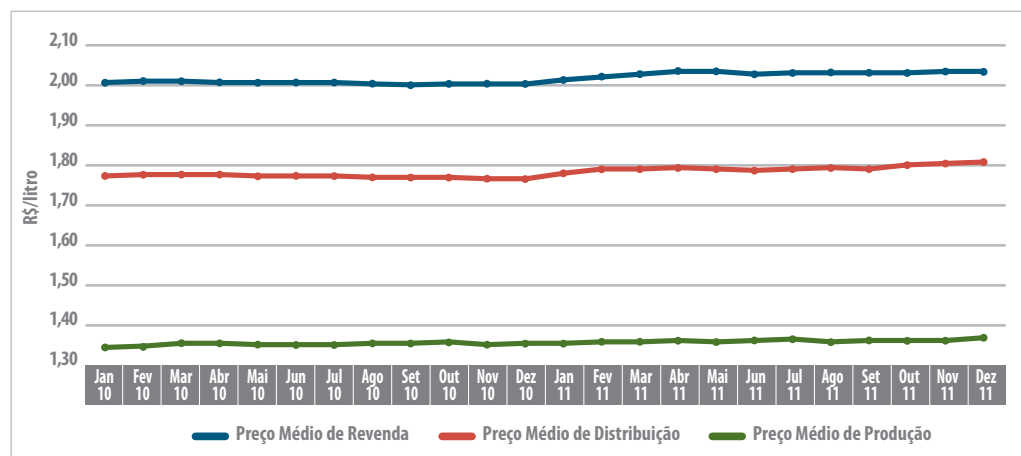
1.2 Óleo diesel

Assim como o exposto para a gasolina, não obstante a volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados no mercado internacional, os preços do óleo diesel nas unidades produtoras do país apresentaram comportamento relativamente estáveis, fortemente influenciados pela política de preços da Petrobras, responsável por cerca de 96% do produto comercializado no Brasil. Nos últimos anos, aumentos e reduções nos preços de produção de óleo diesel têm sido compensados integralmente ou em parte por diminuições e acréscimos da CIDE e, portanto, o impacto das variações dos preços dos produtores sobre os preços ao consumidor final tende a ser inexistente ou pouco expressivo.

Em 1º de novembro de 2011, a alíquota da Cide incidente sobre o diesel foi reduzida de R\$ 0,07 para R\$ 0,047 por litro, por meio do Decreto nº 7.591/2011, com o objetivo de compensar, para o consumidor final, o aumento de 2% no preço do óleo diesel nas unidades produtoras.

O Gráfico 34 apresenta uma grande estabilidade na evolução do preço médio mensal do óleo diesel no mercado brasileiro entre janeiro de 2010 e dezembro de 2011.

Gráfico 34 - Comportamento dos preços médios mensais do óleo diesel no Brasil entre janeiro de 2010 e dezembro de 2011 (R\$/litro)



Fonte: ANP/CDC.

Cabe esclarecer que, em outubro de 2007, foi estabelecida a nova regra de comercialização do óleo diesel, que através da Resolução nº 5 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com base no artigo 2º da Lei nº 11.097/2005, determinou que, a partir de 1º de janeiro de 2008, o óleo diesel comercializado em todo o Brasil passasse a conter, obrigatoriamente, 2%, em volume, de biodiesel. Entre 1º de julho de 2008 e 30 de junho de 2009, esse percentual mínimo obrigatório foi de 3%, conforme a Resolução CNPE nº 2, de 13 de março de 2008. A partir de 1º de julho de 2009, de acordo com a Resolução CNPE nº 2, de 27 de abril de 2009, começou a vigorar a adição de 4% de biodiesel ao óleo

diesel comercializado no país. Desde 1º de janeiro de 2010, esse percentual é de 5%, de acordo com a Resolução CNPE nº 6, de 16 de setembro de 2009¹¹⁵.

Por fim, cabe ressaltar que os preços médios mensais apresentados no Gráfico 34 referem-se, essencialmente, a dois tipos de óleo diesel comercializados em postos revendedores: o S500¹¹⁶ e o S1800¹¹⁷. Apenas nas regiões metropolitanas de Belém/PA¹¹⁸, Recife/PE¹¹⁹ e Fortaleza/CE¹²⁰, no decorrer do ano de 2011, ocorreu a comercialização exclusiva do óleo diesel S-50¹²¹ em vendas varejistas.

Destaca-se, ainda, que, em cumprimento ao Plano de Abastecimento de Óleo Diesel de Baixo Teor de Enxofre, aprovado pela Diretoria da ANP em 28 de julho de 2009, resultante do acordo firmado pelo Ministério Público Federal, ANP, Estado de São Paulo, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Petrobras e fabricantes de veículos, em 29 de outubro de 2008, e em atendimento ao Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – Proconve (Conama, 2008), desde o dia 1º de janeiro de 2012 (ANP, 2011), ocorre a comercialização em todo o território nacional do óleo diesel S-50, o qual será integralmente substituído, a partir de 1º de janeiro de 2013, pelo óleo diesel S-10¹²².

¹¹⁵ O biodiesel é um combustível produzido a partir de óleos vegetais ou de gorduras animais que deve atender à especificação estabelecida pela Resolução ANP nº 7, de 19 de março de 2008. Atualmente, o óleo diesel B corresponde à mistura de 95% de óleo diesel e 5% de biodiesel, o qual deve atender às especificações técnicas exigidas pela Resolução ANP nº 42, de 16 de dezembro de 2009, e é obrigatório em todos os postos que revendem óleo diesel.

¹¹⁶ Óleo diesel com teor de enxofre máximo de 500 mg/kg.

¹¹⁷ Óleo diesel com teor de enxofre máximo de 1800 mg/kg. O S1800, de uso rodoviário, vem sendo gradativamente substituído pelo S500 desde o ano de 2009 e deixará de ser comercializado no país em 1º de janeiro de 2014.

¹¹⁸ Municípios de Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Santa Bárbara do Pará.

¹¹⁹ Municípios de Abreu e Lima, Araçoiaba, Cabo de Santo Agostinho, Camaragibe, Igarassu, Ipojuca, Itamaracá, Itapissuma, Joazeiro dos Guararapes, Moreno, Olinda, Paulista, Recife e São Lourenço da Mata.

¹²⁰ Municípios de Aquiraz, Caucaia, Chorozinho, Euzébio, Fortaleza, Guaiúba, Horizonte, Itaitinga, Maracanã, Maranguape, Pacajus e Pacatuba.

¹²¹ Óleo diesel com teor de enxofre máximo de 50 mg/kg.

¹²² Óleo diesel com teor de enxofre máximo de 10 mg/kg.

2 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO NACIONAL

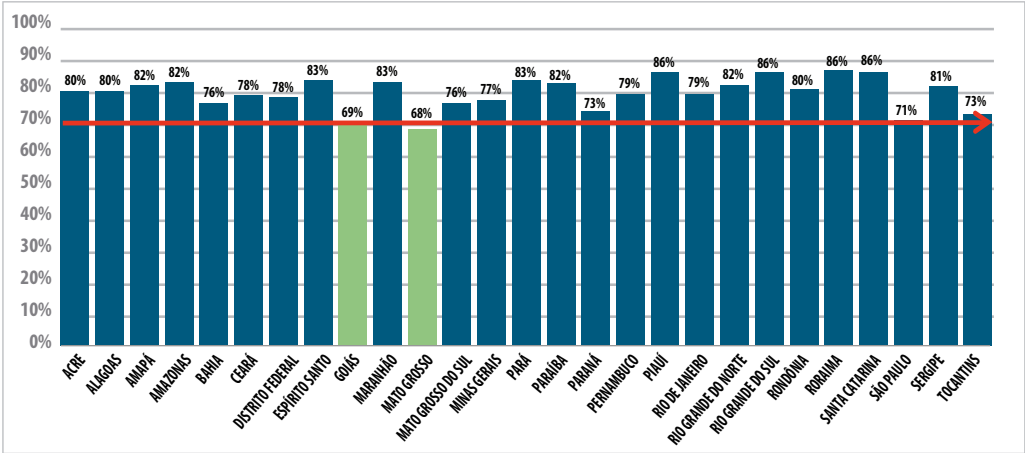
Preços de revenda dos combustíveis automotivos (R\$/litro) por Unidade da Federação e variação anual (2011/2010, em %)

UF	Gasolina "C" Comum			Etanol Hidratado Comum			Óleo Diesel "B" Comum ¹²³		
	2010	2011	Variação	2010	2011	Variação	2010	2011	Variação
Acre	2,985	3,113	4,3%	2,408	2,486	3,3%	2,423	2,513	3,7%
Alagoas	2,726	2,825	3,6%	1,965	2,262	15,1%	1,995	2,005	0,5%
Amapá	2,849	2,797	-1,8%	2,182	2,282	4,6%	2,237	2,236	0,0%
Amazonas	2,613	2,776	6,3%	2,031	2,288	12,7%	2,130	2,159	1,4%
Bahia	2,714	2,753	1,5%	1,877	2,095	11,6%	1,935	1,944	0,5%
Ceará	2,633	2,720	3,3%	1,907	2,132	11,8%	1,976	1,997	1,0%
Distrito Federal	2,714	2,832	4,3%	2,015	2,205	9,4%	2,020	2,069	2,4%
Espírito Santo	2,686	2,869	6,8%	2,035	2,377	16,8%	2,023	2,058	1,7%
Goiás	2,555	2,849	11,5%	1,600	1,973	23,3%	1,934	1,992	3,0%
Maranhão	2,583	2,648	2,5%	1,914	2,186	14,2%	1,983	2,020	1,8%
Mato Grosso	2,772	2,892	4,4%	1,708	1,959	14,7%	2,231	2,261	1,3%
Mato Grosso do Sul	2,649	2,729	3,0%	1,825	2,081	14,0%	2,154	2,175	1,0%
Minas Gerais	2,516	2,789	10,8%	1,847	2,152	16,5%	1,951	1,984	1,7%
Pará	2,765	2,818	1,9%	2,130	2,345	10,1%	2,071	2,109	1,8%
Paraíba	2,446	2,560	4,6%	1,849	2,100	13,6%	1,972	1,981	0,5%
Paraná	2,530	2,678	5,9%	1,628	1,966	20,8%	1,945	1,969	1,2%
Pernambuco	2,616	2,674	2,2%	1,861	2,111	13,5%	1,997	2,010	0,7%
Piauí	2,518	2,656	5,5%	1,998	2,278	14,0%	2,026	2,043	0,9%
Rio de Janeiro	2,649	2,835	7,0%	1,872	2,242	19,7%	1,986	2,003	0,9%
Rio Grande do Norte	2,675	2,717	1,5%	1,957	2,216	13,3%	1,963	2,002	2,0%
Rio Grande do Sul	2,602	2,755	5,9%	2,010	2,370	17,9%	2,050	2,084	1,6%
Rondônia	2,769	2,960	6,9%	2,065	2,374	15,0%	2,232	2,231	0,0%
Roraima	2,833	2,836	0,1%	2,312	2,451	6,0%	2,391	2,350	-1,7%
Santa Catarina	2,578	2,725	5,7%	1,960	2,342	19,5%	2,025	2,048	1,1%
São Paulo	2,463	2,642	7,3%	1,524	1,865	22,4%	1,967	1,985	0,9%
Sergipe	2,607	2,727	4,6%	1,932	2,216	14,7%	1,981	2,027	2,3%
Tocantins	2,824	2,911	3,1%	1,889	2,112	11,8%	2,096	2,019	-3,7%

Fonte: ANP/CDC

¹²³ O "B" do óleo diesel refere-se à adição de biodiesel ao produto. Desde 1º de janeiro de 2010, o óleo diesel comercializado em todo o Brasil contém 5% de biodiesel. Essa regra foi estabelecida pela Resolução nº 6/2009 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 26 de outubro de 2009.

Relação entre os preços do etanol hidratado combustível e da gasolina comum por Unidade da Federação em 2011 (em %)



Fonte: ANP/CDC.

BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Gás não-convencional. **Boletim do Gás Natural**, Rio de Janeiro, n. 14, p. 2-5, fev. 2010. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=22287>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 63, de 7 de dezembro de 2011**. Brasília, DF, 2011b. Disponível em: <<http://portal.in.gov.br/>>. Acesso em : 10 fev. 2012. Sigla ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 65, de 09 de dezembro de 2011**. Brasília, DF, 2011c. Disponível em: <<http://portal.in.gov.br/>>. Acesso em : 10 fev. 2012. Sigla ANP.

ALMEIDA, Edmar de. **Qual o alcance dos impactos sobre o mercado da atual revolução do gás de xisto?**. [s.l.], 2011. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/07/25/qual-o-alcance-dos-impactos-sobre-o-mercado-da-atual-da-revolucao-do-gas-de-xisto/>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Carta da ANFAVEA**, n. 308, jan. 2012. 12 p. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/cartas/carta308.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

BARAN, P. H.; ESTEVES, H. B. B. **Análise do comportamento dos preços de revenda da gasolina comum e do etanol combustível no 1º semestre de 2011**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Coordenadoria de Defesa da Concorrência, 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=59054>>. Acesso em: 10 fev. 2011.

BP. **BP Statistical Review Of World Energy June 2011**. London, 2011. 45 p.

BLOOMBERG. **China fuel prices linked to Brent, Dubai, Cinto Crude (Update1), 06/05/2009**. Documento eletrônico. Formato PDF.

BRASIL. **Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011**. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/Leis/2011/lei12490.htm>>Acesso em: 10 fev. 2012.

BROWN, Stephen P. A.; GABRIEL, Steven A., EGGING, Ruud. Abundant shale gas resources: some implications for energy policy. **Background**, Washington, DC, 50 p., Apr. 2010. Disponível em: <<http://www.rff.org/RFF/Documents/RFF-BCK-Brownetal-ShaleGas.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

BUIJS, B. Why China matters., In: SIOSHANSI, F. P. **Energy, sustainability and the environment: technology, incentives, behavior**. Amsterdam: Elsevier, 2011. - p. 445-476. Disponível em: <http://www.clingendael.nl/publications/2011/201104_ciep_buijs_chapter_why_china_matters.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2012.

C1 ENERGY. **China's crude imports from Mideast account for 57% in October**: GAC. Shanghai, Nov. 24, 2011a. 22:22 PM. Disponível em: <<http://www.c1energy.com/common/3752576,0,0,0,2.htm>>.

C1 ENERGY. **China's petroleum output to grow steadily in next 20 years**. Shanghai, Nov. 25, 2011b. 22:19 PM. Disponível em: <<http://www.c1energy.com/common/3754679,0,0,0,2.htm>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

CHINA INTERNET INFORMATION CENTER. China lifts gasoline, diesel prices. **China Internet Information Center**, Beijing, Apr. 07, 2011. Disponível em: http://www.china.org.cn/business/2011-04/07/content_22304366.htm>. Acesso em: 10 fev. 2012.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da safra brasileira: cana-de-açúcar, terceiro levantamento, janeiro/2011**. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da safra brasileira: cana-de-açúcar, terceiro levantamento, dezembro/2011**. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (EUA). **China's growing demand for oil and its impact on u.s. petroleum markets**. Washington, DC, Apr. 2006. Disponível em: <<http://www.cbo.gov/ftpdocs/71xx/doc7128/04-07-ChinaOil.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (Brasil). **Resolução CONAMA nº 403, de 11 de novembro de 2008**. Brasília, DF, 2008. Disponível em: <<http://www.cntdespoluir.org.br/Downloads/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20CONAMA%20403%20de%202008.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (Brasil). **Resolução CONAMA nº 415, de 24 de setembro de 2009**. Brasília, DF, 2009. Disponível em: <<http://www.cntdespoluir.org.br/Downloads/res41509.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

CRUZ, José Carlos; VERSIANI, Renata Parreiras; FERREIRA, Maria Tereza Rocha (Ed.). **Cultivo do milho**. Sete Lagoas: Embrapa Milho e Sorgo, 2000. (Embrapa Milho e Sorgo. Sistema de Produção, 1) Disponível em: <http://www.cnpms.embrapa.br/publicacoes/milho_1_ed/index.htm>. Acesso em: 13 jan. 2012

DAHL, Carol A. **International energy markets: understanding pricing, policies and profits**. Tulsa, OK: PennWell, 2004. 587 p.

EASTDAY. **It's not reasonable to compare China's gas retail prices with US prices**: Wu Libo, Executive Director, the Center for the Energy Economics and Strategy Studies at Fudan University. Shanghai, 2009. 3 p. <<http://english.eastday.com/e/ICS/u1a4158655.html>>. Acesso em: 15 mar. 2012.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural gas market centers and hubs**: a 2003 update. Apr, 2004.

FARHI, M. As Repercussões dos mercados de derivativos financeiros. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA POLÍTICA, 4., 1999, Porto Alegre, **Anais...** Porto Alegre, 1999.

GÉNY, Florence. **Can unconventional gas be a game changer in European gas markets?** Oxford, U.K.: The Oxford Institute for Energy Studies, 2010. 118 p. Impresso a partir da internet.

HOLLAND, Bill. Shale: the great American gas revolution. **2011 Global Energy Outlook**, New York, p. 9-12, Dec. 2010. Publicado pela companhia Platts. Documento eletrônico. Formato PDF.

HOLLAND, Bill. Profits and Ponzi schemes: US shale gas. **Energy Economist**, New York, Issue 359, p. 3-5, Sep. 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Flexibility in natural gas supply and demand**. Paris: OECD: IEA, 2002. 200 p. ISBN do PDF: 9789264033917. Sigla IEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil Market Report**. Paris, 10 Feb. 2011a. 70 p. Documento eletrônico. Formato PDF.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2011**: special report: are we entering a golden age of gas? Paris, 2011b. 127 p. Sigla IEA.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Regional economic outlook**: Middle East and Central Asia. Washington, DC, Oct. 2011. 116 p. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2011/mcd/eng/pdf/mreo1011.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

JURIS, Andrej. **Development of competitive natural gas markets in the United States**. Washington, DC: The World Bank Group, 1998. 8 p. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/141juris.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2010.

LEE, Calvin. **China power shortage**: a crisis? New York: Platts, June 2, 2011. Documento eletrônico. Formato PDF.

LI, Xiang; RONG, Xiaozheng. China to boost green investment. **China Daily**, Beijing, Sep. 25, 2011. Disponível em: <http://www.chinadaily.com.cn/china/2011-09/25/content_13786578.htm>. Acesso em: 15 mar. 2012.

MADDISON, Angus. **Contours of the world economy 1-2030 AD**: essays in macro-economic history. New York: Oxford University Press, 2007. 448 p.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Future of natural gas**: an interdisciplinary MIT study. Cambridge, MA, 2011. Disponível em: <<http://web.mit.edu/mitel/research/studies/naturalgas.html>>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla MIT.

MATHIAS, M.; SZKLO, A. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 35, pp. 6478–6490., 2007.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (Brasil). Portaria nº 7, de 11 de janeiro de 2010. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12 jan. 2010. Seção 1, p. 3.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (Brasil). **Portaria Nº 678, de 31 de agosto de 2011**. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mapa/2011/pmapa%20678%20-%202011.xml>. Acesso em: 2 mar. 2012.

NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION (República Popular da China). **Brief introduction of the NDRC**. [S. l.], 2003. Disponível em: <<http://en.ndrc.gov.cn/brief/default.htm>>. Acesso em: 4 out. 2011.

O GLOBO. **Etanol**: produtor dos EUA espera fim de subsídio. Rio de Janeiro, 22 dez. 2011a. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/etanol-produtor-dos-eua-espera-fim-de-subsidio-3501423>>. Acesso em 15 mar. 2012

O GLOBO. **Greencard para o etanol brasileiro**. Rio de Janeiro, 23 dez. 2011b. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/greencard-para-etanol-brasileiro-3506004>>. Acesso em: 19 mar. 2012.

ORGANIZATION OF PETROELUM EXPORTING COUNTRIES. **Monthly Oil Market Report**. Vienna, Feb. 2012. 75 p. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2012.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2012.

PINTO JÚNIOR, Helder Queiroz. (Org.). **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343 p.

PLATTS. Bilateralism versus free trade. **Energy Economist**, New York, issue 354, p. 26-28, Apr. 2011a.

PLATTS. China's balancing act. **Energy Economist**, New York, issue 359, Sep. 2011b.

PLATTS. Energy LNG Capacity boom. **Energy Economist**, New York, issue 364, Feb. 2012a.

PLATTS. **Gas Daily**. New York, Jan. 20, 2012b. 10 p.

PLATTS. **Gas Daily**. New York, Feb. 8, 2012c. 9 p.

PLATTS. **Gas Daily**, New York, Jan. 25, 2012d.

PLATTS. **International Gas Report**. New York, issue 683, Oct. 10, 2011c. 40 p.

PLATTS. Japan's 2011 LNG imports rise 12.2%. **International Gas Report**, New York, issue 692, February 2012e.

PLATTS. **Methodology and specifications guide**. New York, 2012f. 35 p. Disponível em: <<http://www.platts.com/IM.Platts.Content/methodologyreferences/methodologyspecs/crudeoilspecs.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2012.

PLATTS. **Oilgram News**. New York, vol. 89, Number 249, 2011d.

PLATTS. US exports of LNG. **International Gas Report**, New York, issue 693, p. 9-10, February 27, 2012g.

PRATES, D. M. A alta recente dos preços das commodities. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 27, p. 323-344, 2007.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA (Brasil). **Decreto Nº 7.570, de 26 de setembro de 2011**. Brasília, DF, 2011a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7570.htm>. Acesso em: 2 mar. 2012.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA (Brasil). **Decreto Nº 7.591, de 28 de outubro de 2011**. Brasília, DF, 2011b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7591.htm>. Acesso em: 2 mar. 2012.

REUTERS. 'Teapot' refiners 21 pct of China capacity: study. Beijing, Mon. Apr. 28, 2008. 1:09 PM BST. Disponível em: <<http://uk.reuters.com/article/2008/04/28/china-refineries-teapots-idUKPEK35882720080428>>. Acesso em: 15 mar. 2012.

REUTERS. **Update 3**: China raises diesel, gasoline prices. London, Feb. 19, 2011. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2011/02/19/china-oil-idUSTOE71I00P20110219>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

SILVA, A. C. M. E. Norte-americanos, chineses e a alegria do mundo. **Boletim Política Econômica em Foco**, Campinas, v.4, p. 12-32, 2004.

TACIRO, William. Etanol e biodiesel, heróis ou vilões? Até que ponto essa questão é pertinente? **Guia do Estudante**: atualidades e vestibular 2009, São Paulo, 2008. Disponível em: <http://plane-tasustentavel.abril.com.br/noticia/energia/conteudo_346216.shtml>. Acesso em: 19 mar. 2012.

THE ECONOMIST. **Petrol prices in China**: driving in the right direction: chinese motorists face unprecedented prices at the pump. London, Sep. 17, 2009. Disponível em: <<http://www.economist.com/node/14462395>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

THE ECONOMIST. **The Dating game**: we invite you to predict when China Will overtake America. London, Dec. 27, 2011. Disponível em: <www.economist.com/chinavusa>. Acesso em: 10 fev. 2012.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR (Brasil). **The Barriers blocking sugarcane ethanol**. [São Paulo], [2010]. 2 p. Disponível em: <<http://sweeteralternative.com/for-media/fact>>.

sheets/Barriers-Blocking-Sugarcane-Ethanol.pdf>. Acesso em: 19/03/2012. Blog: A Sweeter Solution. Copyright atribuído: Brazilian Sugarcane Industry Association, 2010. Sigla: UNICA.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. **Price formation in financialized commodity markets: the role of information**. Geneva, June 2011. 81 p. Disponível em: <http://www.unctad.org/en/docs/gds20111_en.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla: UNCTAD.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Modern shale gas development in the United States: a primer**. Washington, DC: US Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, 2009b. Sigla: EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION . **Annual energy outlook 2011**. Washington, D.C., 2012e. Disponível em: < <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2011&subject=0-AEO2011&table=76-AEO2011®ion=0-0&cases=ref2011-d020911a>>. Acesso em: 19 março. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION . **Annual energy outlook 2012 early release overview**. Washington, DC, Jan. 23, 2012a. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/>>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Breaking the wall. **This Week in Petroleum**, Washington, DC, July 2009a. 4 p. Disponível em: <<http://205.254.135.7/oog/info/twip/twip.asp>>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **China**: analysis. Washington, DC, Nov. 2010. Disponível em: <<http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=CH>>. Acesso em: 10 fev. 2011. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Chinese oil demand 101: the role of electricity**. Washington, DC, June 23, 2011a. Disponível em: <<http://www.dairyherd.com/dairy-news/Chinese-oil-demand-101-The-role-of-electricity-124423434.html>>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural gas**: data. Washington, DC, 2012b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#production>>. Acesso em: 23 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural gas market centers and hubs**: a 2003 update, Washington, D.C., Apr. 2004. 13 p. Disponível em: <<ftp://ftp.eia.doe.gov/features/mkthubs03.pdf>>. Acesso em 10 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural Gas Weekly Update**, Washington, D.C., Feb. 23, 2012c. Disponível em: <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2012/02_23/index.cfm>. Acesso em: 23 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-Term Energy Outlook**. Washington, D.C., Mar. 6, 2012d. Disponível em: <http://205.254.135.7/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **World oil transit chokepoints**. Washington, D.C., Dec. 30, 2011b. Disponível em: <http://www.eia.gov/cabs/world_oil_transit_chokepoints/full.html>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **World shale gas resources**: an initial assessment of 14 regions outside the United States. Washington, D.C., Apr. 5, 2011c. Disponível em: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>. Acesso em: 23 fev. 2012. Sigla EIA/DOE.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Regulation of fuels and fuel additives: changes to renewable fuel standard program: proposed rule. **Federal Register**, Washington, D.C., vol. 74, n°. 99, p. 24904-25143, May 26, 2009. Disponível em: <http://www.epa.gov/otaq/renewablefuels/rfs2_1-5.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2012. Identificadores: 40 CFR Part 80. [EPA-HQ-OAR-2005-0161; FRL-8903-1]. RIN 2060-A081. Sigla: EPA.

WHITE, Bill. **Global gas prices split apart**. Washington, D.C.: Alaska Natural Gas Transportation Projects, 2011. [12 p.]. Paginação irregular. Impresso a partir da internet.

XU, Tan; WOLAK, Frank. **Does China underprice its oil consumption?** Stanford, CA, 2009. Disponível em: <ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/tan_and_wolak_china_oil.pdf>. Acesso em: 04/10/2011.