

| 2015

# BOLETIM ANUAL DE PREÇOS



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

2015

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

**Presidente da República**

Dilma Vana Rousseff

**Ministro de Minas e Energia**

Eduardo Braga

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

**Diretora-Geral**

Magda Maria de Regina Chambriard

**Diretores**

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Jr.

José Gutman

Waldyr Martins Barroso



# BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2015

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

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Boletim Anual de Preços 2015: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2015.

164 p.: il. color., gráficos, tabelas.

Disponível também em formato eletrônico através do sítio: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)

Periodicidade anual

ISSN 2238-9458

1. Combustíveis – Preços. 2. Petróleo – Preços. 3. Gás natural – Preços.

4. Biocombustíveis – Preços. I. Título.

CDD - 338.2728

É permitida a reprodução de conteúdo deste Boletim, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

#### Coordenação

Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC)

#### Equipe Técnica

Bruno Conde Caselli

Bruno Valle de Moura

Eduardo Roberto Zana

Lúcia Maria Navegantes de Oliveira Bicalho

Luís Eduardo Esteves

Márcio de Araújo Alves Dias

Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves

Thiago Neves de Campos

#### Equipe Editorial

Aline Baima Rebouças

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

#### Suporte

Carlos Antonio Rocha

André Cortes Alves

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1.</b> Comportamento dos preços dos contratos futuros do petróleo ( <i>1st month</i> ) Brent, WTI e Dubai (2011 a 2014) .....	<b>19</b>
<b>Gráfico 2.</b> Preço médio semestral WTI ( <i>1st month</i> ) e diferença entre semestres (janeiro de 1984 a fevereiro de 2015) .....	<b>19</b>
<b>Gráfico 3.</b> Diferença de preços entre os contratos futuros com vencimento em 1 e 6 meses - WTI e Brent (2014) .....	<b>21</b>
<b>Gráfico 4.</b> Preço do contrato ( <i>1st month</i> ) do barril de petróleo WTI e Brent e spread Brent-WTI (2009 a 2014) .....	<b>22</b>
<b>Gráfico 5.</b> Diferença percentual entre os preços WTI ( <i>1st month</i> ) e da média anual e das médias do primeiro e segundo semestres (2014) .....	<b>25</b>
<b>Gráfico 6.</b> Evolução dos preços do petróleo Brent ( <i>1st month</i> ) e sua respectiva linha de tendência (2011 a 2014) .....	<b>26</b>
<b>Gráfico 7.</b> Volatilidade implícita das opções dos contratos futuros ( <i>1st month</i> ) do WTI e Brent (dezembro de 2013 a janeiro 2015) .....	<b>26</b>
<b>Gráfico 8.</b> Comparação dos indicadores de volatilidade histórica WTI ( <i>1st month</i> ) e implícita (2013 a 2016) .....	<b>27</b>
<b>Gráfico 9.</b> <i>Ranking</i> dos países não integrantes da OPEP com os maiores aumentos de produção de petróleo (2014) .....	<b>28</b>
<b>Gráfico 10.</b> Produção de óleo, condensado e outros líquidos no Iraque (2014) ....	<b>29</b>
<b>Gráfico 11.</b> Exportação de óleo pelo Irã e limite máximo de exportação imposta pela sanção (2014) .....	<b>30</b>
<b>Gráfico 12.</b> Produção de óleo, condensado e outros líquidos na Líbia (2010 a 2014) .....	<b>31</b>
<b>Gráfico 13.</b> Crescimento da demanda de petróleo por grupos e países selecionados (2003 a 2013) .....	<b>32</b>
<b>Gráfico 14.</b> Evolução do consumo de combustíveis líquidos e do PIB dos países não pertencentes à OCDE (2007 a 2014) .....	<b>33</b>
<b>Gráfico 15.</b> Índice de preços das commodities (junho de 2011 a dezembro de 2014) .....	<b>34</b>
<b>Gráfico 16.</b> Previsão da demanda mundial de petróleo em 2014 .....	<b>35</b>

Gráfico 17. Oferta e demanda mundial de óleo e estoque implícito (2013 a 2014).....	36
Gráfico 18. Parcela do petróleo destinado ao comércio internacional (1980 a 2013).....	38
Gráfico 19. Composição dos fluxos de petróleo na origem e no destino em 1994....	40
Gráfico 20. Composição dos fluxos de petróleo na origem e no destino em 2013....	41
Gráfico 21. Panorama dos fluxos de importação de petróleo entre as áreas geográficas selecionadas (2009 e 2013).....	44
Gráfico 22. Descontos dos preços requeridos para que o <i>light tight oil</i> substitua os diferentes tipos de óleo importados pelos EUA.....	46
Gráfico 23. Panorama dos fluxos de exportação de petróleo entre as áreas geográficas selecionadas (2009 e 2013).....	47
Gráfico 24. Composição dos fluxos de importação de petróleo de China, Índia e Japão em 2013 .....	50
Gráfico 25. Variação percentual mensal do preço do WTI e do Brent (julho a dezembro de 2014).....	52
Gráfico 26. Evolução dos indicadores de produção da OPEP e Arábia Saudita (janeiro a dezembro de 2014) .....	54
Gráfico 27. Evolução do Brent ( <i>1st month</i> ) e Dubai ( <i>1st month</i> ) em 2014.....	56
Gráfico 28. Evolução do preço oficial de venda da Arábia Saudita para o <i>light oil</i> nos EUA em relação ao WTI (2010 a 2014).....	57
Gráfico 29. Evolução do diferencial entre os preços oficiais de venda dos petróleos Arab <i>Light</i> e Basra <i>Light</i> para a Ásia (2011 a 2015).....	58
Gráfico 30. Previsão de crescimento da demanda mundial de petróleo para 2015.....	72
Gráfico 31. Produção de óleo cru e importações líquidas dos Estados Unidos (2010 a 2014).....	76
Gráfico 32. Número de sondas de perfuração de óleo em atividade nos Estados Unidos (janeiro de 2013 a janeiro de 2015).....	77
Gráfico 33. Viabilidade econômica da produção para diferentes preços do barril do tipo <i>Brent</i> (2014 a 2015).....	78

Gráfico 34. Estrutura a termo dos contratos futuros de petróleo dos tipos <i>Brent</i> e WTI (com vencimento de fevereiro a dezembro de 2015).....	81
Gráfico 35. Comportamento dos preços do gás natural no mercado europeu, asiático e norte-americano (2000 a 2014) .....	84
Gráfico 36. Médias mensais dos preços <i>spot</i> dos principais <i>hubs</i> de comercialização de gás natural (2013 a 2014).....	85
Gráfico 37. Preços diários do <i>Henry Hub</i> (2013 a 2014) .....	86
Gráfico 38. Participação, por origem, do gás natural na disponibilização do energético ao mercado nacional (2013 e 2014) (% e em milhões de m <sup>3</sup> /dia).....	95
Gráfico 39. Volume de importações de GNL e valores totais gastos (2008 a 2014).....	96
Gráfico 40. Preços médios das importações brasileiras, por país de origem (2012 a 2014).....	97
Gráfico 41. Volume de importações de gás natural boliviano e seus preços (2012 a 2014).....	99
Gráfico 42. Evolução da produção de etanol no Brasil (safras de 2001/02 a 2014/15) e nos EUA (2001 a 2014).....	102
Gráfico 43. Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil, totais e tendo os EUA como contraparte (2001 a 2014) .....	104
Gráfico 44. Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA (janeiro de 2013 a dezembro de 2014) .....	105
Gráfico 45. Receita, custos e lucro da produção de etanol de milho a preços de mercado (2012 a 2014) .....	107
Gráfico 46. Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4) (janeiro de 2013 e dezembro de 2014) .....	108
Gráfico 47. Preços semanais de produção de etanol anidro e etanol hidratado no estado de São Paulo (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)...	119
Gráfico 48. Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, no estado de São Paulo (janeiro de 2013 a dezembro de 2014).....	120

<b>Gráfico 49.</b> Participação dos estados brasileiros na produção de etanol (safra 2014/15) .....	<b>121</b>
<b>Gráfico 50.</b> Comportamento dos preços médios mensais da gasolina automotiva no Brasil (janeiro de 2013 a dezembro de 2014) .....	<b>122</b>
<b>Gráfico 51.</b> Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum (janeiro de 2013 a dezembro de 2014).....	<b>123</b>
<b>Gráfico 52.</b> Consumo mensal de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil (janeiro de 2008 a dezembro de 2014) .....	<b>125</b>
<b>Gráfico 53.</b> Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum, por capitais, em 2014.....	<b>126</b>
<b>Gráfico 54.</b> Comportamento dos preços médios mensais do óleo diesel no Brasil (janeiro de 2013 a dezembro de 2014) .....	<b>129</b>
<b>Gráfico 55.</b> Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional (2011 a 2014) .....	<b>130</b>
<b>Gráfico 56.</b> Comportamento dos preços médios do diesel S10 e do diesel S500 em 2014.....	<b>131</b>
<b>Gráfico 57.</b> Preço médio de revenda regional do diesel S500 e do diesel S10 (2014).....	<b>132</b>
<b>Gráfico 58.</b> Relação entre o preço do óleo diesel S10 e o preço do óleo diesel S500 em cada etapa da cadeia produtiva (2013 – 2014).....	<b>133</b>
<b>Gráfico 59.</b> Evolução dos preços do petróleo, da gasolina e do diesel no mercado internacional (2013 a 2014).....	<b>134</b>
<b>Gráfico 60.</b> Comparação dos preços médios mensais da gasolina ‘A’ nacional e da gasolina de referência no mercado internacional (2013 e 2014) ...	<b>135</b>
<b>Gráfico 61.</b> Preços médios do óleo diesel nos mercados nacional e internacional (2013 e 2014).....	<b>136</b>
<b>Gráfico 62.</b> Exportação, importação e saldo da balança comercial de gasolina A (2004 a 2014) .....	<b>137</b>
<b>Gráfico 63.</b> Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel (2004 a 2014) .....	<b>139</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Exportações de óleo cru em 2020 e crescimento estimado para as principais rotas comerciais (2014 a 2020).....	<b>51</b>
<b>Figura 2.</b> Principais explicações (não excludentes) para a decisão da Arábia Saudita de não cortar a produção de petróleo.....	<b>68</b>
<b>Figura 3.</b> Rotas dos principais gasodutos russos destinados à Europa .....	<b>91</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1.</b> Evolução dos indicadores de volatilidade para o WTI e <i>Brent</i> ( <i>1st month</i> ) (2011 a 2014).....	<b>24</b>
<b>Tabela 2.</b> Taxas médias de crescimento anual do comércio internacional e do consumo mundial de petróleo (1981 a 2013).....	<b>78</b>
<b>Tabela 3.</b> Mínimo de anos necessários para aumento ininterrupto de produção de petróleo nos países selecionados (1965 a 2014) .....	<b>42</b>
<b>Tabela 4.</b> Preço mínimo ( <i>breakeven price</i> ) para superávit na balança comercial e orçamento público e reservas brutas dos países selecionados do Oriente Médio e Norte da África (janeiro de 2015) .....	<b>73</b>
<b>Tabela 5.</b> Previsões dos preços médios do petróleo tipo <i>Brent</i> e WTI em 2015 (US\$/bbl) .....	<b>79</b>
<b>Tabela 6.</b> Volumes do RFS propostos para 2014 (em bilhões de galões) .....	<b>109</b>
<b>Tabela 7.</b> Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional e respectivas variações.....	<b>111</b>
<b>Tabela 8.</b> Evolução do consumo de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil (2000 a 2014) .....	<b>124</b>
<b>Tabela 9.</b> Preços médios anuais de revenda da gasolina comum e do etanol hidratado combustível por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2014/2013, em %) .....	<b>141</b>
<b>Tabela 10.</b> Preços médios anuais de revenda do óleo diesel por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2014/2013, em %) .....	<b>142</b>



## LISTA DE SIGLAS

<b>ANP</b> .....	AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (BRASIL)
<b>ANFAVEA</b> .....	ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (BRASIL)
<b>MME</b> .....	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
<b>CONAB</b> .....	COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (BRASIL)
<b>DECC</b> .....	DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE (REINO UNIDO)
<b>EIA/DOE</b> .....	ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION
<b>EPA</b> .....	ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY
<b>GD</b> .....	GAS DAILY
<b>GIE</b> .....	GAS INFRASTRUCTURE EUROPE
<b>ICE</b> .....	INTERCONTINENTAL EXCHANGE
<b>IEA</b> .....	INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
<b>IGU</b> .....	INTERNATIONAL GAS UNION
<b>FMI</b> .....	FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL
<b>IMR</b> .....	INSTITUTE OF MODERN RUSSIA
<b>JODI</b> .....	JOINT ORGANISATIONS DATA INITIATIVE
<b>MDIC</b> .....	MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR
<b>METI</b> .....	MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY (JAPÃO)
<b>NGE</b> .....	NATURAL GAS EUROPE
<b>NGI</b> .....	NATURAL GAS INTELLIGENCE
<b>NYMEX</b> .....	NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE
<b>IGR</b> .....	INTERNATIONAL GAS REPORT
<b>UK</b> .....	REINO UNIDO
<b>RFA</b> .....	RENEWABLE FUELS ASSOCIATION
<b>BBW</b> .....	BLOOMBERG BUSINESSWEEK
<b>USDA</b> .....	UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE

## SUMÁRIO

Editorial .....	<b>13</b>
<i>Parte I - Mercado internacional</i>	
<b>1 Preços do petróleo no mercado internacional</b> .....	<b>17</b>
1.1 O comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional em 2014 .....	<b>18</b>
1.2 Evolução do comércio internacional do petróleo e das mudanças de fluxos nos últimos anos.....	<b>36</b>
1.3 Comportamento recente da OPEP e possíveis fatores explicativos.....	<b>51</b>
1.4 Incertezas provenientes do novo patamar de preços do petróleo.....	<b>69</b>
1.5 Cenários do mercado de petróleo para 2015.....	<b>79</b>
<b>2 Preços do gás natural no mercado internacional</b> .....	<b>83</b>
2.1 O mercado internacional e a demanda brasileira .....	<b>94</b>
<b>3 Preços de etanol nos EUA e oscilação dos créditos RIN</b> .....	<b>101</b>
3.1 Produção de etanol nos EUA e no Brasil.....	<b>101</b>
3.2 Fluxos de etanol entre EUA e Brasil .....	<b>103</b>
3.3 Preços de etanol nos EUA e no Brasil .....	<b>104</b>
3.4 Rentabilidade da produção de etanol nos EUA .....	<b>107</b>
3.5 Preços dos créditos RIN .....	<b>108</b>
3.6 Expectativas de metas do RFS e desdobramentos .....	<b>109</b>
<b>4 Principais índices do mercado internacional</b> .....	<b>111</b>
<i>Parte II - Mercado nacional</i>	
<b>1 O comportamento dos preços dos combustíveis automotivos líquidos em 2014</b> .....	<b>115</b>
1.1 Gasolina comum e etanol hidratado: estabilidade de preços e crescimento do consumo caracterizaram o ano de 2014 .....	<b>117</b>
1.2 Óleo diesel.....	<b>128</b>
1.3 Preços nos mercados nacional e internacional .....	<b>133</b>
1.4 Dependência externa e comportamento da balança comercial .....	<b>137</b>
<b>2 Principais índices do mercado nacional</b> .....	<b>141</b>
<i>Bibliografia</i> .....	<b>143</b>

## EDITORIAL

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) apresenta a quarta edição do Boletim Anual de Preços (BAP 2015), que consolida os trabalhos de acompanhamento e análise do comportamento dos preços do petróleo, gás natural e combustíveis realizados no âmbito da Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC). Assim como nas edições anteriores, o BAP 2015 tem o objetivo de contribuir para compreensão dos traços marcantes, de natureza estrutural e tendencial, do comportamento dos preços nos mercados internacional e nacional.

Esta edição, contudo, é revestida de uma característica particularmente interessante e que a distingue significativamente das anteriores. Os movimentos de queda dos preços internacionais do petróleo e de gás natural, observados a partir do segundo semestre de 2014, constituem o traço marcante mais expressivo da conjuntura do setor energético em todo mundo. Se, nos anos anteriores, a baixa volatilidade foi a tônica dos estudos apresentados no BAP, o contrachoque de preços de 2014 constitui-se no eixo condutor dos estudos desenvolvidos para esta edição. A brusca queda de preços tem sido objeto de análise de diferentes especialistas que têm se dedicado a investigar tanto as causas quanto as expectativas com relação ao comportamento futuro.

Na Parte I do Boletim, dedicada ao exame do mercado internacional, são destacados três fatores principais com relação ao mercado de petróleo: (i) as alterações estruturais nas condições de oferta e demanda, especialmente após o aumento da produção norte-americana e sua consequente redução de importações; (ii) o papel da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP e, em particular, a resistência saudita em não mais exercer um papel de *swing producer* e (iii) os novos fluxos de comércio internacional e as novas estratégias comerciais de exportação.

Nesta parte, ainda é examinado o comportamento recente dos preços do gás natural, com especial ênfase na análise do mercado de Gás Natural Liquefeito – GNL, na Ásia, cujos preços caíram abaixo daqueles observados no mercado europeu, o que reduziu, portanto, a diferença também com relação aos preços norte-americanos registrados no Henry Hub.

Por fim, destaca-se o comportamento do mercado e dos preços do etanol nos Estados Unidos da América.

Na Parte II, que trata dos preços domésticos dos combustíveis, importantes mudanças foram observadas e são criteriosamente examinadas no BAP 2015. Após um longo período de defasagem dos preços da gasolina e do diesel com relação ao mercado internacional, este processo se reverteu ao final de 2014. De fato, o recuo dos preços dos



combustíveis no mercado internacional acompanhou a queda dos preços do mercado de óleo bruto. Desse modo, as perdas incorridas pela Petrobras, pela importação de derivados com preços mais altos do que aqueles praticados no mercado nacional, começaram a ser revertidas.

Os impactos desse novo contexto são destacados nesta segunda parte do BAP 2015, que traz a avaliação das consequências principais para o comércio internacional de derivados e as condições de dependência externa da gasolina e do diesel.

As análises aqui apresentadas foram integralmente elaboradas pela equipe da CDC e traduzem o esforço de acompanhamento sistemático do comportamento das condições de oferta e demanda, bem como dos preços do petróleo, gás natural e biocombustíveis, nos mercados internacional e nacional.

Helder Queiroz Pinto Jr.

## PARTE 1

### MERCADO INTERNACIONAL

# 1 | PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL

O comportamento dos preços do petróleo em 2014 foi marcado pela queda expressiva e mudança súbita de trajetória das cotações. Com isso, o último ano passou a figurar como um dos períodos mais marcantes da história recente do setor e, ao que tudo indica, inaugura uma nova fase caracterizada por preços mais comedidos da *commodity*.

O barril do tipo *Brent (1st Month)*, que iniciou o segundo semestre de 2014 cotado a US\$112, encerrou o ano a US\$ 53, no menor patamar dos últimos cinco anos. Tal comportamento apresenta forte contraste com o ciclo anterior, iniciado em 2011, caracterizado por preços ao redor de US\$ 100/bbl e tendência declinante da volatilidade.

A magnitude e rapidez desse declínio dos preços do petróleo, no último ano, são comparáveis ao ocorrido no ano de 1986. Não por acaso, nessa oportunidade, a Arábia Saudita deixou de exercer, tal como agora, o papel de *swing producer*, desencadeando forte queda das cotações da *commodity* no mercado internacional.

A baixa volatilidade dos preços do petróleo apresentada nos últimos anos, em conjunção com os demais indicadores da própria indústria, criou a impressão de que tais preços tenderiam a se manter, sem grandes oscilações, em patamares próximos de US\$100/bbl, percepção que foi desfeita ao longo do segundo semestre de 2014.

A acentuada queda no preço ocorreu em função do desequilíbrio entre a oferta e a demanda no mercado internacional e por um rearranjo nos fluxos de comércio internacional de óleo. Por um lado, observou-se uma abundância de oferta decorrente dos seguintes fatores: i) a rápida recuperação da produção Líbia; ii) a não interrupção da produção iraquiana mesmo com o acirramento dos conflitos políticos, e; iii) o expressivo crescimento da produção das áreas produtoras não convencionais da América do Norte. Por outro lado, o crescimento da demanda mundial mostrou-se abaixo do estimado, destacando-se a lenta recuperação econômica dos países europeus e a desaceleração no crescimento da China.

Soma-se a este cenário a drástica redução das importações nos Estados Unidos e a necessidade dos países exportadores de realocarem a produção que era destinada ao mercado americano para outros mercados globais. Com o baixo crescimento da demanda mundial, esta produção excedente disponível no mercado internacional acirrou a concorrência comercial por fatias de mercado, estimulando uma guerra de preços. Ademais, as incertezas relacionadas à decisão da OPEP, especialmente da Arábia Saudita, de não efetuar corte na produção para manter o preço em patamares elevados.

Assim, a queda recente dos preços do petróleo expressa não apenas o desequilíbrio entre oferta e demanda no mercado internacional, mas também é resultado da decisão da Arábia Saudita de não reduzir a produção. Frente a isso, a análise sobre quais fatores teriam influenciado a decisão saudita é de suma importância, e será analisada mais detalhadamente na subseção 1.3. Na perspectiva deste trabalho, o acirramento da concorrência na Bacia do Pacífico, com a entrada de novos *players* que, em sua maioria, haviam sido impactados negativamente pelo aumento da produção de petróleo nos EUA e no Canadá, constitui o fator central na decisão saudita de manter os níveis atuais de produção, mesmo com sua capacidade ociosa de produção situando-se em níveis historicamente baixos.

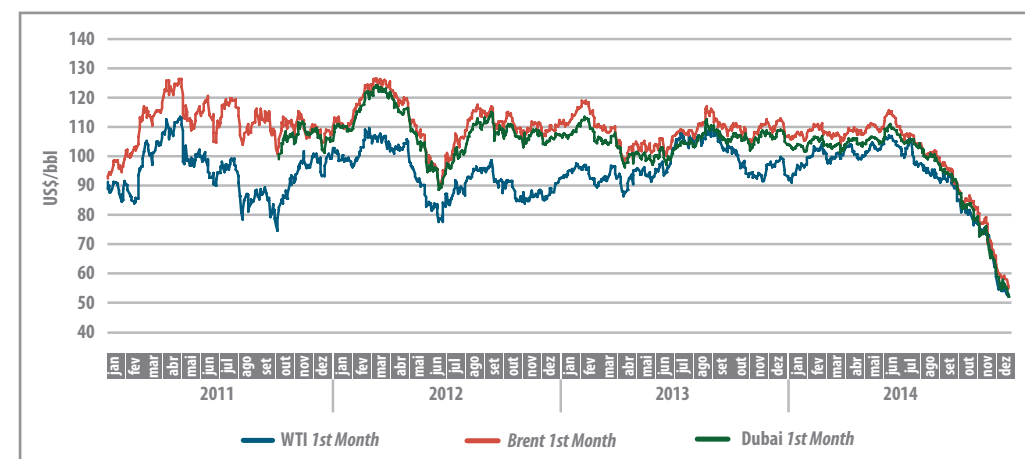
Esta seção está subdividida da seguinte maneira: na subseção 1.1, é apresentada a evolução dos preços do petróleo em 2014, bem como seus principais condicionantes. Na subseção 1.2, são descritas as principais mudanças nos fluxos internacionais de petróleo, buscando evidenciar o papel cada vez mais central desempenhado pela Ásia como principal destinatária dos fluxos. Na sequência, na subseção 1.3, é estudado o comportamento recente da OPEP e os possíveis fatores explicativos para a decisão da Arábia Saudita de não cortar a produção; por fim, nas subseções 1.4 e 1.5, são exibidas as incertezas provenientes do novo patamar dos preços do petróleo e os cenários do mercado de petróleo para 2015.

## 1.1 O comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional em 2014

Como destacado na edição anterior deste Boletim, nos últimos três anos, o comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional apresentou uma tendência de lateralidade em torno de US\$ 100/bbl, com piso e teto dos preços bem definidos (entre US\$ 80/bbl e US\$ 120/bbl), acompanhado de uma contínua redução na volatilidade ao longo do período.

No entanto, esse ciclo de preços, até então vigente, foi encerrado no segundo semestre de 2014, quando as cotações dos principais preços de referência no mercado internacional iniciaram trajetória de queda, acompanhado ainda de um substancial incremento na volatilidade. No encerramento do ano, os contratos futuros com vencimento no mês seguinte (*1st month*) foram negociados a US\$ 54,98/bbl para o *Brent*, US\$ 55,72/bbl para o *WTI* e US\$ 52,89/bbl para o *Dubai* (Gráfico 1). Com isso, o ano terminou com os menores patamares de preço do petróleo observados desde a crise financeira de 2008.

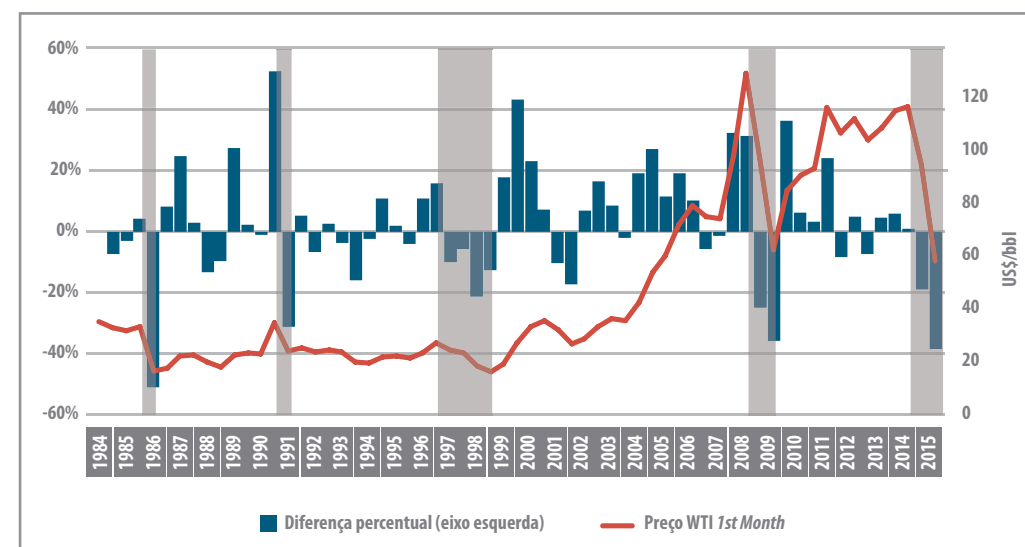
Gráfico 1 – Comportamento dos preços dos contratos futuros do petróleo (1st month) Brent, WTI e Dubai (2011 a 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Comparando o cenário atual com períodos anteriores, nos quais também foram observadas significativas quedas nos preços do barril de petróleo (Gráfico 2), verifica-se maior similaridade com o colapso nos preços observado entre o final de 1985 e no primeiro semestre de 1986. Entre outubro de 1985 e março de 1986, o preço médio mensal do contrato *1st month* do barril de petróleo WTI caiu mais de 65%, de US\$ 30/bbl para US\$ 10/bbl.

Gráfico 2 – Preço médio semestral WTI (1st month) e diferença entre semestres (janeiro de 1984 a fevereiro de 2015)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

A alta dos preços no final da década de 70, provocada pelos choques de petróleo, estimulou o desenvolvimento de áreas produtoras de alto custo, como no Mar do Norte e no Golfo do México, e o aumento da produção mundial<sup>1</sup>. Com o objetivo de manter os elevados níveis de preço, na primeira metade da década de 80, a OPEP realizou diversos cortes na produção. De 1980 a 1985, a produção dos países da OPEP diminuiu de 25 para 15 milhões de bbl/d, sendo que somente a Arábia Saudita reduziu a produção de 10 para 3,4 milhões de bbl/d. Após sucessivas intervenções e a constante perda de parcela de mercado, a Arábia Saudita alterou sua política de *swing producer* em dezembro de 1985 e, assim, aumentou sua produção em 1,6 milhão bbl/d. A medida foi acompanhada pelos demais produtores de baixo custo do Golfo Pérsico, tais como Emirados Árabes Unidos (334 mil bbl/d), Iraque (474 mil bbl/d) e Kuwait (83 mil bbl/d), inundando o mercado com uma sobreoferta de óleo e provocando a derrocada nos preços.

Nesse cenário, os produtores com custos mais elevados à época tiveram que se ajustar, entre os quais se destacam os EUA, cuja produção foi reduzida em 349 mil bbl/d, somente em 1986, e apresentou, nos anos subsequentes, sucessivas quedas. No cômputo do período de 1986 a 1990, a produção petrolífera dos EUA reduziu-se em quase 1,7 milhão de bbl/d. Esse resultado negativo foi provocado pelo fechamento de vários poços de alto custo, que haviam sido viabilizados a partir do segundo choque do petróleo no final da década de 70 (US EIA, 2002).

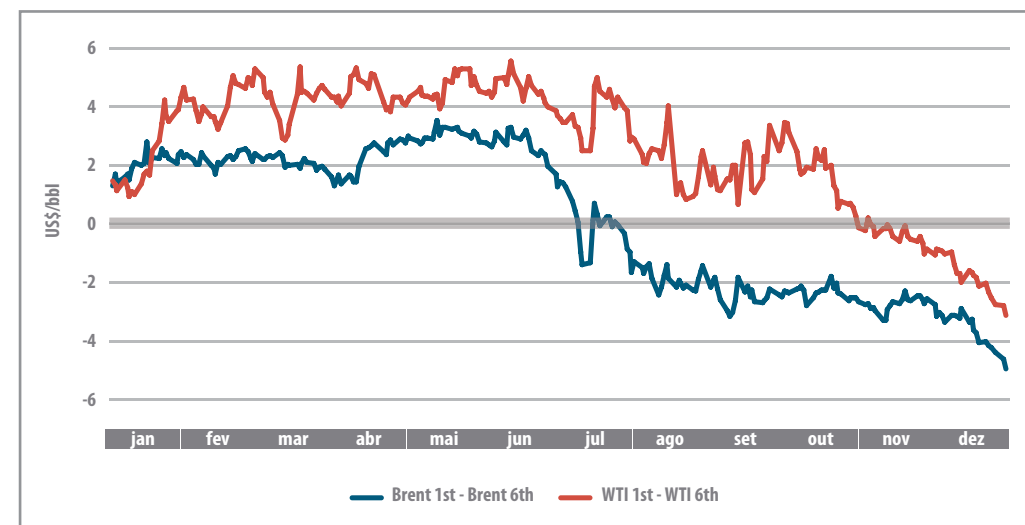
Nos outros três períodos, destacados no Gráfico 2, a acentuada redução nos preços teve como origem choques de demanda gerados pelas crises econômicas. Entre setembro de 1990 e fevereiro de 1991, os preços do WTI caíram mais de 50% (recuperando os níveis anteriores ao acirramento dos conflitos que levaram à Guerra do Golfo) em decorrência da recessão que se abateu sobre a economia americana após o conflito. A crise financeira asiática de 1997, por sua vez, levou a uma redução de preços do petróleo durante quatro semestres seguidos, com declínio superior a 50%. Em 2008, o preço do barril caiu de US\$ 140/bbl para menos de US\$ 40/bbl em menos de 5 meses.

Em meados de 2014, o excesso de oferta também pode ser evidenciado com a mudança da estrutura a termo dos contratos futuros para *contango*<sup>2</sup>, quando a cotação dos contratos futuros com prazo de expiração mais longo fica acima dos preços dos contratos com vencimento mais curto. Desde julho, a estrutura a termo dos contratos futuros do barril tipo *Brent* inverteu para o *contango*, enquanto os contratos do barril do tipo WTI passaram a apresentar este formato a partir de novembro (Gráfico 3).

<sup>1</sup>No período de 1975 a 1980, a produção do México cresceu de 800 mil barris por dia para 2,2 milhões de bbl/d. No mesmo intervalo, o volume produzido na Noruega aumentou de 189 mil bbl/d para 528 mil bbl/d. No Reino Unido, a produção ampliou-se de 34 mil barris por dia, em 1975, para 1,6 milhão de barris por dia em 1980 (BP, 2014).

<sup>2</sup>A estrutura a termo da curva dos contratos futuros pode apresentar dois formatos: i) *contango*, quando o preço à vista está cotado abaixo dos preços futuros, representando uma relativa abundância de suprimento; e ii) *backwardation*, quando o preço à vista está cotado acima dos preços futuros, representando uma escassez de oferta. Litzenberger e Rabonowitz (1995) demonstram teoricamente e empiricamente que o mercado futuro de petróleo encontra-se em *backwardation* a maior parte do tempo e que esta é uma condição necessária para a manutenção da produção corrente.

Gráfico 3 – Diferença de preços entre os contratos futuros com vencimento em 1 e 6 meses - WTI e Brent (2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ICE e CME Group.

A mudança da estrutura a termo dos contratos futuros para *contango* pode favorecer a formação dos estoques, podendo gerar uma dinâmica de retroalimentação. Isso ocorre quando os especuladores, em busca de oportunidades de arbitragem de preços, aumentam o nível de estoque comprando petróleo no mercado à vista para vender no mercado futuro a um valor mais elevado, desde que o diferencial de preços supere os custos de transação. Esta elevação no nível dos estoques pode ser interpretada como um sinal de excesso de suprimento, reduzindo ainda mais os preços à vista, incentivando novo aumento do volume estocado e gerando um ciclo vicioso de queda nos preços (FATTOUH, 2015).

### ► Evolução do spread entre Brent e WTI

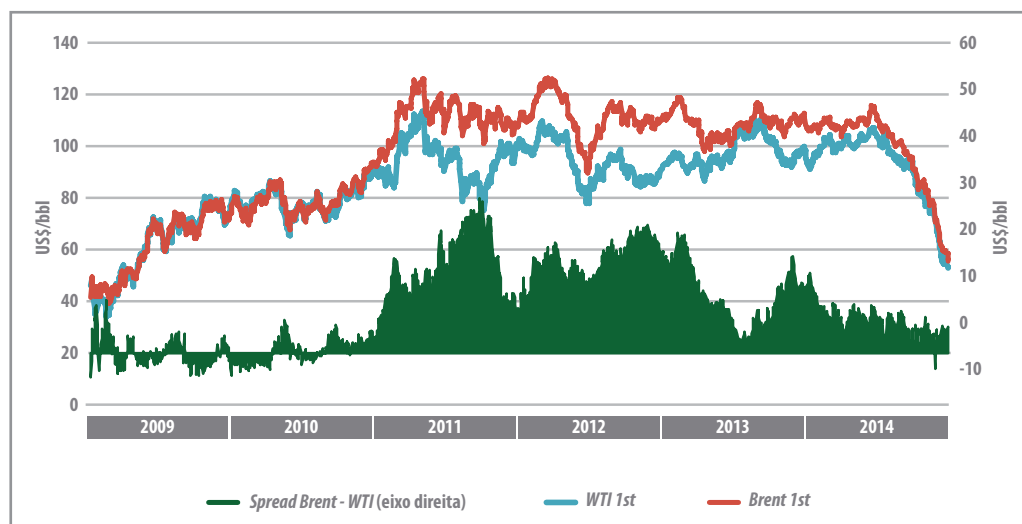
Outro ponto de destaque na dinâmica dos preços no ano de 2014 foi a continuidade da redução do *spread* entre os preços *Brent* e WTI, que já vinha sendo observada desde o ano anterior.

Historicamente, as cotações do *Brent* e do WTI costumavam situar-se em níveis bastante próximos, com leve superioridade para este último<sup>3</sup>. No entanto, a partir de 2011, em decorrência do aumento do fluxo de óleo cru proveniente do Canadá e da

<sup>3</sup>Em razão de o sentido dos fluxos serem da costa em direção ao *Cushing* (ponto de entrega dos contratos futuros do WTI), o que acarretava um custo adicional de tarifa de transporte via duto. Porém, no passado recente, em função do crescimento da produção nos EUA, o sentido do fluxo foi invertido, mas o atual cenário não permite dizer com certeza se os preços do WTI tenderão a ficar abaixo do *Brent*, pois a composição dos óleos nos EUA tornou-se mais leve, o que tende a ser precificado a valores maiores em relação aos outros tipos de óleo.

elevação da produção de óleo *onshore* nos Estados Unidos e, num primeiro momento, da falta de capacidade de escoamento, observou-se um superabastecimento na região do Cushing, no estado de Oklahoma. Isso fez com que o barril do tipo WTI passasse a ser negociado com um grande desconto frente ao barril europeu<sup>4</sup>, como pode ser observado no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Preço do contrato 1st month do barril de petróleo WTI e Brent e spread Brent-WTI (2009 a 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Num primeiro momento, as expectativas eram de que a inversão do fluxo nos oleodutos existentes possibilitaria que a diferença entre WTI e Brent se tornasse pouco substantiva. Porém, a continuidade do aumento da produção nos Estados Unidos fez com que surgissem novos obstáculos para que isso se concretizasse. A restrição às exportações de óleo cru e a falta de capacidade de refino, sobretudo na Costa do Golfo norte-americana, constituem, na atualidade, os dois principais empecilhos para o retorno a um padrão próximo ao do passado.

A partir de 2013, é possível identificar uma tendência de redução do *spread* entre o Brent e o WTI. No primeiro bimestre de 2013, a diferença na cotação do WTI em relação ao Brent foi de aproximadamente US\$ 20/bbl. Essa diferença reduziu-se significativamente ao longo desse ano e encerrou o ano em US\$ 13/bbl. Esta tendência de redução do *spread* se manteve ao longo do ano de 2014, com o preço do WTI encerrando o ano com um desconto de apenas US\$ 2,67/bbl em relação ao Brent.

No entanto, somente com uma maior estabilização dos preços será possível apontar uma tendência para o diferencial entre a cotação do Brent e do WTI. O principal determinante capaz de alterar o *spread*, ao longo de 2015, pode ser o impacto da queda das cotações do petróleo sobre a produção de *tight oil* nos EUA, contribuindo para a redução no excedente de óleo no mercado norte-americano e, conseqüentemente, o *spread* em relação ao Brent. Além disso, será necessário observar o excedente de óleo disponível no mercado internacional, que tenderá a impactar mais significativamente as cotações do Brent. Por exemplo, maior instabilidade social e política no Oriente Médio e África tende a aumentar o diferencial de preços entre Brent e WTI, devido à menor capacidade deste último de refletir as condições prevalentes no mercado internacional de petróleo.

O comportamento de forte declínio dos preços do petróleo no segundo semestre, além de ter alterado a estrutura a termos dos contratos futuros e o *spread* entre o Brent e o WTI, também acarretou uma ampliação na incerteza no mercado, que culminou no aumento da volatilidade a partir do segundo semestre de 2014, como será apresentado a seguir.

### 1.1.1 Aumento da volatilidade de preços no segundo semestre de 2014

O mercado internacional de petróleo vem atravessando um momento de grande incerteza, gerado pela ausência de atuação do *swing producer*, o que faz com que haja excesso de disponibilidade de óleo no mercado. Isso significa que diferentes *players* acabam acirrando a sua competição por *market share*, fazendo com que os preços do petróleo entrem em trajetória declinante. Nesse processo de descoberta dos novos patamares de preços e de acomodação de posições pelos participantes do mercado, a tendência é que haja um aumento da volatilidade dos preços.

A principal observação da análise dos indicadores de volatilidade para o ano de 2014 foi a grande diferença na dinâmica dos preços entre o primeiro e o segundo semestre, conforme apresentado na Tabela 1 a seguir.

<sup>4</sup> Por outro lado, em 2011, a cotação do barril do tipo Brent também sofreu uma pressão de alta em função de interrupções na produção do Mar do Norte, banimento europeu da importação do óleo produzido na Síria, interrupção na produção da Líbia e declaração de *force majeure* pela Nigéria.

Tabela 1 – Evolução dos indicadores de volatilidade para o WTI e Brent (1st Month) (2011 a 2014)

	2011	2012	2013	2014	1S14	2S14
WTI 1st month						
Coefficiente de variação	0,085	0,082	0,056	0,141	0,036	0,172
Volatilidade histórica	34,4%	22,3%	18,2%	23,4%	10,7%	20,3%
Índice de instabilidade	6,4%	6,9%	4,2%	2,8%	3,1%	2,5%
Brent 1st month						
Coefficiente de variação	0,061	0,070	0,041	0,148	0,021	0,173
Volatilidade histórica	27,2%	21,1%	17,0%	19,1%	9,2%	16,1%
Índice de instabilidade	3,6%	5,2%	3,2%	1,8%	1,9%	1,7%

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

A Tabela 1 apresenta três indicadores de volatilidade. O coeficiente de variação é uma medida de dispersão de uma distribuição de frequência, medindo o percentual do desvio padrão em relação à média das observações. A volatilidade histórica, por sua vez, é uma medida da variação diária do preço em um dado período de tempo. Já o índice de instabilidade calcula a dispersão percentual das observações em relação a sua tendência no período.

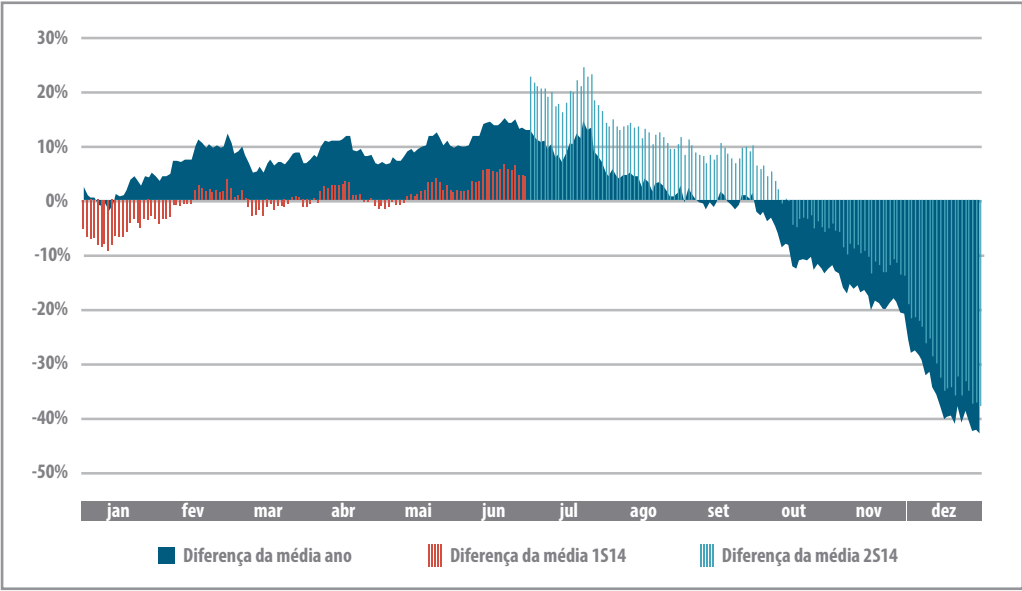
Como pode se observar na Tabela 1, tanto o coeficiente de variação quanto a volatilidade histórica, calculados a partir das cotações diárias do WTI e do Brent, apresentaram valores superiores em 2014, em comparação com os obtidos no ano anterior. Não obstante, os indicadores da volatilidade dos preços do petróleo calculados para o ano de 2014 não retratam a mudança estrutural na tendência dos preços do primeiro para o segundo semestre. Assim, foram calculados os indicadores de volatilidade para os dois semestres de 2014.

Com base nessas informações, fica evidente o aumento da volatilidade no segundo semestre de 2014 em comparação com o primeiro semestre, considerando o coeficiente de variação e volatilidade histórica. Para o WTI, a volatilidade histórica passou de 10,7%, no primeiro semestre, para 20,3% no segundo<sup>5</sup>. Para o Brent este aumento foi de 9,2% para 16,1%.

No Gráfico 5, é possível observar a diferença percentual entre os preços observados e a média anual, a média do primeiro semestre (1S14) e a média do segundo semestre (2S14), que contribuem para explicitar as discrepâncias nos valores obtidos no cálculo do coeficiente de variação e da volatilidade histórica entre os semestres.

<sup>5</sup> Cabe ressaltar aqui que, para comparações entre os diferentes índices de volatilidade, tomou-se por suposto um modelo determinístico. Em função disso, não foram realizadas análises de variância para verificar se os resultados eram estatisticamente significativos para um determinado nível de confiança.

Gráfico 5 – Diferença percentual entre os preços WTI (1st Month) e da média anual e das médias do primeiro e segundo semestres (2014)

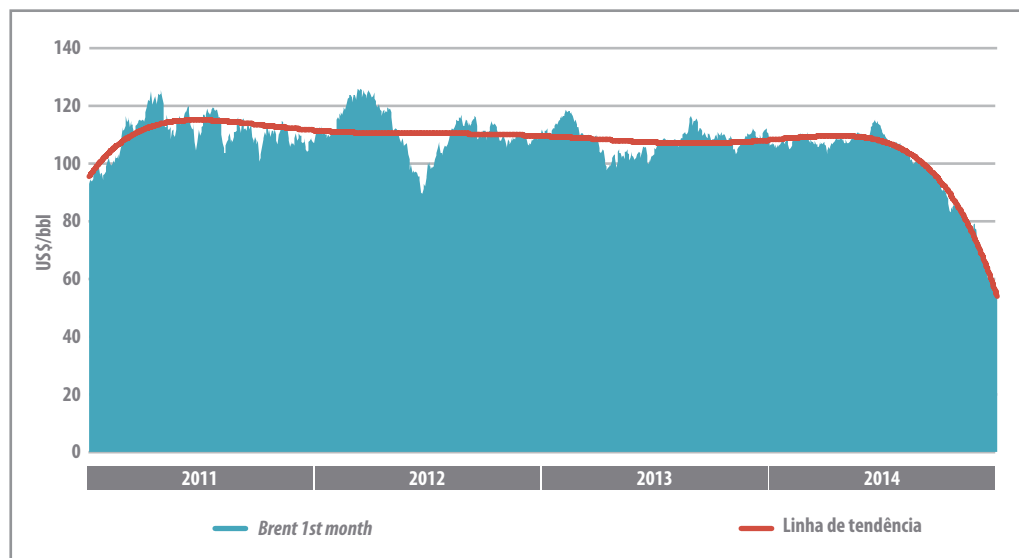


Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Por outro lado, a Tabela 1 também indica que o índice de instabilidade em 2014 foi inferior ao do ano anterior para ambos os preços de referência, tendo este índice, além disso, apresentado redução no segundo semestre. Este comportamento pode ser entendido pelo fato de o índice de instabilidade subtrair o efeito da tendência dos preços na medição da instabilidade dos preços, que varia conforme o período selecionado. No Gráfico 6, é possível visualizar como os preços do petróleo tipo Brent, observados no segundo semestre de 2014, acompanharam a linha de tendência projetada.



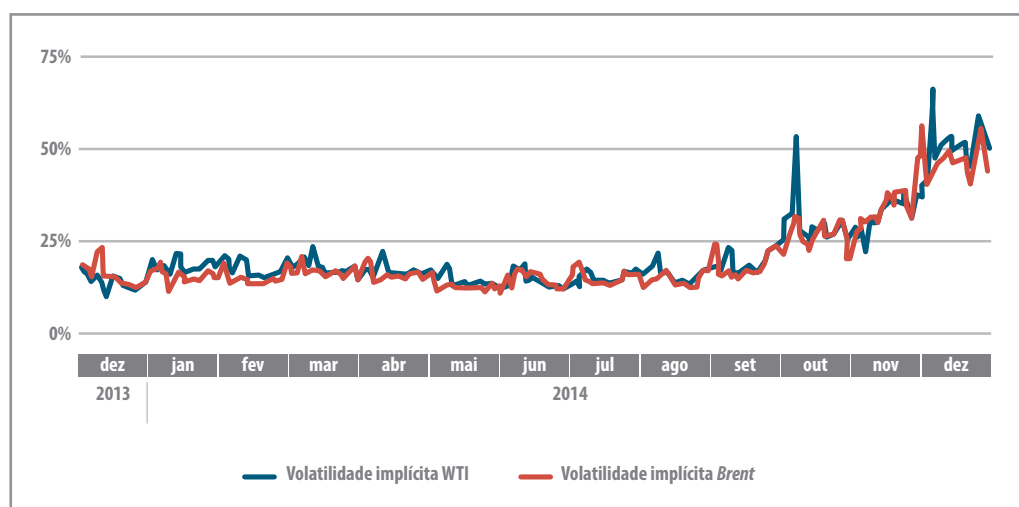
Gráfico 6 – Evolução dos preços do petróleo Brent (1st Month) e sua respectiva linha de tendência\* (2011 a 2014)



\*Polinomial de ordem 6 para o período selecionado.  
Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

O acentuado declínio das cotações de petróleo no segundo semestre de 2014 e a consequente maior incerteza sobre as cotações futuras também se refletiram no índice de volatilidade implícita, obtida a partir das opções dos contratos futuros do Brent (1st Month), que passou a apresentar forte elevação nos últimos meses do ano, conforme apresentado no Gráfico 7.

Gráfico 7 – Volatilidade implícita das opções dos contratos futuros 1st month do WTI e Brent (dezembro de 2013 a janeiro 2015)

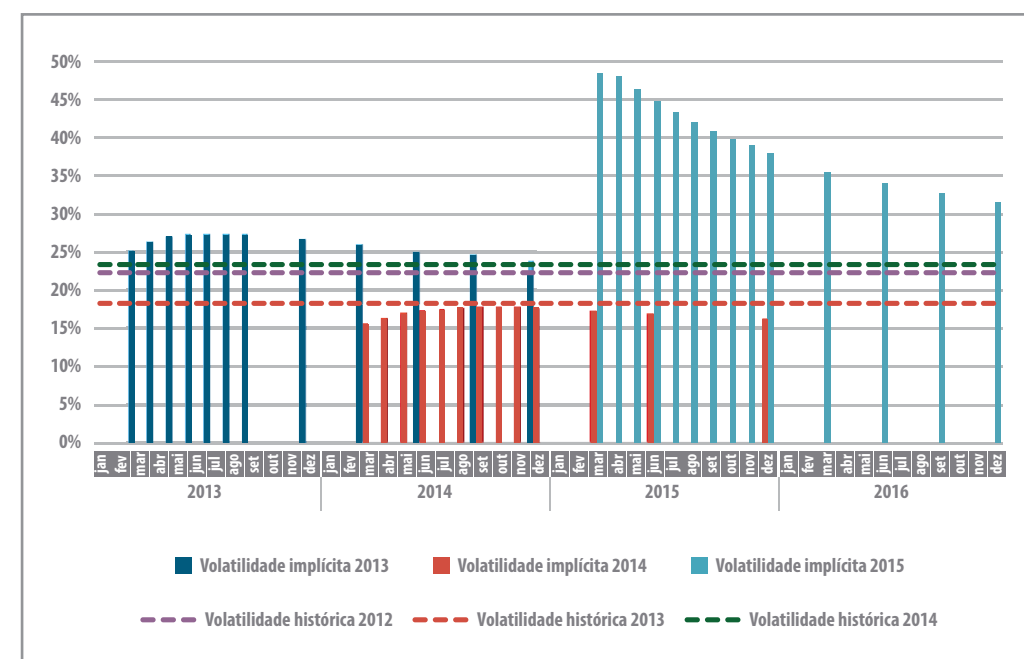


Fonte: US EIA.

Como se pode notar, o comportamento da volatilidade implícita, desde o final de 2013 até o início de outubro, não havia ultrapassado o limiar de 25%, o que implicava menores custos para a realização de operações de *hedge*. No entanto, a volatilidade implícita chegou próxima a 70% em dezembro de 2014, no caso do WTI, o que revela a amplitude do impacto da queda das cotações do petróleo sobre a elevação do grau de incerteza.

O Gráfico 8 mostra que a volatilidade implícita das opções do WTI, com vencimento em diferentes meses em 2015 e 2016, também apresentou valores muito superiores aos observados nos anos anteriores, o que reflete a maior incerteza dos agentes do mercado perante a dinâmica dos preços neste ano.

Gráfico 8 – Comparação dos indicadores de volatilidade histórica (WTI 1st month) e implícita<sup>6</sup> (2013 a 2016)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da US EIA e da Platts.

Porém, sob outra perspectiva, é possível observar que é atribuído maior grau de incerteza em 2015, com a tendência de que os prêmios pagos sobre as opções se reduzam até o final 2016, mas em níveis ainda acima dos alcançados anteriormente.

Conforme já apontado, a ausência de atuação do *swing producer*, de modo a gerenciar a entrada de oferta de petróleo, obriga que o próprio mercado tenha de, através do sistema de preços, promover a correção desses desequilíbrios. Porém, como tanto a

<sup>6</sup> Com base nas opções da NYMEX.

oferta quanto a demanda de petróleo são pouco sensíveis às variações de preços, e ainda paira uma série de incertezas sobre os impactos dos preços mais baixos da *commodity* nas principais zonas produtoras (seja em termos de atratividade econômica nas atividades de exploração e produção, seja na própria instabilidade social e política), é provável que a alta volatilidade perdure ao longo de 2015.

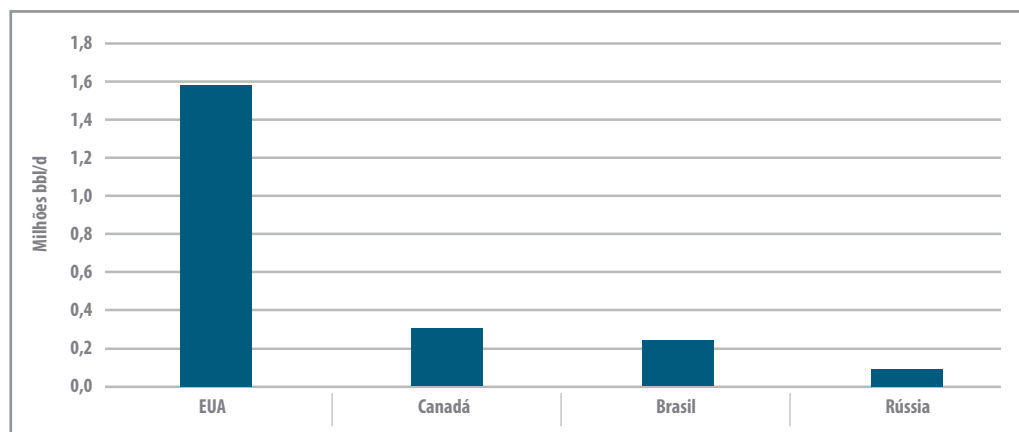
### 1.1.2 Condições de oferta e demanda - 2014

Um dos principais elementos explicativos para o acentuado declínio dos preços do petróleo em 2014 foi a reversão das condições de equilíbrio de oferta e demanda até então prevalecente. Apesar dos prognósticos, no final de 2013, de que seria necessário que a OPEP cortasse a sua produção para evitar um desequilíbrio no mercado, no primeiro semestre de 2014, ainda foi possível sustentar as convenções de um preço de petróleo ao redor de US\$ 100/bbl. Porém, no segundo semestre de 2014, os desequilíbrios ficaram evidentes. O objetivo desta subseção é apresentar as principais modificações pelo lado da oferta e da demanda, que contribuíram para a construção de um cenário de preços mais baixos do petróleo em 2014.

#### ► Oferta

No ano de 2014, o principal destaque, pelo lado da oferta, foi a continuidade do ritmo forte de aumento da produção dos Estados Unidos, que cresceu em quase 1,6 milhão de barris. Como resultado disso, as importações dos EUA caíram vertiginosamente, e os países que destinavam sua exportação para o mercado americano tiveram de buscar outros destinos para as suas exportações. O Gráfico 9 traz o *ranking* dos países não integrantes da OPEP com os maiores aumentos de produção de petróleo em 2014.

Gráfico 9 – Ranking dos países não integrantes da OPEP com os maiores aumentos de produção de petróleo (2014)



Fonte: US EIA (2015a).

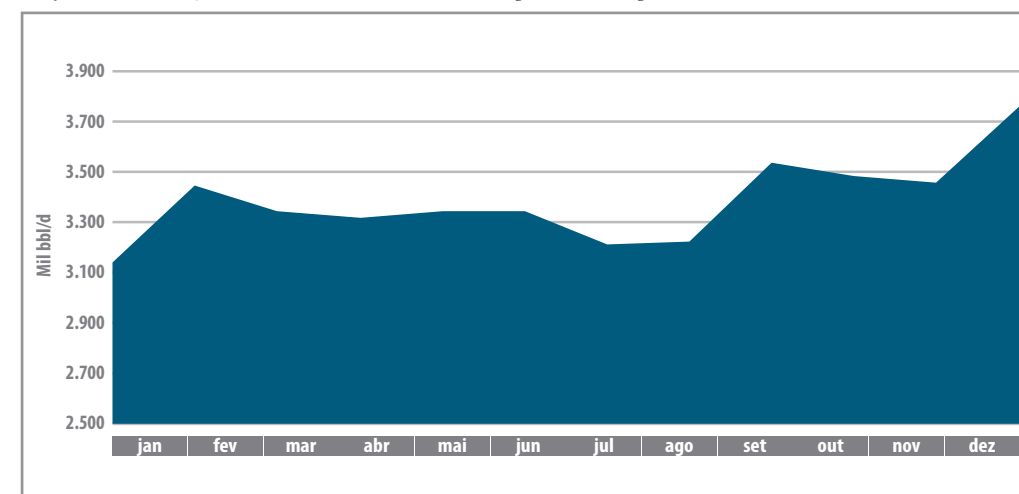
Como se pode observar, o sucesso norte-americano, em termos de aumento de produção, torna-se notório quando comparado com os demais países. Se somarmos o aumento da produção de Canadá, Brasil e Rússia, em 2014, o resultado seria uma produção adicional de 646 mil bbl/d, que não corresponde nem à metade do aumento de produção obtida pelos EUA no último ano.

Já a oferta dos países integrantes da OPEP caiu para 36,5 milhões de bbl/d em 2014, redução de 48 mil bbl/d em relação ao ano anterior. Porém, é necessário ressaltar que os desempenhos obtidos pelos países da organização apresentaram grandes disparidades entre si. O aumento de produção no Irã e Iraque não foi suficiente para ampliar a oferta de petróleo da OPEP em 2014, em razão do declínio da produção em países como Líbia, Angola e Kuwait.

O Iraque, o segundo país a apresentar maior crescimento na produção no ano, atrás apenas dos Estados Unidos, ampliou sua produção em 330 mil bbl/d, em 2014, e atingiu a média de 3,4 milhões bbl/d (US EIA, 2015b). Esse aumento de produção foi obtido mesmo diante de enormes desafios para a estabilidade política e social, como a ascensão do movimento Estado Islâmico do Iraque e Levante (EIIL), que chegou inclusive a fechar o oleoduto Iraque-Turquia, a refinaria de Baiji e diversos campos de produção ao norte de Bagdá. Tais eventos geraram impactos relevantes sobre a produção de petróleo do país em meados de 2014. Não por acaso, nesse período, as cotações do petróleo no mercado internacional alcançaram os maiores patamares do ano.

No entanto, o Gráfico 10 demonstra que após uma queda na produção em julho e agosto, nos meses seguintes, a produção iraquiana apresentou expressivo crescimento capitaneado pelos campos localizados no sul do país e na região do Curdistão.

Gráfico 10 – Produção de óleo, condensado e outros líquidos no Iraque (2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da US EIA.

O Irã, por sua vez, obteve o segundo melhor desempenho em termos de aumento de produção entre os países integrantes da OPEP, com incremento de 200 mil bbl/d. Mesmo com a imposição de sanções econômicas contra o país, as quais criam quotas para exportação de petróleo limitadas a 1 milhão de bbl/d (Gráfico 11), o volume exportado superou os limites impostos pelas sanções em todos os meses do ano. Tal incremento na produção iraniana foi direcionado principalmente para a China, Índia e Coreia do Sul. Os Estados Unidos, principais articuladores das sanções contra o Irã, não exerceram pressão de forma contundente contra os países importadores do petróleo iraniano, pois, durante o ano de 2014, a principal preocupação americana no Oriente Médio foi a expansão do EIIL (PLATTS, 2014a).

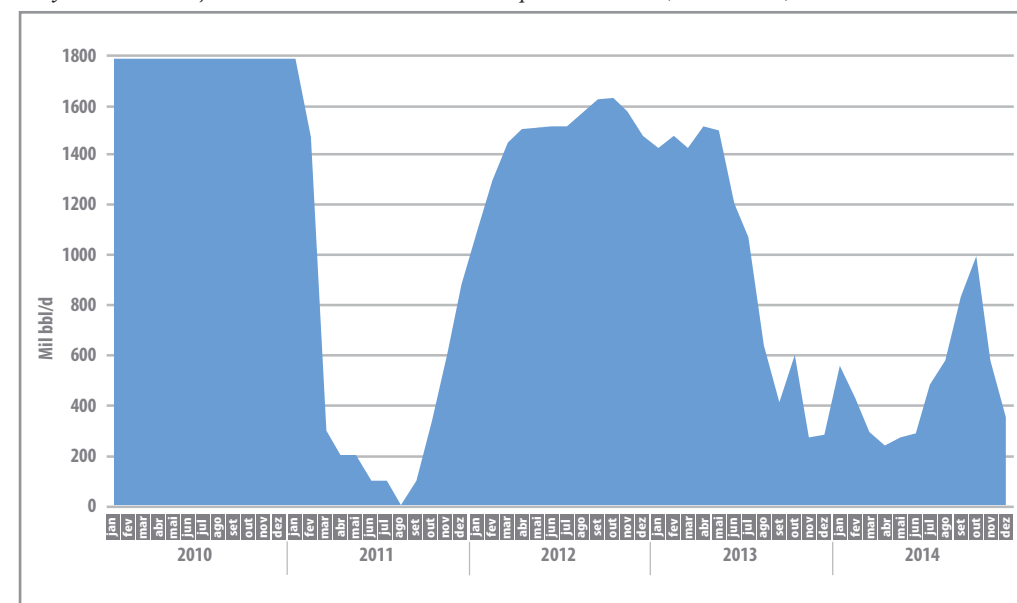
Gráfico 11 – Exportação de óleo pelo Irã e limite máximo de exportação imposto pela sanção (2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do JODI.

Por fim, a Líbia, detentora das maiores reservas do continente africano, conseguiu aumentar expressivamente a sua produção em meados de 2014, porém não conseguiu sustentá-la até o final do ano, conforme mostrado no Gráfico 12. O histórico recente de instabilidade social e política na Líbia faz com que se torne bastante difícil realizar projeções – ainda que de curto prazo – sobre o comportamento da produção de petróleo do país.

Gráfico 12 – Produção de óleo, condensado e outros líquidos na Líbia (2010 a 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da US EIA (até setembro) e Bloomberg.

Como se pode notar, após uma queda drástica no volume produzido em função da guerra civil de 2011, a produção de petróleo na Líbia apresentou uma rápida recuperação no ano seguinte, atingindo níveis próximos aos observados antes do conflito. Entretanto, no segundo semestre de 2013, o país voltou a observar nova onda de protestos violentos que afetaram novamente a produção.

A partir de julho de 2014, a produção da Líbia apresentou acelerado crescimento, com alta de aproximadamente 600 mil bbl/d em menos de seis meses, surpreendendo o mercado e atuando como outra fonte de pressão sobre os preços.

Contudo, no final do ano, os conflitos no país voltaram a se agravar, com a crescente presença do extremismo islâmico na região. A petrolífera estatal líbia foi forçada, em dezembro, a declarar *force majeure* para dois terminais de exportação, Es Sider e Ras Lanuf, após tentativa frustrada de tomada dos terminais por milícias radicais islâmicas. O resultado disso foi o declínio, novamente, da produção para 350 mil bbl/d em dezembro (BLOOMBERG, 2014a).

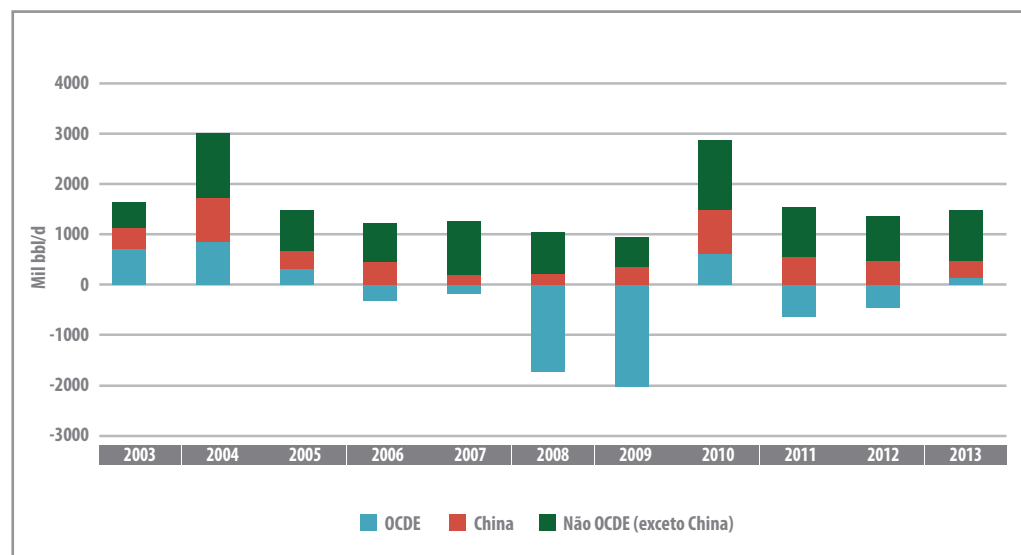
Deste modo, é interessante notar que, se o aumento da produção da Líbia em meados de 2014 foi um fator relevante para desencadear a queda dos preços do petróleo, por outro lado, a sua reversão parcial não foi capaz de gerar o efeito oposto, isto é, promover uma recuperação das cotações da *commodity* no mercado internacional. A explicação disso é que, como veremos mais adiante, a oferta de petróleo já superava a demanda desde o início de 2014. Portanto, a piora de cenário na Líbia, com implicação negativa sobre as exportações de óleo cru do país, é pouco significativa diante da quantidade de petróleo excedente disponível no mercado internacional.

## Demanda

Embora o excesso de oferta seja apontado como o principal fator na desestabilização do mercado internacional e na consequente queda dos preços do petróleo em 2014, o crescimento da demanda mundial abaixo do esperado também teve influência significativa na mudança da dinâmica dos preços.

Desde o final da década de 90, a participação dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE na expansão do Produto Interno Bruto – PIB global vem se reduzindo, sendo gradualmente substituída pelo crescimento econômico dos países não OCDE (BAP, 2012). No tocante ao petróleo, o aumento do consumo dos países não OCDE vem se consolidando como o principal fator de expansão da demanda global. No Gráfico 13, é possível observar que, em diversos anos do período analisado, a contribuição dos países desenvolvidos foi negativa para o crescimento do consumo mundial de petróleo, enquanto que a demanda dos países não OCDE se manteve positiva, mesmo durante a crise econômica mundial de 2008. O mesmo movimento ocorreu sobre a demanda das *commodities* minerais.

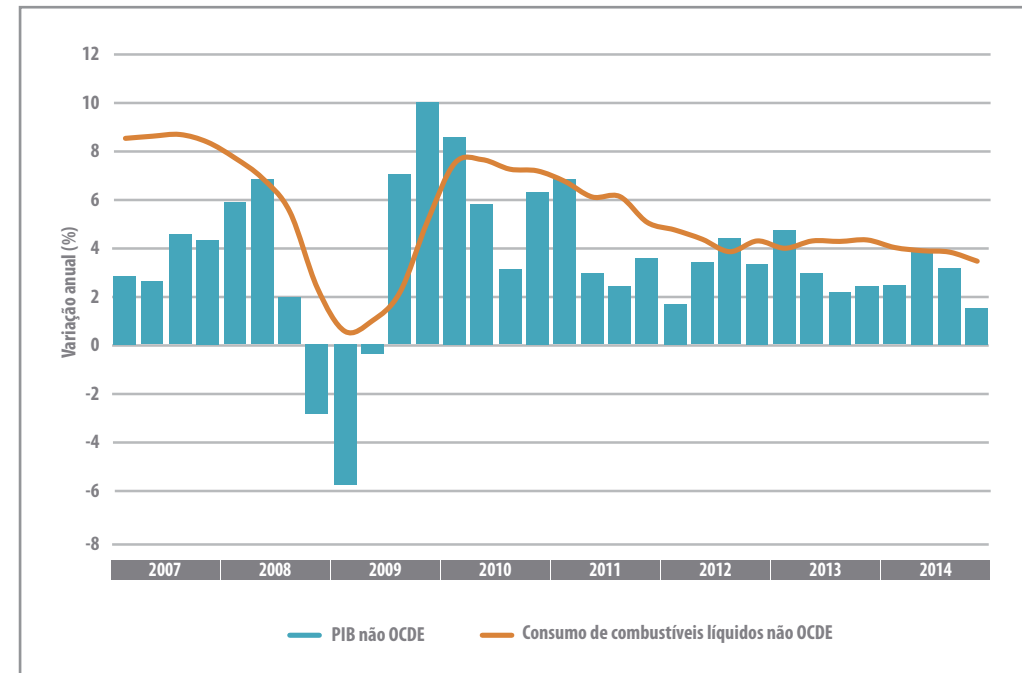
Gráfico 13 – Crescimento da demanda de petróleo por grupos e países selecionados (2003 a 2013)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da US EIA.

No Gráfico 14, observa-se que, no período de 2011 até o final de 2014, após a rápida recuperação pós-crise observada, forma-se uma tendência de desaceleração do crescimento econômico e de redução do ritmo de crescimento do consumo de combustíveis dos países não OCDE.

Gráfico 14 – Evolução do consumo de combustíveis líquidos e do PIB dos países não pertencentes à OCDE (2007 a 2014)

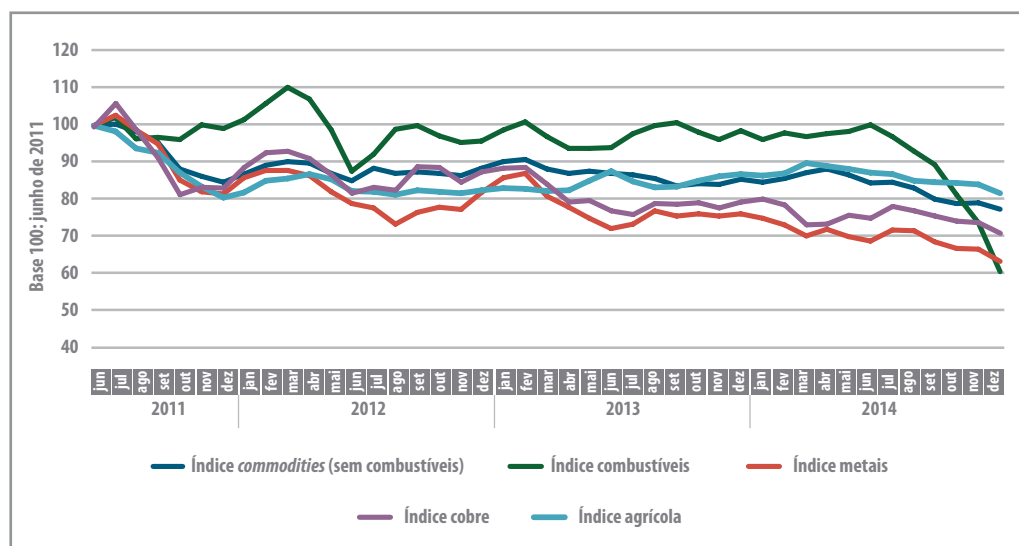


Fonte: elaboração própria a partir dos dados do FMI.

No entanto, enquanto a desaceleração do crescimento econômico dos países não OCDE, verificada a partir de 2011, refletiu-se diretamente em uma trajetória decrescente nos preços das principais *commodities*, especialmente as minerais, o preço do petróleo apresentou uma relativa estabilidade, ao redor de US\$100/bbl, até o primeiro semestre de 2014. O Gráfico 15 apresenta a evolução dos índices de preços das principais *commodities* entre meados de 2011 e final de 2014. Observa-se que, desde o segundo semestre de 2011, o índice dos preços dos metais medido pelo FMI caiu mais de 35%. Concomitantemente, o índice do preço do cobre se reduziu em quase 30% e dos preços agrícolas em aproximadamente 20%. Assim, o índice de preços de todas as *commodities*, exceto combustíveis, representava, em dezembro de 2014, 77% do valor de 2011.

A resistência do preço do petróleo em acompanhar a tendência decrescente das demais *commodities* pode ser explicada pela sucessão de eventos geopolíticos desestabilizadores do mercado, como a Primavera Árabe, a guerra civil na Líbia e a insurgência do EIIL.

Gráfico 15 – Índice de preços das commodities (junho de 2011 a dezembro de 2014)

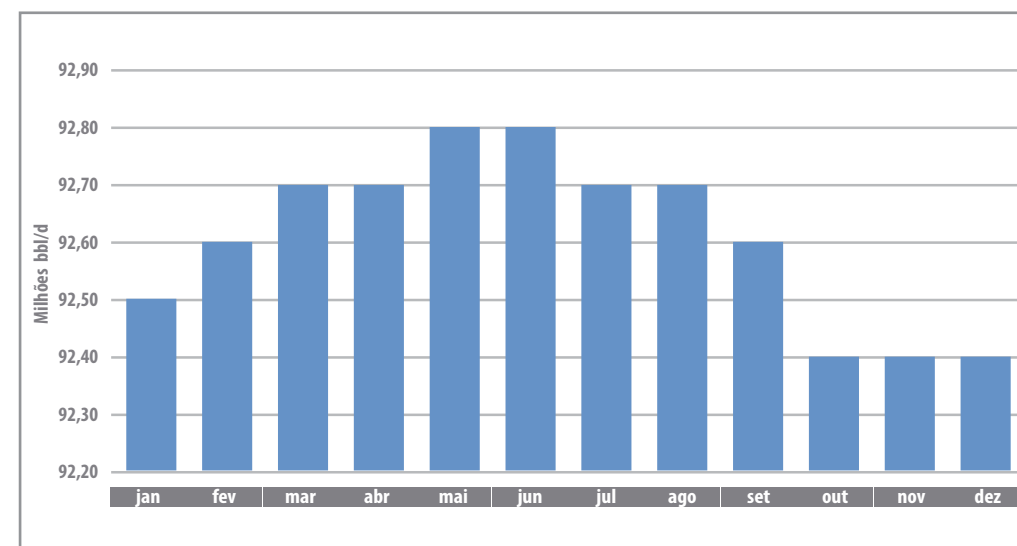


Fonte: elaboração própria a partir dos dados do FMI.

Deste modo, o principal fator explicativo da diminuição do crescimento da demanda por petróleo está relacionado ao menor crescimento das economias emergentes e da economia global.

Em resposta a esta desaceleração do consumo, a Agência Internacional de Energia (IEA) realizou sucessivos cortes na sua estimativa para a demanda total em 2014. Conforme observado no Gráfico 16, no início do ano, a IEA projetou que a demanda mundial alcançaria a média de 92,5 milhões bbl/d durante o ano de 2014. Essa estimativa de demanda foi sendo reajustada para cima durante o primeiro semestre. No entanto, a partir de julho de 2014, a IEA reviu os ajustes quando o crescimento da economia mundial apresentou sinais de enfraquecimento.

Gráfico 16 – Previsão da demanda mundial de petróleo para 2014



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da IEA (2014a).

Arezki & Blanchard (2014), com base na comparação das mudanças nas projeções de demanda da IEA e nas estimativas de elasticidade de oferta de óleo de curto prazo, estimam que o arrefecimento no crescimento da demanda corresponda a apenas 20 a 30 por cento da recente queda nos preços do barril.

No ano de 2014, diversos fatores contribuíram para uma expansão da demanda global por petróleo abaixo do esperado, como a desaceleração do crescimento da China e de outras economias emergentes e a lenta recuperação da Europa.

Neste ano, o crescimento econômico chinês, de 7,4%, foi o menor registrado nos últimos 24 anos. Foi a primeira vez que a expansão ficou abaixo da meta estabelecida pelo governo (FORBES, 2015). A primeira edição deste Boletim (BAP, 2012) salientou 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, sobretudo via aumento dos preços das *commodities* no mercado internacional, é capaz de alavancar o crescimento de várias economias emergentes, o que tem resultado em maior demanda de petróleo nesses países.

Desempenho econômico abaixo do esperado também foi observado no Brasil e na Índia. A Rússia teve sua economia prejudicada pelas sanções impostas após a invasão da região da Crimeia, na Ucrânia. A Europa vem apresentando grande dificuldade para retomar o crescimento, e a economia japonesa apresentou um quadro recessivo em 2014, com contração do PIB durante dois trimestres seguidos.

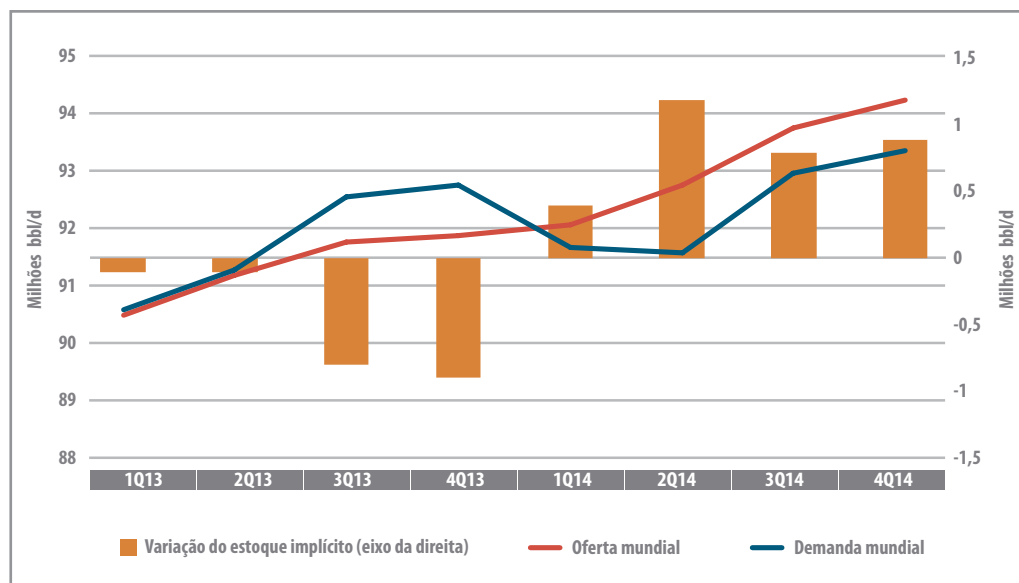
Embora a demanda de petróleo tenha encerrado o ano abaixo das expectativas do mercado e tenha influência no equilíbrio do mercado, foi o expressivo aumento da



produção a variável que mais influenciou na expressiva queda dos preços observada na segunda metade do ano.

No Gráfico 17, é possível observar que, durante todo o ano de 2014, a oferta mundial de óleo estimada pela Agência Internacional de Energia foi superior à demanda mundial, refletindo diretamente no aumento dos estoques implícitos e, conseqüentemente, pressionando para a queda nos preços.

Gráfico 17 – Oferta e demanda mundial de óleo e estoque implícito (2013 a 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da IEA.

No entanto, o simples desequilíbrio entre oferta e demanda não deve ser entendido como o único fator que determina a formação dos preços. A mudança nos fluxos de comércio e na dinâmica concorrencial nos diferentes mercados também tem forte influência na definição dos preços de referência internacional, como será apresentado a seguir.

## 1.2 Evolução do comércio internacional do petróleo e das mudanças de fluxos nos últimos anos

Nas últimas décadas, os fluxos globais de petróleo sofreram importantes modificações, tanto em razão das mudanças no balanço entre produção e demanda em países relevantes no mercado internacional quanto dos novos nexos contratuais estabelecidos, com vistas a assegurar a segurança energética. Nesta década, em particular, tal processo se acentuou com substancial elevação da produção de petróleo nos EUA, fazendo com que

o lócus da concorrência se deslocasse sobretudo para o mercado asiático. O objetivo desta subseção é mapear as principais modificações ocorridas e seus impactos sobre o processo de formação do preço do petróleo no mercado internacional, bem como os seus desdobramentos sobre a queda acentuada dos preços da *commodity* em 2014.

### ► Características da indústria do petróleo e a necessidade de busca por mercados externos

De início, é necessário apontar que o petróleo possui especificidades que geram nítidas implicações sobre a sua comercialização no mercado internacional. A principal delas é ser um recurso não renovável e estar fortemente concentrado em determinadas áreas geográficas. E, dessa forma, a origem dos fluxos de petróleo é enormemente influenciada pela dotação inicial dos recursos. Somente o Oriente Médio detinha, em 2013, 48% das reservas provadas do mundo, e a OPEP, como um todo, 72% (BP, 2014)<sup>7</sup>.

Porém, a mera concentração da produção petrolífera em determinados países não explica, *per se*, a necessidade de comercialização do petróleo no mercado internacional. Isso porque, caso a demanda por petróleo também fosse concentrada nessas mesmas regiões, as trocas internacionais seriam conseqüentemente residuais.

A importância do comércio internacional emerge, assim, da combinação entre elevada concentração dos recursos petrolíferos e a essencialidade dessa fonte de energia para o funcionamento das economias modernas (ainda que a necessidade de petróleo varie consideravelmente de país para país, em função, basicamente, do tamanho da economia e da matriz energética).

Soma-se, ainda, o fato de os quatro maiores consumidores mundiais de petróleo na atualidade (EUA, China, Japão e Índia – além da própria União Europeia como um todo) apresentarem níveis de produção doméstica insuficientes para fazer frente à demanda. Isso faz com que esses países tenham de recorrer ao excedente de óleo gerado em outras regiões, o que favorece as trocas internacionais. Em 2013, as importações líquidas desses países, somadas, representavam cerca de um quarto da demanda mundial. Ressalte-se que, no caso dos EUA, a dependência externa de petróleo (em termos de importações líquidas) foi reduzida em mais de 40%, entre 2008 e 2013 (BP, 2014).

A tabela 2 traz a evolução comparativa entre o comércio internacional e o consumo mundial de petróleo nas últimas três décadas.

<sup>7</sup> A concentração das reservas provadas de petróleo possui, geralmente, correspondência com a produção corrente, apesar de haver fortes discrepâncias em alguns casos. Países como EUA, Rússia e Arábia Saudita, por exemplo, apesar de apresentarem níveis semelhantes de produção, em torno de 10 milhões de barris por dia, guardam, entre si, diferenças importantes em relação às reservas provadas, detendo 44, 93 e 266 bilhões de barris, respectivamente. Com base nos dados da BP (2014), foi calculado o índice de correlação entre reservas provadas e produção de petróleo corrente, cujo valor encontrado foi de 0,63, numa escala de zero a um.



Tabela 2 – Taxas médias de crescimento anual do comércio internacional e do consumo mundial de petróleo (1981 a 2013)

	Comércio Internacional	Consumo Mundial
1981 – 1992	0,27%	0,74%
1993 – 2002	3,85%	1,83%
2003 – 2013	2,03%	1,19%

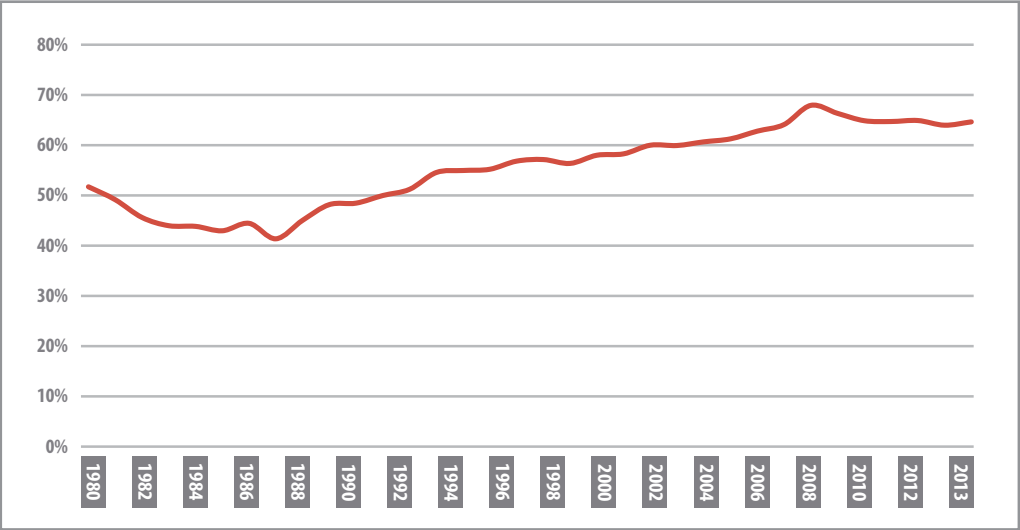
Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Como se pode notar, no período de 1981 a 1992, o consumo mundial de petróleo cresceu a um ritmo (ainda que lento) bastante superior ao do comércio internacional de petróleo, em razão do aumento da produção nos países fora da OPEP na primeira metade da década de 80, deslocada em grande parte para o consumo próprio, com vistas à redução das importações de petróleo.

Porém, de 1993 em diante, a taxa média de crescimento anual do comércio internacional de petróleo foi praticamente o dobro da taxa de expansão do consumo, o que marcou uma nova fase de maior importância dos mercados externos para a indústria do petróleo.

Conforme ilustra o Gráfico 18, a participação do comércio internacional na produção mundial de petróleo saltou de 41%, em 1983, para 67,4% em 2007. Com a eclosão da crise financeira de 2008 e o aumento da produção doméstica de petróleo nos EUA, tal parcela apresentou leve redução e, na sequência, estabilização ao redor de 65%. A redução das importações dos EUA foi compensada pelo aumento da demanda externa de outras regiões, sobretudo da Ásia.

Gráfico 18 – Parcela do petróleo destinado ao comércio internacional (1980 a 2013)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Ademais, o mercado internacional de petróleo está sujeito a transformações estruturais, sobretudo em razão: a) pelo lado da oferta, da possibilidade de descoberta de novas áreas produtoras e da tendência a longo prazo de declínio da produção dos campos já em operação<sup>8</sup>; b) pelo lado da demanda, da disparidade do crescimento econômico e de mudanças do padrão de desenvolvimento entre as diferentes regiões do planeta.

Uma vez que grande parte do petróleo é comercializado no mercado internacional, é importante avaliar os fatores atuantes para a definição da sua região de destino. Esta questão é essencial para a compreensão do panorama atual dos fluxos de petróleo no mercado internacional.

O primeiro fator a ser destacado é a própria geografia, com o petróleo tendendo assim a ser comercializado para as regiões mais próximas (MILEVA e SIEGFRIED, 2007). A explicação para isso é que os custos de transporte guardam devida proporção com a distância percorrida, para o mesmo modal de transporte utilizado. Porém, é necessário ressaltar que a falta de infraestrutura de transporte (como oleodutos) pode se tornar um impeditivo, do ponto de vista econômico, para que o petróleo seja deslocado para regiões próximas<sup>9</sup>.

Segundo, não menos importantes, são os fatores relacionados às questões político-regulatórias dos países, bem como às estratégias de precificação do petróleo dos exportadores no mercado internacional. A existência de restrições às exportações de óleo cru (como as existentes nos EUA na atualidade), a diversificação das fontes supridoras como estratégia de segurança energética (como adotada pela China) e as estratégias de precificação de óleo diferentes para cada região (como realizadas pelos países do Golfo Pérsico) são fatores capazes de alterar os fluxos de petróleo. Isso significa que a geografia nem sempre exerce papel preponderante no destino dos fluxos.

Terceiro, o próprio preço do petróleo influencia os fluxos comerciais entre os países nos médio e longo prazos. Em razão de grande assimetria dos custos com a atividade de exploração e produção de petróleo, tendem a surgir, nos períodos de alta dos preços da *commodity*, novos *players* de alto custo interessados em disputar mercados inclusive com os produtores de baixo custo. Essa convivência torna-se possível enquanto a oferta disponível no mercado internacional encontra-se próxima (ou até abaixo) da demanda. Caso contrário, o desbalanceamento do mercado pode resultar na queda dos preços, revelando assim as vantagens competitivas dos agentes (com a retirada dos produtores com os custos mais elevados do mercado). Ou, ainda, pode ser o caso de a redução dos preços do petróleo, ao afetar as economias fortemente dependentes das receitas petrolíferas, gerar instabilidade social e política que, no limite, pode afetar negativamente a produção da *commodity*<sup>10</sup>.

<sup>8</sup> Segundo Patrick Pouyanné, presidente da petrolífera Total, há um declínio de 5% ao ano da produção dos campos em atividade no mundo. Com isso, sem novos investimentos, metade da produção mundial pode deixar de ser produzida até 2030 (VALOR ECONOMICO, 2015).

<sup>9</sup> O caso da América Latina é emblemático, pois a falta de oleodutos impede que países com excedente exportável de petróleo o comercializem para os países da região.

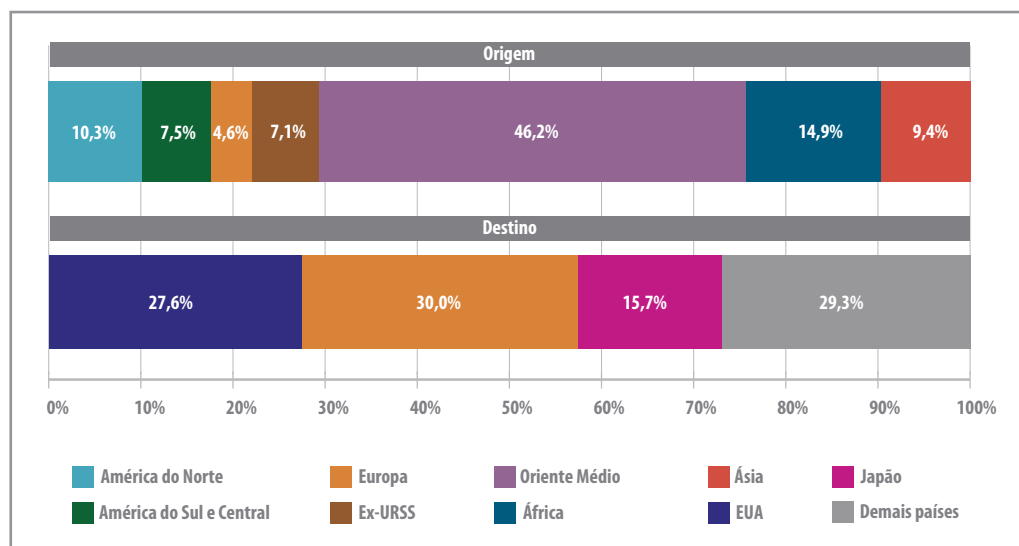
<sup>10</sup> Porém, como demonstra a própria Primavera Árabe, a alta dos preços dos alimentos - que muitas vezes é acompanhada pela alta dos preços do petróleo - é capaz de gerar insurreições populares altamente instabilizadoras, levando a interrupções na produção petrolífera em vários países afetados.

Assim sendo, o balanço entre oferta e demanda de petróleo em cada um dos países tende a se alterar ao longo do tempo, o que contribui, assim, para moldar a dinâmica dos fluxos no mercado internacional do petróleo.

#### ► Mudança na composição dos fluxos no período de 1994 a 2013

A composição dos fluxos globais de petróleo, mais de vinte anos atrás, apresentava-se conforme ilustrado no Gráfico 19.

Gráfico 19 – Composição dos fluxos de petróleo na origem e destino em 1994



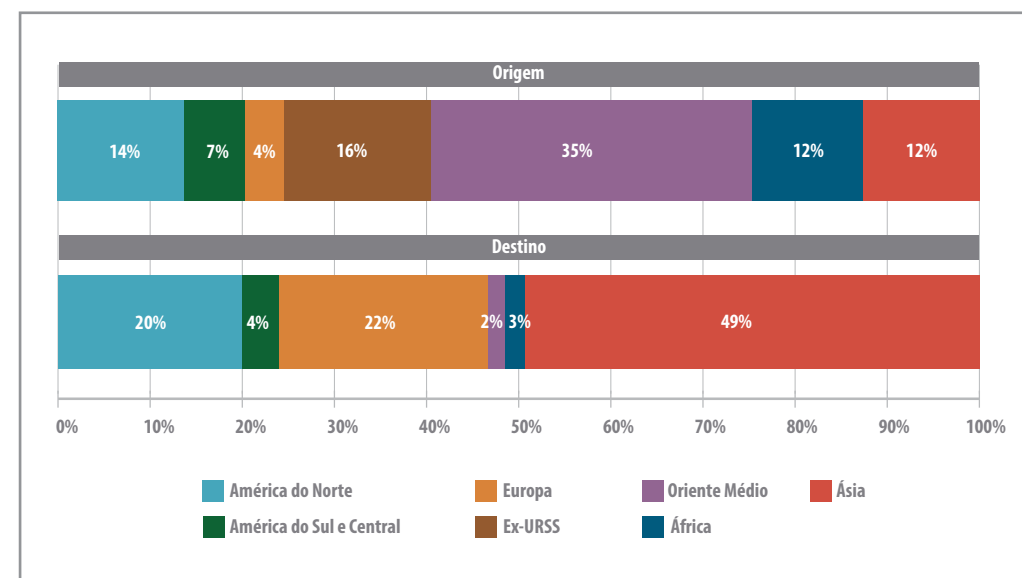
Fonte: elaboração própria partir dos dados da BP (2001).

Observa-se assim que, em 1994, pelo lado da origem, mais de 46% do petróleo destinado ao mercado internacional era oriundo do Oriente Médio, seguido a distância pela África, cuja participação alcançava 14,9%. Deste modo, a oferta de petróleo situava-se bastante concentrada nos fornecedores tradicionais.

Já pelo lado do destino, mais de 73% dos fluxos eram direcionados para EUA, Europa e Japão, o que evidencia a centralidade, até então, dos países desenvolvidos para a evolução da demanda mundial de petróleo e, portanto, sobre os preços da *commodity*.

No entanto, modificações relevantes na composição dos fluxos de origem e destino foram processadas ao longo destas últimas décadas, conforme ilustrado no Gráfico 20, a seguir.

Gráfico 20 – Composição dos fluxos de petróleo na origem e no destino em 2013



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

A partir das observações dos Gráficos 19 e 20, pelo lado da origem, o Oriente Médio reduziu a sua participação para 35% (contra 46% em 1994), porém permaneceu como principal área ofertante no mercado internacional de petróleo. Os países integrantes da ex-URSS, por sua vez, ampliaram significativamente a sua participação nos fluxos globais, saindo de 7% para 16% no intervalo de vinte anos, com a recuperação dos níveis de produção obtidos no início dos anos 90<sup>11</sup>. Outro destaque foi a América do Norte, pois o aumento de produção nos EUA e Canadá acarretou a elevação da sua participação de 10,3% para 14% no mesmo período.

Com base no exposto, é possível afirmar que, ao longo destas últimas décadas, houve um processo de desconcentração das fontes supridoras de petróleo no mercado internacional. Entretanto, manteve-se o papel de destaque do Oriente Médio como supridor do mercado mundial.

Já pelo lado do destino dos fluxos, as mudanças processadas foram substancialmente mais profundas. Se, na metade dos anos 90, as importações de petróleo de Europa e EUA somadas compunham perto de 58% do comércio internacional, na atualidade fica patente o papel da Ásia como principal região importadora, sendo destinatária de praticamente metade dos fluxos internacionais de petróleo.

<sup>11</sup> Para mais detalhes, ver Hill e Fee (2002).

► **O rápido aumento da produção petrolífera dos EUA e seus impactos sobre a composição dos fluxos de petróleo no mercado internacional**

As transformações na composição dos fluxos de petróleo no mercado internacional geralmente são processadas ao longo de vários anos, em razão das próprias características dessa indústria, quais sejam, baixa sensibilidade da oferta e da demanda às variações de preço e renda.

Porém, o súbito aumento da produção de petróleo dos EUA, no período recente, decorreu da aplicação bem-sucedida das novas tecnologias de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Isso resultou numa queda expressiva das importações líquidas estadunidenses, o que provocou, por sua vez, alterações relevantes nos fluxos interáreas num espaço de tempo relativamente curto para esta indústria.

A demonstração da excepcionalidade do aumento de produção norte-americana de petróleo pode ser observada na Tabela 3, que traz os menores números de anos que foram necessários, por cada um dos países selecionados, para obter determinados incrementos de produção. Este levantamento considera apenas as sequências ininterruptas de elevação de produção no período compreendido entre 1965 e 2014.

Tabela 3 – Mínimo de anos necessários para aumento ininterrupto de produção de petróleo nos países selecionados (1965 a 2014)

	1 milhão b/ d	2 milhões b/ d	3 milhões b/ d	5 milhões b/ d
<b>Arábia Saudita</b>	1 <sup>(1972)</sup>	2 <sup>(1972-73)</sup>	3 <sup>(1971-73)</sup>	5 <sup>(1970-74)</sup>
<b>EUA<sup>§</sup></b>	1 <sup>(2012)</sup>	2 <sup>(2012-13)</sup>	3 <sup>(2012-14)</sup>	•
<b>Rússia</b>	2 <sup>(2003-04)</sup>	3 <sup>(2002-04)</sup>	5 <sup>(2000-04)</sup>	•
<b>Irã</b>	2 <sup>(1971-72)</sup>	3 <sup>(1971-73)</sup>	5 <sup>(1969-73)</sup>	•
<b>Líbia</b>	2 <sup>(1968-69)</sup>	5 <sup>(1966-70)</sup>	•	•
<b>Nigéria</b>	3 <sup>(1968-71)</sup>	6 <sup>(1969-74)</sup>	•	•
<b>México</b>	3 <sup>(1979-81)</sup>	6 <sup>(1977-82)</sup>	•	•
<b>Reino Unido</b>	3 <sup>(1976-78)</sup>	7 <sup>(1976-82)</sup>	•	•
<b>Noruega</b>	4 <sup>(1993-96)</sup>	8 <sup>(1989-96)</sup>	•	•
<b>Iraque<sup>#</sup></b>	5 <sup>(2008-12)</sup>	•	•	•
<b>China</b>	5 <sup>(1974-78)</sup>	•	•	•
<b>Canadá</b>	6 <sup>(1968-73)</sup>	•	•	•

§: com base na projeção do EIA/DOE (2015) de aumento da produção superior a 1,5 milhão de bbl/d em 2014.

#: considerou-se apenas os dados a partir dos anos 2000, em virtude das fortes oscilações da produção petrolífera decorrente de fatores externos, tais como as diversas guerras enfrentadas pelos países.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Como se pode notar, o desempenho dos EUA, em termos de aumento contínuo da produção, foi superior ao de vários países, com incremento de mais de 3 milhões de bbl/d em apenas três anos, desempenho similar ao da Arábia Saudita no período anterior ao primeiro choque do petróleo, de 1971-1973<sup>12</sup>. Em outros casos bem-sucedidos de crescimento rápido da produção (excluindo-se os países da OPEP e Rússia), como os do Reino Unido e México, foram necessários seis anos para aumentar a produção em 2 milhões de bbl/d.

Além do aspecto relacionado à rápida elevação da produção nos EUA, é necessário salientar que, conforme expresso por Daniel Yergin, “o *shale oil* norte-americano transformou-se num novo fator decisivo no mercado mundial de petróleo de um modo que não poderia ter sido imaginado cinco anos atrás”<sup>13</sup>. Ou seja, além de rápida e expressiva, a elevação da produção de petróleo nos EUA era inesperada. A perspectiva predominante, ao contrário, era de que a produção de petróleo nos EUA continuaria na sua tendência declinante, verificada até 2008, em consonância com a curva de Hubbert. Vale ressaltar que, geralmente, é possível projetar a entrada em operação dos campos produtores com relativa antecedência, em razão da necessidade de investimentos expressivos no *upstream* e de longo período de maturação.

Com isso, as importações líquidas de petróleo dos EUA, que se situavam acima de 11 milhões de bbl/d em 2008, foram reduzidas para 5 milhões de bbl/d em 2014 (EIA/DOE, 2014a), permitindo assim que a China assumisse, precocemente, a condição de maior importador da *commodity* em setembro do mesmo ano. Vale destacar que se os EUA tivessem mantido as importações líquidas no patamar anterior, de 2008, a China somente assumiria tal condição em 2022, num cenário relativamente otimista de as importações líquidas chinesas continuarem crescendo no mesmo ritmo alcançado entre 2011 e 2013, mesmo diante das perspectivas de menor dinamismo econômico chinês nos anos vindouros<sup>14</sup>. Ou seja, pode-se dizer que a revolução do *tight oil* nos EUA acelerou provavelmente o curso da história em quase uma década.

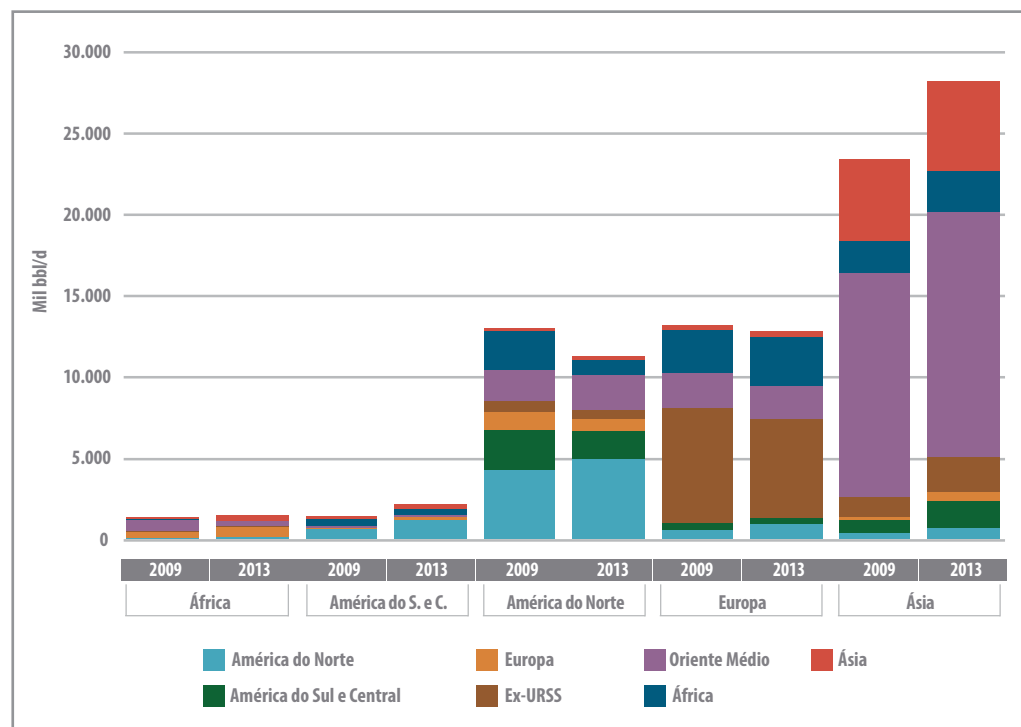
Nesse contexto, surgiu um novo cenário dos fluxos de importação de petróleo entre as principais áreas geográficas selecionadas, conforme ilustrados, na sequência, pelo Gráfico 21.

<sup>12</sup> Este é realmente um fato notório, pois a Arábia Saudita possui uma estrutura geológica singular que permite aumentar mais facilmente a produção do que em outras regiões.

<sup>13</sup> “American shale oil has become the decisive new factor in the world oil market in a way that could not have been imagined five years ago” (YERGIN, 2015).

<sup>14</sup> Ver previsões de crescimento em FMI (2015).

Gráfico 21 – Panorama dos fluxos de importação de petróleo entre as áreas geográficas selecionadas (2009 e 2013)



Nota explicativa: Nos gráficos 21 e 23, os volumes de origem e destino agregam a soma das importações e exportações de cada país da região, incluindo movimentações que ocorram dentro da região. Por exemplo, as transações do Canadá para os Estados Unidos são contabilizadas nas exportações e nas importações da América do Norte.

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Ressalte-se que os fluxos de petróleo de outras regiões para a América do Norte sofreram redução de 2,4 milhões de bbl/d entre 2009 e 2013, principalmente em razão da menor necessidade de importação pelos EUA, além do próprio aumento dos fluxos de exportação do Canadá para o mercado norte-americano<sup>15</sup>.

Essa redução na dependência da América do Norte por petróleo se refletiu, porém, de forma desigual entre os seus principais fornecedores. Conforme ilustrado no Gráfico 21, as importações provenientes da África para a América do Norte caíram de 2,353 milhões de bbl/d, em 2009, para 967 mil bbl/d em 2013. No caso específico da Nigéria, as exportações declinaram para praticamente zero em 2014, contra mais de 1 milhão de bbl/d em 2010.

Esse impacto assimétrico é, em grande parte, explicado pelo fato de o incremento da

produção norte-americana ter sido basicamente de óleo leve<sup>16</sup>, mesmo tipo exportado pelos países da Costa Oeste da África aos EUA, o que tornava os óleos das duas regiões concorrentes diretos, porém com larga vantagem ao óleo estadunidense, situado no próprio mercado consumidor.

Já a América do Sul e Central, por sua vez, tiveram também as suas vendas de petróleo para a América do Norte impactadas negativamente - apesar de em menor grau do que o sofrido pela África -, com redução de 762 mil bbl/d entre 2009 e 2013.

Por fim, o Oriente Médio não sentiu, num primeiro momento, os impactos negativos da revolução do *tight oil* nos EUA sobre os fluxos de exportação. No período de 2009 a 2013, as exportações de petróleo da região para a América do Norte inclusive apresentaram crescimento, passando de 1,859 milhão de bbl/d, em 2009, para 2,145 milhões de bbl/d em 2014. Porém, os preços praticados pela Arábia Saudita no mercado norte-americano foram menores que os observados em outros mercados (FATTOUH, 2011)<sup>17</sup>, em razão do descolamento dos preços entre o *Brent* e o WTI e da capacidade dos países do Golfo Pérsico de utilizarem nos contratos a “*destination clause*”, que veda a comercialização do óleo para terceiros.

Tal comportamento se insere na estratégia saudita de maximização do seu lucro global perservando uma determinada segmentação dos mercados, ainda que limitada. Deste modo, o redirecionamento de maior quantidade de óleo saudita para a Ásia poderia produzir, antes de 2014, queda nas cotações no mercado mundial, cujo resultado seria queda de receita global de Riad em montante superior à perda no mercado norte-americano. Além disso, o reino saudita considerou estratégico assegurar participação nos EUA (FATTOUH, 2011), mercado de grandes proporções e condizente com a sua estratégia de diversificação dos destinos de exportação, que é essencial para um grande *player* como a Arábia Saudita.

Não obstante, como evidencia o Gráfico 22, a continuidade do aumento da produção norte-americana de *light tight oil* (LTO), e a consequente ampliação do desconto no preço do mercado americano em relação ao preço do barril do tipo *Brent*, compensaria os custos de adaptação nas refinarias norte-americanas para refinar esta qualidade de óleo, permitindo a substituição de óleos médios e pesados importados do Oriente Médio, América Latina e Canadá<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Vale lembrar que pelo fato de os países do Oriente Médio adotarem *destination clause* não é possível a revenda do petróleo adquirido pelos EUA para terceiros mercados, o que permite aos países do Oriente Médio praticar discriminação de preços para os diferentes mercados (FATTOUH, 2011).

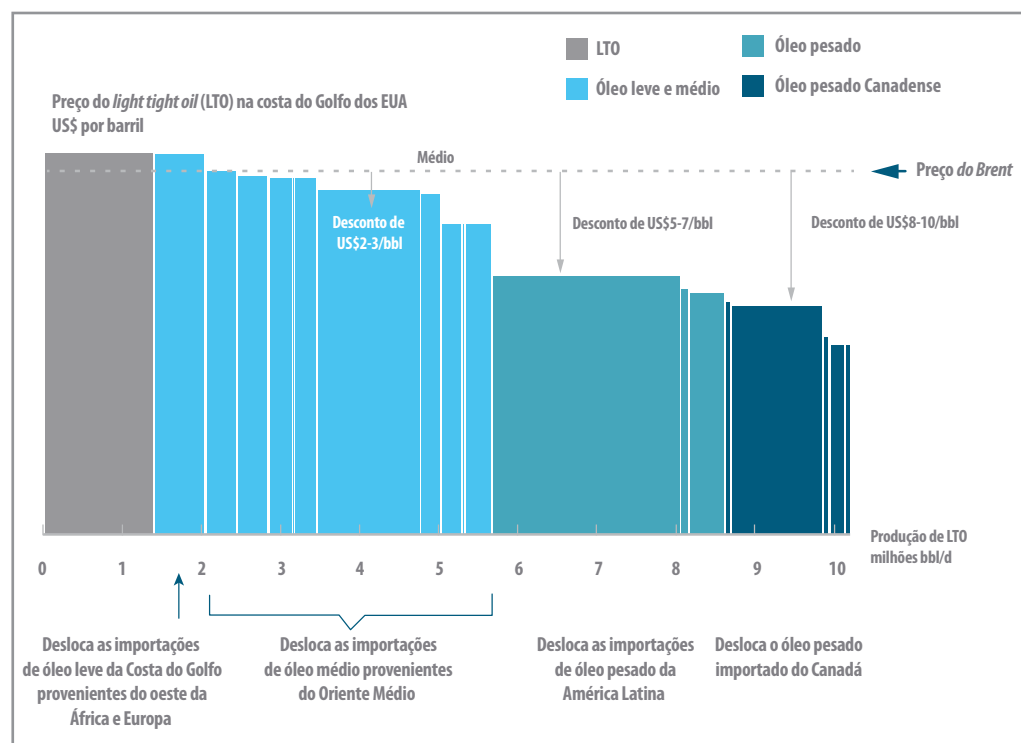
<sup>18</sup> Em escala mundial, os LTO teriam a capacidade de afetar o balanço entre oferta e demanda de *residuum* (resid) e os diferenciais entre os óleos leves e pesados. A relação entre oferta e demanda de residuum é ainda confortável em razão da excessiva construção de *deep conversion capacity*. Isso é uma excelente notícia para os produtores de óleo pesado e uma má para as refinarias mais complexas, que realizaram grandes investimentos no passado para se apropriarem do grande diferencial de preços entre óleos leves e pesados nos anos 2000 (FITZGIBBON E ROGERS, 2014).

<sup>15</sup> Isso se deve ao aumento da parcela de fluxos interáreas da América do Norte para a própria região.

<sup>16</sup> O petróleo, apesar de ser considerado uma *commodity*, não é um bem homogêneo (possui diferenças no grau API e no teor de enxofre, entre outros), o que faz com que as refinarias, formatadas para operar com determinada especificação de óleo, tenham suas possibilidades de aquisição limitadas por seu perfil de refino.



Gráfico 22 – Descontos dos preços requeridos para que o light tight oil substitua os diferentes tipos de óleos importados pelos EUA



Fonte: Fitzgibbon e Rogers (2014).

No entanto, há indicações de que as exportações de óleo pesado do Canadá tenham contribuído para substituir, em 2014, parte do petróleo oriundo da Arábia Saudita e da América Latina, antes mesmo que o excesso de oferta de *light tight oil* gerasse um diferencial de preços capaz de deslocar os óleos médios e pesados (PLATTS, 2014b).

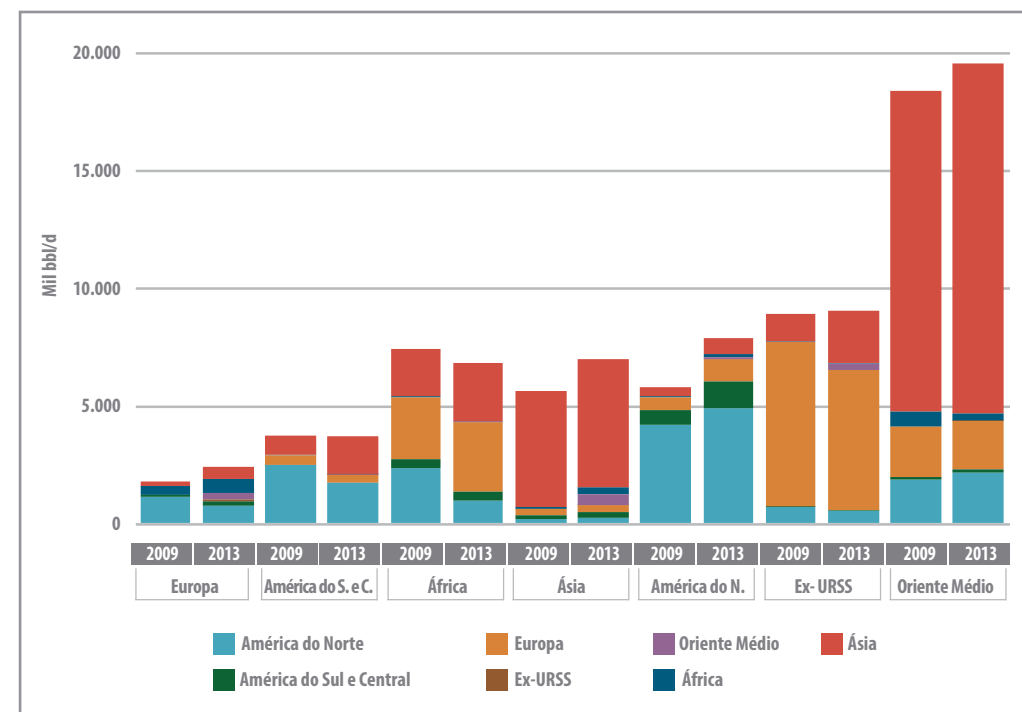
O fato é que as exportações da Arábia Saudita para os EUA caíram 12% em 2014 (EIA/DOE, 2015c). E, dessa forma, maior quantidade excedente de óleo foi alocada para demais mercados, com destaque para a Ásia. As vendas sauditas para os EUA foram sustentadas, em parte, pela presença da Aramco no parque de refino norte-americano, o que garante um acesso privilegiado ao mercado. A Saudi Aramco possui uma *joint venture* com a Shell na Motive Enterprises, a qual detém duas refinarias cujas capacidades de processamento, somadas, são de 830 mil bbl/d, sendo que, em julho de 2014, cerca de 50% da carga foi obtida do Oriente Médio (PLATTS, 2014c).

Deste modo, como será analisado detalhadamente a seguir, a competição mais acirrada, em 2014, na Bacia do Pacífico, tornou mais difícil a adoção desta estratégia pela Arábia Saudita, o que resultou, a partir de julho de 2014, na forte queda das cotações do petróleo no mercado internacional.

## Redirecionamento das exportações de petróleo para a Ásia

Como mostrado anteriormente, a maior disponibilidade de óleo no mercado internacional, como resultado da diminuição das importações líquidas norte-americanas, tornava crucial aos países afetados a busca por novos mercados consumidores. A Ásia, sendo uma das poucas regiões na atualidade a apresentar elevado dinamismo econômico, assumiu condição de principal propulsor da demanda mundial e destaque na absorção de novos fluxos de petróleo, como demonstra o Gráfico 23.

Gráfico 23 – Panorama dos fluxos de exportação de petróleo entre as áreas geográficas selecionadas (2009 e 2013)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Uma questão relevante é que a participação da Ásia como destino dos fluxos de exportação de petróleo aumentou de forma expressiva em todas as regiões de origem entre 2009 e 2013. Em termos de volume e de taxa de crescimento, os destaques foram os fluxos originados da Rússia e América do Sul e Central, cujas vendas para o continente asiático praticamente dobraram no período analisado, com incrementos de 1,04 milhão de bbl/d e 820 mil bbl/d, respectivamente.

O sucesso destas regiões na elevação de suas vendas de petróleo para o continente asiático não está relacionado com a proximidade geográfica, ao menos no que se refere à América do Sul e Central. O destino dos fluxos reflete fundamentalmente, nestes dois casos, a adoção de estratégias de segurança energética de países

asiáticos, notadamente a China. Assim, o objetivo maior foi diversificar as fontes de importação (tornando inclusive o parque de refino mais adequado para processar diferentes tipos de óleo) e garantir o suprimento de petróleo no longo prazo, seja por meio de celebração de contratos de longo prazo ou através da participação direta em investimentos nas atividades de exploração e produção de petróleo no exterior<sup>19</sup>.

No caso específico da América do Sul e Central, o maior responsável pela inflexão em direção à Ásia foi a Venezuela. Antes mesmo de o país ser impactado pelo aumento das vendas do Canadá ao mercado norte-americano, o governo, quando ainda era comandado pelo ex-presidente Hugo Chaves, adotou a estratégia de buscar outros mercados. Aliado à necessidade de o país fazer frente aos recursos financeiros nas mais diversas áreas, a China conseguiu celebrar acordos de longo prazo de fornecimento de óleo em troca de empréstimos bancários. As estimativas são de que a China já tenha emprestado mais de US\$ 50 bilhões ao governo venezuelano desde 2007 (DIPLOMAT, 2015).

Cabe expor, no entanto, que o estabelecimento de nexos contratuais entre China e Venezuela não significava que o petróleo entregue às *tradings* chinesas seria, de fato, alocado para o mercado chinês. Até final dos anos 2000, em razão da menor capacidade de processamento de óleo pesado pelas refinarias chinesas, grande parte do óleo adquirido sob esta modalidade acabava sendo destinado para os EUA (JIANG e SINTON, 2011). Porém, na atualidade, a maior complexidade do refino chinês permitiu um maior fluxo de petróleo venezuelano para a China.

Já no caso da Rússia, o maior direcionamento das exportações de petróleo para a Ásia é explicado pelo crescente volume de petróleo exportado via oleoduto *Eastern Siberia Pacific Ocean* (ESPO), inaugurado em 2009, bem como a celebração de contratos de longo prazo de fornecimento de óleo<sup>20</sup> para China<sup>21</sup>.

A aproximação entre os dois países na área energética teve início antes mesmo do estremecimento das relações entre Moscou e as potências ocidentais em 2014, originado pela guerra civil na Ucrânia. A crise atual serviu, assim, apenas para

reforçar a tendência de orientação da indústria petrolífera russa em direção à Ásia, com a celebração de novos contratos, inclusive no setor de gás natural<sup>22</sup>.

Na atualidade, a petrolífera russa Rosneft possui acordo com a estatal chinesa CNPC para, gradualmente, aumentar o volume comercializado até atingir 620 mil bbl/d em 2018. Já a Sinopec, em outro acordo de 10 anos, prevê entrega de cerca de 200 mil bbl/d. Com isso, espera-se que a China se torne o principal destino das exportações russas até 2018 (BLOOMBERG, 2013). Cabe salientar que o óleo russo, em razão de seu baixo grau API (leve) e de acidez, acaba competindo diretamente com as cargas oriundas do Oriente Médio.

Nessa dinâmica de alteração dos fluxos, é importante observar que o maior direcionamento da Rússia em direção à Ásia ocorreu em detrimento de suas vendas ao mercado europeu. Entre 2009 e 2013, as exportações russas para a Europa caíram cerca de 1 milhão de bbl/d, volume equivalente ao aumento de suas exportações para a Ásia. Por sua vez, isso abriu espaço para que a África, afetada pela queda da demanda da América do Norte, buscasse o mercado europeu para recuperar em parte suas vendas (BEAMAN, 2013). As exportações africanas de petróleo para a Europa cresceram 356 mil bbl/d no período. No entanto, a Ásia conseguiu absorver volume ainda maior de petróleo africano, cujo aumento foi de 483 mil bbl/d no período analisado. Cabe frisar, contudo, que a perda de mercado cativo da América do Norte fez com que o petróleo africano tivesse de ser cada vez mais utilizado como balanceamento do mercado internacional<sup>23</sup>.

O Oriente Médio, por sua vez, aumentou as suas exportações para o mercado asiático em 1,34 milhão de bbl/d no período de 2009 a 2013. Com isso, a dependência da região em relação à Ásia acentuou-se, tendo em vista que as vendas para os demais mercados permaneceram quase estagnadas no período. Em 2013, o Oriente Médio destinou 76% das suas exportações para a Ásia.

Já a Ásia aumentou a diversificação das suas importações de petróleo, com o petróleo do Oriente Médio respondendo, na atualidade, por 53% das importações totais, contra 59% em 2009. Porém, essa estratégia de diversificação mostra grandes diferenças entre os países, como se pode ver no Gráfico 24, a seguir.

<sup>19</sup> As estimativas são que a parcela da produção das petrolíferas estatais chinesas no exterior correspondia a 2 milhões de bbl/d em 2012, contra apenas 140 mil bbl/d em 2000 (EIA/DOE, 2014b).

<sup>20</sup> Além disso, a Rússia recentemente ofereceu à China a possibilidade de participação no gigante campo de Vankor, maior projeto da Sibéria Ocidental, sendo considerada como a joia da coroa da estatal russa Rosneft na região, que tem sido capaz de manter sozinha o crescimento da produção de petróleo do país, cuja produção na média anual deve atingir 440 mil bbl/d neste ano. Se novas sanções forem aplicadas sobre a Rússia, abre-se a possibilidade de abertura do *upstream* russo aos investimentos chineses e para exportação de tecnologia (PLATTS, 2014b).

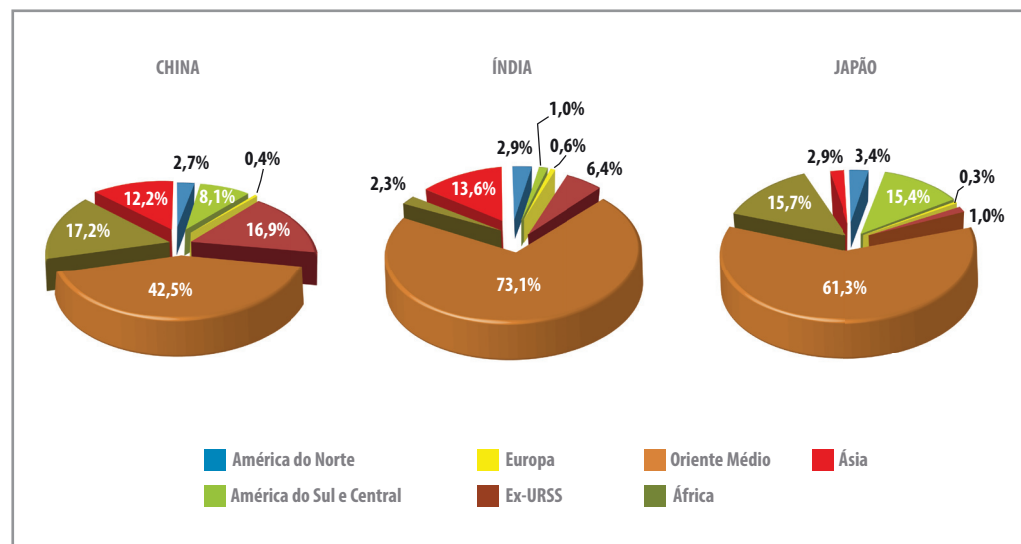
<sup>21</sup> Após mais de dez anos em negociação, recentemente China e Rússia finalmente chegaram a um acordo envolvendo os preços de exportação de gás natural, graças à maior pressão sobre Moscou para angariar os recursos financeiros para a continuidade dos investimentos no setor de petróleo, que se tornou mais premente após as sanções das potências ocidentais contra o país (PLATTS, 2014b).

<sup>22</sup> Como destaca a EIA/DOE (2014c), pelo fato de os campos petrolíferos da Rússia localizados na Sibéria Ocidental – no qual se situam grande parte das reservas de petróleo do país – estarem mais tempo em operação, requerendo, com isso, a utilização na atualidade de novas tecnologias (como perfuração horizontal partilhada (“*multiple leg horizontal drilling*”) e hidrofaturamento multifásico (“*multistage hydrofracking*”) para a manutenção dos níveis de produção, aumentos mais expressivos na extração petrolífera nessa região necessitam, assim, de investimentos adicionais de grande monta, tornando-se assim mais atrativa a opção de desenvolvimento de campos nas regiões menos desenvolvidas, tal como na Sibéria Oriental. Além disso, o governo russo oferece isenções fiscais e menores tarifas de exportação para as companhias que expandam as suas operações em regiões tais como a Sibéria Ocidental e o Ártico.

<sup>23</sup> Por exemplo, a China normalmente adquire 18 navios do tipo *Very Large Crude Carrier* (VLCCs) de petróleo angolado a cada mês, porém cerca de metade desses são adquiridos no mercado spot (IMSIROVIC, 2014).



Gráfico 24 – Composição dos fluxos de importação de petróleo de China, Índia e Japão em 2013



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da BP (2014).

Como se pode notar, a China possui uma menor dependência em relação ao petróleo importado do Oriente Médio (cuja participação alcançou 42,5% do fluxo total importado pelo país em 2013), se comparado com Índia e Japão, que dependem dessa mesma fonte de origem na proporção de 73,1% e 61,3%, respectivamente. Essa maior diversificação das importações de petróleo da China, *vis-à-vis* aos dois países asiáticos, foi obtida graças ao fornecimento dos países da ex-URSS cuja participação atingiu 16,9% em 2013, contra 6,4% da Índia e 1% do Japão.

Ademais, na comparação específica com a Índia, a maior diversificação das importações chinesas é resultado da maior presença dos fluxos de óleo provenientes da África na composição total, de 17,2% na China, frente a apenas 2,3% de seu vizinho asiático. Já na comparação entre China e Japão, destaca-se a maior participação do primeiro nas importações provenientes da própria Ásia, de 12,2%, contra apenas 2,9% do segundo. Por outro lado, os fluxos de óleo provenientes da América do Sul e Central possuem uma participação maior nas importações japonesas, com 15,4%, do que nas importações chinesas, com 8,1%.

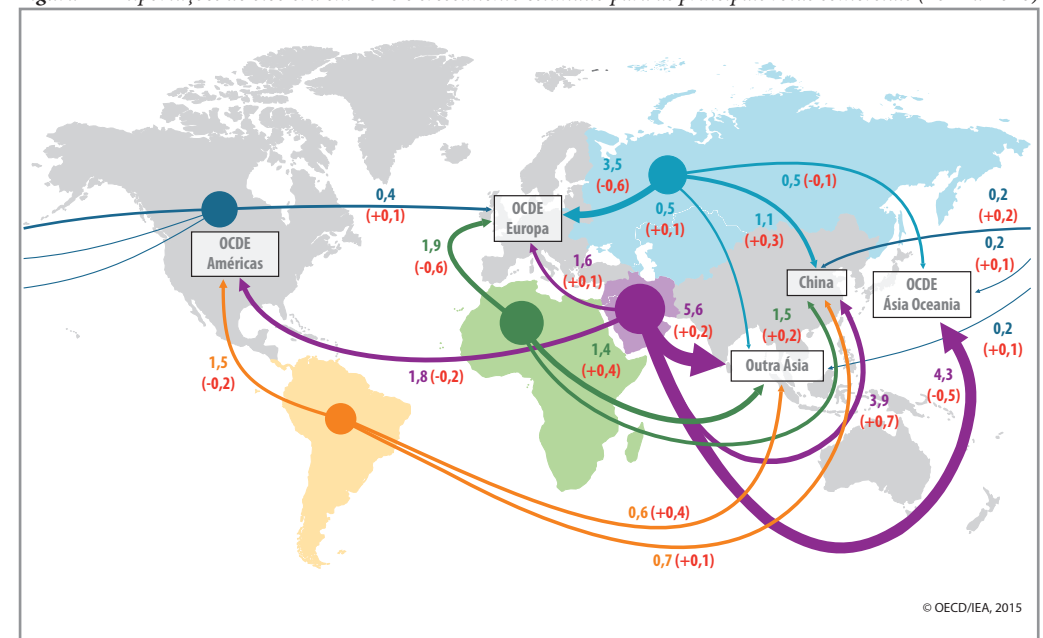
A tendência é que países como Índia, Japão e Coreia do Sul sigam a estratégia chinesa de busca por maior diversificação da origem de petróleo, aproveitando-se da maior oferta de óleo de outras regiões, tais como América do Sul e África, com prováveis efeitos negativos sobre as exportações de petróleo do Oriente Médio (IBT, 2014; EIA/DOE, 2015d).

No cenário energético traçado pela BP para 2035, a participação da Ásia nas importações líquidas inter-regionais deverá alcançar 80% do total, ante os 57% atuais (BP, 2014), o que indica o papel cada vez mais central do continente para o mercado de petróleo. Já do lado dos países exportadores, projeta-se que as modificações sejam menos

expressivas, com o Oriente Médio apresentando praticamente a mesma participação detida atualmente nas exportações líquidas inter-regionais, saindo de 54% em 2012 para 52% em 2035<sup>24</sup>, refletindo a condição privilegiada da região tanto em termos de dotação dos recursos petrolíferos quanto dos custos relativamente baixos de produção.

A centralidade da Ásia como principal destino dos fluxos internacionais de petróleo pode ser vista na Figura 1, que traz as exportações de óleo cru em 2020 e crescimento estimado para as principais rotas comerciais (2014 a 2020).

Figura 1 – Exportações de óleo cru em 2020 e crescimento estimado para as principais rotas comerciais (2014 a 2020)



© OECD/IEA 2015 Medium-Term Oil Market Report, IEA Publishing; translated into Portuguese by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). Licence: [www.iea.org/t&e/termsandconditions](http://www.iea.org/t&e/termsandconditions)

\*Números vermelhos em parênteses expressam o crescimento no período de 2014-2020 (em milhões bbl/d).

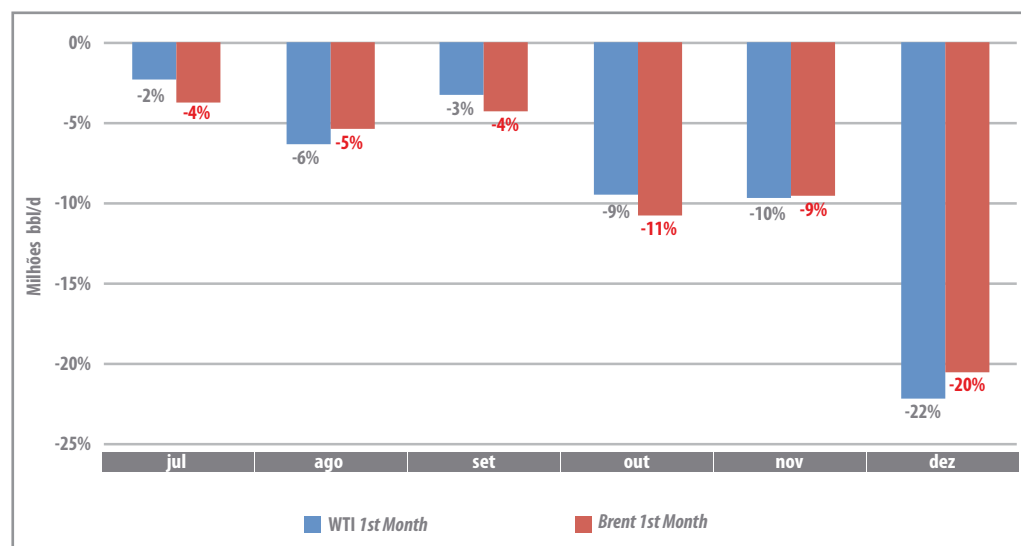
Na próxima subseção, será exposto o comportamento da OPEP (notadamente a Arábia Saudita) e possíveis fatores explicativos da decisão de manter os níveis de produção, o que desencadeou, desde então, forte queda das cotações do petróleo no mercado internacional.

<sup>24</sup> Cabe apontar, no entanto, que há vários pressupostos de grande relevância cuja alteração pode transformar expressivamente o cenário traçado para 2035. Uma dessas alterações é que os veículos convencionais deverão corresponder a apenas 26% das vendas totais na América do Norte, com os híbridos e elétricos alcançando 62% e 11%, respectivamente.

### 1.3 Comportamento recente da OPEP e possíveis fatores explicativos

A decisão da Arábia Saudita, no final de novembro de 2014, de não reduzir a sua produção de petróleo marcou uma ruptura com relação ao padrão de atuação do país como *swing producer* e acentuou a queda das cotações do petróleo naquele momento. Como pode ser visto no Gráfico 25, no mês de dezembro, os preços dos contratos futuros *1st month* do WTI e do Brent caíram mais de 20%. Os participantes do mercado acreditavam, até então, que a maior oferta de petróleo criaria as condições para que o reino saudita reconstituísse o nível de capacidade ociosa prevalente no período anterior à Primavera Árabe, eclodida em 2011. Deste modo, os preços do petróleo tenderiam a permanecer num patamar em torno de US\$100/bbl.

Gráfico 25 – Variação percentual mensal do preço do WTI e do Brent (julho a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

A edição anterior deste Boletim (BAP, 2014) já havia exposto, com base em Fattouh e Sen (2013), que o aumento da oferta de petróleo no mercado mundial e o decorrente acirramento da concorrência poderiam criar condições para uma guerra de preços, caso a Arábia Saudita hesitasse em reduzir a produção. Este cenário seria factível em virtude das condições financeiras favoráveis do país para suportar uma queda dos preços do petróleo no mercado internacional:

“Caso se efetive esse cenário de retomada da produção, a questão que surge é: em que grau a Arábia Saudita estaria disposta a continuar atuando como *swing producer*, considerando que o país seria obrigado a reduzir sua parcela de mercado? Em relação

a esse ponto, o ministro do petróleo saudita, Ali Al-Naimi, já declarou que a Arábia Saudita não arcará sozinha com o ônus de reduzir os atuais níveis de produção, e espera assim rever as quotas de produção de cada membro da OPEP (...). Com isso, a maior pressão fiscal sobre os países da região pode exercer um papel desagregador no âmbito da organização, aumentando as chances de guerra dos preços numa situação de maior expansão da oferta, seja dos países-membros da OPEP, seja dos países não OPEP (como os EUA)” (BAP, 2014).

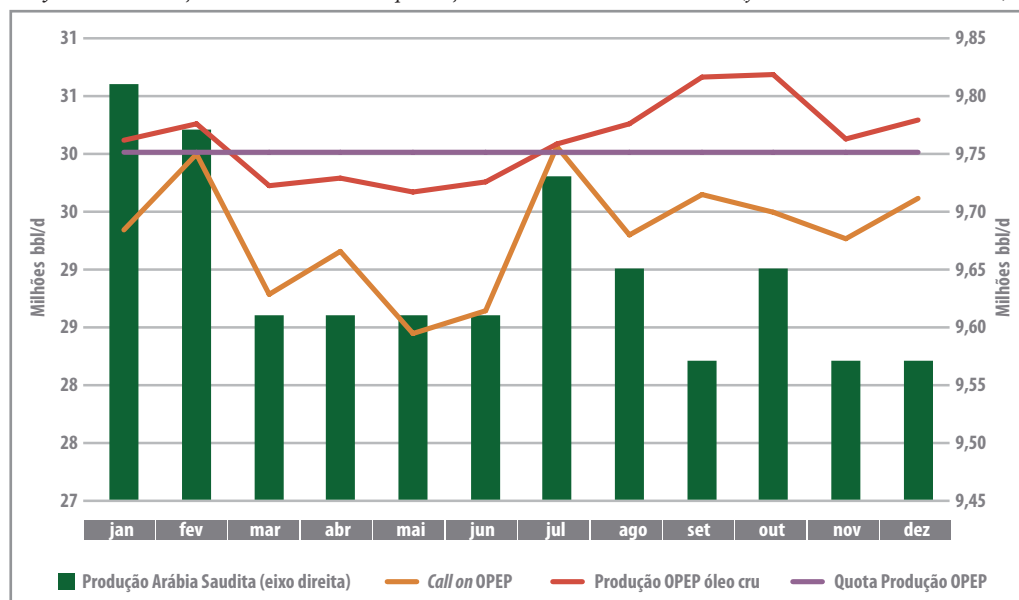
Deste modo, a Arábia Saudita, diante da conjuntura de maior acirramento da concorrência no mercado internacional de petróleo, deixaria de exercer a sua função de *swing producer* como forma de manter a sua participação de mercado, tal como de fato ocorreu no segundo semestre de 2014.

Os sinais de acirramento da concorrência já podiam ser detectados no início de 2013, conforme já apontado no BAP (2014). O Iraque, por exemplo, que foi o maior beneficiado pela queda das exportações de petróleo do Irã (derivada das sanções contra o programa nuclear de Teerã), já demonstrava resistência em ceder de volta aos iranianos o *market share* conquistado, sobretudo na Ásia. Prova disso é que o Iraque passou a oferecer descontos de preços, variando de US\$ 0,40/bbl a US\$ 1,10/bbl em relação ao *Arab Medium*, além de oferecer outras vantagens como o ressarcimento aos seus clientes de longo prazo pelos custos com estadia dos navios, para dar continuidade ao aumento de suas exportações de óleo cru (BAP, 2014).

Ademais, a resistência por parte da OPEP em promover cortes de produção ficou mais nítida na reunião da organização no final de 2013, quando foi decidido manter as quotas de produção em 30 milhões de bbl/d, mesmo diante das perspectivas de aumento da oferta global em 2014. Porém, como a OPEP costuma apresentar um comportamento mais reativo frente às alterações das condições de mercado, esperando que as tendências traçadas se materializem no mercado para, só posteriormente, tomar uma decisão, não era de fato evidente que, quando os preços comessem a cair, não haveria cortes de produção, seja por parte da OPEP, como um todo, seja por parte da Arábia Saudita, no seu papel de *swing producer*.

Num primeiro momento, a falta de assentimento do regime saudita em cortar a produção, mesmo diante das quedas das cotações do petróleo no mercado internacional, foi interpretada como uma forma de aumentar o seu poder de barganha frente aos demais países-membros na reunião da OPEP no final de 2014, com a demonstração dos fortes efeitos sobre os preços do petróleo, caso não houvesse uma ação coordenada no âmbito da OPEP. Cabe lembrar que, desde julho de 2014, a produção total dos países integrantes da OPEP passou a superar a quota de produção de 30 milhões de bbl/d, mesmo com a redução da produção realizada pela Arábia Saudita.

Gráfico 26 – Evolução dos indicadores de produção da OPEP e Arábia Saudita (janeiro a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da EIA/DOE.

Posteriormente, tornou-se claro que a Arábia Saudita estava firmemente disposta a manter os níveis atuais de produção, em virtude da constatação de que a manutenção dos preços elevados seria fundamental para viabilizar os produtores de alto custo e permitir o ganho de *market share* dos seus competidores diretos e indiretos. No longo prazo, o efeito seria a redução de sua participação no mercado, tal como ocorrido ao longo da primeira metade dos anos 80. Ao final do processo, a Arábia Saudita seria forçada, assim como em 1985, a adotar uma estratégia agressiva para recuperação da parcela de mercado perdida, levando inevitavelmente à forte queda das cotações do petróleo no mercado internacional.

Contudo, como o mundo do petróleo é bastante dinâmico e sujeito a interrupções na produção em regiões com elevada instabilidade social e política, é de se indagar se não seria precipitada a decisão da Arábia Saudita de manter a produção, diante do relevante aumento da sua produção petrolífera no passado recente. Ou seja, não seria mais prudente uma redução moderada da produção, de modo a sustentar os níveis de preços em patamares mais elevados, cujo efeito seria uma maior receita com exportações de petróleo?<sup>24</sup>

A resposta a esta indagação deve ser buscada através da identificação das eventuais

dificuldades que a Arábia Saudita poderia enfrentar, num período posterior, para conquistar parcelas de mercado. Nesse ponto, a concorrência mais acirrada na Bacia do Pacífico, destino no qual se concentra grande parte das exportações sauditas, provavelmente desempenhou um papel relevante nas considerações estratégicas de Riad.

A avaliação, aqui, é que a mudança dos fluxos de petróleo em direção à Ásia, aliada às estratégias de segurança energética dos países asiáticos (em prol da diversificação da origem das importações de petróleo), reduziu a parcela de mercado disputada entre a Arábia Saudita e seus concorrentes diretos (de baixo custo) na Ásia, como Iraque, Irã e Rússia, países que projetam crescimento relevante da produção petrolífera nos próximos anos. A conjunção destes fatores deve ter contribuído, assim, para ampliar os receios do governo saudita de perder *market share* de maneira permanente e, com isso, fortalecer sua estratégia de não interferir no processo de formação de preços.

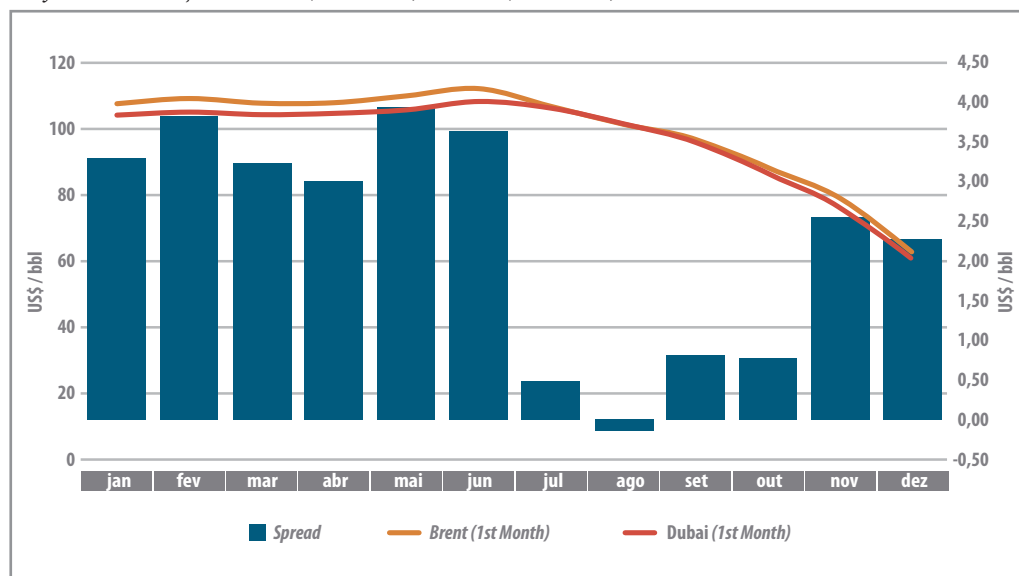
A estratégia de segurança energética dos países asiáticos faz com que a mudança dos fluxos em direção à Ásia ganhe um caráter mais permanente, deixando tais tipos de óleo menos imunes à competição dos exportadores do Oriente Médio. Com a tendência de aumento da produção dentro da própria OPEP, torna-se crucial que a Arábia Saudita não perca *market share*.

Além disso, os contratos de fornecimento de longo prazo constituem um obstáculo para que as reduções de preço de novos entrantes sejam transformadas rapidamente em ganhos de parcelas de mercado. Um dirigente da companhia China Petroleum & Chemical Corp, da refinaria de Jinling, afirmou que as reduções de preço promovidas recentemente pela Arábia Saudita não teriam impacto imediato em relação aos diferentes tipos de óleos adquiridos pelas refinarias chinesas, considerando que as importações são realizadas com base nos contratos de longo prazo (BLOOMBERG, 2014b).

Desta forma, quais seriam as evidências de um acirramento da dinâmica competitiva, sobretudo na Bacia do Pacífico, destino da grande parte das exportações de petróleo da Arábia Saudita? Elementos da resposta a essa questão estão no Gráfico 27, que mostra a evolução do petróleo do tipo *Brent (1st Month)* em relação ao *Dubai (1st Month)*, cujo diferencial de preços é observado sobretudo pelas refinarias asiáticas nas suas decisões de compra de óleo.

<sup>24</sup> A princípio, um corte de 20% da produção de petróleo saudita que fizesse com que os preços do petróleo se mantivessem no patamar de US\$100/bbl poderia ser mais vantajoso do que aceitar uma queda superior a 40% dos preços com a produção estável. Porém, tal raciocínio aplica-se somente no curto prazo. A avaliação estratégica deve levar em consideração a dinâmica do mercado no longo prazo e a capacidade do país de conquistar *market share* no futuro e a que custo.

Gráfico 27 – Evolução do Brent (1st Month) e Dubai (1st Month) em 2014

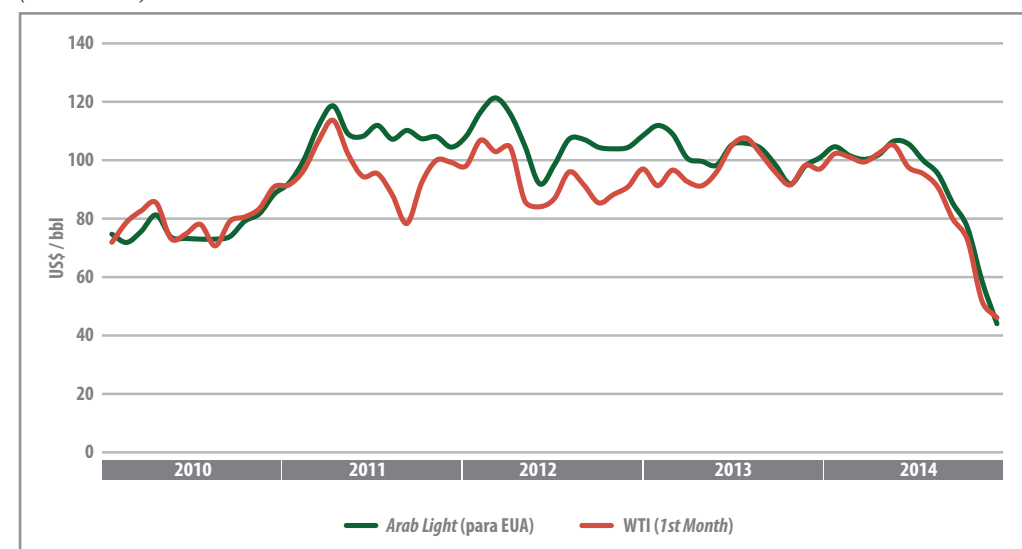


Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Como se pode notar, o *spread* do Brent em relação ao Dubai, que se situava perto de US\$3/bbl até meados de 2014, reduziu substancialmente no mês de julho, antes que os preços do petróleo tivessem iniciado um processo mais acelerado de queda. Isso sugere que o petróleo na Bacia do Atlântico começou a ficar com preços muito mais competitivos, provavelmente em função da maior dificuldade para sua comercialização em mercados relevantes, como os EUA e Europa. Isso, por sua vez, fez com que os países do Oriente Médio passassem a oferecer importantes reduções nos seus preços oficiais de venda (que são definidas com base no petróleo Dubai para as vendas no mercado asiático), de forma a compensar esta perda de competitividade.

Além disso, a própria Arábia Saudita passou a enfrentar crescentes dificuldades para a manutenção do *market share* nos EUA. O resultado disso pode ser visto no Gráfico 28, que traz a comparação entre o comportamento do preço oficial de venda do *Arab Light* para o mercado norte-americano e o WTI (*1st Month*).

Gráfico 28 – Evolução do preço oficial de venda da Arábia Saudita para o light oil nos EUA em relação ao WTI (2010 a 2014)



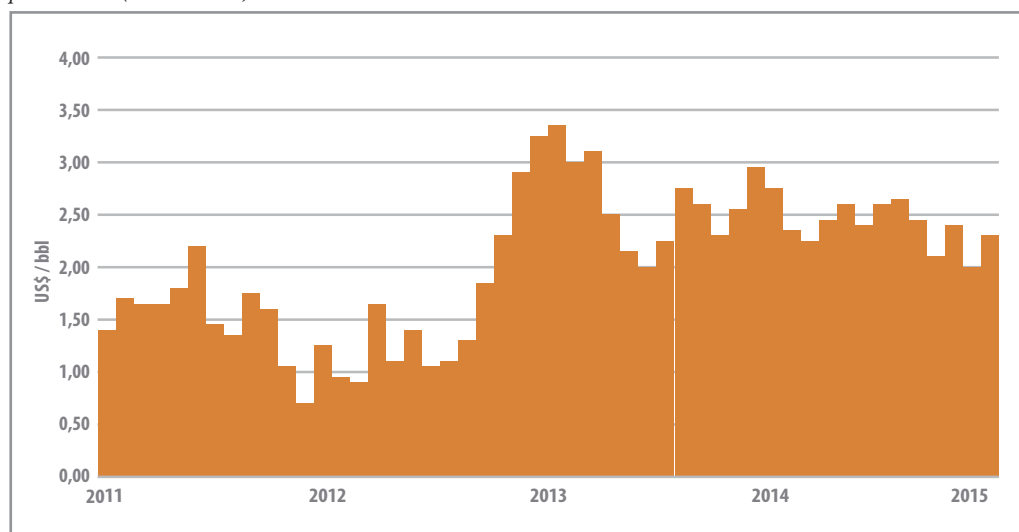
Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Como se pode notar, desde o início de 2011 até meados de 2013, a Arábia Saudita conseguia revender o seu óleo leve a preços significativamente maiores do que o do WTI. Porém, com a continuidade do aumento da produção de óleo leve nos EUA, a Arábia Saudita passou a vender o seu óleo em patamares de preços próximos ao do WTI, o que representou uma queda na rentabilidade de suas exportações para o mercado norte-americano. Mesmo assim, as suas vendas para o mercado norte-americano declinaram em 12% em 2014 (EIA/DOE, 2015).

Outro sinal do acirramento da concorrência pode ser visualizado no Gráfico 29, que mostra a evolução dos preços oficiais de venda para os petróleos *Arab Light* (da Arábia Saudita) e *Basra Light* (do Iraque), destinados ao mercado asiático, bem como o diferencial de preços do primeiro em relação ao segundo.



Gráfico 29 – Evolução do diferencial entre os preços oficiais de venda dos petróleos Arab Light e Basra Light para a Ásia (2011 a 2015)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Platts.

Como se pode notar, o diferencial de preços entre o *Arab Light* e o *Basra Light*, que se situava próximo a US\$1/bbl em meados de 2012, passou a aumentar significativamente desde então, até superar o patamar de US\$3/bbl no início de 2013. A partir daí, o *spread* recuou, tendo se estabilizado em torno de US\$ 2,50/bbl, o que representa uma diminuição da vantagem do óleo saudita em relação a um dos seus principais concorrentes no mercado asiático.

Porém, a identificação de um cenário de guerra de preços não constitui tarefa trivial, e está longe de ser algo consensual entre os analistas do setor. Para Eugene Lindell, analista sênior em mercado de petróleo na JBC Energy GmbH, os descontos do *Basra Light*, em relação ao petróleo árabe, sinalizam a intenção do Iraque de aumentar a sua participação de mercado em consonância com o aumento da sua produção doméstica. Já Harry Tchilinguirian, chefe de estratégia no mercado de *commodities* do BNP Paribas em Londres, afirma que os diferenciais de preços são ajustados na maioria das vezes para refletir as mudanças nas margens das refinarias (BLOOMBERG, 2015a).

Outra possibilidade, destacada por Fattouh (2014), é que a Arábia Saudita poderia ter atribuído um prêmio de confiabilidade ao seu petróleo, em razão do menor risco de interrupção dos embarques para exportação. Porém, com a maior disponibilidade de petróleo de outras regiões, é possível que, ao longo do tempo, os clientes asiáticos tenham se tornado menos dispostos a valorar o óleo saudita num nível acima dos seus concorrentes diretos. O resultado disso teria sido inicialmente a perda de *market share* da Arábia Saudita nos principais mercados asiáticos. A tentativa de reversão desse quadro, num segundo momento, teria levado ao início do processo de declínio abrupto dos preços do petróleo no mercado internacional.

Deste modo, apesar de não ser possível afirmar, a partir dos dados, que esta alteração no diferencial correspondeu necessariamente a uma guerra de preços promovida pelo Iraque, ou ainda um erro de avaliação do preço pela Arábia Saudita, o fato é que este diferencial gerou perda de competitividade do *Arab Light* no mercado asiático e, consequentemente, perda de *market share*. Em 2014, a China, por exemplo, reduziu as suas compras de óleo da Arábia Saudita em 7,9%, ao passo que as vendas iraquianas para o país asiático aumentaram (BLOOMBERG, 2015b).

Além disso, a Arábia Saudita também enfrenta a concorrência direta dos fluxos de petróleo da Rússia que chegam à Ásia através do oleoduto *East Siberia-Pacific Ocean* (ESPO), cujo fluxo aumentou consideravelmente nos últimos anos (conforme mostrado na seção 1.2), ajudado pelos contratos de fornecimento de longo prazo celebrados com a China.

Cabe frisar ainda que há uma disputa própria entre Arábia Saudita e Rússia, pois ambos, como grandes exportadores de petróleo, têm interesse em fornecer petróleo para diferentes regiões, como estratégia de diversificação de mercados, com vistas à redução de risco. Isso faz com que os dois países disputem mercados em diferentes regiões do mundo. Todavia, o mercado asiático, por ser a principal zona de crescimento atualmente, acaba se tornando a arena preferencial de disputa<sup>26</sup>.

Essa rivalidade tornou-se ainda maior depois da crise de 2008, quando a Rússia não cumpriu a promessa de efetuar cortes de produção, em linha com os promovidos pela OPEP na ocasião. Segundo Greg Pidgy, da Eusaria Group, “os sauditas nunca tiveram a expectativa de a Rússia cooperar ou dividir o fardo como *swing producer*” (AL ARAB NEWS, 2015).

Por fim, cabe apontar que a estratégia para elevar as exportações de óleo não se resume apenas à prática de preços mais competitivos do que seus concorrentes. O acirramento da concorrência também pode ser observado, por exemplo, nas condições diferenciadas de financiamento, que são um instrumento importante para angariar as refinarias como clientes. A Indian Oil Corp., a maior refinadora da Índia, conseguiu aumentar, em março de 2014, nas suas conversações com a Arábia Saudita e o Kuwait, o período de crédito nas aquisições de óleo cru para 60 dias, em resposta à concessão de condições iguais pelo Iraque ainda em janeiro de 2014. O Irã, nesta mesma época, oferecia condições ainda mais vantajosas, de 90 dias de crédito para pagamento, para Mangalore Refinery e Essair Oil em Mumbai (BLOOMBERG, 2014c).

Conforme exposto, a mudança dos fluxos em direção à Ásia, nos últimos anos, gerou um desafio competitivo para a Arábia Saudita, o que provavelmente influenciou na decisão de não cortar a produção, mesmo diante do forte declínio dos preços do petróleo

<sup>26</sup> “Saudi Arabia and Russia will always be competing for market share in most regions,” said John Vautrain, director at Purvin & Gertz energy consultants in Singapore, adding that “from a geopolitical perspective, they both have interests to supply a diversified base of customers in Europe, Asia, and the US.” (AL ARAB NEWS, 2015).

no mercado internacional. A questão da estratégia saudita pode ser examinada sob outras perspectivas que estão sintetizadas a seguir.

### ► Interesse geopolítico

Primeiro, na interpretação de cunho geopolítico, exposta por autores como Thomas Friedman (2014), a decisão da Arábia Saudita de manter a produção e promover, com isso, a forte queda das cotações do petróleo está relacionada com a intenção dos Estados Unidos, principal aliado saudita, de debilitar o poderio russo, sobretudo após a escalada das tensões no leste da Ucrânia, bem como para forçar o Irã – já debilitado pelas sanções econômicas aplicadas pelas potências ocidentais – a desistir de seguir adiante com seu programa nuclear. Deste modo, a queda dos preços do petróleo estaria mais relacionada a considerações de ordem geopolítica do que propriamente à dinâmica competitiva no mercado mundial de petróleo.

Quanto a este ponto, há fortes evidências de que a própria dinâmica do mercado de petróleo justifica a adoção da estratégia saudita de não promover um corte de produção. De acordo com Sadad Ibrahim al-Husseini, ex-vice presidente executivo da Saudi Aramco, é uma ficção a tese de que o petróleo esteja sendo usado pela Arábia Saudita como instrumento para moldar a política internacional (NYT, 2014). Por outro lado, pode-se dizer que há evidências de que tal expediente foi utilizado pela Arábia Saudita contra o Irã em 1977 (FOREIGN AFFAIRS, 2014a), apesar do ambiente geopolítico e econômico atual guardar importantes diferenças com relação à década de 1970.

Não obstante, isso não impede que, em função da queda dos preços do petróleo, os interesses dos EUA e da Arábia Saudita confluem na direção de reforçar ou enfraquecer a estratégia formulada por Riad, dependendo das consequências no plano geopolítico. Além disso, é difícil acreditar que a Arábia Saudita tenha adotado tal decisão sem avaliar previamente as suas repercussões geopolíticas (FOREIGN AFFAIRS, 2015).

No que diz respeito aos interesses dos EUA, o atual contexto de preços mais baixos do petróleo propicia, sob o prisma da política externa, melhores condições de negociação tanto com Moscou quanto com Teerã – apesar dos riscos não desprezíveis dos governos desses países adotarem a estratégia mais beligerante para desviar o foco dos problemas econômicos. E, sob o prisma econômico, o fato de os Estados Unidos permanecerem ainda na condição de importador líquido de petróleo faz com que os impactos negativos provenientes da queda dos preços sobre os produtores de *tight oil* sejam superados pelos benefícios gerados pela queda dos preços dos combustíveis para os consumidores norte-americanos. Em suma, não há dúvidas de que a redução dos preços do petróleo, em 2014, cria condições favoráveis interna e externamente para os Estados Unidos.

No entanto, é necessário investigar até que ponto os sauditas teriam um interesse geopolítico próprio que justificasse a sua não atuação como *swing producer*, já que o país está longe de ser considerado como um mero apêndice da política externa

norte-americana, como comprova a própria experiência histórica. Para isso, a recente reunião entre Arábia Saudita e EUA parece ser bastante elucidativa.

Com o falecimento do rei saudita Abdullah, no final de janeiro de 2015, o presidente dos EUA, Barack Obama, dirigiu-se para a capital Riad com uma grande comitiva bipartidária para se reunir com o novo rei saudita Salman, como demonstração da continuidade da aliança histórica entre Riad e Washington. No encontro entre os dois presidentes, foram abordados diversos temas, como o extremismo islâmico, a crise da Síria e, obviamente, a situação atual do mercado internacional de petróleo. O rei Salman sugeriu, nessas tratativas, que o país continuaria a desempenhar o seu papel tradicional no mercado de petróleo e, quando indagado sobre sua opinião a respeito da aproximação entre EUA e o seu rival, o xiita Irã, o novo rei saudita não demonstrou abertamente qualquer oposição, porém expressou que não se pode deixar o Irã construir armas nucleares (REUTERS, 2015a).

Com base nisso, cabe questionar se a queda dos preços do petróleo no mercado internacional contribui, de alguma forma, para os interesses geopolíticos da Arábia Saudita na região. Na visão de François Seznec, economista político da Universidade de Georgetown, a queda dos preços do petróleo afeta de maneira mais dramática o Irã do que a própria Arábia Saudita, e assim não se pode descartar a hipótese de Riad promover uma redução dos preços do petróleo para trazer o Irã à mesa de negociação (NYT, 2014) ou ainda, simplesmente, para diminuir a capacidade do regime iraniano de financiar grupos xiitas no Golfo Pérsico.

Ademais, um Irã mais fragilizado tenderia a acelerar os entendimentos com os norte-americanos em torno da questão nuclear, apesar de não haver clareza se a manutenção de um Irã combalido pelas sanções econômicas não seria uma forma de consolidar a liderança regional da Arábia Saudita no Golfo Pérsico (NYT, 2014). Porém, a concretização do acordo se, por um lado, poderia diminuir os temores quanto à instabilidade geopolítica na região, por outro, acarretaria provavelmente o retorno do Irã ao mercado internacional de petróleo, justamente num momento de excesso de oferta e de aumento de estoques que pressionam os preços para baixo<sup>27</sup>.

A resultante dessas forças é de difícil obtenção, pois depende da atribuição, por parte das autoridades sauditas, de pesos para as variáveis econômicas e geopolíticas. O mais provável é que a decisão comercial de sustentar os níveis atuais de produção, mesmo provocando redução dos preços do petróleo, possa se consolidar ou ser revertida – ainda que parcialmente, em virtude dos desdobramentos geopolíticos no Golfo Pérsico.

<sup>27</sup> O ministro do petróleo iraniano Bijan Namdar Zanganeh declarou que o país poderia aumentar sua produção para 4 milhões de bbl/d e dobrar suas exportações em poucos meses após a retirada das sanções econômicas imposta pelas nações ocidentais (TELEGRAPH, 2014).



### ► Impactar negativamente os produtores de alto custo

Outra interpretação é de que a estratégia da Arábia Saudita, de aceitar patamares mais baixos para os preços do petróleo, tem como objetivo central afetar os produtores de alto custo. Tal inferência pode ser feita com base na própria entrevista concedida pelo ministro do petróleo saudita Ali al-Naimi em 2014. Na ocasião, o ministro saudita questionou a razão de a Arábia Saudita, justamente o produtor mais eficiente, ter de reduzir sua produção e ceder, com isso, participação de mercado para os produtores de alto custo<sup>28</sup> (MEES, 2014).

Nesse caso, o alvo preferencial, segundo vários analistas, seria os produtores norte-americanos de *tight oil*, em razão da maior sensibilidade de sua produção às variações do preço. Vale lembrar que, para a manutenção da produção nesses campos, há a necessidade do crescente número de novas perfurações, as quais estão sujeitas, a cada momento, à avaliação econômico-financeira por parte das empresas. As incertezas sobre os impactos dos novos patamares de preços do petróleo sobre os produtores não convencionais dos EUA estão descritas na seção 1.5.

No entanto, como destaca Fattouh (2014), há dúvidas sobre a intenção da Arábia Saudita de repelir os produtores de *tight oil* do mercado. No passado recente, pode-se afirmar que o aumento da produção norte-americana contribuiu para amortecer, desde 2011, os choques de oferta gerados pela interrupção da produção em importantes regiões produtoras, que não poderiam ser totalmente compensados pela redução da capacidade ociosa da Arábia Saudita. Isso evitou que os preços se elevassem substancialmente, o que poderia ter comprometido a recuperação da economia mundial no início desta década, com prováveis efeitos negativos sobre a evolução da demanda mundial de petróleo e os preços da *commodity*, num segundo momento.

Além disso, a manutenção dos produtores de alto custo no mercado cria as condições para a sustentação, no longo prazo, dos preços do petróleo em patamares elevados. Na descrição do Carlton e Perloff (2004), o mercado de petróleo é formado por uma estrutura oligopólica que combina a presença de firma dominante com uma franja competitiva. A diferença, em relação ao monopólio, é que a firma dominante (no caso, a Arábia Saudita), ao tomar a sua decisão de produção, deve considerar não apenas a curva de demanda do mercado, mas também a reação da franja competitiva (formada pelos produtores de alto custo).

A existência de franja competitiva é bastante útil para a firma dominante, pois a demanda remanescente acaba sendo atendida pelo primeiro grupo cujos custos de produção são mais elevados. Isso faz com que os preços, no longo prazo, tenham que ser compatíveis com custos do produtor marginal menos eficiente, o que permite à

<sup>28</sup> Segundo Naimi, “First of all, why did we decide not to reduce production? I will tell you why. Is it reasonable for a highly efficient producer to reduce output, while the producer of poor efficiency continues to produce? That is crooked logic. If I reduce, what happens to my market share? The price will go up and the Russians, the Brazilians, US shale oil producers will take my share” (MEES, 2014).

firma dominante auferir uma margem maior. Além disso, pode-se mencionar que é preferível para a firma dominante que os produtores de alto custo ganhem participação de mercado do que os seus concorrentes diretos (de baixo custo), pois os primeiros podem ser mais facilmente retirados do mercado, ao passo que uma perda de mercado para um produtor de baixo custo pode representar uma perda quase definitiva<sup>29</sup>.

Ademais, há a possibilidade de que a queda dos preços do petróleo sirva de instrumento pelos produtores menos eficientes para renegociação de contratos e redução de custos. Com isso, no final desse processo, os custos associados à extração de um barril adicional de petróleo seriam menores, o que tenderia a pressionar os preços do petróleo para baixo no longo prazo.

Por fim, é importante ressaltar que, de acordo com David Godwyn (2014), ex-coordenador para Relações Internacionais do Departamento de Estado dos EUA, a avaliação é de que a Arábia Saudita e os demais membros da OPEP não estão competindo pela demanda estagnada dos EUA e Europa, até porque os custos de transporte tornam um acirramento da competição algo improvável. Assim, a sustentação de *market share* no futuro está associada ao sucesso na penetração no mercado asiático.

### ► Abandono do papel de swing producer pela Arábia Saudita

Nessa interpretação - que ganhou maior proeminência recentemente, em função da adesão pelo renomado especialista em petróleo, Daniel Yergin (2015) -, a decisão da Arábia Saudita de não reduzir a produção, mesmo com um baixo nível de capacidade ociosa, significaria a abdicação do seu papel de *swing producer* e, portanto, uma mudança de paradigma no mercado internacional de petróleo. Assim, o custo de reduzir a produção nos períodos de excesso de oferta de petróleo no mercado internacional seria novamente transferido para os Estados Unidos, que passariam assim a assumir a condição de novo *swing producer*, tal qual no período anterior à OPEP no imediato Pós-Guerra. Porém, a diferença, agora, seria que o controle da produção não seria realizado, como no passado, pela *Texas Railway Commission*, mas

<sup>29</sup> Tal ideia já havia sido exposta nos seguintes termos, no BAP (2014): “Mas por qual razão a pressão competitiva se mostra maior entre a Arábia Saudita e os demais países da OPEP? Não seria mais razoável supor que os países mais vulneráveis a uma guerra de preço seriam justamente aqueles com custos de produção mais elevados, como os Estados Unidos? Quanto a este ponto, cabe salientar que há diferenças no que diz respeito à capacidade de cada país, dependendo do seu custo marginal de produção de óleo cru, de conquistar *market share* nos centros consumidores no curto e no longo prazos. Por exemplo, enquanto o Iraque é um produtor de baixo custo - do mesmo modo que a Arábia Saudita -, os Estados Unidos apresentam custos mais elevados, o que significa que, numa eventual guerra de preços, a produção norte-americana tende a cair no médio prazo (sobretudo da parcela de *tight oil*, cuja elasticidade-preço da oferta é maior), ao passo que o mesmo não sucederia necessariamente com o Iraque. Ou seja, uma perda de mercado para o Iraque é algo que seria provavelmente duradouro, ao passo que, em relação aos EUA, pode ser temporário, a depender dos preços do petróleo, sobre os quais a Arábia Saudita detém relativo poder de influência. Além disso, o Iraque, como membro da OPEP, pode facilmente atuar junto aos demais países-membros, a fim de enfraquecer a posição saudita, com nítidos impactos negativos em relação à coesão da organização (FATTOUH e SEN, 2013)”.

sim, pelas próprias forças de mercado, haja vista a maior suscetibilidade da oferta norte-americana às variações dos preços.

Nessa direção, Goldman Sachs avalia que a Arábia Saudita não possui condições para pressionar, sozinha, os preços do petróleo para baixo. Isso porque o nível de capacidade ociosa do reino, estimada em 1,5 milhão de bbl/d, seria insuficiente para fazer frente a um declínio da produção de *tight oil* nos EUA, em torno de 5 milhões de bbl/d (FT, 2014), num cenário em que a demanda mundial por petróleo permanece em crescimento, ainda que a um ritmo inferior ao do passado recente. Deste modo, preços mais comeditos só poderiam ser alcançados se houvesse reduções expressivas nos custos dos produtores menos competitivos.

#### • EUA no papel de novo *swing producer*?

Se a Arábia Saudita não possui condições de retrain os preços do petróleo por um longo período, qual seria sua estratégia? Segundo o Goldman Sachs (FT, 2014), a questão envolveria transferir para os EUA o papel de *swing producer* e, com isso, dispor de maior quantidade de óleo que poderia ser ofertada com base em acordos de suprimento de longo prazo<sup>30</sup>.

Como já exposto no BAP (2014), considera-se pouco provável que os EUA assumam, de fato, a condição de *swing producer*. Isso porque, em primeiro lugar, há dúvidas se o volume de produção de *tight oil* (mais de 5 milhões de bbl/d) seria suficiente para que o país retomasse tal condição, bem como se o tempo de resposta da variação da produção seria adequado. Em segundo lugar, o declínio da produção projetado após 2020, se confirmado, seria um empecilho para que os EUA viessem a contrabalançar eventuais choques no mercado internacional de petróleo.

Caso a interpretação de que a Arábia Saudita tenha abdicado do seu papel de *swing producer* esteja correta, e os Estados Unidos não estejam em condição de assumir novamente este papel, é bem provável que o mundo do petróleo torne-se mais sujeito à incerteza, o que tende a elevar a volatilidade dos preços. Na verdade, a própria discussão sobre quem e se há um *swing producer* no presente alimenta as especulações em torno das perspectivas da oferta e da dinâmica dos preços.

#### • China no papel de novo *swing consumer*?

Outra ideia exposta por alguns analistas é de que a China, como atual maior importador mundial de petróleo, permitiria ao país desempenhar o papel de *swing consumer*, de modo semelhante ao empregado em outros setores ligados às *commodities*. Deste modo, a recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional se traduziria, num momento seguinte, num aumento da demanda chinesa pela *commodity*, seja através da formação de estoques, seja através do aumento da demanda, sobretudo no

setor de transporte.

Sobre este ponto, cabe destacar que há, sim, um crescente aumento da influência da China na formação dos preços do petróleo, porém isso não seria suficiente para assumir a condição de *swing consumer*, entendido aqui como mecanismo capaz de promover uma maior estabilidade do mercado mundial de petróleo.

A importância da China na formação dos preços do petróleo pode ser vista nas operações – ainda que atípicas – das *tradings* de petróleo chinesas no mercado de Dubai/Omã<sup>31</sup> em outubro de 2014. Na oportunidade, a Unipet e Chinaoil, ligadas respectivamente às estatais chinesas Sinopec e Petrochina, atuaram de modo bastante expressivo no período do *Market on Close* da Platts<sup>32</sup>, cujas transações são computadas para o cálculo do preço de referência pela agência Platts. A Unipet, sozinha, vendeu 417 Dubai *partials*, enquanto a Chinaoil adquiriu 1.026, para um total comercializado de 1.082 *partials*. Apesar de terem atuado em posições opostas, fica evidente o potencial de influência sobre os preços. Segundo *traders* do mercado, a principal intenção das compras da Chinaoil está relacionada à aquisição de óleo a preços mais baixos para preenchimento dos estoques estratégicos de petróleo (PLATTS, 2014d).

Apesar do comportamento atípico para o mês, as evidências são de que novos *players* asiáticos estão assumindo uma postura cada vez mais ativa nesse mercado. Nos últimos dois anos, as transações ocorridas no período da “janela” do Platts praticamente dobraram. Segundo Imsirovic (2014), a recente mudança dos fluxos de outras regiões para a Ásia, bem como a crescente importância da região como principal importadora, associada à participação mais ativa dos *players* asiáticos, explica o aumento da liquidez do mercado de Dubai. De janeiro a outubro de 2014, a Chinaoil transacionou 44 milhões de barris na *Market on Close* de Dubai, deslocando da liderança a Shell (29,2 milhões de barris) e a Vitol (25,95 milhões de barris). Isso significa que os compradores asiáticos deixaram de ser tomadores de preços e de estarem dependentes das *tradings* internacionais, das *majors* ocidentais e dos bancos para proteção frente às oscilações do *benchmark Dubai* (PLATTS, 2014d).

Apesar do aumento de liquidez recente, há ainda uma série de obstáculos para o aumento da qualidade deste *benchmark Dubai*, tais como: a) o fato de ser negociado na base de preços fixos, e não em relação a termos de diferenciais (como em relação ao *Brent*); b) refletir inapropriadamente os riscos geopolíticos, com o *spread* entre *Brent* e Dubai tendendo a aumentar nestes períodos; c) a ausência de mais cargas disponíveis sem cláusulas de *destination clause* e; d) desenvolver um mercado futuro mais líquido

<sup>30</sup> “The great thing about the “dump it on the market” strategy for Saudi Arabia is that at least this way — by eliminating spare capacity from its repertoire — it can stabilise revenue flows by locking in long-term supply agreements at maximum production levels” (FT, 2014).

<sup>31</sup> Cabe esclarecer que o petróleo de Dubai tem sido utilizado como *benchmark* para o mercado asiático desde meados da década de 80, sendo assim utilizado na indexação de contratos que movimentam, atualmente, 30 milhões de bbl/d (IMSIROVIC, 2014). Porém, a contínua queda da sua produção (de 410 mil bbl/d, em 1991, para menos de 100 mil bbl/d em 2014) fez com que fossem aceitos para entrega outros tipos de óleo, como o de Omã e de Upper Zakum. E também foi-se desenvolvendo o mercado de futuros que gira em torno desse mercado físico, contribuindo assim para o processo de descoberta dos preços.

<sup>32</sup> Entre 4h00 e 4h30 da tarde no horário de Cingapura.

(que pode ser, no futuro, suprido pelo novo contrato de petróleo formatado pelo mercado futuro de Xangai).

Porém, a influência dos preços é relevante, considerando o volume transacionado no mercado de petróleo, em que variações pouco expressivas, a princípio, resultam em somas monetárias altamente relevantes. No entanto, o poder de influência capaz de atuar para diminuir a volatilidade dos preços e atuar como *swing consumer* requer o uso de outros instrumentos, num nível de que a China aparentemente não dispõe.

Conforme recentemente divulgado, a China possuía estoques estratégicos de 91 milhões de barris, em novembro de 2014, correspondentes a apenas nove dias de consumo, sendo que a meta é alcançar 90 dias, igual aos países membros da Agência Internacional de Energia (NBS, 2014). Estima-se que a China possua atualmente 140 milhões de barris de capacidade de armazenamento, relativa à primeira fase de construção dos estoques estratégicos.

Essa capacidade de armazenamento diz respeito apenas à parte detida diretamente pelo governo central. Além disso, as petrolíferas estatais chinesas e agentes privados possuem capacidade de armazenamento que podem se converter em aumento das importações chinesas neste ano. Entretanto, há grande dúvida sobre os níveis desses estoques na atualidade. Segundo a agência de notícias Xinhua, os estoques comerciais do país eram de 244,6 milhões de barris no final de 2014, para capacidade total estimada perto de 500 milhões de barris em 2012 (IEA, 2012).

Para efeitos de comparação, as reservas estratégicas dos EUA alcançavam 690 milhões de barris, e as da iniciativa privada somavam perto de 1,2 bilhão de barris em óleo cru e derivados. Deste modo, pode-se afirmar que o estágio de construção de estoques de petróleo na China ainda é incipiente. Na estimativa da Argus Media (2015), se forem considerados os incrementos dos estoques comerciais adicionados dos 101 milhões de barris em novos estoques estratégicos, a demanda de petróleo pela China aumentará cerca de 150 mil bbl/d em 2015, volume expressivo, mas longe de suprimir o atual excesso de oferta de petróleo no mercado mundial.

Porém, cabe ressaltar que o manejo das reservas pode fazer com que o grau de influência seja bem diferente entre os dois países no futuro, caso a China consiga atingir a meta de 90 dias de consumo em estoques e as estatais chinesas sigam na direção da elevação dos estoques. Enquanto que os estoques estratégicos dos países membros da IEA foram concebidos para serem utilizados em situações de emergência, há dúvidas se a China seguirá o mesmo caminho.

Prova disso é a recente proposta de estabelecimento de estoques comerciais mínimos acima de 15 dias de consumo para as refinarias do país, sendo que a exigência cai para 10 dias, se os preços do petróleo no mercado internacional ultrapassarem US\$ 130/bbl (CHINA DAILY, 2015).

Assim, os estoques serviriam não apenas para garantir o suprimento doméstico, mas também para influenciar os preços do petróleo no mercado internacional,

transformado-se numa espécie de “ameaça crível”, mas com efeito limitado no curto prazo. Se a preocupação fosse centrada no abastecimento doméstico, seria de se esperar que os estoques mínimos requeridos ficassem estáveis diante de uma subida dos preços do petróleo, o que poderia sinalizar maiores riscos de ruptura no sistema de abastecimento global<sup>33</sup>.

Segundo Suresh Sivanandam, analista de petróleo da consultoria Mackenzie, esta medida não deve impactar de forma significativa o mercado em 2015, diante da expectativa de que essa exigência de 15 dias de consumo em estoques já tenha sido atendida (BREAKING ENERGY, 2015).

Cabe frisar que a substituição do papel da Arábia Saudita necessitaria de uma capacidade de estoque bastante elevada para fins especulativos. Somente para retirar 2 milhões de bbl/d de excesso de produção no mercado ao longo de um ano, seriam necessários aproximadamente 720 milhões de capacidade disponível, volume superior ao armazenado nos estoques estratégicos norte-americanos nos dias atuais.

No que diz respeito ao possível impulso da demanda chinesa gerado pelos preços mais baixos do petróleo, cabe apontar que o consumo continua pouco sensível às variações de preços, sendo os principais determinantes o crescimento da frota de veículos e a própria configuração espacial das cidades, no caso da gasolina, e do crescimento do PIB e da participação do modal rodoviário na logística, no caso do diesel.

Além disso, a recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional não foi totalmente revertida em redução dos preços dos combustíveis no mercado doméstico, pois o governo aproveitou o contexto favorável para elevar os impostos incidentes sobre os combustíveis. A gasolina, por exemplo, teve os impostos incidentes reajustados de RMB 0,20/l para RMB 1,40/l (XINHUA, 2015), o equivalente a cerca de 20% do preço final vigente em fevereiro de 2015<sup>34</sup>.

Assim, pode-se concluir que a China, apesar de ser um *player* cada vez mais relevante no setor de petróleo, não possui as condições no presente para atuar de maneira mais decisiva sobre os preços do petróleo no mercado internacional, seja através da formação de estoques, seja pela própria variação da demanda.

As principais explicações para a estratégia saudita de não cortar a produção, elencadas anteriormente, estão sintetizadas na Figura 2.

<sup>33</sup> Segundo Lin Boqiang, especialista em política energética da Universidade de Xiamen, a proposta exemplifica bem como o governo chinês utiliza o atual contexto de preços mais baixos do petróleo para promover reformas que seriam mais difíceis de serem postas em prática no contexto anterior, de preços elevados. Na atualidade, os agentes possuem mais incentivos para formar estoques, dada a expectativa de recuperação parcial dos preços no futuro (WSJ, 2015a).

<sup>34</sup> Os preços atuais foram obtidos em GlobalPetrolPrices (2015).



Figura 2 – Principais explicações (não excludentes) para a decisão da Arábia Saudita de não cortar a produção de petróleo

Explicação	Características
 <p>Manutenção da participação de mercado</p>	<p>O recente acirramento da concorrência no mercado internacional fez com que a Arábia Saudita mantivesse o nível de produção com o objetivo de preservar sua participação de mercado. A mudança dos fluxos de petróleo em direção à Ásia teria reduzido a parcela de mercado disputada entre a Arábia Saudita e seus concorrentes diretos (de baixo custo) na Ásia, contribuindo possivelmente para ampliar os receitas do governo saudita de perder <i>market share</i> de maneira permanente.</p>
 <p>Interesses geopolíticos</p>	<p>Com base na aliança estratégica com os Estados Unidos, a Arábia Saudita estaria forçando uma redução nos preços do petróleo de modo a enfraquecer economicamente países não alinhados e dependentes dos recursos da exportação do petróleo, como a Rússia e Irã.</p>
 <p>Afetar os produtores de alto custo</p>	<p>A Arábia Saudita estaria promovendo uma redução nos preços do petróleo com o objetivo de forçar a saída dos produtores de alto custo. O alvo preferencial seria, assim, os produtores norte-americanos de óleo não convencional (<i>tight oil</i>), em razão da maior possibilidade de redução da produção no curto prazo, o que tenderia a pressionar os preços do petróleo para cima.</p>
 <p>Abandono do papel de <i>swing producer</i></p>	<p>Em decorrência da incapacidade da Arábia Saudita para afetar, isoladamente, os preços do petróleo (diante da conjuntura de elevado excesso de oferta da <i>commodity</i> no mercado internacional) e/ou dos custos intrínsecos à função de <i>swing producer</i> (com a aceitação de redução da produção petrolífera e de receitas de exportação).</p> <p>Potenciais substitutos no papel de estabilização dos preços no mercado internacional de petróleo</p> <p>EUA: neste caso, o país assumiria a condição de <i>swing producer</i> sob regulação do mercado, com os preços do petróleo ditando a evolução da produção de petróleo de <i>tight oil</i>, que são mais sensíveis a variações de preços do barril no curto prazo.</p> <p>China no papel de <i>swing consumer</i>: como atual maior importador mundial de petróleo, a China poderia exercer o papel de <i>swing consumer</i>, por meio da formação de estoque e aumento da demanda.</p>

Fonte: elaboração própria.

© OECD/IEA 2015 Medium-Term Oil Market Report, IEA Publishing; translated into Portuguese by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). Licence: [www.iea.org/termsandconditions](http://www.iea.org/termsandconditions)

## 1.4 Incertezas provenientes do novo patamar de preços do petróleo

A recente queda das cotações do petróleo representou, indubitavelmente, uma quebra das convenções em relação aos preços então vigentes. Os agentes econômicos, até então, consideravam como “razoáveis” preços do petróleo próximos a US\$ 100/bbl, algo impensável no início dos anos 2000. Naquela época, temia-se que a elevação dos preços do petróleo para perto de US\$ 40/bbl pudesse gerar uma recessão mundial, o que tenderia a provocar, num segundo momento, uma queda das cotações do petróleo.

A atual derrocada dos preços não propiciou, por enquanto, o estabelecimento de novas convenções no mercado de petróleo. Existe, ainda, uma série de dúvidas sobre se os níveis atuais de preços (inferiores a US\$ 60/bbl) são de fato sustentáveis no longo prazo. Nesse processo de descoberta dos novos patamares de preços, é provável que a volatilidade dos preços permaneça elevada, pois o fluxo de informações trazendo os impactos do novo patamar de preços sobre as condições de oferta e demanda provavelmente serão observados atentamente pelos *players* do mercado.

As principais incertezas trazidas pelo novo cenário de preços estão principalmente relacionadas: a) aos efeitos positivos sobre o ritmo de crescimento da economia mundial e seus impactos sobre o consumo de petróleo; b) ao aumento da instabilidade social e política nas principais regiões produtoras e possíveis impactos sobre a oferta de petróleo no mercado internacional; c) aos impactos econômicos e financeiros sobre os produtores, em especial os de *tight oil* nos EUA (principal responsável pelo aumento da oferta de petróleo nos últimos anos), cujo ritmo de novas perfurações é capaz de impactar mais rapidamente a produção de petróleo.

### ► Dinâmica da economia internacional e impactos sobre o consumo de petróleo

A dinâmica da economia internacional constitui uma das variáveis centrais para explicar o comportamento da demanda mundial de petróleo e, por conseguinte, a evolução dos preços do petróleo. As recessões mundiais, por exemplo, geralmente são acompanhadas por queda dos preços do petróleo no mercado internacional, tais como em 1998 e 2008, com exceção dos períodos em que a própria crise econômica foi deflagrada pelos choques de oferta de petróleo, como em 1973 e 1979.

No atual contexto, a economia mundial convive num cenário de moderado crescimento econômico, que alcançou 3,3% em 2014. Para 2015, a projeção do FMI (2015a) é de que o PIB mundial cresça 3,5%.

Porém, as principais economias mundiais situam-se em diferentes posições do ciclo de recuperação, o que torna mais difícil a tarefa de análise sobre as perspectivas de aceleração do crescimento do PIB mundial.

Os EUA, por exemplo, apresentaram, nos últimos anos, robusta recuperação do emprego e da renda, o que já levou o país a suspender o seu programa de *quantitative easing* em 2014. Depois de apresentar expansão do PIB de 2,2%, em 2013, e 2,4%, no ano passado, estima-se que a economia norte-americana acelere o ritmo de crescimento do PIB para 3,6% em 2015 (IMF, 2015). E, ao que tudo indica, o Federal Reserve (Fed), banco central norte-americano, deve dar início ao processo de elevação da taxa básica de juros em 2015.

A Europa, por sua vez, tem apresentado baixo dinamismo econômico, com alta de apenas 0,8% em 2014. Em função disso, o Banco Central Europeu (BCE), sob o comando de Mario Draghi, anunciou programa de expansão quantitativa, o que tende a estimular a retomada das economias do bloco, seja pela expansão do crédito, seja através do aumento das exportações, em razão da depreciação do euro em relação ao dólar. A projeção, assim, do PIB da zona do euro apresenta elevação para 1,2% em 2015 (IMF, 2015a).

Já o Japão, apesar da rápida recuperação da economia após o desastre do acidente nuclear de Fukushima, voltou a apresentar dificuldades em razão do esgotamento das políticas de estímulo ao consumo. Depois de crescer 1,6% em 2013, a economia japonesa praticamente estagnou em 2014, com alta de 0,1%. Para 2015, a projeção do FMI é de que o PIB japonês apresente expansão de 0,6% (FMI, 2015a).

No que diz respeito às economias emergentes, a China continua apresentando desaceleração do ritmo de crescimento econômico, estimada para 7% em 2015, porém em níveis ainda elevados para quaisquer efeitos de comparação. O principal desafio das autoridades chinesas é transformar o consumo no novo motor do crescimento e, com isso, diminuir a dependência em relação aos investimentos e o percentual de créditos duvidosos presentes nos ativos dos bancos estatais chineses.

A Índia, por sua vez, recuperou o dinamismo econômico no período recente e deve assim apresentar uma taxa de crescimento de 6,3% em 2015. A explicação disso é a queda dos preços das *commodities*, que proporcionou melhora nas condições do balanço de pagamentos, e a expectativa de que o primeiro-ministro Nurendra Modi implemente reformas econômicas cruciais para a melhoria da eficiência e do ambiente de investimento na Índia, graças ao maciço apoio político do seu partido, que conquistou a maioria absoluta das cadeiras do parlamento nas eleições legislativas de 2014. A última vez que um único partido havia conquistado tal condição foi em 1984 (O GLOBO, 2014).

Já a Rússia deve apresentar queda de 3% do PIB em 2015, em razão das sanções econômicas impostas pelas potências ocidentais e da queda do preço do petróleo no mercado internacional.

O Brasil, por sua vez, deve apresentar retração econômica de 0,5% em 2015<sup>35</sup>, em virtude da combinação de política econômica restritiva (com elevação de juros e

contração fiscal), inflação esperada acima do teto da meta e retirada dos estímulos ao consumo e ao investimento adotados nos últimos anos.

Nesse cenário, a queda acentuada dos preços do petróleo em 2014 serve de estímulo adicional para a melhora do desempenho da economia mundial. Na avaliação dos principais organismos internacionais, como o FMI e Banco Mundial, os benefícios gerados pela queda nos preços superam as potenciais perdas para a economia mundial de forma agregada. A principal razão é que a redução dos preços do petróleo significa uma transferência dos exportadores para os importadores, nos quais estes últimos possuem uma menor taxa de poupança se comparada aos primeiros. Deste modo, menores preços do petróleo tendem a impactar positivamente a demanda líquida global e, por conseguinte, servem de estímulo para o crescimento da economia mundial.

O levantamento da OCDE indica que uma queda de US\$ 20/bbl nos preços do petróleo acarreta um aumento de 0,4% nas taxas de crescimento dos países-membros da organização após um período de dois anos (BLOOMBERG, 2014d). Segundo estimativa do FMI (2015b), uma queda de 30% no preço do barril, puxada por um choque de oferta, pode estar associada a um aumento na economia mundial de 0,5% no médio prazo.

Os canais pelos quais a redução dos preços do petróleo é transmitida à economia são os mais diversos possíveis. Pelo lado da oferta, a redução das tarifas de energia (petróleo e fontes substitutas) e dos insumos derivados do petróleo promove a redução de custos dos bens intensivos em energia, tais como os produzidos pelas indústrias petroquímica, metalúrgica e de fertilizantes, entre outras. Isso, por sua vez, tende a se traduzir em menores preços aos consumidores, levando a uma redução das pressões inflacionárias na economia.

Já pelo lado da demanda, como já mencionado anteriormente, a transferência de renda dos países exportadores para os importadores de petróleo impacta, em termos líquidos, positivamente a demanda.

Por fim, a diminuição das pressões inflacionárias cria condições favoráveis para a redução da taxa de juros pelo Banco Central, ou ainda maiores gastos governamentais, dependendo do *mix* de política econômica adotado.

No entanto, estudos indicam que a intensidade do impacto das mudanças nos preços do petróleo na atividade econômica pode variar de acordo com a fonte geradora da mudança e de sua direção. O impacto de choques de oferta nos preços do petróleo geram efeitos independentes e diretos no nível de atividade, enquanto que choques de demanda normalmente são resultados de mudanças precedentes no ambiente macroeconômico e, por isso, apresentam efeitos posteriores limitados. Além disso, dependendo da direção da mudança nos preços, o impacto na atividade econômica é diferenciado. Aumentos significativos nos preços estão associados a forte redução na atividade econômica, ao passo que reduções nos preços acarretam moderados benefícios na economia como um todo (BANCO MUNDIAL, 2015).

<sup>35</sup> Segundo previsão do Banco Central do Brasil (BACEN, 2015).

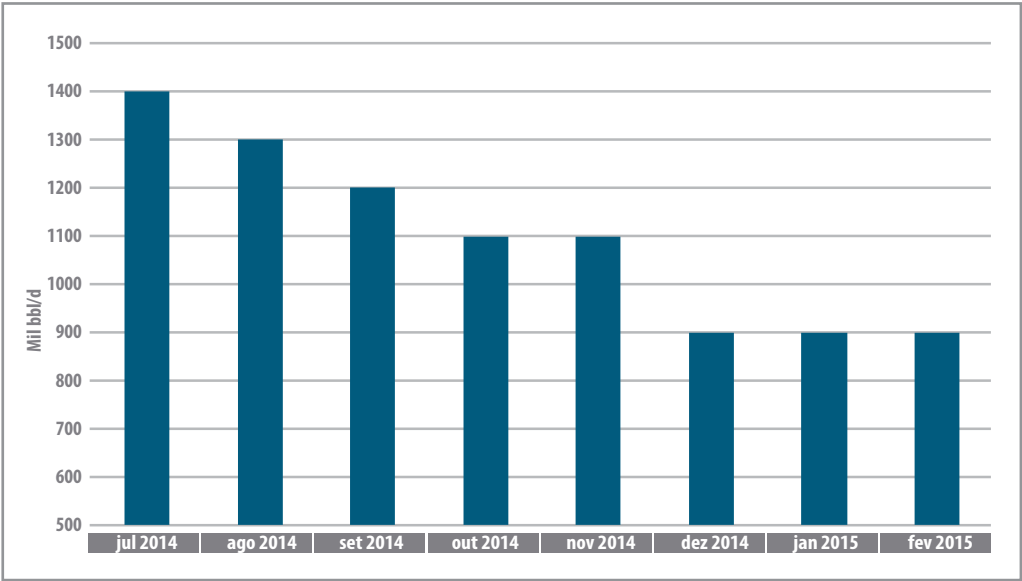


Na atual conjuntura da economia mundial, os estímulos da queda nos preços podem ser limitados em comparação com períodos anteriores. Atualmente, a maioria dos bancos centrais mundiais está praticando taxas de juros muito próximas de zero e possuem pouco espaço para políticas monetárias mais expansionistas. Além disso, deve-se ter em mente que a economia mundial possui, na atualidade, uma menor dependência do petróleo, em razão dos ganhos de eficiência obtidos nas últimas décadas, o que reduz o impacto direto da redução dos preços da *commodity* sobre o sistema econômico.

A Agência Internacional de Energia aponta que a recente queda nos preços não foi capaz de alterar positivamente as projeções de crescimento da demanda global de petróleo no curto prazo. Isso porque os potenciais benefícios da redução no preço serão inferiores aos efeitos negativos do atual cenário macroeconômico. Adicionalmente, outros fatores inibem a ampliação da demanda, como a valorização do dólar frente a outras moedas, a retirada de subsídios aos consumidores e o aumento nos impostos diretos sobre os combustíveis.

Mesmo com a acentuada queda nas cotações do barril, a partir de julho de 2014, as estimativas de crescimento da demanda global de petróleo em 2015 foram reduzidas e, desde dezembro de 2014, se mantiveram estáveis em 900 mil bbl/d (Gráfico 30).

Gráfico 30 – Previsão de crescimento da demanda mundial de petróleo para 2015



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da IEA.

► **Instabilidade social e política nas principais regiões produtoras**

Além da incerteza quanto ao impacto das recentes mudanças nos preços do barril de petróleo para a economia mundial, a forma como essa abrupta queda nas cotações irá afetar o setor de petróleo no curto e médio prazo ainda carece de nitidez.

Os principais países exportadores de petróleo possuem grande parte de sua economia dependente do setor, sendo normalmente a principal fonte de divisas internacionais e a maior fonte de arrecadação do governo. Deste modo, a redução nas receitas com a exportação tem efeitos bastante adversos para esses países, com potencial para contração da atividade econômica<sup>36</sup> e piora das contas externas e públicas.

Na Tabela 4, a seguir, é possível observar o preço mínimo necessário para que os países do Oriente Médio apresentem balança comercial superavitária e um orçamento público positivo.

Tabela 4 – Preço mínimo (breakeven price) para superávit na balança comercial e orçamento público e reservas brutas dos países selecionados do Oriente Médio e Norte da África (janeiro de 2015)

País	Preço mínimo (US\$/bbl)				Reservas brutas (bilhões US\$)	
	Balança Comercial		Orçamento Público			
	2014	2015*	2014	2015*	2014	2015*
Argélia	132,7	119,2	89,7	85,6	187,2	156,6
Bahrein	120,8	99,8	64,3	56,7	5,4	3,9
Irã	95,1	107,4	55,4	42,7	126,5	130,1
Iraque	104,8	68,1	106,3	75,3	69,1	55,8
Kuwait	57,4	49,4	37,9	38,7	35,5	37,6
Líbia	213,7	124,8	169,5	103,1	89,3	72,4
Omã	106,3	95,9	92,2	86,8	18,1	18,6
Qatar	56,2	64,1	57,5	56,9	46,9	33,1
Arábia Saudita	102,3	87,2	59,8	59,2	734,3	682,2
Emirados Árabes Unidos	74,0	73,8	54,3	41,7	70,2	74,7
Iêmen	160,0	157,0	120,0	111,0	3,9	3,7

\*Projeção

Fonte: FMI (2015c).

<sup>36</sup> Segundo o FMI (2015c), estimativas empíricas sugerem que, em alguns países exportadores de petróleo, uma queda de 10% no valor médio anual pode reduzir a atividade econômica de 0,8% a 2,5% no ano seguinte.

Conforme apontado pelo FMI na Tabela 4, em janeiro de 2015, a maioria dos países da OPEP necessitava de uma cotação do barril próximo de US\$ 100 para apresentar superávit em suas contas externas. Embora o valor da taxa de câmbio de cada país tenha influência sobre os *breakeven prices* estimados acima, estes encontram-se bem acima das atuais cotações dos barris no mercado internacional.

Porém, cabe destacar que, embora o mais importante membro da OPEP, a Arábia Saudita, apresentasse a necessidade de um preço mínimo de US\$ 102/bbl para fechar suas contas externas em 2014, o país possuía mais de US\$ 730 bilhões de reservas internacionais em 2014, o que permite a ele cobrir esse déficit por um período mais longo que seus pares (EIA/DOE, 2015e).

Além dos países do Oriente Médio e Norte da África, outros grandes exportadores devem sofrer com a queda das receitas provenientes do setor de petróleo, como Rússia, Venezuela e Nigéria.

A piora das contas públicas tem impacto direto nos programas sociais e nos subsídios que esses governos fornecem à população, sendo necessários ajustes fiscais que podem acarretar em um incremento do risco de instabilidades políticas, com possíveis reflexos sobre a própria produção de petróleo.

Na Venezuela, há claros sinais de que a queda dos preços do petróleo acentuou o quadro de tensão política e social. A escassez de divisas e o controle de preços sobre produtos essenciais têm gerado falta de produtos e decorrente crescimento da oposição ao regime. Porém, não houve, até o presente, impactos sobre as exportações de petróleo do país, afora a tendência declinante da produção petrolífera em virtude da insuficiência de recursos para investimentos pela estatal PDVSA.

Na Nigéria, a instabilidade política permanece elevada, em virtude das eleições presidenciais em 2015 e dos conflitos no Norte do país com o grupo jihadista Boko Haram. O único alento é que a redução dos preços do petróleo tem tornado menos atrativo o roubo de petróleo diretamente dos oleodutos, contribuindo para diminuir as então constantes interrupções no fluxo de fornecimento (PLATTS, 2015).

Já a Líbia, desde a deposição de Muamar Kadafi em 2011, convive com uma situação política caótica, sob disputa de diversos grupos tribais. Atualmente, o país possui dois governos, um com sede em Trípoli e outro, em Tobruk. Além desses dois grupos, há ainda o Estado Islâmico, que passou recentemente a controlar cidades do país e provocar atentados terroristas, agravando o cenário de instabilidade na região. Com isso, a volatilidade da produção de petróleo da Líbia tende a permanecer elevada, com possíveis reflexos sobre os preços do petróleo cotados no mercado internacional.

No Iraque, o maior risco é de que os conflitos, sobretudo com o Estado Islâmico, comprometam a elevação da produção de petróleo obtida nos últimos anos. A menor receita com as exportações de petróleo deve tornar ainda mais complicada a tarefa de estabilização política do país.

Na Rússia, a situação econômica mais frágil deve servir de combustível para o

crescimento da oposição, mas não há sinais de que isso seja capaz de se processar instantaneamente e em volume capaz de se contrapor ao poder centralizado pelo Kremlin. O maior risco é de que as sanções econômicas impostas pelas potências ocidentais tornem-se mais restritivas, sobretudo num cenário de acordo com o Irã e consequente retomada das exportações de petróleo pelo país.

Deste modo, há grandes incertezas sobre os impactos da redução dos preços do petróleo sobre a instabilidade social e política nas principais regiões produtoras. Tendo em vista que o atual nível de capacidade ociosa no mundo está bastante reduzido, não se pode descartar, assim, que interrupções no fornecimento possam acentuar a volatilidade dos preços do petróleo ao longo de 2015.

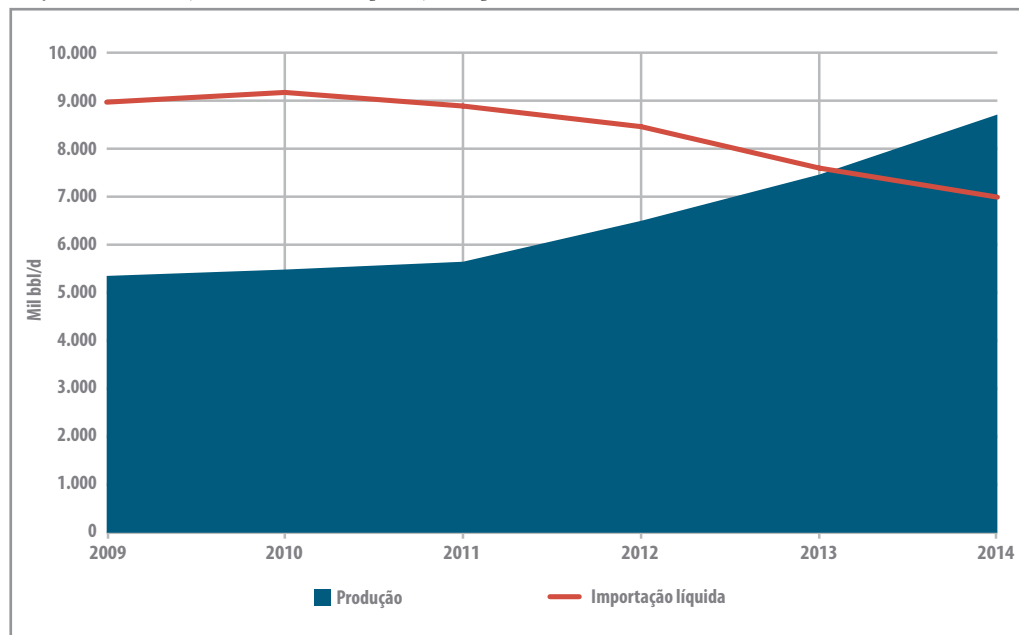
### ► **Impactos econômicos e financeiros sobre os produtores de alto custo**

Uma das principais implicações da queda dos preços do petróleo no mercado internacional diz respeito aos seus impactos sobre a oferta mundial, principalmente aquela proveniente dos produtores de alto custo, como o óleo não convencional dos Estados Unidos e do Canadá.

O crescimento da produção de óleo de fontes não convencionais foi possível graças ao advento de tecnologias inovadoras, como o fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais. Contudo, o principal impulso para viabilizar economicamente o desenvolvimento e a produção de áreas de alto custo foi o elevado preço do barril observado nos últimos anos (FESHARAKI, 2015).

O impacto da queda nos preços na produção desses campos não deve ser sentido instantaneamente. Além dos poços já em produção, projetos em fase avançada de desenvolvimento e com grande parte dos investimentos já realizados não devem ser interrompidos enquanto o preço do barril cobrir os custos operacionais, que em grande parte representam uma pequena parcela dos custos totais do projeto. No Gráfico 31, é possível observar que, mesmo com a queda dos preços no segundo semestre de 2014, a produção americana manteve a tendência de crescimento acelerado e como este crescimento impactou na redução das importações líquidas.

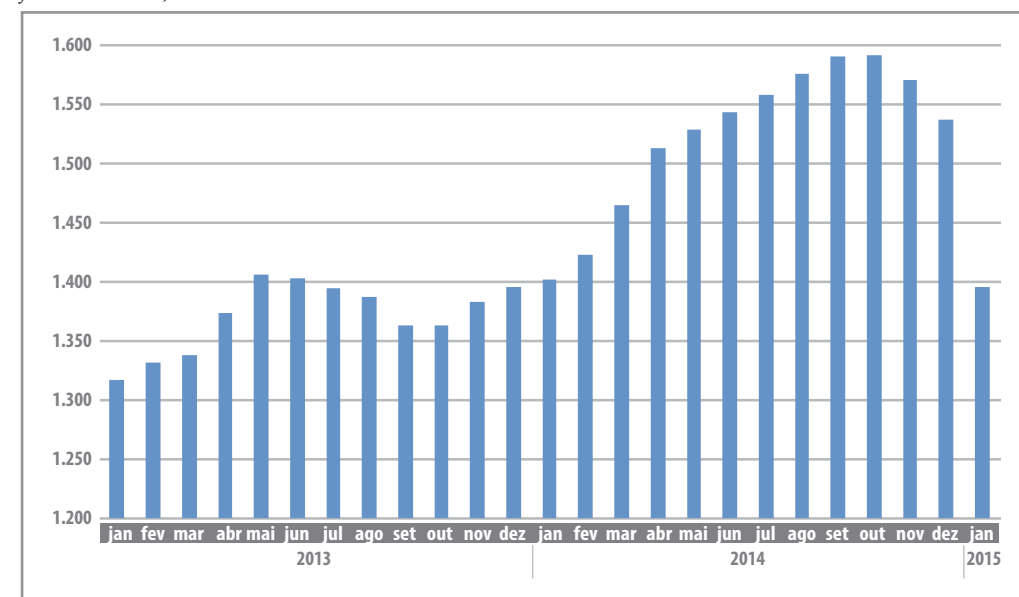
Gráfico 31 – Produção de óleo cru e importações líquidas dos Estados Unidos (2009 a 2014)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da IEA.

Para o ano de 2015, é esperado que a produção dos Estados Unidos apresente um menor crescimento como resultado da redução dos investimentos em exploração e desenvolvimento, o qual pode ser observado com a queda no número de sondas de perfuração em atividade nos Estados Unidos (Gráfico 32). Uma característica dos poços produtores de óleo não convencional é a elevada taxa de declínio na produção<sup>37</sup>. Deste modo, para a manutenção dos volumes de produção é necessário um contínuo programa de perfuração para substituir poços com produção declinante por novos poços produtores.

Gráfico 32 – Número de sondas de perfuração de óleo em atividade nos Estados Unidos (janeiro de 2013 a janeiro de 2015)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados da Baker Hughes.

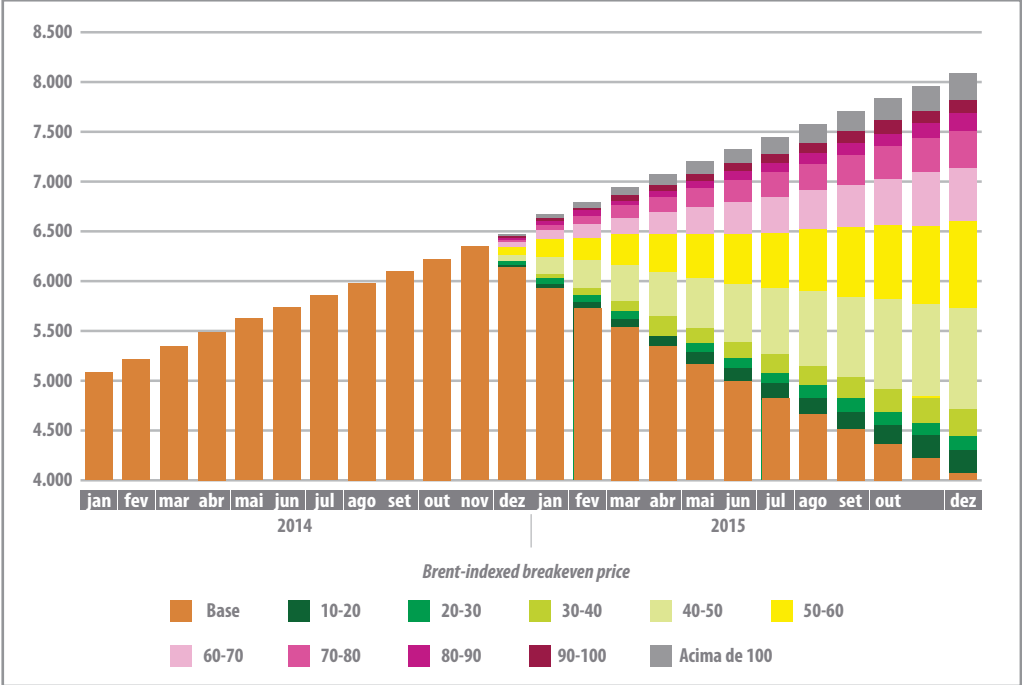
Porém, a redução do número de perfurações não significa impacto proporcional na produção de petróleo não convencional. A tendência é que, num cenário de preços menos favorável, as empresas priorizem as perfurações dos poços mais produtivos.

Ademais, em contraponto à pressão dos preços baixos sobre os produtores de alto custo, espera-se que o setor de petróleo não convencional nos Estados Unidos atravesse um período de intensa atividade de fusões e aquisições, em busca de sinergia e integração vertical, de uma maior standardização de procedimentos, do desenvolvimento de nova tecnologia e da redução dos custos de equipamentos e serviços, gerando um aumento da eficiência e redução de despesas.

O Gráfico 33 traz as estimativas de evolução da produção de petróleo nos EUA para diferentes preços do *Brent*.

<sup>37</sup> O declínio de produção é em média de 60-70% após o primeiro ano de produção.

Gráfico 33 – Viabilidade econômica da produção para diferentes preços do barril do tipo Brent (2014 a 2015)



Fonte: Rystad Energy (2014).

Como se pode notar, com preços do Brent acima de US\$ 60/bbl, estima-se que a produção petrolífera norte-americana continue crescendo, ainda que a um ritmo bem mais lento do que no passado recente.

Estudos apontam que, apesar de uma desaceleração do crescimento da produção, a oferta deve continuar acima da demanda durante 2015, impactando diretamente o aumento dos estoques, o que deve manter os preços em patamares mais baixos do que os valores observados nos últimos anos.

No entanto, outras incertezas podem provocar um inesperado aumento nos preços. Primeiramente, apesar das diversas declarações dos representantes da OPEP de que o cartel não deve alterar sua atual quota de produção de 30 milhões de bbl/d para influenciar os preços de mercado, esta possibilidade não pode ser descartada na medida em que os países exportadores vejam suas finanças se deteriorarem.

A brusca queda nos preços do barril de petróleo, a partir do segundo semestre de 2014, foi acompanhada de diversas incertezas sobre a resposta a este novo cenário. Esta seção buscou apresentar as principais delas, decorrentes da mudança de trajetória dos preços para a economia mundial e dos países importadores e exportadores. Também foram destacados os possíveis impactos na dinâmica do próprio setor de petróleo, tanto pelo lado da demanda como da oferta. Na próxima seção, serão apresentadas as principais projeções para os preços do petróleo em 2015.

## 1.5 Cenários do mercado de petróleo para 2015

Para o ano de 2015, as projeções para os principais preços de referência se alteraram significativamente, em face da nova dinâmica na oferta e na demanda de petróleo no mercado internacional. As principais instituições reajustaram suas projeções para níveis mais baixos na medida em que os preços mantiveram sua trajetória decrescente nos últimos meses de 2014, principalmente, após a reunião da OPEP de 27 de novembro. A Tabela 5 apresenta algumas das projeções publicadas para os preços médios dos barris de petróleo dos tipos Brent e WTI.

Tabela 5 – Previsões dos preços médios do petróleo tipo Brent e WTI em 2015 (US\$/bbl)

	EIA/DOE	Citigroup	Goldman Sachs	Société Générale	BNP Paribas
WTI	54,58	55,00	47,15	51,00	55,00
Brent	57,58	63,00	50,40	55,00	60,00

Fonte: EIA/DOE (2014), WSJ (2015b; 2015c) e Reuters (2015b).

Em julho de 2014, o relatório *Short Term Energy Outlook*, publicado pelo U.S. Energy Information Administration (EIA/DOE), projetava um preço médio de US\$ 95/bbl para o WTI e US\$ 105/bbl para o Brent. Porém, nos meses seguintes, o preço médio estimado foi sendo reduzido até US\$ 62,75, para o WTI, e US\$ 68,08, para o Brent no relatório de dezembro. Em janeiro de 2015, o preço projetado sofreu nova queda, de US\$ 54,58 para o WTI e US\$ 57,58 para o Brent. O mesmo ocorreu com o *spread* entre os dois preços de referência, que foi reajustado de US\$ 10/bbl, em julho de 2014, para US\$ 3/bbl no relatório mais recente.

Os bancos também reduziram significativamente suas projeções para o preço médio no ano de 2015. O Citigroup diminuiu sua projeção para o barril tipo Brent para US\$ 63/bbl frente a um valor anterior de US\$ 80/bbl e de US\$ 72/bbl para US\$55/bbl no WTI. O Goldman Sachs atualizou sua previsão do preço médio do Brent para US\$ 50,4/bbl e do WTI para US\$ 47,15/bbl, frente a estimativa anterior de US\$ 83,75/bbl e US\$ 73,75, respectivamente. O banco francês Société Générale, por sua vez, reduziu seu prognóstico do preço médio do Brent para US\$ 55/bbl e do WTI para US\$ 51/bbl. O BNP Paribas projeta o preço médio de US\$ 60/bbl para o Brent e US\$ 55/bbl para o WTI.

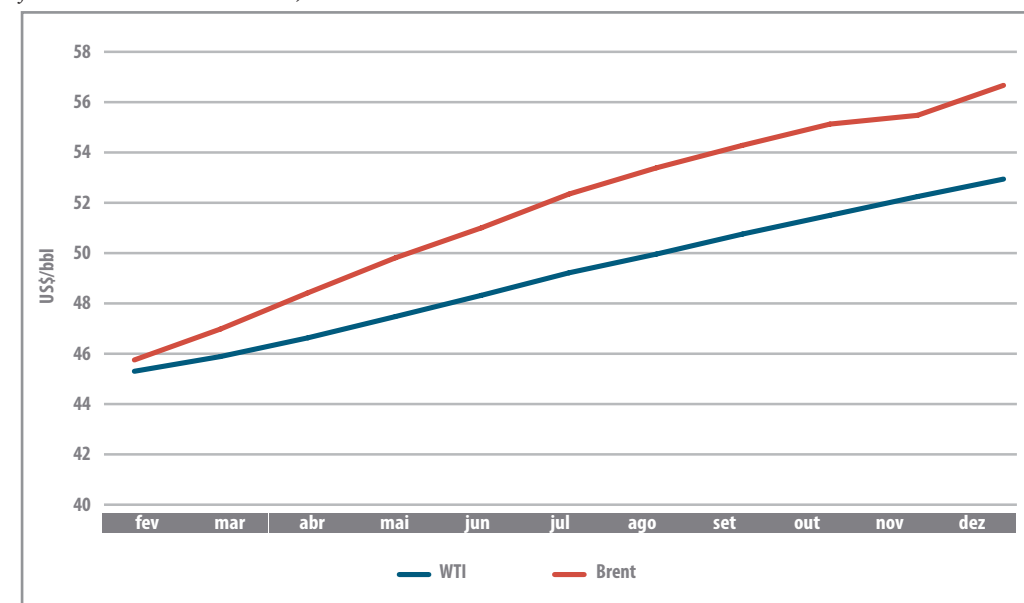
Entre os bancos, a expectativa geral é de que o excesso de oferta provavelmente

será mantido no primeiro semestre de 2015, conservando a pressão de baixa nos preços<sup>38</sup>. Por outro lado, as estimativas sobre início da retomada de preços são divergentes. Algumas apontam que poderá ocorrer no segundo semestre de 2015 e outras, apenas em 2016. Esta recuperação dos preços é esperada porque, em um contexto de preços em patamares baixos por período prolongado, aumentam-se as possibilidades de que haja tanto desaceleração do crescimento da produção norte-americana e de outras áreas com custos mais elevados quanto estímulo ao crescimento da demanda em alguns países. Isso levaria, por seu turno, a mudanças nas condições de oferta e demanda de petróleo num momento futuro.

Sobre o comportamento da OPEP em 2015, vários analistas acreditam que não deverá ocorrer uma intervenção direta, com o equilíbrio entre a oferta e a demanda sendo regulado pelo mercado.

Outro importante indicador sobre a tendência de preços para o ano de 2015 pode ser obtido por meio da observação da estrutura a termo dos contratos futuros de petróleo. No final de novembro, a estrutura a termo do contrato futuro do petróleo WTI, negociado na *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, reverteu para *contango*, que já estava presente nos contratos futuros do petróleo tipo *Brent* negociado na *Intercontinental Exchange (ICE)* desde julho. A estrutura a termo *contango* significa que o preço *spot* encontra-se cotado abaixo dos preços dos contratos futuros, sendo considerada uma evidência de excesso de suprimento no mercado físico. O Gráfico 34 apresenta a cotação dos contratos futuros para diferentes datas de expiração no ano de 2015.

Gráfico 34 – Estrutura a termo dos contratos futuros de petróleo dos tipos Brent e WTI (com vencimento de fevereiro a dezembro de 2015)



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do WSJ Market Data<sup>39</sup>.

Outro indicador a ser observado em 2015 diz respeito à capacidade disponível de estocagem de petróleo e derivados. A recente queda dos preços do petróleo e a atual estrutura a termo dos preços serviram de incentivo para a retenção de estoques. Contudo, o aumento de estoques não pode continuar incessantemente. Assim, se o excesso de produção não for corrigido pelo próprio mercado, a restrição física poderá emergir, o que provavelmente levará a novos ajustes de preços do petróleo para baixo.

<sup>38</sup> O banco australiano Macquarie declarou que “o pior ainda está por vir” (*the worst is yet to come*), o banco americano Morgan Stanley apresentou suas previsões para 2015 com o seguinte título: “Oléo Cru 2015: ele provavelmente irá piorar antes de melhorar” (*Crude Oil 2015: it likely gets worse before it gets better*) e o banco alemão Deutscher Bank acredita que “equilíbrio de mercado em crise de forma mais aguda no primeiro semestre de 2015” (*market balance into crisis most acutely in H1-2015*). Ver em Reuters (2014a).

<sup>39</sup> Cotação em 13/01/15 às 16h40.



## 2 | PREÇOS DO GÁS NATURAL NO MERCADO INTERNACIONAL

O ano de 2014 foi caracterizado pela redução da cotação média no mercado asiático e no europeu, enquanto o mercado estadunidense foi caracterizado, pelo segundo ano consecutivo, de elevação da média dos preços.

No mercado asiático, o preço de referência dos mercados japonês e sul-coreano atingiu a cotação média no ano de 2014 de US\$ 13,88/milhão de BTU, representando uma queda de 15,51% em relação ao preço médio anual de 2013. Esta foi a menor cotação média observada neste mercado, desde o ano de 2010, quando alcançou o valor de US\$ 10,91/milhão de BTU. Adicionalmente, em 2014, observou-se a segunda queda anual consecutiva da cotação neste mercado.

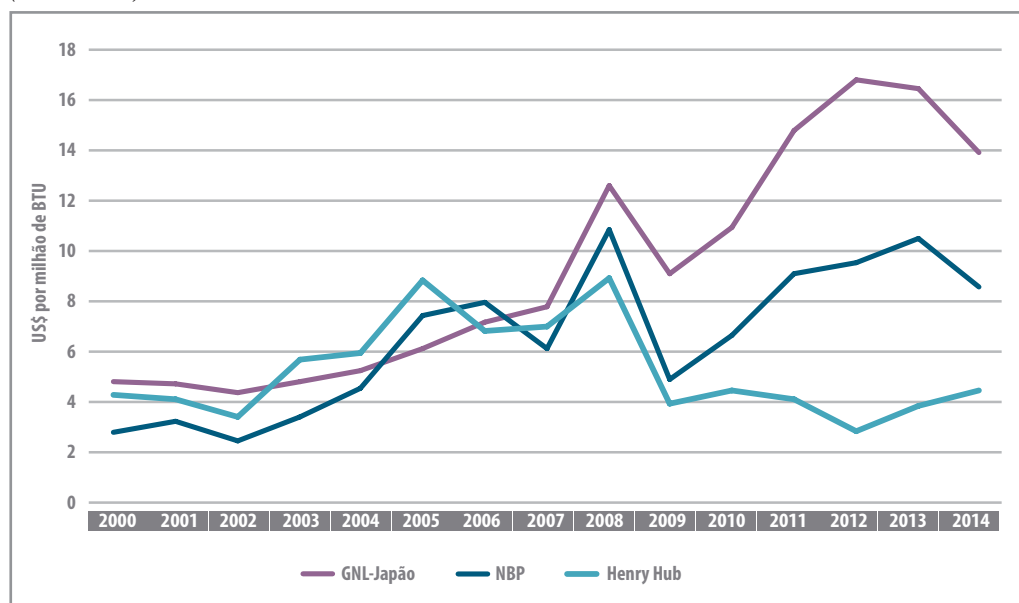
O mercado europeu, representado pelos preços do *National Balancing Point* (NBP) no Reino Unido, apresentou uma cotação média anual de US\$ 8,49/milhão de BTU, significando queda de 19,02% quando comparada à cotação média observada no ano de 2013. Esta foi a menor cotação observada para o energético desde 2010, quando a média anual atingiu US\$ 6,56/milhão de BTU.

Já o mercado estadunidense, retratado pelo preço no *Henry Hub*, registrou a média anual de US\$ 4,37/milhão de BTU em 2014, demonstrando elevação de 15,97% em relação à cotação média anual do ano anterior. Este foi o maior valor médio anual observado desde o ano de 2010, quando chegou a US\$ 4,93.

É interessante notar que, diferentemente de 2013, o comportamento dos preços médios no ano de 2014 indicou uma redução do diferencial de preços dos mercados europeu e asiático em relação ao *Henry Hub*, utilizado como referência no mercado estadunidense.

O Gráfico 35 apresenta o comportamento dos preços médios anuais nos mencionados mercados, iniciando a observação no ano 2000.

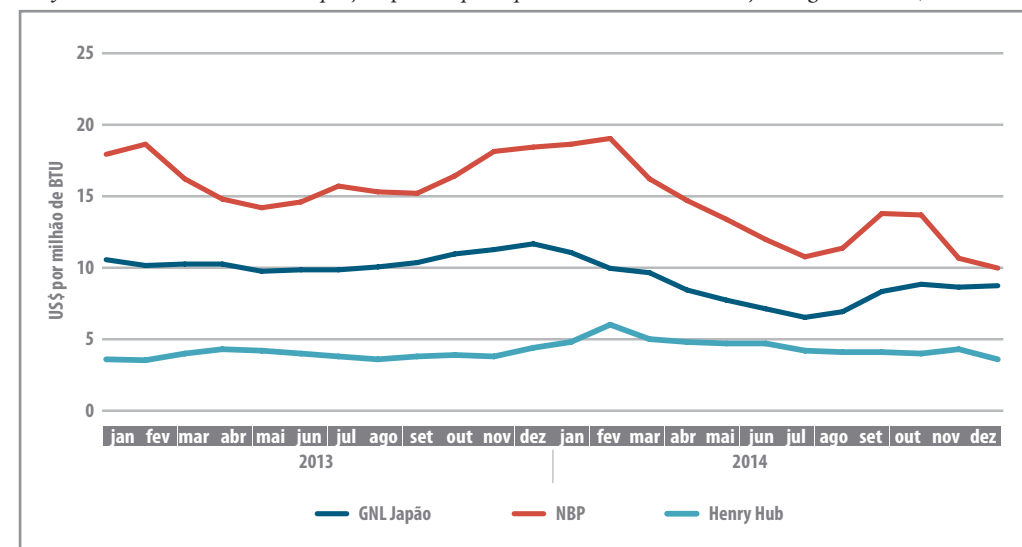
**Gráfico 35 – Comportamento dos preços do gás natural nos mercados europeu, asiático e norte-americano (2000 a 2014)**



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts e ICE.

Para os três principais *hubs* de comercialização, é interessante avançar na análise, observando o comportamento dos preços mês a mês. Neste sentido, quando examinadas as cotações médias mensais ao longo do ano de 2014, os preços dos três principais *hubs* internacionais de comercialização de gás natural apresentaram comportamentos distintos, conforme pode ser observado por meio do Gráfico 36.

**Gráfico 36 – Médias mensais dos preços spot dos principais hubs de comercialização de gás natural (2014 e 2015)**



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts e ICE.

O Gráfico 36 demonstra que o menor nível de preços, ao longo do ano, nos três mercados analisados, foi visto no mercado estadunidense. Este iniciou o ano com elevação nos preços no *Henry Hub* já no mês de janeiro, principalmente em decorrência do rigoroso inverno (EIA/DOE, 2014d), atingindo, no mês seguinte, a maior cotação diária desde setembro de 2008<sup>40</sup> (EIA/DOE, 2014e), US\$ 7,84/milhão de BTU, encerrando o mês de fevereiro com a cotação média de US\$ 5,94/milhão de BTU.

Para o ano de 2014, também é interessante observar as cotações diárias do gás natural nos Estados Unidos, particularmente em função da elevada volatilidade dos preços durante o primeiro trimestre do ano, conforme Gráfico 37.

<sup>40</sup> A elevação dos preços do gás natural chegou a ponto de ocasionar a substituição do energético pelo óleo combustível na geração de energia elétrica no nordeste dos EUA (EIA, 2014e).

Gráfico 37 – Preços diários do Henry Hub (2013 a 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts e ICE.

As elevações no preço do gás natural, no início do ano, decorreram das baixas temperaturas registradas durante o inverno estadunidense, fato que intensificou a demanda do energético<sup>41</sup> para calefação. Tal comportamento da demanda registrou volumes recordes de consumo diário de gás, considerando oito anos de observações realizadas pela Bentek Energy LLC. No ano de 2014, ocorreram os seis maiores consumos diários da série histórica: cinco em janeiro e um em fevereiro.

Conforme explicitado pela EIA/DOE (2014f), o frio intenso e prolongado no país, que perdurou do último bimestre de 2013 a março de 2014, refletiu-se em incremento da demanda interna de gás natural, a qual atingiu a média de 2,58 bilhões de m<sup>3</sup> por dia no período, nível 10% maior do que o mesmo período do ano anterior e 13% superior à média observada nos últimos cinco invernos.

Em decorrência do consumo recorde, houve uma queda dos estoques de gás natural dos EUA, que atingiram, no mês de fevereiro, o menor nível dos últimos onze anos (EIA/DOE, 2014f). Além disso, no mês de março, tradicionalmente considerado o último mês de retirada de gás dos estoques reguladores, verificou-se novo recorde de

<sup>41</sup> Devido às baixas temperaturas, não usuais para o período, a Califórnia chegou a solicitar aos consumidores a redução do seu consumo de energia elétrica devido às dificuldades no transporte do gás natural para a geração de eletricidade (US EIA, 2014f).

baixa dos estoques, atingindo um patamar somente observado ao final do inverno de 1994-95<sup>42</sup> (EIA/DOE, 2014h).

Tal evento gerou grandes incertezas quanto à capacidade de recomposição dos estoques de gás natural para atendimento da demanda no inverno seguinte, suscitando preocupações acerca do comportamento do preço no *hub*. Entretanto, segundo dados de EIA (2014i), até o dia 31 de outubro de 2014, data que caracteriza o final do período de reinjeção de gás natural, houve um acréscimo de 77,418 bilhões de m<sup>3</sup> (2,734 trilhões de pés cúbicos) de gás natural aos estoques. Esta quantidade foi suficiente para garantir mais um recorde, agora relacionado aos níveis de reinjeções de gás natural, que atingiram o maior fluxo desde 1995, ano de início da série histórica. Isto foi possível devido à queda da demanda energética<sup>43</sup> durante o verão no hemisfério norte (caracterizado por temperaturas mais amenas) somada à elevação da produção doméstica de gás natural, que, no ano de 2014, atingiu 727,46 bilhões de m<sup>3</sup> (25,690 trilhões de pés cúbicos).

Adicionalmente à demanda para recomposição dos estoques estadunidenses, também houve elevação das exportações de gás natural através de gasodutos destinados ao México, devido à crescente demanda termoeletrica deste país<sup>44</sup>. Contribuiu para o crescimento das exportações a ampliação dos cinco gasodutos de exportação que se originam nos estados do Texas e Arizona e destinam-se ao território mexicano, exportando o energético produzido da bacia de Eagle Ford (EIA/DOE, 2014j). De acordo com os dados da EIA/DOE (2015f), o volume total exportado, por meio de dutos, dos EUA para o México, de janeiro a outubro de 2014, foi 7,7% superior ao mesmo período de 2013, totalizando 17,172 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

Assim, os volumes reinjetados para formação de estoques reguladores em conjunto com o aumento das exportações para o México compensaram a redução do consumo durante o verão, considerando os volumes recordes de produção de gás natural em 2014 (cerca de 4% superior à produção durante o ano de 2013). Com isso, houve pouca pressão para redução dos preços da *commodity* que, após atingirem o pico do ano em fevereiro, apresentaram trajetória de queda nos demais meses ao longo do ano, passando a variar entre US\$ 4,31/milhão de BTU e US\$ 4,84/milhão de BTU nos meses de abril, maio e junho. A partir do mês de julho, ocorre uma pequena queda de patamar, oscilando dentro do intervalo de US\$ 3,52/milhão de BTU a US\$ 4,44/milhão de BTU nos meses de julho, agosto, setembro, outubro e novembro, este último fecha com uma cotação média de US\$ 3,79/milhão de BTU. A elevação observada neste último mês, conforme Gráfico 37, esteve associada à redução das temperaturas

<sup>42</sup> Segundo EIA (2014d), normalmente são retirados dos estoques de gás natural cerca de 56,63 bilhões de m<sup>3</sup> (2 trilhões de pés cúbicos – Tcf) durante o inverno. Contudo, no inverno 2013-14, foram retirados 84,94 bilhões de m<sup>3</sup> (3 Tcf). Foi utilizado o fator de conversão de 1ft<sup>3</sup>=0,028317 m<sup>3</sup>.

<sup>43</sup> Segundo informado, a demanda energética durante o verão foi 2% menor quando comparada ao ano de 2013 e cerca de 16% menor quando comparada ao ano de 2012.

<sup>44</sup> Segundo McCracken (2014), as exportações de gás natural dos EUA para o México saltaram de 10,33 bilhões de m<sup>3</sup> (365 bilhões de pés cúbicos – Bcf) no ano de 2008 para 18,63 bilhões de m<sup>3</sup> (658 Bcf) no ano de 2013. Foi estimado que as exportações poderão atingir 87,78 bilhões de m<sup>3</sup> (3100 Bcf) no ano de 2040.

ocasionada pelo início do inverno nos Estados Unidos (EIA/DOE, 2014l).

Em dezembro de 2014, a cotação retoma a trajetória de queda, fechando com média mensal no valor de US\$ 3,43/milhão de BTU, valor 16% inferior à média de novembro. Ainda neste mês, a cotação diária chegou ao mínimo de US\$ 2,75/milhão de BTU, o menor valor para a cotação do *Henry Hub* desde setembro de 2012. Conforme GD (2014), tal queda é explicada pelo inverno mais ameno na região.

Desde o ano de 2013, o *Department of Energy* - DoE aprovou a construção de quatro terminais de liquefação no país. Destes quatro, a planta de *Sabine Pass*, no estado da Louisiana, já está em construção (NGI, 2014), com previsão de entrada operacional para o final do ano de 2015. Assim, para o ano de 2015, a perspectiva de exportação de gás natural por meio de terminais de liquefação permanecerá como fator importante na análise do comportamento da oferta interna do energético nos EUA.

O mencionado terminal deverá contar com a finalização de novas fases do projeto de liquefação de forma sucessiva, até que, no ano de 2020, com a ajuda de outro terminal de liquefação a ser construído pela mesma proprietária no Texas, conte com potencial para exportar até 6% da produção total de gás natural dos EUA (BBW, 2014).

A atratividade do preço do gás natural norte-americano associada aos níveis elevados de produção no país representam fatores de pressão importantes para a ampliação da exportação do energético por meio de terminais de GNL. Considerando as projeções da EIA (2015a), as exportações norte-americanas de GNL devem atingir 22,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2016, volume equivalente a cerca de 15% da média diária de importações de GNL pela Europa em 2013 (BP, 2014). Este cenário tende a trazer impactos futuros importantes sobre o comportamento dos preços nos demais mercados.

No que concerne ao mercado europeu, o comportamento dos preços no *hub National Balancing Point* (NBP) apresentou uma trajetória de queda nos primeiros sete meses de 2014. No período, a cotação média passou de US\$ 11,15/milhão de BTU, em janeiro, para US\$ 6,43/milhão de BTU no mês de julho, perfazendo uma queda de 42%. Esta cotação foi a menor já observada para o mercado do Reino Unido desde setembro de 2010.

Segundo a EC (2014), houve declínio de 20% nas importações referentes ao primeiro semestre de 2014 quando comparadas às de igual período do ano anterior. A principal causa foram as temperaturas mais amenas observadas ao longo do inverno, em conjunto com os altos estoques do energético. Segundo a EUROGAS (2014), o primeiro semestre também foi caracterizado por uma redução do consumo de gás natural, o qual atingiu patamares 18% inferiores ao mesmo período de 2013.

Adicionalmente à redução da demanda por parte dos países europeus, os países asiáticos também importaram menos energético<sup>45</sup>, forçando o Qatar, o maior exportador de

<sup>45</sup> Notadamente os maiores importadores, o Japão e a Coreia do Sul, exerceram direitos estabelecidos nos contratos de compra de gás natural que permitem a redução da quantidade importada por esses países (IGR, 2014c).

GNL do mundo, a reduzir as exportações do produto (IGR, 2014c; IGR, 2014d). Tal fato, associado à redução dos preços no mercado asiático, auxiliou a alocação de cargas para o mercado europeu, reduzindo os preços à vista e contribuindo para a redução do diferencial de preços entre o gás proveniente do GNL e de origem dos gasodutos<sup>46</sup>.

A queda das cotações de GNL verificadas até julho de 2014, todavia, não foi suficiente para alavancar o consumo de gás natural no continente europeu. Considerando os três primeiros trimestres de 2014, segundo dados de EC (2014), houve queda das importações provenientes de gasodutos<sup>47</sup> (-3%) em conjunto com uma queda das importações de GNL (-10%) quando comparada ao mesmo período de 2013.

Apesar da redução do consumo de gás natural na comunidade europeia, os dois principais mercados desse produto, Espanha e Reino Unido<sup>48</sup>, demonstraram tendência para elevar o seu consumo nos três primeiros trimestres de 2014 (EC, 2014).

Já a elevação nos preços, observada a partir do mês de agosto, justificou-se pela redução das temperaturas em virtude da chegada do inverno naquela região, fato que impulsionou a demanda pelo energético. Tal elevação dos preços perdurou ao longo do mês de outubro, sendo amenizada no mês de novembro. O gás natural encerrou o ano precificado a US\$ 8,76/milhão de BTU no mês de dezembro, cerca de 25% inferior ao mesmo mês de 2013.

Além da redução da demanda de gás natural como consequência do clima ameno durante o inverno na região<sup>49</sup>, outros dois fatores contribuíram para a queda no preço médio do energético na Europa em 2014 em comparação a 2013, sendo eles: (i) a manutenção dos níveis dos estoques sem grandes reduções tal como no transcorrer do ano anterior<sup>50</sup> (GIE, 2014) e (ii) a relativa tranquilidade do mercado, apesar da instabilidade política e militar decorrente da tensão entre Rússia e Ucrânia.

Sobre este último aspecto, é relevante destacar que cerca de 30% do gás consumido pelos países da União Europeia é originário da Rússia, o que indica a influência do energético russo sobre o mercado europeu e torna estratégicas as rotas dos gasodutos de transporte que partem do maior e mais importante país da antiga União Soviética

<sup>46</sup> Esta é a primeira vez, desde o acidente de Fukushima, que ocorre a convergência de preços entre as duas modalidades de entrega do energético, fato que poderá impulsionar a demanda por GNL, se mantidas as atuais cotações (EC, 2014).

<sup>47</sup> As importações caíram independentemente da origem do produto. Importações provenientes da Rússia: -3%; da Noruega: -4%; e do Norte da África: -6%.

<sup>48</sup> O Reino Unido elevou as suas importações em 22% e a Espanha manteve os volumes importados após três anos de quedas consecutivas, quando comparados com o mesmo período do ano de 2013 (EC, 2014). Adicionalmente, neste ano, a Espanha tornou-se o país com a maior movimentação de cargas de GNL do mundo, aproveitando-se de seus terminais para estocagem e redirecionamento de GNL, principalmente para a América Latina (durante os primeiros nove meses do ano, o maior redirecionamento de cargas da Espanha teve como destino o mercado brasileiro) (PATIÑO, 2014).

<sup>49</sup> A principal utilização do gás pelas famílias britânicas refere-se à calefação, consequentemente, o consumo do gás está diretamente relacionado às temperaturas da região (DECC, 2014. p. 19).

<sup>50</sup> O estoque mínimo observado ao longo de 2014 foi de 50,38%, enquanto em 2013 chegou ao mínimo de 2,71% (GIE, 2014).



com destino à Europa. O Box 1 apresenta considerações acerca deste fluxo de gás natural entre a Rússia e a União Europeia.

Quanto ao comportamento dos preços no mercado europeu, vale destacar que, ainda que a maioria do continente Europeu esteja convergindo a sua forma de precificação para a competição gás-gás, cerca de 57% do consumo total da molécula é precificado por meio de contratos indexados aos preços do petróleo<sup>51</sup> ou seus derivados<sup>52</sup>, principalmente nas regiões central e mediterrânea e no sudoeste do continente europeu<sup>53</sup>. Como os contratos são indexados com um lapso temporal em relação ao preço *spot*, é esperada uma redução dos preços do gás nestes mercados no início de 2015 como reflexo da queda dos preços do petróleo no final do ano de 2014 (EC, 2014).

### BOX 1 - O FLUXO DE GÁS ENTRE A RÚSSIA E A UNIÃO EUROPEIA

Atualmente, existem três possíveis rotas para o gás russo chegar aos mercados centrais europeus, como demonstra a Figura 3. São elas: (i) *Nord Stream*, que liga diretamente o território russo (*Vyborg*) ao território alemão (*Greifswald*) através do mar Báltico, sendo a capacidade total de transporte dos dois gasodutos de 55 bilhões de m<sup>3</sup> por ano; (ii) *Yamal-Europe*, que inicia o seu trajeto na Península de *Yamal* atravessando o território russo e chegando aos países centrais da Europa, após passar por Bielorrússia e pela Polónia, tendo capacidade total de transporte de 32,9 bilhões de m<sup>3</sup> por ano; os oito gasodutos que passam pela Ucrânia (*Orenburg-Western*, *Urengoy-Uzhgorod*, *Yamburg-Western*, *Dolina-Uzhgorod*, *Komarno-Drozdowichi*, *Uzhgorod-Beregovo*, *Hust-Satu-Mare*, *Ananyev-Tiraspol-Izmail* e *Shebelinka-Izmail*), cuja capacidade total de transporte perfazem 142 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural por ano. Adicionalmente, existe um gasoduto que exporta gás russo, destinando a sua totalidade de fluxo ao mercado doméstico da Turquia, conhecido como *Blue Stream*, contando com uma capacidade de 16 bilhões de metros cúbicos por ano.

<sup>51</sup> Embora dados obtidos da pesquisa realizada pela IGU (2014, p. 8) informem que mais de 50% dos contratos europeus adotam a modalidade de precificação por meio da competição entre as moléculas, aqui, optou-se pela adoção do dado referente à Comissão Europeia – EC (2014). Não obstante, observa-se o crescimento da adoção desta modalidade de precificação em detrimento da parcela precificada por meio de indexação ao óleo. Conforme dados de IGU (2014), a precificação por meio da competição gás-gás aumentou de 15%, em 2005, para 53% em 2013. Já a precificação por meio de vinculação aos preços do petróleo caiu de 78%, em 2005, para 43% em 2013.

<sup>52</sup> Para uma discussão sobre as formas de precificação do gás natural, veja: BAP (2013), p. 91-100; para conhecer os fundamentos de cada forma de precificação, veja: IGU (2014), p. 7.

<sup>53</sup> Cumpre destacar que, conforme dados obtidos por meio da pesquisa realizada pela IGU (2014), em termos mundiais, aproximadamente 43% de toda a comercialização é realizada por meio da competição entre o gás natural, tendo esta modalidade se espalhado para todos os mercados. Dentro desta modalidade de precificação, a região com maior volume de gás transacionado nesta modalidade é a América do Norte (905 bilhões de m<sup>3</sup>), seguida da Europa (208 bilhões de m<sup>3</sup>) e das ex-repúblicas soviéticas (185 bilhões de m<sup>3</sup>).

Figura 3 – Rotas dos principais gasodutos russos destinados à Europa



Fonte: reprodução de Samuel Bailey. Disponível em: [http://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AMajor\\_russian\\_gas\\_pipelines\\_to\\_europe.png](http://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AMajor_russian_gas_pipelines_to_europe.png). Acesso em 19/02/2015.

Do total de gás natural russo com o destino à UE, mais da metade passa pela Ucrânia (EIA, 2014m). Considerando a mencionada rede de gasodutos, cerca de 62% da capacidade total de transporte de gás oriundo da Rússia atravessa o território Ucrainiano, o que concede ao país (que também integrou a ex-União Soviética) uma condição estratégica na rota do gás entre a Rússia e a UE.



Conforme explicitado por GIE (2014a), apesar da incorporação do território da Crimeia, antes integrante da Ucrânia, pela Rússia (março de 2014), como consequência do conflito político e militar vivenciado desde 2013 entre as duas nações, a operação dos gasodutos europeus não foi afetada, tranquilizando os mercados e os operadores da UE. GIE (2014a) e ainda ressalta a importância da diversificação dos fornecedores com o objetivo de garantir a segurança energética dos países consumidores:

*“[a] potential disruption on the Ukrainian route could be mitigated via re-routing to other supply routes from Russia, or from other export countries (Norway, etc.), including LNG from many countries.”*

Vale lembrar que, em 2007, a Rússia propôs a construção do gasoduto denominado South Stream, com o objetivo de diversificar as rotas para destinar o gás russo ao mercado da Europa Central. A partir desse gasoduto, a Rússia reduziria sua dependência em relação ao transporte de gás através do território ucraniano (LEIFHEIT, 2014; JENSEN, 2014; BOERSMA, 2014).

Essa proposta foi objeto de críticas pela Comissão Europeia, tendo como fundamento a sua legislação antitruste, que determina a separação entre carregadores e transportadores da molécula de gás natural, algo que não seria cumprido conforme proposta apresentada, uma vez que tanto o transporte quanto a propriedade da molécula seriam da Gazprom (STRATFOR, 2014; JENSEN, 2014).

As preocupações de ordem concorrencial decorrentes do projeto citado, no entanto, foram minimizadas em dezembro de 2014, a partir da declaração do presidente russo cancelando a proposta de construção do South Stream. Porém, um gasoduto com a mesma capacidade foi proposto, ligando a Rússia diretamente à Turquia, que poderia consumir 14 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural por ano e destinar o restante da capacidade ao mercado europeu (STRATFOR, 2014; JENSEN, 2014).

Mesmo com a perspectiva de não aumentar a capacidade de transporte à Europa e criar a possibilidade de isolar a Ucrânia caso desejasse, a tensão entre a Rússia e a Europa tende a permanecer quanto maior for a dependência do consumo do gás proveniente da Rússia. Segundo um levantamento da Foreign Affairs (2014b), atualmente seis países dependem totalmente do gás natural da Rússia, são eles: Bulgária, Finlândia, Eslováquia, Estônia, Letônia e Lituânia; já na Grécia e na República Tcheca, cerca de 70% das importações de gás natural provêm da Rússia; Áustria, Alemanha e Polônia importam cerca de 50% de seu gás dos russos; Bélgica e Holanda importam aproximadamente 5% de gás dos russos.

O mercado asiático, por sua vez, foi caracterizado por uma tendência de baixa iniciada a partir do maior patamar de preços já atingido para a série histórica (IGR, 2014e), em fevereiro de 2014, quando o valor médio chegou a US\$ 19,43/milhão de BTU. A partir deste mês, a cotação média iniciou trajetória de queda até o mês de julho, quando atingiu o valor de US\$ 10,81/milhão de BTU, o menor patamar desde março de 2011 (IGR, 2014e). Esta queda representou um declínio de 44,34% em cinco meses.

Segundo IGU (2014, p. 49), a ausência de clareza sobre a política energética japonesa, principalmente quanto à possibilidade de retomada da produção de termoeletricidade a partir de seus reatores nucleares, intensificou o grau de incerteza no mercado global de GNL. Esta influência deveu-se à importância do país para o mercado global<sup>54</sup>, uma vez que este energético representa cerca de 40% de toda a eletricidade consumida no país (METI, 2014).

Assim, a sinalização por parte do governo japonês quanto à retomada da geração de energia por meio das usinas nucleares influenciou a tendência de baixa no mercado asiático (IGR, 2014f). Em abril de 2014, o país lançou o Plano Estratégico de Energia<sup>55</sup>, o qual explicita que, após a autorização para retomada da operação dos reatores nucleares pela NRA<sup>56</sup>, o governo japonês procederá aos trâmites legais visando à retomada da geração de termoeletricidade nuclear<sup>57</sup>.

Porém, sem a efetivação da retomada da geração de eletricidade a partir das usinas nucleares, observou-se uma pequena elevação nas cotações médias no mês de agosto, quando comparada com o mês anterior, sinalizando a tendência de alta para o mês subsequente. Assim, no mês de setembro, a cotação atingiu o valor de US\$ 13,97/milhão de BTU, uma elevação de 22,24% quando comparada ao mês anterior. Este aumento dos preços também foi influenciado pela demanda sazonal para recomposição de estoques, que ocorre antes do inverno naquela região (REUTERS, 2014b).

Após relativa estabilidade no mês de outubro, verificou-se queda nos meses de novembro e dezembro, tendo a cotação média fechado o ano no valor de US\$ 10,01/milhão de BTU, a menor cotação já observada desde 2011.

Esse comportamento atípico observado nos preços do mercado de GNL asiático, ao final de 2014, teve como um de seus fatores a primeira autorização dada pela NRA para a retomada da produção de energia elétrica em duas centrais nucleares de Sendai, na região de Kagoshima. A referida autorização foi seguida pela concordância das autoridades locais para o reinício dos reatores nucleares, requisito necessário que foi obtido no início do mês de novembro de 2014 (JP, 2014b).

Apesar de, até o final do ano de 2014, nenhum reator nuclear ter efetivamente voltado a operar no Japão, este novo cenário foi suficiente para indicar o retorno do país ao

<sup>54</sup> O Japão é o maior importador do energético no mundo, sendo o destinatário de 36% do GNL comercializado internacionalmente (BP, 2014).

<sup>55</sup> Este é o quarto plano, tendo o terceiro sido emitido em junho de 2010. Veja: página 4 de METI (2014).

<sup>56</sup> Após o acidente nuclear de Fukushima, todos os 48 reatores nucleares japoneses foram desligados, fato que aumentou a dependência japonesa da geração de eletricidade por meio de combustíveis fósseis, principalmente de GNL. A elevação da dependência de geração elétrica proveniente do gás natural foi associada à expansão do déficit comercial do país e à elevação do custo da geração elétrica (METI, 2014). Reconhecendo a sua dependência e objetivando sua segurança energética, o governo japonês criou uma nova autoridade para o estabelecimento de regras de segurança na condução das usinas nucleares, a NRA, cujo foco é estabelecer novos patamares de segurança a partir da geração elétrica por meio de centrais nucleares e reestabelecer a credibilidade dos cidadãos japoneses na energia nuclear.

<sup>57</sup> Baseado na premissa de que a segurança é prioridade, o Governo Japonês irá aguardar a autorização dada pela NRA para então “[...] proceed with the restart of the nuclear power plants. In that case, GOJ will make best efforts to obtain the understanding and cooperation of the host municipalities and other relevant parties.” Grifo nosso (METI, 2014, p. 24).

mercado de urânio, o que também impulsionou o preço das ações das mineradoras canadenses (BLOOMBERG, 2014e).

Adicionalmente, UK (2014) calcula que cada reator nuclear japonês seria capaz de deslocar a demanda de, aproximadamente, 1,350 bilhão de m<sup>3</sup> de gás natural<sup>58</sup>, o que tende a gerar impactos nos preços do combustível no decorrer de 2015, inclusive com potencial de reduzir o spread entre o GNL asiático e europeu, referenciado pelo NBP.

Outro aspecto a ser destacado ao longo do ano de 2014, particularmente no que tange à oferta de GNL, foi a entrada em operação, no mês de abril, do projeto de liquefação de gás natural da ExxonMobil na Papua-Nova Guiné<sup>59</sup>. A planta tem capacidade para liquefazer o equivalente a 9,315 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural/ano, ou seja, 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, tendo demandado um investimento total de US\$ 19 bilhões. O projeto provê suprimento de GNL a longo prazo para China, Taiwan e Japão (PNG LNG, 2014).

Para fins de comparação, a Austrália está construindo vários terminais de liquefação que, em conjunto, equivalem a 83,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural/ano, ou seja, 229 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representa mais de 50% de toda a capacidade de liquefação em construção no mundo. Caso toda esta capacidade venha efetivamente a entrar em operação, a Austrália poderá ser o maior exportador de GNL em 2017. A capacidade total de liquefação mundial, no ano de 2014, foi de 392 bilhões de m<sup>3</sup>/ano de gás natural (IGU, 2014, p. 16).

## 2.1 Importações de gás natural do Brasil

Em 2011, o mercado brasileiro de gás natural foi caracterizado pelo crescimento do consumo do insumo. Tal fato é suportado ao observarmos a demanda aparente<sup>60</sup> do ano de 2013, que atingiu 89,46 milhões de m<sup>3</sup>/dia, enquanto, no ano de 2014, o volume médio diário chegou a 99,86 milhões de m<sup>3</sup>, representando um incremento de 11,62% no consumo. Este comportamento foi resultado do aumento do consumo do energético pelas termoeletricas brasileiras, como consequência dos despachos realizados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS para a geração de energia elétrica (MME, 2014).

A demanda por gás natural das térmicas representou um consumo de 47,37 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao longo de 2014. Levando-se em consideração a demanda aparente, é possível

<sup>58</sup> Foi utilizado um fator de conversão de 1 tonelada de GNL equivale a 1.350 m<sup>3</sup> de gás natural. Portanto, 1 milhão de toneladas de GNL equivalem a 1,350 bilhão de m<sup>3</sup> de gás natural.

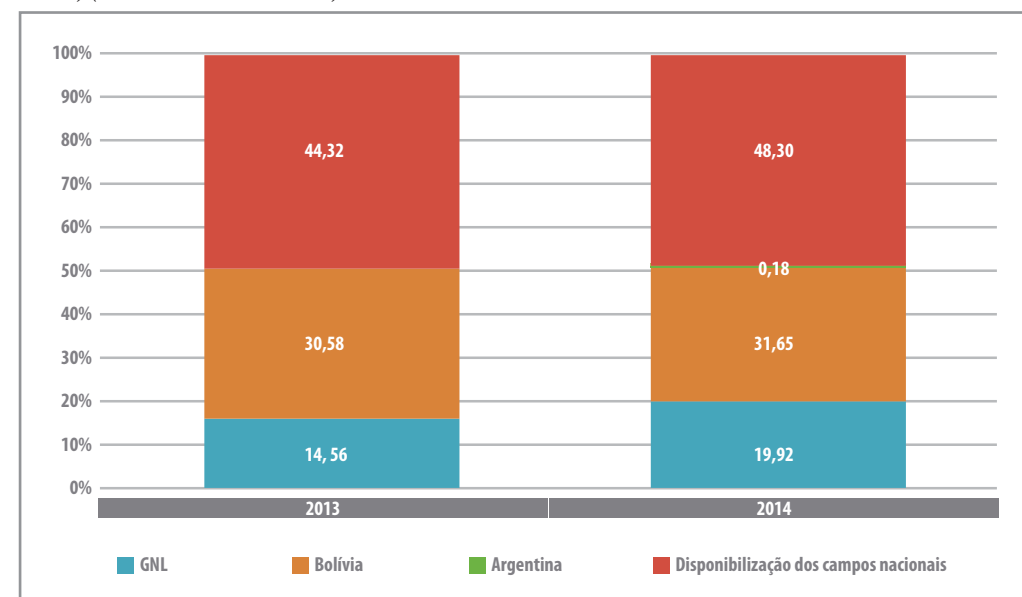
<sup>59</sup> O projeto foi iniciado no ano de 2007, quando o gasoduto anteriormente previsto com destino à Austrália foi cancelado.

<sup>60</sup> Usualmente, denomina-se por demanda aparente a produção total do bem adicionada de suas importações e subtraída de suas exportações. Já a demanda real deve levar em consideração as variações dos estoques. Porém, como a série de reexportações de GNL pelo Brasil leva em consideração o momento do desembarque que, não necessariamente equivale ao momento em que ocorre o movimento da carga, e levando-se em consideração que as reexportações de GNL são pequenas, aqui utiliza-se o termo demanda aparente desconsiderando-se as reexportações do produto bem como a variação de seus estoques.

concluir que a demanda térmica foi responsável por 47,43% da demanda total brasileira por gás natural ao longo do ano de 2014 (MME, 2014).

Com relação à disponibilidade de gás natural no mercado nacional, é interessante destacar as três origens: i. produção nacional originada dos campos de hidrocarbonetos; ii. importações de Gás Natural Liquefeito – GNL por meio de três portos regaseificadores<sup>61</sup>; iii. importação de gás natural por meio de gasodutos originados de países vizinhos<sup>62</sup>. O Gráfico 38 demonstra a proporção da disponibilização de gás natural para o mercado doméstico, conforme a origem, nos anos de 2013 e 2014.

Gráfico 38 – Participação, por origem, do gás natural na disponibilização do energético ao mercado nacional (2013 e 2014) (% e em milhões de m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: elaboração com dados de MME (2014).

Como pode ser observado no gráfico anterior, todas as fontes de fornecimento de gás natural ao mercado nacional apresentaram crescimento em 2014 quando comparado

<sup>61</sup> Atualmente, o Brasil conta com três terminais de regaseificação de GNL, são eles: terminal da Baía de Guanabara (RJ), inaugurado no ano de 2009, com uma capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup> por dia; terminal da Baía de Todos os Santos (BA), inaugurado no ano de 2014, com uma capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia; terminal de Pecém (CE), o primeiro terminal de regaseificação do Brasil, inaugurado em 2009, contando com capacidade de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A soma das capacidades dos terminais perfazem 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

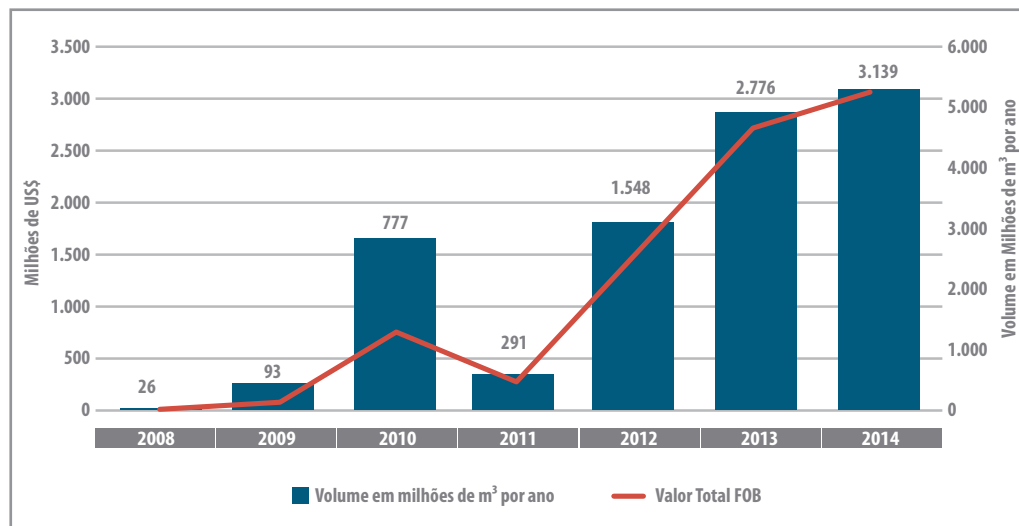
<sup>62</sup> Atualmente, existem três gasodutos para efetuar a importação de gás natural dos países vizinhos ao Brasil: gasoduto Bolívia-Brasil, com uma extensão total de 3.150 km (557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil), cuja capacidade de fornecimento perfaz 30,08 milhões de m<sup>3</sup> dia; gasoduto lateral Cuiabá (extensão de 267 km no Brasil), que liga o trecho boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil à Cuiabá, contando com uma capacidade de fornecimento de 2,8 milhões de m<sup>3</sup> dia; gasoduto Uruguiana-Porto Alegre, que conecta o mercado Argentino ao mercado doméstico, tendo uma capacidade de transporte de 12 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

com 2013. Destaca-se a regaseificação de GNL, que passou de uma média de 14,56 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2013, para 19,92 milhões de m<sup>3</sup>/dia no ano seguinte. O segundo maior crescimento ficou por conta da disponibilização do gás natural dos campos produtores brasileiros, que saiu de uma média diária de 44,32 milhões de m<sup>3</sup>, em 2013, para 48,30 milhões de m<sup>3</sup> no ano de 2014. Já as importações do gás boliviano passaram de 30,58 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2013, para 31,65 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 2014.

Em termos de participação relativa na origem do gás natural ao mercado nacional, apenas o GNL demonstrou crescimento ao longo de 2014<sup>63</sup>. A participação do GNL na oferta de gás natural para o mercado doméstico passou de 16,28%, em 2013, para 19,91%, em 2014, enquanto a participação do volume produzido pelos campos brasileiros reduziu-se de 49,54% para 48,27% em 2014. Já o gás boliviano diminuiu a sua participação de 34,18% para 31,64%.

Segundo dados do MDIC (2014), ao longo do ano de 2014, o volume de GNL importado pelo Brasil por meio dos três terminais de regaseificação atingiu 5,365 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural<sup>64</sup>, representando um crescimento de 7,74% quando comparado ao ano anterior<sup>65</sup>. O Gráfico 39 apresenta o volume importado de GNL e os dispêndios realizados com estas importações ao longo do período de 2008 a 2014.

Gráfico 39 – Volume de importações de GNL e valores totais gastos (2008 a 2014)



Fonte: elaboração com dados de MDIC (2014).

Nota: a conversão do volume de gás natural liquefeito em gás natural regaseificado considerou 456 kg/m<sup>3</sup> para massa específica do gás natural e a taxa de regaseificação equivalente a 600:1.

<sup>63</sup> Excluindo-se desta comparação o gás importado da Argentina, que por não ter registrado importações ao longo de 2013, tem uma base de comparação igual a zero, demonstrando que qualquer participação que tivesse ao longo de 2014 representaria crescimento quando comparada a sua participação com o ano de 2013.

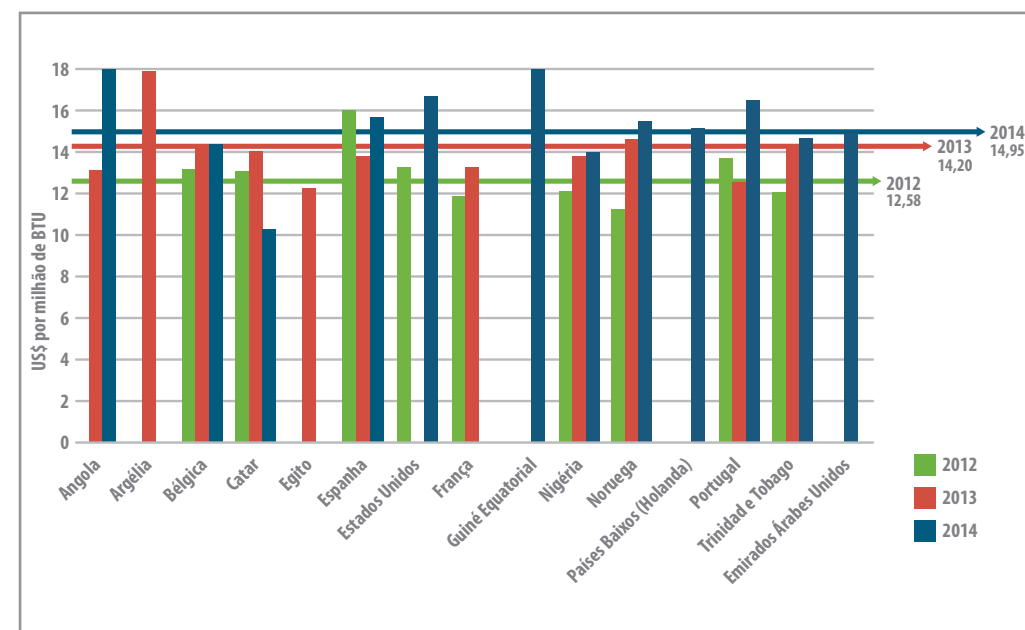
<sup>64</sup> Para realizar a conversão, utilizou-se uma massa específica do gás natural de 456 kg/m<sup>3</sup> e uma taxa de regaseificação equivalente a 600:1.

<sup>65</sup> Importa destacar que o volume regaseificado não necessariamente é igual ao volume de cargas importadas, pois existe um lapso temporal entre o desembaraço aduaneiro da carga e a sua efetiva regaseificação.

No concernente à origem das importações brasileiras de GNL, os maiores fornecedores para o mercado nacional, em 2014, foram: Nigéria (27,7% do total), Trinidad e Tobago (25,88%) e Noruega (13,54%). Quando comparada ao ano de 2013, observa-se uma queda da participação das importações provenientes de Trinidad e Tobago, que em 2013 contou com uma parcela de 43,01%.

O Gráfico 40 apresenta um comparativo entre os preços médios de importação de GNL no Brasil, considerando-se os países de origem e os volumes importados nos anos 2012, 2013 e 2014.

Gráfico 40 – Preços médios das importações brasileiras, por país de origem (2012 a 2014)



Fonte: elaboração com dados de MDIC (2014).

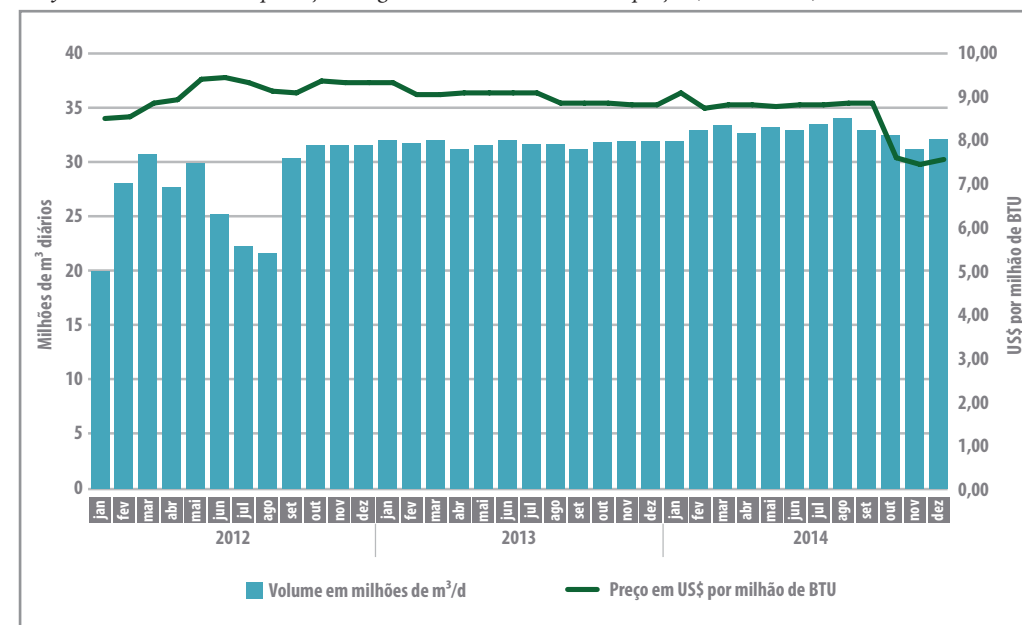
O Gráfico 40 demonstra que, em 2014, houve uma elevação dos preços médios de importação de GNL, quando comparadas com o ano de 2013 (com exceção das cargas do Catar, que em 2013 apresentou preço médio de US\$ 14,01/milhão de BTU e, em 2014, de US\$ 10,27/milhão de BTU). O preço médio de 2014 atingiu US\$ 14,95/milhão de BTU, enquanto que, em 2012, o valor foi de US\$ 12,58/milhão de BTU e, em 2013, US\$ 14,20/milhão de BTU. É interessante destacar que os dados de importação de GNL dos últimos anos, associados às características de consumo nacional e à infraestrutura nacional de suprimento, indicam que a importação de gás natural via terminais de regaseificação constituem, atualmente, uma fonte necessária ao atendimento da demanda interna do energético, especialmente com a perspectiva de incremento do consumo térmico.

Já no que tange ao gás natural de origem nacional, a maior disponibilização por parte dos campos produtores de hidrocarbonetos nacionais é um reflexo do recorde de produção do energético no ano de 2014. A disponibilização média do ano foi de 44,32 milhões de m<sup>3</sup>/dia, frente a uma produção média de 87,38 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2014<sup>66</sup>. Em termos de produção nacional, no mês de dezembro, a produção atingiu a cifra recorde de 92,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 15,35% maior do que a produção apresentada no mês de janeiro de 2014. Este importante incremento da produção pode ser explicado pelo início da produção das grandes jazidas de hidrocarbonetos na região denominada de pré-sal. Os campos produtores deste horizonte geológico apresentaram elevação de 91,86% de janeiro a dezembro, passando de 12,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 23,6 milhões/dia, com destaque para dois campos: Lula, que expandiu a produção de 6,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 10,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia, crescimento de 191,86% que garantiu ao campo o título de maior produtor de gás natural do Brasil; e Sapinhoá, cuja produção de gás natural saltou de 1,1 milhão de m<sup>3</sup>/dia para 5,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, elevando-se 363,63% (ANP, 2014).

As importações por meio de gasodutos, por sua vez, ocorreram tendo como origem a Bolívia e a Argentina. Nota-se que, para o caso argentino, as importações foram retomadas após negociações do governo brasileiro. Entretanto, o volume de gás natural importado da Argentina teve como origem cargas destinadas ao mercado brasileiro, porém recebidas no terminal de GNL do país vizinho. A respectiva carga foi, posteriormente, reexportada, já como gás natural regaseificado, para a termelétrica de Uruguiana. Ao longo do ano de 2014, este tipo de triangulação para a importação de gás natural ao Brasil só ocorreu nos meses de março, abril e maio, o que representou uma média anual de 0,2 milhão de m<sup>3</sup>/dia.

Ainda com relação à importação de gás natural via gasodutos, o Gráfico 41 explicita os volumes importados do energético por meio do gasoduto Brasil-Bolívia, considerando as médias diárias de cada mês, no período de 2012 a 2014, e os respectivos preços médios<sup>67</sup>.

Gráfico 41 – Volume de importações de gás natural boliviano e seus preços (2012 a 2014)



Fonte: elaborado a partir de dados de MME (2014) e MDIC (2014).

A observação do Gráfico 41 permite inferir que houve uma elevação no volume importado da Bolívia, passando de uma média de 31,75 milhões de m<sup>3</sup>/dia, no ano de 2013, para 32,60 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2014. Tal elevação é decorrente da retomada das importações do gasoduto lateral de Cuiabá, que liga a Bolívia ao estado brasileiro do Mato Grosso, cujo objetivo principal é o fornecimento de gás natural à termelétrica situada na cidade Cuiabá<sup>68</sup>.

O gráfico anterior também demonstra que os preços médios para o gás natural importado da Bolívia atingiram uma média anual de US\$ 8,56/milhão de BTU no ano de 2014, uma redução quando comparada à média observada em 2013, de US\$ 9,04/milhão de BTU. Esta queda no preço médio anual do energético foi influenciada pela queda verificada a partir do mês de outubro, quando o energético atingiu o valor médio mensal de US\$ 7,64/milhão de BTU frente a uma média mensal anterior de US\$ 8,89, isto é, uma redução de 14%.

<sup>66</sup> Ainda que a produção nacional tenha sido recorde, a disponibilização ao mercado nacional correspondeu somente a 50,72% da produção total. Tal fato ocorre devido a diversos fatores, entre eles: queimas de gás natural, tanto por segurança quanto devido a limitações operacionais ou outros motivos que ocorrem nos campos de produção; absorção da UPGN para produtos com maior valor agregado; consumo no transporte; consumo nas unidades de exploração e produção como fonte energética.

<sup>67</sup> Importante destacar que os preços médios referem-se aos dados obtidos por meio de MDIC (2014), utilizando uma massa específica do gás natural equivale a 1m<sup>3</sup> = 0,769 kg. Adicionalmente, é utilizado um fator de conversão de 1.000 m<sup>3</sup> = 37,3 Milhão de BTU. Já os dados de volume constantes no gráfico referem-se aos dados de MME (2014).

<sup>68</sup> Termelétrica Governador Mário Covas, cuja planta conta com capacidade de produzir 480 Megawatts, sendo operada pela Petrobras. Preliminarmente, o acordo para importação de gás natural foi firmado em fevereiro de 2014, garantindo um fornecimento adicional, por meio do gasoduto lateral, de 2,24 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo válido por 20 dias (Reuters, 2014c). Findo o prazo de fornecimento, a termelétrica paralisou as suas atividades no dia 27 de março. Entretanto, negociações estabelecidas entre a Petrobras e a estatal boliviana, YPFB, no mês de abril, garantiram o fornecimento do gás à termelétrica até o mês de agosto (PORTAL BRASIL, 2014). No mês de agosto, as negociações evoluíram a ponto de garantir o fornecimento de gás boliviano à termelétrica até o final do ano de 2016 (ABEGÁS, 2014a).



Destaca-se que tal queda do preço do energético foi resultante da renegociação entre a Petrobras e o governo boliviano, principalmente no que concerne à cláusula de *make up* constante nos contratos de *take or pay*<sup>69</sup>. Com base na referida cláusula, e considerando que durante vários anos a Petrobras pagou por mais gás do que efetivamente importou, pois a demanda do mercado nacional não foi suficiente para absorver o volume mínimo estabelecido no contrato de importação, a empresa, após negociação com a YPFB, iniciou a execução da cláusula de *make up*, o que refletiu na redução do preço pago pelo energético a partir do mês de outubro (ABEGAS, 2014b), conforme visto no gráfico anterior.

Por fim, vale ressaltar que o gás natural importado continua a ocupar uma posição de destaque para a composição da oferta nacional. No decorrer do ano de 2014, o gás importado foi responsável por 51,7% do total ofertado ao mercado nacional (MME, 2014).

<sup>69</sup> O contrato de *take or pay* determina que o comprador, em caso de disponibilização de uma quantidade pré-estabelecida, cumpra com a sua promessa de compra da mercadoria, mesmo no caso em que não vá utilizá-la efetivamente. A cláusula de *make up* é comum em contratos do tipo *take or pay*. Esta cláusula garante ao comprador a disponibilização da mercadoria comprada, porém não usufruída, conforme determinado pelo contrato de *take or pay*.

### 3 | PREÇOS DE ETANOL NOS EUA E OSCILAÇÃO DOS CRÉDITOS RIN

O mercado de biocombustíveis norte-americano foi marcado, em 2014, pela destacada volatilidade dos preços de etanol e pelo clima de indefinição em torno das metas do *Renewable Fuel Standard* (RFS)<sup>70</sup>, a política federal de incentivo ao uso de combustíveis renováveis dos EUA.

Do mesmo modo que nas edições anteriores deste Boletim, o exame do comportamento dos preços de etanol abrangerá as informações de produção, comércio externo e preços do biocombustível nos EUA e no Brasil, observando-se os mercados de forma comparada. Na sequência, será analisada a rentabilidade da produção de etanol de milho, resultante da evolução dos preços da matéria-prima e dos produtos, que culminou no declínio abrupto das cotações do biocombustível no segundo semestre.

Será comentado ainda o comportamento dos preços de créditos de etanol, os chamados *Renewable Identification Numbers* (RINs) e, por fim, serão apresentadas as expectativas sobre as metas de mistura obrigatória de combustíveis renováveis propostas para 2014 (ainda indefinidas) e seus desdobramentos.

#### 3.1 Produção de etanol nos EUA e no Brasil

Os maiores produtores mundiais de etanol são Estados Unidos e Brasil. No entanto, a evolução dos volumes de produção anual, desde 2001, indica comportamentos distintos, como pode ser visto no Gráfico 42. Destacando-se os últimos três anos, notamos que a trajetória crescente da produção de etanol norte-americana, que perdurou até 2011<sup>71</sup>, reverteu-se em 2012, quando foi observada uma redução de 5% em relação ao ano anterior. Enquanto em 2013 os volumes mantiveram-se no mesmo patamar de 50 bilhões de litros de etanol observados em 2012, no ano de 2014 houve retomada do crescimento, estabelecendo-se novo recorde de produção do biocombustível, com um volume total de cerca de 54 bilhões de litros. O incremento deste último ano foi impulsionado pelas exportações, uma vez que, internamente, o

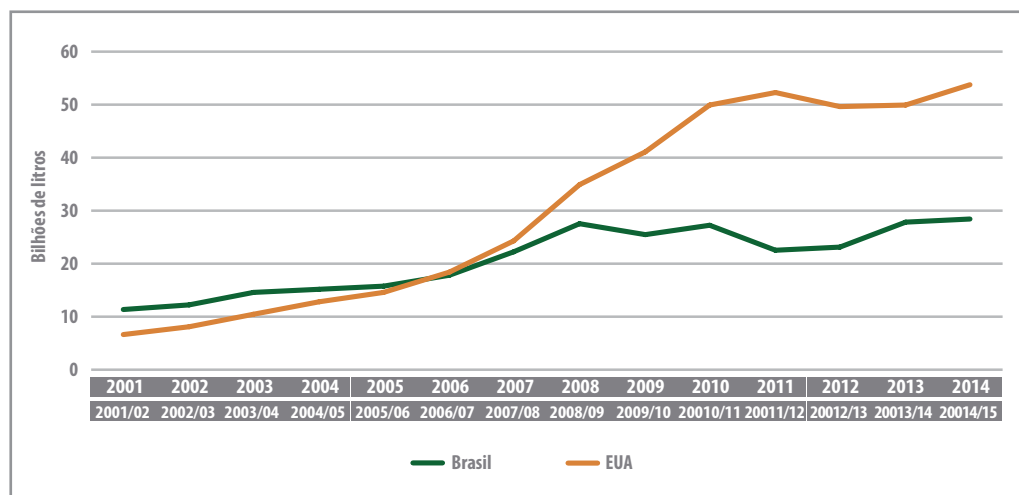
<sup>70</sup> O programa tem como objetivo estabelecer as bases para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e para a diminuição da importação de petróleo, assim como incentivar o desenvolvimento e a expansão do setor de combustíveis renováveis nos Estados Unidos. Para tanto, estabelece metas (mandatos) anuais de consumo de combustíveis renováveis.

<sup>71</sup> Em virtude, especialmente, das políticas de combustíveis renováveis e dos altos preços de petróleo praticados em boa parte do período.



mercado de etanol está atrelado à dinâmica da demanda de gasolina, cada vez mais enfraquecida<sup>72</sup>, resultado da frota de veículos progressivamente mais eficiente.

Gráfico 42 – Evolução da produção de etanol no Brasil (safras de 2001/02 a 2014/15) e nos EUA (2001 a 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) e Energy Information Administration (EIA).

Por sua vez, a produção no Brasil tem enfrentado obstáculos desde 2009, tanto pela crise financeira que atingiu os produtores quanto pelas condições climáticas desfavoráveis observadas em 2010 e 2011. Nos últimos dois anos, no entanto, após um período de declínio e estagnação (2011 e 2012), a produção de etanol de cana voltou a crescer, favorecida pelos baixos preços do açúcar no mercado internacional, que se situaram no menor nível em mais de quatro anos. Isto porque, com razoável flexibilidade na produção, as usinas mistas<sup>73</sup> puderam redirecionar mais matéria-prima para a produção do biocombustível, que atingiu 27,5 bilhões de litros em 2014<sup>74</sup>. Esse movimento mais do que compensou a safra mais reduzida este ano, comprometida pela forte estiagem que se abateu sobre o principal estado produtor do Brasil: São Paulo.

Em 2015, a demanda de gasolina nos EUA deve ser estimulada pela queda nos preços do derivado de petróleo e essa expectativa pode influenciar positivamente a definição das metas volumétricas de etanol do RFS, que determinam a demanda interna de etanol. De forma diversa, as exportações norte-americanas de etanol podem sentir um

impacto negativo, devido à concorrência direta com a gasolina mais barata (BUNGE & NEWMAN, 2015).

No que tange à dimensão tecnológica do mercado de etanol em 2014, destaca-se a entrada em operação dos dois primeiros projetos brasileiros de produção de etanol celulósico em escala comercial. Uma planta da GranBio, em Alagoas, e outra da Raízen, em São Paulo, que possuem capacidades anuais totais de 82,5 milhões e 42 milhões de litros, respectivamente, perfazendo uma capacidade frente a oferta brasileira de menos de 0,25% do total (RYDLEWSKI, 2015). Apesar do volume ainda pouco expressivo em relação ao total, a inovação representa a oportunidade de um salto tecnológico que poderia proporcionar um novo ciclo de expansão do setor.

No Brasil, o ano de 2015 é marcado pela elevação do teor de mistura de anidro para 27% no primeiro semestre, pela expansão do mercado de hidratado em Minas Gerais resultante das modificações nas alíquotas de ICMS e pelo avanço da incipiente produção de etanol de segunda geração<sup>75</sup>. No mesmo sentido, o comportamento dos preços da gasolina C, em especial em função de incrementos nos tributos incidentes sobre os derivados de petróleo, tende a alterar os preços relativos a favor do etanol e impactar no preço e no consumo interno do biocombustível, conforme abordado na Parte II deste Boletim.

### 3.2 Fluxos de etanol entre EUA e Brasil

Ao se analisar o comércio do produto entre os dois países, conforme Gráfico 43, nota-se que, em momentos de restrição na produção interna (2011, 2012 e 2014), o Brasil recorreu basicamente ao etanol norte-americano para complementar a oferta interna de anidro. Já no sentido inverso, as exportações brasileiras possuem destinos mais diversificados, ainda que, em vários anos, os EUA tenham recepcionado mais de 50% dos embarques de etanol brasileiro.

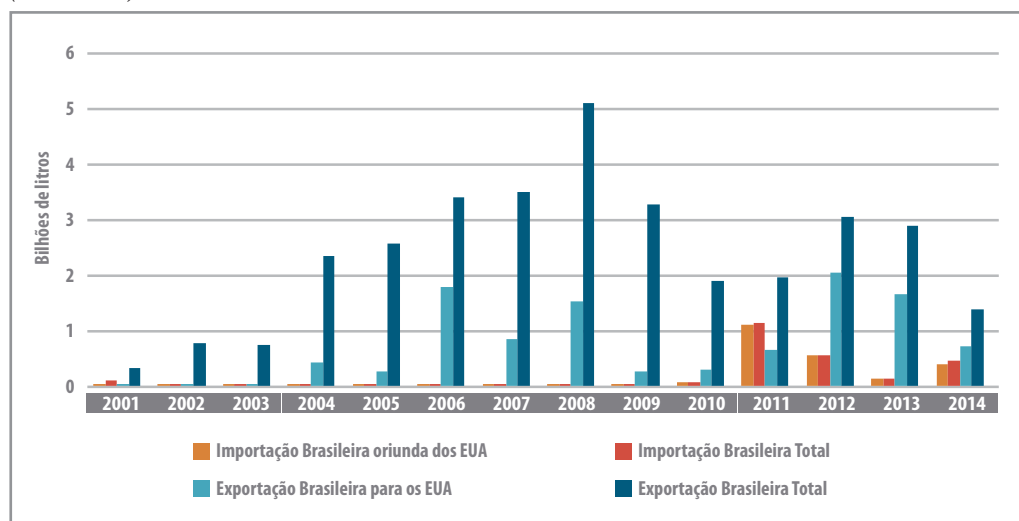
<sup>72</sup> Segundo EIA/DOE, o consumo de gasolina automotiva nos EUA cresceu 0,9% em 2014.

<sup>73</sup> Assim são chamadas as usinas que produzem simultaneamente açúcar e etanol. Para uma análise detalhada de como os preços do açúcar influenciam os preços do etanol no Brasil, ver MOURA (2014).

<sup>74</sup> O percentual de açúcares totais recuperáveis (ATR) dedicados ao açúcar foi estimado pela CONAB (2015) em 43,1% na safra 2014/15, ante 46,1% na safra anterior.

<sup>75</sup> Para uma compreensão de como ocorre o processo para a obtenção de etanol de segunda geração, ver Rosa e Garcia (2009).

**Gráfico 43 – Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil, totais e tendo os EUA como contraparte (2001 a 2014)**



Fonte: elaboração a partir de dados da Secretaria de Comércio Exterior – Secex/MDIC.

Em 2014, os EUA importaram 0,5% do etanol consumido internamente, sendo 74% do volume importado oriundos do Brasil. Do etanol consumido no Brasil em 2014, 1,9% foi importado, sendo quase a totalidade com origem nos EUA. As exportações brasileiras para os norte-americanos totalizaram 728 milhões de litros em 2014, o equivalente a 2,5% da produção nacional.

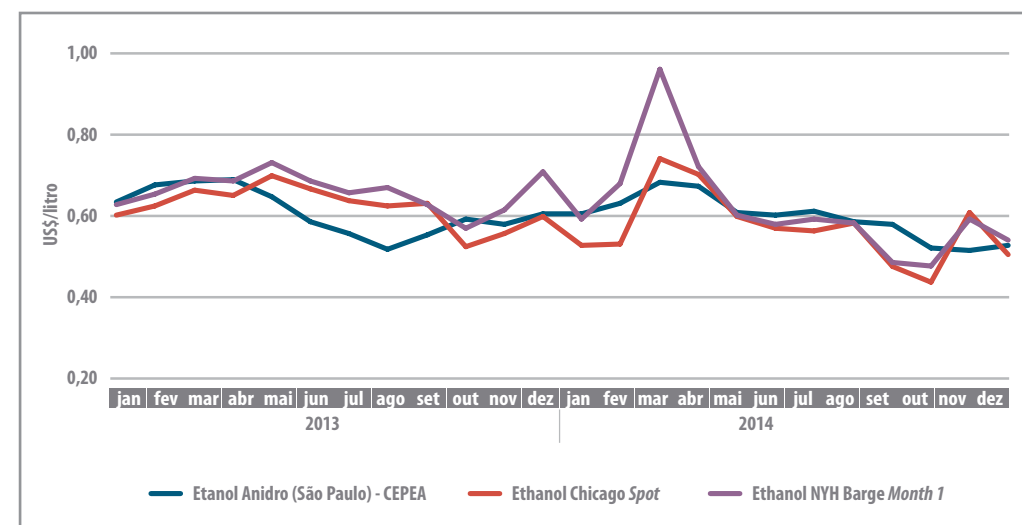
Cabe enfatizar que, em 2014, o volume de etanol exportado pelo Brasil foi 52% menor do que em 2013. Depreende-se disto que tem sido dada prioridade de destinação do etanol anidro ao abastecimento nacional de combustíveis, cujo atendimento exige a mistura de etanol anidro à gasolina, em proporção que se manteve, ao longo de 2014, em 25%<sup>76</sup>.

### 3.3 Preços de etanol nos EUA e no Brasil

O Gráfico 44 apresenta o comportamento dos preços de etanol cotados no mercado à vista em Chicago, no mercado a termo em Nova Iorque e no mercado à vista em São Paulo.

<sup>76</sup> Em 24 de setembro de 2014, foi sancionada a Lei nº 13.033, que ampliou o teor máximo de anidro na gasolina para 27,5%. Paralelamente, foram conduzidos estudos técnicos sobre os impactos do uso da mistura nos automóveis movidos exclusivamente à gasolina. A mistura compulsória com teor de 27% entrou oficialmente em vigor em 16 de março de 2015.

**Gráfico 44 – Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)**



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts e do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – Cepea/Esalq/USP.

O preço de etanol anidro no Brasil, tendo como referência o Estado de São Paulo, descreveu trajetória sazonal em 2014, elevando-se 13% até março (durante a entressafra<sup>77</sup>) e decrescendo de abril até novembro, quando atingiu US\$ 0,522/litro, menor valor desde junho de 2010. A queda do preço em dólares no segundo semestre está associada à depreciação cambial ocorrida no período. Em dezembro, o preço iniciou nova alta e fechou o ano em US\$ 0,533/litro, patamar 13% inferior ao atingido no mês correspondente de 2013<sup>78</sup>.

Nos EUA, por sua vez, os preços de etanol apresentaram comportamento bastante volátil. Em março, o preço do biocombustível comercializado à vista no porto de Nova Iorque (NYH) atingiu US\$ 0,970/litro na média mensal, o patamar mais alto desde 2006. Já em outubro, o produto foi cotado, em média, a US\$ 0,484/litro, ou seja, queda de 50% em apenas sete meses. No mês seguinte, as cotações voltaram a subir e, em dezembro, recuaram novamente para fechar o ano em patamar próximo ao do preço de referência no mercado brasileiro.

<sup>77</sup> A colheita de cana na região Centro-Sul inicia-se tradicionalmente em abril, embora a produção de etanol anidro se intensifique um pouco mais tarde.

<sup>78</sup> Mais detalhes acerca do comportamento do preço de etanol no Brasil podem ser observados no Capítulo 1 da Parte 2 deste Boletim Anual de Preços 2015.

A alta do início do ano esteve relacionada sobretudo a problemas logísticos trazidos pelo inverno rigoroso na América do Norte. Vale lembrar que o transporte de etanol nos EUA é, em grande parte<sup>79</sup>, realizado por meio da malha ferroviária, que vem sendo crescentemente utilizada para o transporte de petróleo e carvão nos últimos anos. Deste modo, a combinação de menor disponibilidade de transporte e condições climáticas adversas no inverno prejudicou o escoamento do etanol, com fortes impactos sobre seus preços (BUFFORD, 2014).

Com a normalização da logística, os preços de referência de etanol no mercado norte-americano retrocederam, em maio, para valores em torno de US\$ 0,60/litro, tendo permanecido neste patamar até agosto. Em setembro, entretanto, observou-se uma forte queda nas cotações, seguida por uma nova redução em outubro.

Cabe observar que o declínio dos preços nestes dois meses não foi um movimento isolado, mas esteve inserido num contexto mais amplo de queda das cotações das *commodities*, com destaque para o milho (9,6%) – matéria-prima do etanol nos EUA<sup>80</sup> –, petróleo bruto (12,4%) e também a gasolina (11,6%). No entanto, há peculiaridades no mercado de etanol que merecem um olhar mais minucioso e atento, antes de simplesmente vincular a sua oscilação de preços à dos demais produtos.

Os estoques de etanol, por exemplo, alcançaram, nesse período, o maior nível desde março de 2013 (EIA, 2014o). A demanda por gasolina – e por etanol, que a ela é misturado – normalmente cai após a temporada de verão no hemisfério norte, porém a retração deste ano foi mais acentuada. Esses fatores parecem ter contribuído para um movimento de correção não apenas dos preços, como também das margens de lucro da produção de etanol, como será visto no item 3.4.

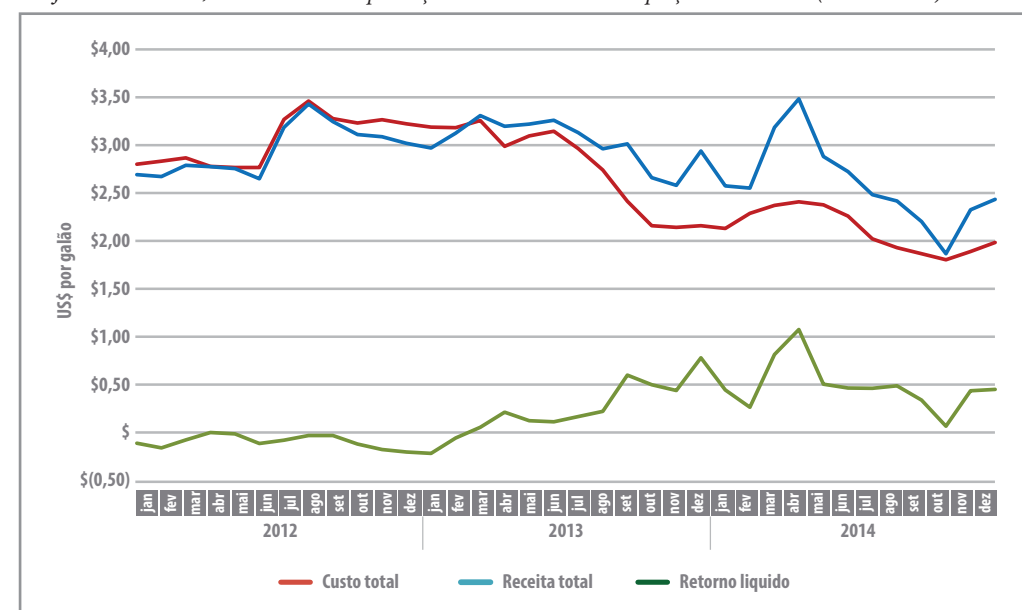
O fato de os preços de etanol não terem caído mais rapidamente depois de terminado o inverno e do consequente alívio dos problemas logísticos pode estar relacionado com o comportamento do comércio externo de etanol. As exportações líquidas de etanol pelos EUA foram ampliadas após setembro de 2013. No período de setembro de 2013 a agosto de 2014<sup>81</sup>, as vendas para o Canadá, principal destino do etanol norte-americano, somaram 8,4 milhões de barris, ante 7,9 milhões de barris nos doze meses imediatamente anteriores. Os embarques para o Brasil, segundo maior importador do biocombustível, subiram 187%, para 2,2 milhões de barris, na mesma base de comparação. As exportações para Emirados Árabes Unidos, Filipinas e Coreia do Sul também se ampliaram consideravelmente no período (EIA, 2014p). Nesse sentido, a demanda externa fortalecida seria parte da explicação por detrás da elevada rentabilidade do etanol no período recente<sup>82</sup>, como será apresentado na seção a seguir.

### 3.4 Rentabilidade da produção de etanol nos EUA

De acordo com pesquisadores da Iowa State University, que acompanham mensalmente a lucratividade da produção de etanol mediante modelo técnico-financeiro, um produtor representativo em Iowa<sup>83</sup> teria obtido uma taxa média de retorno de 50% ao ano sobre o capital próprio entre setembro de 2013 e agosto de 2014, após ter atravessado um período bem menos favorável – entre setembro de 2011 e agosto de 2013, a taxa de retorno média teria sido de apenas 4%.

A fase próspera, em termos de lucratividade, atingiu seu ápice em abril de 2014 (ver Gráfico 45) e foi propiciada pela conjunção dos seguintes fatores: queda acentuada dos preços do milho e elevados preços de produtos processados (etanol e DDGS<sup>84</sup>). De acordo com a teoria econômica, porém, as margens de lucro elevadas não subsistem no longo prazo em um ambiente competitivo. Em algum momento, os preços de milho subiriam e/ou os preços dos produtos se reduziriam, reposicionando as margens de lucro da operação no patamar histórico médio<sup>85</sup>.

Gráfico 45 – Receita, custos e lucro da produção de etanol de milho a preços de mercado (2012 a 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados da Iowa State University.

<sup>79</sup> Cerca de 70%, de acordo com EIA (2014n).

<sup>80</sup> Aproximadamente 40% da produção de milho são direcionados para a produção de etanol nos EUA (USDA, 2014).

<sup>81</sup> O ano-safra para grãos e seus derivados nos EUA inicia-se em setembro e termina em agosto do ano seguinte.

<sup>82</sup> Conforme sustentado por IRWIN e GOOD (2014).

<sup>83</sup> Estado norte-americano que concentra, aproximadamente, 25% da produção de etanol dos EUA (IOWA-CORN, 2014).

<sup>84</sup> DDGS (*Distiller's Dried Grains with Solubles*) são um subproduto da produção de etanol de milho, equivalente a um farelo de reduzida umidade, utilizado como fonte de proteína na alimentação animal.

<sup>85</sup> Ver IRWIN (2014).

### 3.5 Preços dos créditos RIN

Em 2014, os preços dos créditos RIN<sup>86</sup> apresentaram baixa volatilidade, se comparada à do ano anterior, quando o preço do RIN D6 (etanol convencional) saiu do patamar de menos de US\$ 0,10/galão para US\$ 1,40/galão em seis meses. Conforme pode ser observado no Gráfico 46, o preço do RIN D6 manteve-se, na maior parte de 2014, na faixa de entre US\$ 0,40/galão e US\$ 0,60/galão, acompanhando de perto o preço do RIN D4 (biodiesel), o que corrobora o mecanismo de precificação<sup>87</sup> teorizado por IRWIN (2013).

Gráfico 46 – Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4) (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts.

De maio em diante, foi verificado ainda um prêmio na precificação do RIN D4, já que estes também podem atender aos mandatos de diesel derivado de biomassa e de combustível avançado, além do mandato geral de combustíveis renováveis (EIA/DOE, 2013).

<sup>86</sup> O sistema de RINs foi criado para facilitar o cumprimento do RFS. O RIN é um código numérico que corresponde a um volume de combustível renovável produzido ou importado pelos EUA. Os mandatos do RFS são rateados entre as ditas “partes sujeitas a obrigação” – produtores e/ou importadores de gasolina e diesel – com base na sua produção e/ou importação anual. A cada ano, as partes sujeitas a obrigação têm de cumprir com a sua parcela proporcional dos mandatos RFS acumulando RINs, seja misturando combustível renovável ou mediante a compra de RINs no mercado. Ver box explicativo na seção 1.3.5 do Boletim Anual de Preços 2014.

<sup>87</sup> Explanado na seção 1.3.4 do Boletim Anual de Preços 2014

A principal motivação por trás desse comportamento de preços de RIN D6 tem sido a percepção de que o mercado está próximo do teto de mistura E10<sup>88</sup>, o chamado *blendwall* (WESTCOTT, P. & MCPHAIL, 2013). Isto estaria ocorrendo devido: ao enfraquecimento da demanda de gasolina nos EUA<sup>89</sup> (contrariando as estimativas feitas quando da concepção do RFS), a gargalos na infraestrutura de abastecimento e à falta de garantia por parte das montadoras para os automóveis, quando abastecidos com misturas superiores a 10% de etanol na gasolina.

No último bimestre de 2014, as cotações de ambos os tipos de RIN em destaque voltaram a se elevar e encerraram o ano pouco abaixo de US\$ 0,80/galão, ainda distante, porém, dos picos registrados em 2013. A alta deveu-se basicamente ao aumento de demanda pelos créditos, contrapartida de uma redução na quantidade de etanol misturado à gasolina por parte dos refinadores, em reação à queda dos preços do combustível fóssil (PARKER, 2015). Também contribuiu a ansiedade suscitada pela indefinição por parte da *Environmental Protection Agency* (EPA) quanto às metas aplicáveis ao ano de 2014, que se aproximava do fim.

### 3.6 Expectativas de metas do RFS e desdobramentos

Em novembro de 2013, a EPA divulgou a proposta de metas volumétricas para mistura de combustíveis renováveis que vigeriam em 2014, no âmbito do RFS (Tabela 6). O volume proposto para a categoria do etanol de milho representava uma redução de 16% em relação ao volume originalmente estabelecido. Já a meta para biocombustíveis avançados seria diminuída em 41% e a de biocombustível celulósico, em 99%. A meta para diesel derivado de biomassa, por sua vez, seria elevada em 28%.

Tabela 6 – Volumes do RFS propostos para 2014 (em bilhões de galões)

Categoria	Volume proposto	Volume original
Biocombustível celulósico	0,017	1,750
Diesel derivado de biomassa	1,280	1,000
Biocombustível avançado	2,200	3,750
Combustível renovável	15,210	18,150
Obs.: Volumes em etanol-equivalente, exceto diesel derivado de biomassa. 1 galão = 3,785 litros		

Fonte: elaboração a partir de dados da Environmental Protection Agency (2013).

<sup>88</sup> Nos EUA, as misturas mais comuns de etanol anidro e gasolina são: E10, E15 e E85, em que a parte numérica representa o percentual de etanol. E10 é a mistura majoritariamente utilizada. A mistura E15 foi aprovada em 2011 para automóveis fabricados de 2001 em diante. Misturas superiores a E15 são direcionadas somente a veículos dotados da tecnologia *flex*.

<sup>89</sup> Entre 2007 e 2012, o referido consumo retraiu-se 7,6%, efeito concomitante da crise econômica e do aumento de eficiência energética dos veículos novos (SPD, 2013). Em 2013, houve expansão de 1,8% e, em 2014, de 0,9% (EIA/DOE, 2015g).



Uma “guerra de interesses” tem sido travada em torno das metas do RFS. Os defensores da redução do volume proposto para combustíveis renováveis, em consonância com as expectativas da indústria petrolífera, argumentam que metas próximas ao *blendwall* poderiam provocar no mercado uma “espiral decadente”, em que cada parte sujeita a obrigação, a fim de cumprir com as metas do RFS, teria de reduzir a oferta de combustíveis fósseis, resultando, por fim, num aumento dos preços dos derivados de petróleo (diesel e gasolina) ao consumidor final. A redução efetiva das metas beneficiaria diretamente as refinarias, pois, além de eliminar a necessidade de investimento em infraestrutura, preservaria a participação da gasolina no mercado. Além disso, outros grupos contrários ao etanol de milho alertam sempre para o risco de aumento dos preços do milho e da inflação dos alimentos (BABCOCK & POULIOT, 2013).

Aqueles contrários à redução das metas argumentam que o gargalo para a expansão do biocombustível se encontra na distribuição, cujos agentes são tradicionalmente ligados às empresas de petróleo. Seriam necessários investimentos em novas bombas para abastecimento com misturas superiores a E10 e o melhor incentivo para isto seria a manutenção de metas ambiciosas para o consumo de combustíveis renováveis (BABCOCK & POULIOT, 2013).

Os biocombustíveis celulósicos, ou de segunda geração, representam a fronteira tecnológica e, há anos, vêm prometendo fornecer energia renovável para transporte com reduzida intensidade de carbono e sem impactos sobre a segurança alimentar. Todavia, os resultados concretos têm sido pífios em termos de volume, frente às expectativas e metas iniciais. Em julho de 2014, a EPA inovou ao incluir o biometano como combustível elegível à categoria de combustível celulósico (EPA, 2014).

Em 21 de novembro de 2014, a EPA publicou nota informando que a aprovação final das metas válidas para 2014 não ocorreria mais em 2014<sup>90</sup>. Todavia, as expectativas de redução das metas já vêm provocando pressões negativas sobre as exportações brasileiras, visto que a meta proposta para biocombustíveis avançados em 2014 (8,3 bilhões de litros) é 20% menor que a meta correspondente de 2013 (10,4 bilhões de litros), além de poder ser atendida pelo biodiesel produzido internamente.

Outro programa de incentivo governamental norte-americano, circunscrito ao estado da Califórnia, é o *Low Carbon Fuel Standard*, que estabelece metas de redução de emissões de dióxido de carbono no estado. Recentemente, o Conselho de Qualidade do Ar da Califórnia (CARB, na sigla em inglês) propôs uma revisão dos critérios que melhoraria a avaliação do etanol de milho, com vigência prevista a partir de 2016, e que redundaria na anulação da vantagem concedida ao etanol de cana brasileiro (BATISTA, 2014).

Por fim, além dos empecilhos no âmbito externo, os próprios obstáculos internos ao aumento da oferta de matéria-prima no Brasil – destacadamente as quebras de safra de cana decorrentes da reduzida precipitação nos últimos tempos – limita a geração de etanol excedente para exportação.

<sup>90</sup> Em abril de 2015, no âmbito de um acordo judicial firmado em conjunto com o American Petroleum Institute (API) e a associação American Fuel and Petrochemical Manufacturers (AFPM), a EPA comprometeu-se a divulgar em caráter definitivo, até 30 de novembro de 2015, os mandatos para os anos de 2014 e 2015 (EPA, 2015).

## 4 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO INTERNACIONAL

Tabela 7 – Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional, e respectivas variações

Produtos	2013	2014	Variação
WTI 1st Month (US\$/bbl)	97,90	93,28	-4,72%
WTI 2nd Month (US\$/bbl)	98,01	92,69	-5,43%
Marlim (US\$/bbl)	98,61	90,88	-7,85%
Brent 1st Month (US\$/bbl)	109,07	99,48	-8,79%
Brent 2nd Month (US\$/bbl)	108,38	99,47	-8,22%
Brent Dated (US\$/bbl)	108,66	98,99	-8,90%
Gasoline 10 PPM (US\$/bbl)	118,91	110,12	-7,39%
NY Unleaded 87 (US\$/bbl)	118,23	110,16	-6,83%
NY Unleaded 93 (US\$/bbl)	127,40	119,02	-6,58%
ULSD 10 PPM (US\$/bbl)	110,98	113,26	2,06%
ULSD USGC (US\$/bbl)	124,72	113,97	-8,62%
Henry Hub TDt Abs (US\$/MBTU)	3,73	4,35	16,84%
Henry Hub FDt Com (US\$/MBTU)	3,73	4,34	16,51%
Henry Hub FDt Abs (US\$/MBTU)	3,73	4,35	16,72%

Fonte: elaboração a partir de dados da Platts.



PARTE 2  
MERCADO NACIONAL



# 1 | O COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS AUTOMOTIVOS LÍQUIDOS EM 2014

O objetivo desta seção é analisar tanto os aspectos conjunturais quanto os estruturais que influenciaram a dinâmica dos preços dos combustíveis automotivos líquidos no mercado nacional em 2014. Além dos reajustes da gasolina A e do óleo diesel A nas unidades produtoras do País, a questão marcante no período foi a redução dos preços internacionais do petróleo no segundo semestre e seus impactos sobre a relação de preços nos mercados nacional e internacional e sobre o valor das importações dos produtos.

De forma geral, ao longo do ano de 2014, os preços da gasolina e do óleo diesel, em nível nacional, mantiveram-se estáveis até o mês de novembro, quando sofreram respectivos reajustes de 3% e 5% na etapa de produção, com impactos sobre os preços desses combustíveis nos demais segmentos da cadeia. Os preços médios de distribuição e revenda de gasolina comum elevaram-se 3,5% e 2,9%, respectivamente. Já os de óleo diesel tiveram variação positiva de cerca de 4% nestas etapas da cadeia.

Conforme ressaltado no Boletim Anual de Preços (BAP) 2013, e também no de 2014 os preços de comercialização da gasolina A e do óleo diesel A praticados nas unidades produtoras no Brasil estiveram, desde 2011, sempre inferiores às suas respectivas referências no mercado internacional. Essa defasagem entre os preços nacionais e internacionais é uma questão importante, pois o País é, atualmente, importador líquido dos referidos combustíveis<sup>91</sup>.

Entre os meses de janeiro e setembro de 2014, a defasagem média dos preços da gasolina nos mercados interno e externo foi de, aproximadamente, 16%. Quanto ao diesel, seus preços no mercado nacional estiveram cerca de 9% inferiores aos de referência no mercado internacional, considerando o período de janeiro a outubro de 2014.

Essa situação inverteu-se com a queda dos preços no mercado internacional, de forma que, em dezembro de 2014, quando as cotações dos petróleos WTI e *Brent* atingiram valores médios próximos de US\$ 60/bbl<sup>92</sup>, os preços domésticos da gasolina A e do diesel A estiveram, respectivamente, em média, 44% e 34% superiores àqueles praticados no mercado internacional, utilizando como referência as cotações da Costa do Golfo dos Estados Unidos. Nesse sentido, o reajuste nos preços domésticos de produção da gasolina e do diesel, ocorrido em novembro de 2014, contribuiu para

<sup>91</sup> No caso da gasolina, o País alterou sua posição de exportador para importador líquido desse combustível a partir de 2011. Em se tratando do óleo diesel, historicamente, a dependência externa do derivado vem desenhando trajetória crescente.

<sup>92</sup> Valor médio do WTI de US\$ 59,50/bbl e do *Brent* de US\$ 63,14/bbl, referentes ao mês de dezembro de 2014. Dados da Platts.

ampliar seus diferenciais positivos em relação aos preços internacionais.

Além dessas questões, será destacado o impacto das alterações dos preços relativos ao consumidor final entre etanol hidratado e gasolina comum no País.

A produção brasileira de gasolina e de etanol aumentou 0,9% e 2,5% em 2014, respectivamente, comparando-se com 2013. Pelo lado da demanda, as variações no comportamento dos preços relativos entre etanol hidratado e gasolina comum favoreceram o consumo do biocombustível de forma que, em 2014, o incremento percentual de sua demanda foi superior ao da gasolina automotiva. Este cenário, aliado à queda dos preços da gasolina no mercado externo, bem como à manutenção do percentual de etanol anidro na gasolina C, contribuiu para a redução do saldo negativo da balança comercial da gasolina.

Já a produção nacional de diesel, em 2014, manteve-se quase inalterada em relação ao ano de 2013<sup>93</sup>, enquanto a demanda pelo produto teve acréscimo de quase 3%. Esse cenário contribuiu para o aumento de cerca de 10% do *quantum* de suas importações, que ampliou em, aproximadamente, 5% o saldo deficitário da balança comercial do produto. O impacto menos que proporcional no saldo negativo do comércio externo do diesel foi decorrente da queda dos preços do produto no mercado internacional.

Vale mencionar que o mercado nacional de óleo diesel destinado ao uso rodoviário, em 2014, convergiu para apenas dois tipos de produto: S500 e S10. Na média nacional, a diferença de preços entre estes dois produtos esteve, de forma geral, entre R\$ 0,10/litro e R\$ 0,13/litro, considerando as etapas de produção, distribuição e revenda. Na comparação com o ano de 2013, o diferencial de preços entre o S10 e o S500 manteve-se em torno de 6% na etapa de produção. Já nas demais etapas da cadeia, houve aumento de quase um ponto percentual, de forma que os diferenciais foram de aproximadamente 6% (distribuição) e 5% (revenda).

A presente seção do Boletim foi elaborada, essencialmente, com base no sistema de informações de preços da ANP, que contempla tanto a pesquisa semanal de preços de revenda e de distribuição de combustíveis automotivos<sup>94</sup> quanto os preços médios dos produtores<sup>95</sup>. Além desses dados, foram utilizadas informações de movimentação de combustíveis<sup>96</sup> e de preços dos produtores de etanol<sup>97</sup>.

<sup>93</sup> Em 2014, a produção doméstica foi de 49,6 milhões de m<sup>3</sup>, apenas 0,2% superior ao patamar verificado em 2013. Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?dw=8485>.

<sup>94</sup> O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP encontra-se em <http://www.anp.gov.br/preco/>.

<sup>95</sup> Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de derivados de petróleo estão disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=68638>.

<sup>96</sup> Informadas pelos agentes regulados por meio do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), regulamentado pela Resolução ANP n° 17/2004.

<sup>97</sup> Disponíveis no *website* do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP: <http://cepea.esalq.usp.br/etanol/>.

## 1.1 Gasolina comum e etanol hidratado: estabilidade de preços e crescimento do consumo caracterizaram o ano de 2014

O ano de 2014 foi marcado pela estabilidade dos preços da gasolina automotiva nas diferentes etapas da cadeia produtiva, excetuando-se o período quando houve reajuste de 3% praticado pelos produtores nacionais.

Em relação ao etanol combustível, o ano foi caracterizado pelo incremento de sua produção em 2,5%, a despeito da redução na produção de cana-de-açúcar em 3,7%.

Ademais, merece destaque o crescimento percentual do consumo de etanol hidratado acima do de gasolina comum ao longo do ano.

### ► *Análise da evolução dos preços da gasolina automotiva e do etanol combustível em 2014*

No dia 7 de novembro de 2014, o aumento de 3% no preço da gasolina A, promovido nas refinarias brasileiras, foi repassado aos demais segmentos da cadeia – distribuição e revenda – assim como ocorrera em 2013<sup>98</sup>, uma vez que a alíquota da Cide (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico) permaneceu zerada<sup>99</sup>, diferentemente do que aconteceu entre maio de 2008 e junho de 2012<sup>100</sup>.

De modo geral, flutuações no preço da gasolina C advêm de variações tanto no custo de aquisição da gasolina A quanto nos preços do etanol hidratado – seu principal substituto no mercado de revenda de combustíveis automotivos – e do etanol anidro, bem como de alterações na tributação incidente.

No Brasil, há dois mecanismos por meio dos quais oscilações dos preços dos dois tipos de etanol impactam os preços da gasolina C<sup>101</sup>. O primeiro decorre da adição obrigatória de etanol anidro na gasolina A, em proporção legalmente estabelecida<sup>102</sup>, no qual as elevações nos preços do biocombustível são repassadas para os preços ao consumidor final da gasolina C. Já o segundo deriva da possibilidade de migração imediata da demanda de gasolina C para o etanol hidratado, e vice-versa, como consequência do

<sup>98</sup> Em 2013, houve elevações de 6,6% em janeiro e de 4% em novembro.

<sup>99</sup> Decreto n° 7.764, de 22 de junho de 2012.

<sup>100</sup> Nesse interregno de, aproximadamente, quatro anos, todos os reajustes dos preços de venda do derivado praticados pelos produtores nacionais foram compensados por variações na alíquota específica da Cide, não gerando repasses ao consumidor final, independentemente da volatilidade na cotação da gasolina no mercado internacional.

<sup>101</sup> A estrutura de formação de preços da gasolina C encontra-se disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=41230>.

<sup>102</sup> A gasolina C brasileira em 2014 foi composta por uma mistura de 75% de gasolina A e 25% de etanol anidro, conforme Resolução n° 01, de 28 de fevereiro de 2013, do Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool - CIMA.

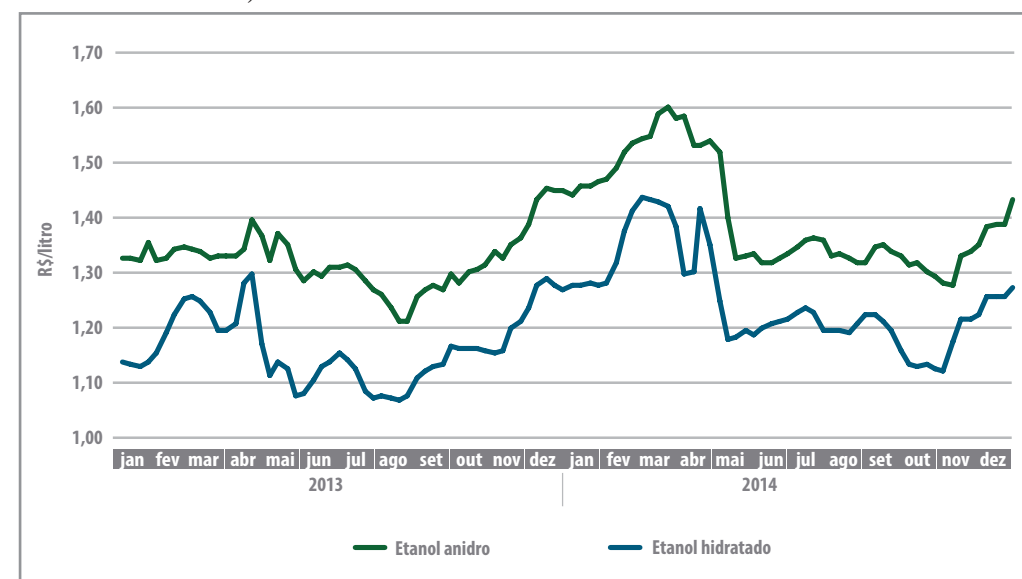
uso de motores *flex-fuel* na frota de veículos desde 2003<sup>103</sup>, dando aos consumidores a opção de abastecer com determinado combustível em função, essencialmente, dos preços relativos.

A despeito das trajetórias relativamente estáveis dos preços da gasolina nas diversas etapas da cadeia produtiva no decorrer de 2014, o que será analisado mais adiante, o mesmo não foi verificado para os preços do etanol. O comportamento sazonal dos preços de produção do biocombustível, os quais acompanham os períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar, influencia os preços nas etapas seguintes da cadeia.

Cabe destacar que a Resolução ANP nº 67/2011, em vigor desde abril de 2012, possibilitou a mitigação de riscos de desabastecimento de etanol anidro, minimizando a probabilidade de ocorrência de grandes variações em seus preços<sup>104</sup>, como as acontecidas no primeiro semestre de 2011<sup>105</sup>.

O Gráfico 47 expõe os preços semanais de produção de etanol anidro e etanol hidratado no estado de São Paulo. O estado respondeu por 53,8% da produção brasileira, de acordo com o Acompanhamento da Safra Brasileira: Cana-de-Açúcar (Quarto Levantamento da Safra 2014/2015), divulgado pela Companhia Nacional de Abastecimento – Conab. Quanto ao volume comercializado de etanol hidratado em 2014, São Paulo registrou 58,3% das vendas no País<sup>106</sup>.

Gráfico 47 – Preços semanais de produção de etanol anidro e etanol hidratado no estado de São Paulo (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP.

Os preços semanais de produção de ambos os tipos de etanol, exibidos no Gráfico 47, apresentaram oscilações praticamente similares no período analisado, coincidindo as trajetórias descendentes com os períodos de safra da cana-de-açúcar, sobretudo na região Centro-Sul<sup>107</sup>, e as ascendentes, com os períodos de entressafra.

Além disso, variações no valor do biocombustível ocorrem em função de: concorrência causada pelo açúcar em momentos de elevação de sua cotação no mercado internacional; patamar dos preços e da demanda de seu principal substituto, a gasolina automotiva; e condições de financiamento para incremento da área plantada.

As oscilações verificadas em 2014 nos preços do etanol anidro praticamente não impactaram os preços de distribuição e de revenda da gasolina C, assim como ocorrido nos dois anos anteriores.

O Gráfico 48 apresenta a evolução, entre janeiro de 2013 e dezembro de 2014, no estado de São Paulo, dos preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado.

<sup>103</sup> Desde o início da comercialização de automóveis bicompostíveis (*flex-fuel*), em março de 2003, os detentores de veículos com essa tecnologia podem, dependendo da relação de preços entre os dois combustíveis ou de suas preferências individuais, optar por gasolina comum ou etanol hidratado ao abastecer.

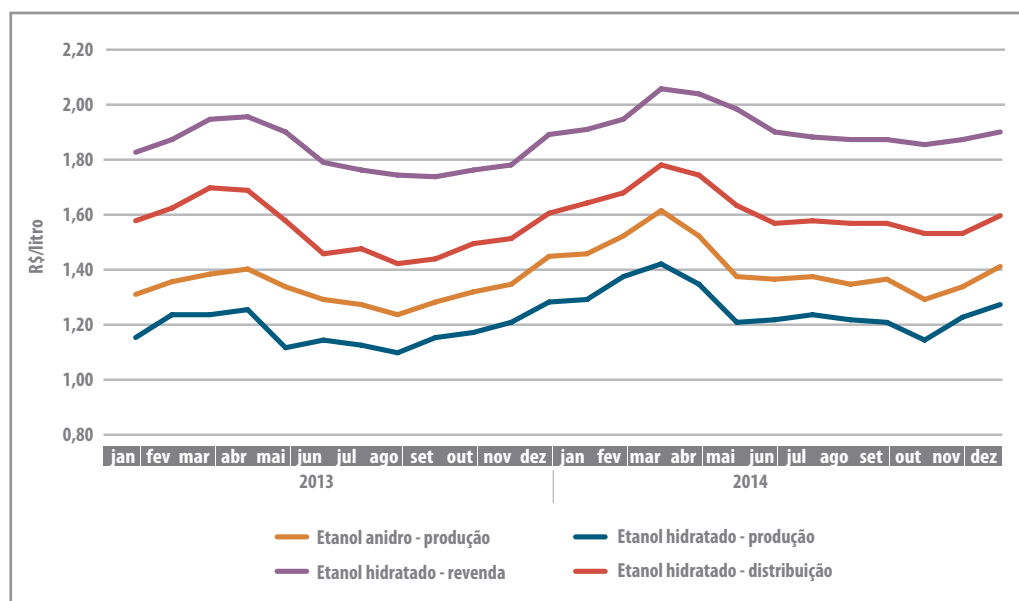
<sup>104</sup> Com a finalidade de garantir o suprimento de etanol anidro no País, a referida Resolução tornou obrigatória a homologação, na ANP, de contratos de fornecimento celebrados entre os elos de produção e distribuição, assim como a posse de estoques mínimos do produto por produtores e distribuidores.

<sup>105</sup> Mais detalhes podem ser obtidos no Boletim Anual de Preços - 2012, disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=59757>.

<sup>106</sup> Conforme dados de movimentação informados pelas distribuidoras à ANP.

<sup>107</sup> O calendário de colheita para a região Centro-Sul, responsável por aproximadamente 92% da produção nacional, historicamente, inicia-se em maio e termina em novembro, enquanto que na região Norte-Nordeste começa em setembro e encerra-se em abril.

Gráfico 48 – Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, no estado de São Paulo (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do CEPEA/ESALQ/USP e do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Ao longo de 2013 e de 2014, conforme demonstrado pelo Gráfico 48, os preços dos dois biocombustíveis registraram comportamentos análogos, variando, principalmente, em função dos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar.

Enquanto o preço médio de revenda do etanol hidratado apontou elevação nominal de 0,8%, comparando-se a cotação média de dezembro de 2014 com a do mesmo período de 2013, os de produção e de distribuição apresentaram respectivas quedas de 1,22% e 0,5%. O preço médio de produção do etanol anidro, por sua vez, teve redução de 2,28%. Confrontando-se os preços médios dos três segmentos da cadeia produtiva, do ano de 2014 com o de 2013, verifica-se que houve incrementos de, aproximadamente, 1%.

Embora os dados divulgados pela Conab, referentes à safra 2014/2015<sup>108</sup>, tenham apontado ampliação de 2,2% na área do País destinada ao cultivo da cana-de-açúcar, sua produção diminuiu em 3,7%, em função da redução de 5,7% na produtividade. Nesse cenário, a produção de etanol elevou-se em 2,5%, em detrimento da de açúcar, que caiu 6,1%. Mais especificamente, a produção de etanol hidratado cresceu 5% enquanto a de anidro diminuiu 0,8%.

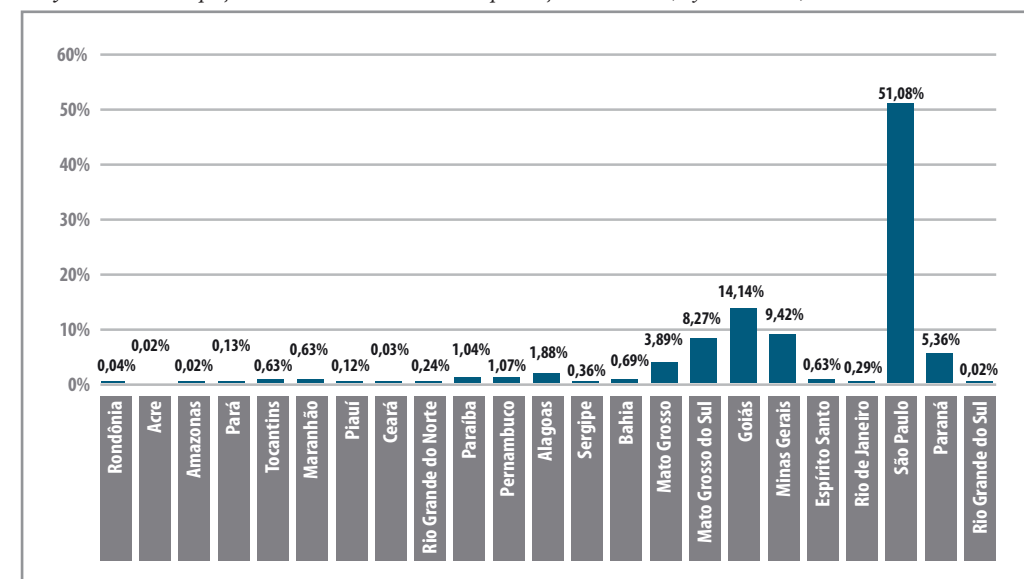
O arrefecimento da produtividade nacional decorreu, sobretudo, das condições climáticas adversas presentes ao longo de 2014, que prejudicaram o desenvolvimento

dos canaviais, notadamente na região Sudeste. Quanto ao estado de São Paulo, maior produtor e consumidor brasileiro de etanol, a despeito da ampliação de sua área de plantio em 2,9%, registrou-se decréscimo de 11% na produtividade, resultando em uma produção de cana-de-açúcar 8,4% inferior à atingida na safra 2013/2014. Já a produção total do biocombustível no referido estado foi de, aproximadamente, 14 bilhões de litros, redução de 1,6%. Desse total, 45,1% foi destinado à elaboração de etanol anidro e 54,9% à de hidratado.

No Nordeste, opostamente, houve aumento da produtividade em 10,5%, consequência da recuperação de sua cultura de cana-de-açúcar após forte seca que assolou as duas safras anteriores.

Ainda de acordo com os dados da safra 2014/2015 divulgados pela Conab (2015) e visualizados no Gráfico 49, São Paulo produziu 49,4% do etanol nacional, seguido por Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Paraná e Mato Grosso. Esses seis estados detiveram 92% da produção brasileira, enquanto os da região Norte-Nordeste responderam por cerca de 7%.

Gráfico 49 – Participação dos estados brasileiros na produção de etanol (safra 2014/15)



Fonte: elaboração a partir de dados da Conab (2015).

#### ► Efeitos dos preços relativos sobre as demandas de gasolina comum e de etanol hidratado

Conforme já indicado anteriormente, variações nos preços de produção do etanol anidro geram oscilações nos preços da gasolina automotiva. Como os preços do etanol anidro, em 2014, não apresentaram significativa volatilidade e nem evolução atípica, seus respectivos impactos sobre o preço ao consumidor final da gasolina comum foram inexpressivos ao longo do ano. Assim, os preços médios da gasolina comum

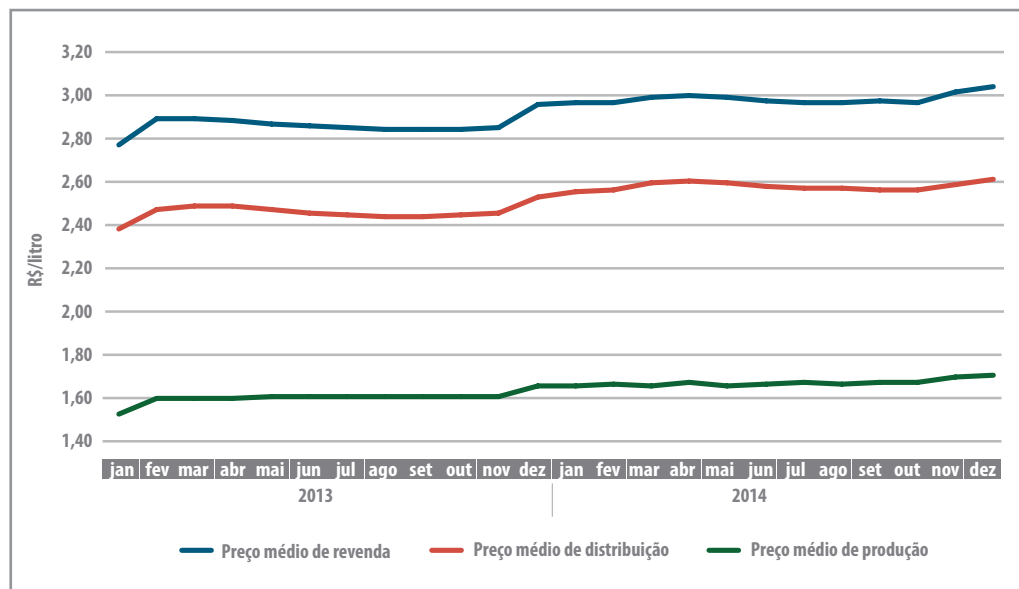
<sup>108</sup> Informações disponíveis em Conab (2015).



mantiveram-se relativamente estáveis em 2014, alterando-se apenas no final do ano, em função do reajuste da gasolina A nas unidades produtoras do País.

O Gráfico 50 exibe o comportamento do preço médio mensal da gasolina brasileira, de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, com base nos preços dos produtores de gasolina A<sup>109</sup> e nos preços da gasolina comum nas etapas de distribuição e revenda.

Gráfico 50 – Comportamento dos preços médios mensais da gasolina automotiva no Brasil (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP e do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

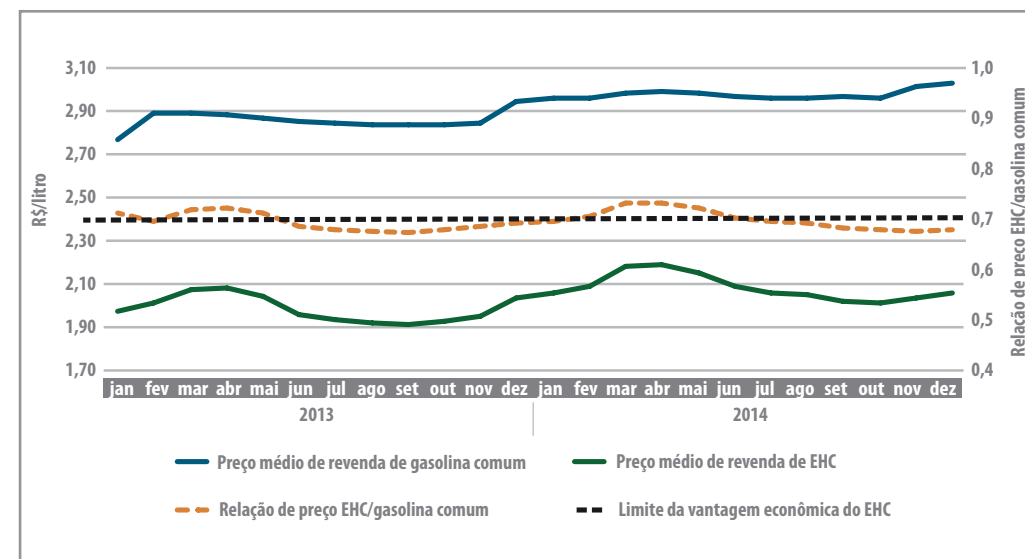
No ano de 2014, o reajuste de 3,0% nos preços de produção da gasolina A, ocorrido em 7 de novembro, foi repassado aos preços da gasolina comum nos demais segmentos da cadeia, de forma que o preço médio no segmento de revenda registrou, em dezembro de 2014, aumento de 2,9%, comparando-se com o último mês de 2013. Já o de distribuição mostrou incremento de 3,5%, na mesma base de comparação.

As evoluções dos preços médios mensais ao consumidor final de etanol hidratado e de gasolina comum no País, entre 2013 e 2014, estão expostas no Gráfico 51, assim como

<sup>109</sup> Nesses preços, estão incluídas as seguintes parcelas: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide; Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep; e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins. Não incluem os valores do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, cujas alíquotas e base de cálculo dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação. Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59190>.

a razão existente entre eles. O limite de 70% entre os valores do biocombustível e do derivado de petróleo, relativo à vantagem econômica em se abastecer com o etanol hidratado, está indicado pela linha preta tracejada<sup>110</sup>.

Gráfico 51 – Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Nota-se, no Gráfico 51, que, de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, os preços médios mensais de revenda de gasolina comum somente registraram oscilações mais acentuadas quando dos reajustes da gasolina A, os quais foram repassados ao consumidor final<sup>111</sup>. Já os preços médios de revenda do etanol hidratado apresentaram, ao longo dos meses analisados, variações que refletiram os períodos de safra e de entressafra da colheita da cana-de-açúcar.

Considerando-se os preços médios em nível nacional, e dada a relação de substituíbilidade, pelo lado da demanda, entre o etanol hidratado e a gasolina em função dos seus respectivos preços, foi mais vantajoso economicamente o consumo do biocombustível durante oito meses de 2014: janeiro e entre junho e dezembro. Essa maior competitividade fez com que o etanol hidratado, em 2014, apresentasse

<sup>110</sup> Embora bens substitutos, o etanol hidratado possui poder calorífico inferior ao da gasolina C, de forma que só é economicamente vantajoso para o consumidor abastecer com o biocombustível quando o preço deste representar 70% ou menos do valor da gasolina comum, uma vez que o diferencial entre o poder calorífico dos dois combustíveis tem reflexo direto sobre a rentabilidade por quilômetro rodado dos dois combustíveis.

<sup>111</sup> Além do reajuste de 3% em novembro de 2014, houve elevações de 6,6% e de 4%, respectivamente em janeiro e novembro de 2013.

acréscimo no seu consumo de quase seis pontos percentuais acima do verificado para a gasolina comum, conforme pode ser visualizado na Tabela 7 a seguir.

Convém esclarecer que a vantagem no consumo de etanol hidratado, em relação à gasolina comum, é mais nítida em localidades mais próximas das áreas produtoras, bem como na época da colheita de cana-de-açúcar (quando a oferta do biocombustível é maior). Dessa forma, em 2014, assim como no ano imediatamente anterior, foi menos dispendioso para os proprietários de veículos *flex-fuel* abastecer com etanol hidratado nos estados de São Paulo, Goiás, Paraná e Mato Grosso<sup>112</sup>, tema que será retomado mais adiante.

De fato, a demanda do etanol hidratado no País, conforme indicado na Tabela 7, apontou, em 2014, crescimento pelo segundo ano consecutivo, o que não acontecia desde 2009, ano em que registrou seu maior consumo histórico<sup>113</sup>. A da gasolina comum, crescente desde 2004, encerrou o ano em alta de 7,25%, na comparação com 2013.

Tabela 8 – Evolução do consumo de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil (2000 a 2014)

Ano	Consumo de etanol hidratado Brasil (mil m³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo de gasolina comum Brasil (mil m³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo Ciclo Otto Brasil (mil m³)	Variação em relação ao ano anterior
2000	4.603,59	-	22.630,19	-	27.233,78	-
2001	3.501,99	-23,93%	22.211,00	-1,85%	25.713,00	-5,58%
2002	3.791,88	8,28%	22.610,26	1,80%	26.402,14	2,68%
2003	3.245,32	-14,41%	21.790,65	-3,62%	25.035,97	-5,17%
2004	4.512,93	39,06%	23.173,88	6,35%	27.686,80	10,59%
2005	4.667,22	3,42%	23.553,49	1,64%	28.220,71	1,93%
2006	6.186,55	32,55%	24.007,63	1,93%	30.194,19	6,99%
2007	9.366,84	51,41%	24.325,45	1,32%	33.692,28	11,59%
2008	13.290,10	41,88%	25.174,78	3,49%	38.464,88	14,17%
2009	16.470,95	23,93%	25.409,09	0,93%	41.880,04	8,88%
2010	15.074,30	-8,48%	29.843,66	17,45%	44.917,97	7,25%
2011	10.899,22	-27,70%	35.491,26	18,92%	46.390,48	3,28%
2012	9.850,18	-9,62%	39.697,71	11,85%	49.547,90	6,81%
2013	11.754,96	19,34%	41.365,26	4,20%	53.120,22	7,21%
2014	12.994,12	10,54%	44.364,25	7,25%	57.358,36	7,98%

Fonte: elaboração a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 02/02/2015.

Importante destacar que esses dois recentes aumentos no consumo de etanol hidratado, em percentuais acima dos verificados para a gasolina comum, possibilitaram, como será visto

<sup>112</sup> Contudo, mesmo nesses estados, o consumidor pode, em função de suas preferências, optar por adquirir gasolina C.

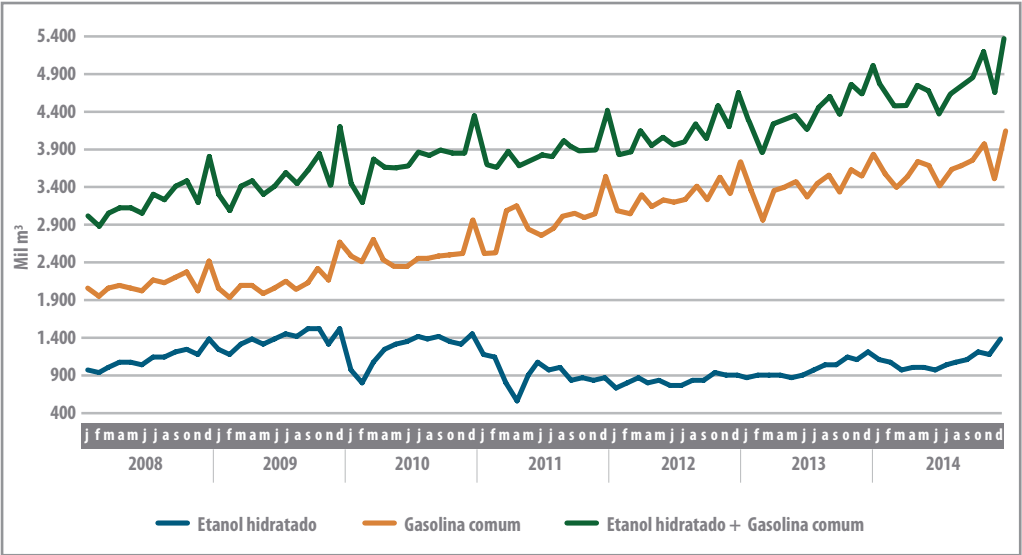
<sup>113</sup> O volume consumido de etanol hidratado em 2009 foi 27% superior ao verificado em 2014.

adiante, reduções na importação brasileira do derivado de petróleo, cujo ápice ocorreu em 2012 (dois anos após a alteração dos preços relativos entre os combustíveis<sup>114</sup>).

O consumo total de combustíveis dos veículos do Ciclo Otto, entre janeiro de 2008 e dezembro de 2014, conforme retratado no Gráfico 52, cresceu a uma taxa média anual de 7%. Em 2014, especificamente, a elevação foi de quase 8% em relação a 2013.

Vale expor que a participação do etanol hidratado na demanda desses combustíveis, segundo a Tabela 7, atingiu 23% em 2014, avanço de um ponto percentual comparando-se com a participação no ano anterior, porém, ainda distante dos 39% constatados em 2009.

Gráfico 52 – Consumo mensal de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil (janeiro de 2008 a dezembro de 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 02/02/2015.

Observa-se, no Gráfico 52, que, historicamente, o pico mensal de consumo de etanol hidratado aconteceu em dezembro de 2009, quando atingiu 1,5 milhão de m³, cerca de 130 mil m³ superior ao alcançado no último mês de 2014. Vale ressaltar que, ao contrário da gasolina, cujo consumo cresce desde 2004, conforme já relatado, o mercado do etanol ainda não conseguiu recuperar o volume comercializado no final da década passada, período altamente favorável à aquisição deste em detrimento da gasolina comum, em função dos preços relativos entre os combustíveis<sup>115</sup>.

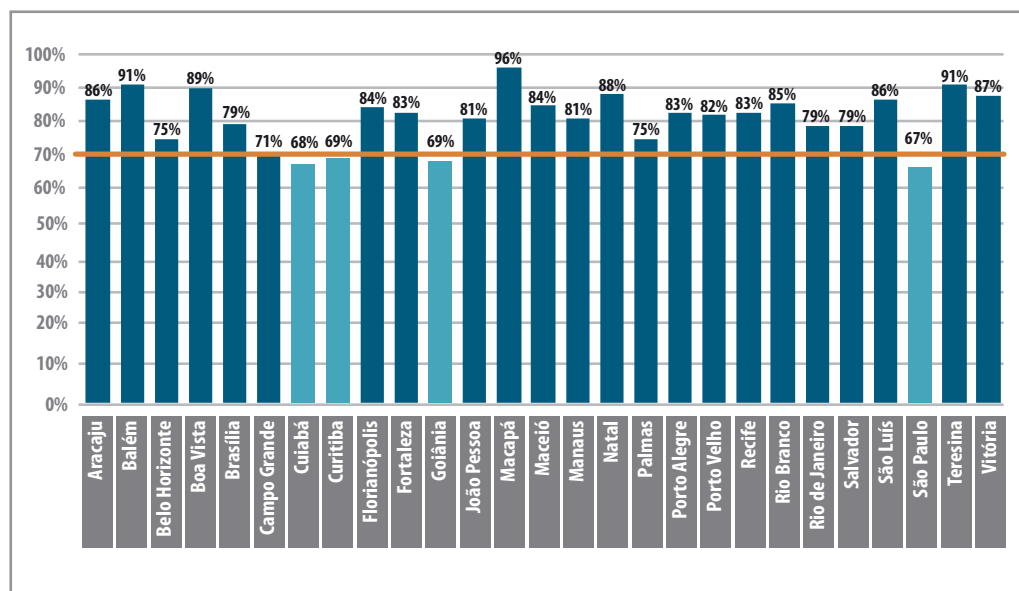
<sup>114</sup> De 2010 a 2012, a gasolina teve que suprir a crescente demanda resultante tanto da diminuição na comercialização de etanol hidratado, que caiu cerca de 40% entre 2009 e 2012, quanto da contínua elevação nas vendas de automóveis *flex-fuel*.

<sup>115</sup> No final da década passada, a relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina comum favoreceu o consumo do primeiro, mesmo nos períodos de entressafra da cana-de-açúcar.

Apesar de a competitividade do etanol hidratado em relação à gasolina comum ter sido superior na maior parte de 2014 em somente quatro estados - São Paulo, Goiás, Paraná e Mato Grosso -, cumpre destacar que estes consumiram, em 2014, 36% da gasolina comum do País e 79% do etanol hidratado<sup>116</sup>. Isso evidencia a importância dos preços relativos daquelas regiões favorecendo o volume comercializado de etanol.

A relação entre os preços médios ao consumidor final dos dois energéticos nas capitais brasileiras, em 2014, está ilustrada no Gráfico 53, a seguir.

Gráfico 53 – Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum, por capitais, em 2014



Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Nota: As barras verdes indicam as capitais onde a relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum foi inferior a 70%.

Os percentuais expostos no Gráfico 53 revelam que, ao longo de 2014, houve vantagem econômica na aquisição do etanol hidratado em detrimento da gasolina comum em Cuiabá (MT), Curitiba (PR), Goiânia (GO) e São Paulo (SP)<sup>117</sup>, refletindo o que já havia ocorrido em 2013.

Ademais, além das quatro capitais localizadas na região Centro-Sul do País, somente em Campo Grande (MS), durante 24 semanas (o correspondente a 46% do ano), também

foi vantajoso economicamente o consumo do biocombustível. Nas capitais paranaense e paulista, a competitividade dos combustíveis favoreceu o etanol hidratado em 79% das semanas de 2014, ao passo que em Goiânia e Cuiabá tal vantagem ocorreu em 69% e 67% do ano, respectivamente.

Um dos principais fatores para a maior vantagem econômica no uso do etanol hidratado em São Paulo proveio da incidência da menor alíquota de ICMS sobre aquele combustível entre todas as Unidades da Federação (12%), ressaltando que a alíquota média no País, em 2014, situou-se em torno de 24%.

Situação semelhante se desenha para o ano de 2015 em Minas Gerais, uma vez que foi aprovado pelo governo desse estado, em dezembro de 2014, o Projeto de Lei nº 5.494/2014, que reduziu, em março, a alíquota do ICMS incidente sobre o etanol hidratado, de 19% para 14%. Adicionalmente, a alíquota para a gasolina foi elevada para 29%, alta de dois pontos percentuais. Considerando-se a ampliação do diferencial tributário entre ambos os energéticos a ser praticado em Minas Gerais (superando a diferença verificada em São Paulo) e os preços médios constatados no último mês de 2014, o uso do etanol hidratado no estado mineiro também passaria a ter vantagem econômica em relação à utilização da gasolina comum.

Cabe destacar, também, que o aumento de preço da gasolina via elevação de tributos federais, a partir de fevereiro de 2015, ampliará a competitividade do etanol hidratado no mercado doméstico<sup>118</sup>, uma vez que incrementos no preço ao consumidor final de um combustível acarreta maior vantagem econômica na aquisição do outro, em função da elasticidade-preço cruzada da demanda entre os dois mercados. Ou seja, a variação de preço de um combustível reflete cada vez mais diretamente, e de forma mais imediata, na demanda do outro, devido à crescente substituíbilidade entre o etanol hidratado e a gasolina comum, em função do aumento da frota nacional munida de tecnologia *flex-fuel*<sup>119</sup>.

De maneira geral, a competitividade entre os combustíveis sempre será diferenciada regionalmente, devido aos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar, à proximidade dos centros produtores (o que reduz o valor do frete), às diferentes alíquotas de ICMS incidentes sobre os combustíveis e à presença de grandes economias de escala na comercialização do produto.

<sup>116</sup> Estes estados são detentores de quase metade da frota brasileira de veículos, de acordo com o Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2014, da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA, disponível em <http://www.anfavea.com.br/anuario.html>.

<sup>117</sup> Esses quatro municípios consumiram cerca de 19% do volume de etanol hidratado e 10% do de gasolina comum comercializados no País em 2014, percentuais semelhantes aos registrados em 2013.

<sup>118</sup> De acordo com o Decreto nº 8.395, de 28 de janeiro de 2015, entre fevereiro e abril de 2015, serão acrescidos R\$ 0,22 por litro referentes ao incremento das alíquotas da contribuição para o Pis/Cofins, ao passo que, a partir de maio de 2015, haverá retração desse reajuste relativo ao Pis/Cofins para R\$ 0,12 por litro, enquanto que a alíquota específica da Cide será majorada para R\$ 0,10 por litro.

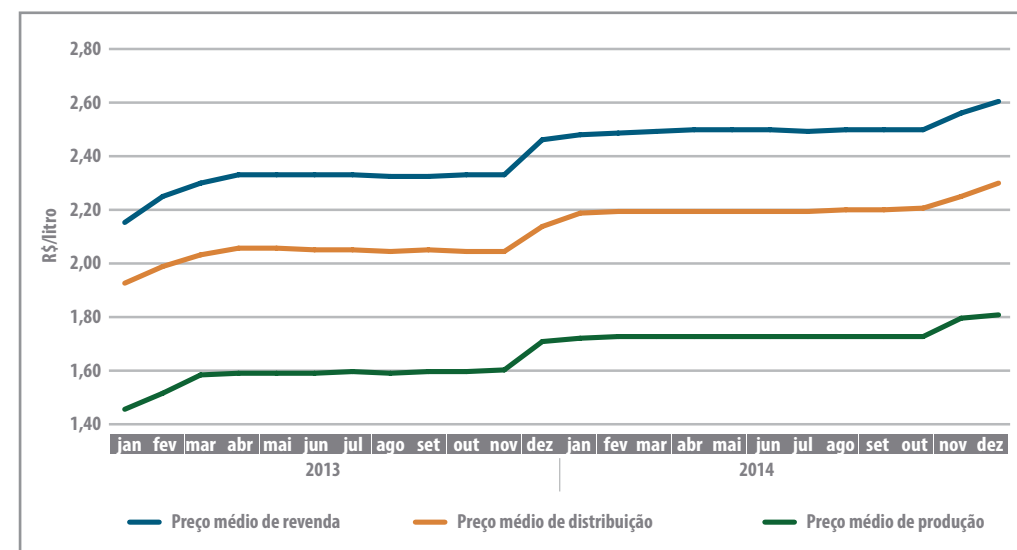
<sup>119</sup> Em 2014, do total de veículos licenciados, 88,2% eram *flex-fuel*, 0,3% abaixo do atingido em 2013. Dados disponíveis em <http://www.anfavea.com.br/tabelas.html>.

## 1.2 Óleo diesel

Conforme observado no Boletim Anual de Preços 2014, em 2013, três reajustes sucessivos nos preços de produção do óleo diesel repercutiram em aumentos nos preços médios de distribuição e revenda desse combustível. No primeiro semestre daquele ano, os reajustes de 5,4%, em janeiro, e de 5%, em março, acarretaram acréscimos da ordem de 7% e de 8% nos respectivos preços médios de distribuição e revenda do produto. O terceiro reajuste, de 8%, anunciado no final de novembro de 2013, teve reflexos nos preços médios de distribuição e revenda de óleo diesel até janeiro de 2014, quando acumularam majorações de cerca de 7% em comparação com os preços médios registrados em novembro de 2013<sup>120</sup>.

No tocante ao comportamento do preço do diesel em 2014, merece destaque o reajuste de 5% no preço médio nacional do produto nas unidades produtoras do País<sup>121</sup> no início do mês de novembro, que ocasionou majorações nos preços médios de distribuição e revenda do combustível na ordem de 4%, na comparação entre dezembro e outubro de 2014, conforme ilustrado no Gráfico 54.

Gráfico 54 – Comportamento dos preços médios mensais do óleo diesel\* no Brasil (janeiro de 2013 a dezembro de 2014)



\* Inclui todos os tipos de óleo diesel de uso rodoviário comercializados no País.

Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

O mercado nacional de óleo diesel, em 2014, também foi marcado pela alteração no teor de biodiesel a ser adicionado ao diesel derivado de petróleo, bem como pela substituição total do diesel S1800<sup>122</sup> pelo diesel S500 no segmento rodoviário<sup>123</sup>.

Em atendimento às disposições da Medida Provisória nº 647, de 28 de maio de 2014, e da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014<sup>124</sup>, a partir de 1º de julho de 2014, todo óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, passou a conter o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel fixado, em volume, em 6%. A partir de 1º de novembro de 2014, este percentual subiu para 7%.

A partir de janeiro de 2014, o óleo diesel S1800 foi totalmente substituído pelo óleo diesel S500 no segmento rodoviário<sup>125</sup> e, dessa forma, esse segmento de mercado

<sup>120</sup> Informações mais detalhadas sobre o comportamentos dos preços do óleo diesel no ano de 2013 podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional - 2014, disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=73174>>.

<sup>121</sup> Os preços médios na etapa de produção, indicados no Gráfico 54, contemplam as seguintes parcelas: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide; Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep; e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins. Não incluem os valores do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, cujas alíquotas e base de cálculo dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação. Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59190>.

<sup>122</sup> Combustível com teor de enxofre máximo de 1.800 mg/kg. De acordo com a Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012, passou a ser classificado como “óleo diesel não rodoviário”.

<sup>123</sup> Esse processo de substituição é resultado do cumprimento das etapas do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – Proconve, instituído em 1986 pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), com a publicação da Resolução Conama nº 18, de 06 de maio de 1986, e, posteriormente, incorporado ao Pronar - Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar, criado pela Resolução Conama nº 05, de 15 de julho de 1989. Mais informações sobre esse assunto podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços 2013 (ANP, 2013).

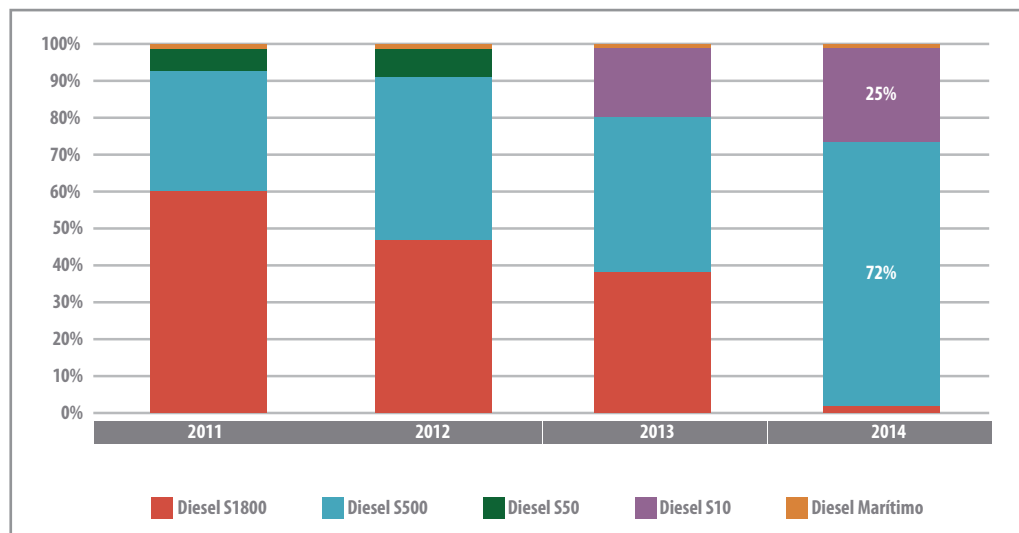
<sup>124</sup> Conversão da Medida Provisória nº 647, de 28 de maio de 2014, que trata das especificações dos óleos diesel de uso rodoviário e dispunha, em seu artigo 4º, sobre a total substituição do diesel S1800 pelo diesel S500.

<sup>125</sup> Note-se, entretanto, que o óleo diesel S1800 continuará sendo destinado ao uso não rodoviário, nos termos da Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012. Segundo esta Resolução, os usos não rodoviários referem-se aos veículos e equipamentos empregados no transporte ferroviário, na extração mineral e na geração de energia elétrica.



convergiu para dois tipos de óleo diesel: o S500<sup>126</sup> e o S10<sup>127</sup>, de acordo com a Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013<sup>128</sup>. O Gráfico 55 traz a evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional.

Gráfico 55 – Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel\* comercializado no mercado nacional (2011 a 2014)#



\* A partir de janeiro de 2013, o diesel S10 substituiu integralmente o diesel S50.

# O diesel marítimo representa apenas 1% do total comercializado. O diesel S1800 possui cerca de 2% do total comercializado, sendo disponibilizado apenas para o segmento não rodoviário.

Fonte: elaboração a partir da publicação de entregas de combustíveis às distribuidoras, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=69662>. Acesso em jan. 2015.

O Gráfico 55 ilustra o aumento da participação dos óleos diesel de menores teores de enxofre no mercado nacional. Em 2014, o diesel S10 representou cerca de 25% do diesel ofertado, parcela de mercado superior à verificada em 2013, que foi de 18%. O diesel S500, por sua vez, aumentou substancialmente sua participação no mercado na medida em que substituiu integralmente o diesel S1800 no segmento rodoviário e, dessa forma, passou a representar cerca de 72% do diesel ofertado em 2014 (a participação de mercado deste tipo de diesel foi de 42% em 2013).

O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP contempla, desde 2013, a coleta dos preços do óleo diesel S10 nos postos revendedores de combustíveis automotivos<sup>129</sup>.

<sup>126</sup> Combustível com teor de enxofre máximo de 500 mg/kg.

<sup>127</sup> Combustível com teor de enxofre máximo de 10 mg/kg.

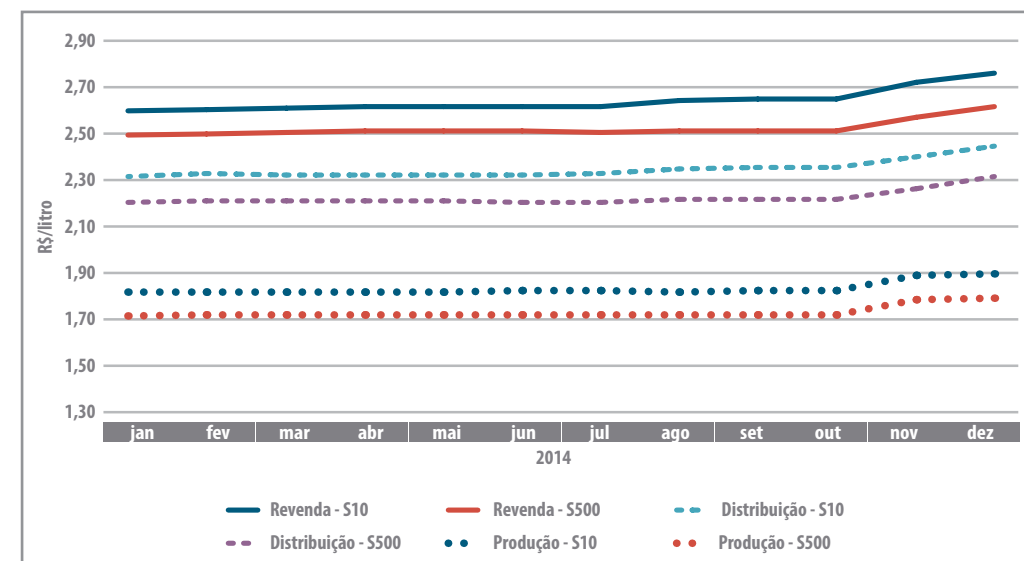
<sup>128</sup> A Resolução nº 50, de 23 de dezembro de 2013, revogou a Resolução ANP nº 65, de 9 de dezembro de 2011.

<sup>129</sup> A partir de janeiro de 2013, o óleo diesel S10 substituiu integralmente o óleo diesel S50, segundo os critérios estabelecidos pela antiga Resolução ANP nº 65/2011 (revogada pela Resolução nº 50/2013). Mais informações ver Boletim Anual de Preços 2013 e 2014, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=65870>.

O preço médio nacional do diesel S500, em 2014, foi cerca de 8% mais elevado que o verificado em 2013<sup>130</sup>, na revenda e na distribuição, e 9% na produção. Já a evolução do preço do diesel S10, entre 2013 e 2014, indicou aumentos de, aproximadamente, 9% nas etapas de revenda, distribuição e produção, na média nacional.

A partir dos dados do Gráfico 56, que apresenta o comportamento dos preços médios mensais nacionais do diesel S10 e do diesel S500 nas diversas etapas da cadeia produtiva, verifica-se que, no primeiro semestre de 2014, o diferencial de preços do diesel S10 e do diesel S500 era, em média, de R\$ 0,10/litro na produção e de R\$ 0,11/litro na distribuição e na revenda. No segundo semestre, essa diferença ampliou-se discretamente, passando para valores médios de R\$ 0,11/litro na produção, R\$ 0,12/litro na distribuição e R\$ 0,13/litro na revenda.

Gráfico 56 – Comportamento dos preços médios do diesel S10 e do diesel S500 em 2014



Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

As diferenças entre os preços médios de revenda do diesel S500 e do diesel S10 foram distintas nas cinco regiões do País, em função de suas respectivas peculiaridades<sup>131</sup>.

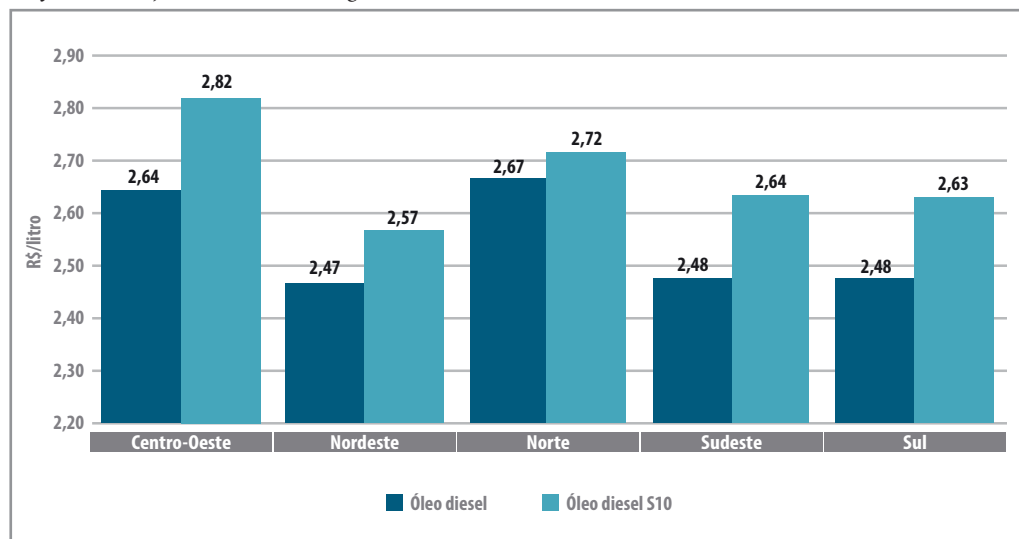
<sup>130</sup> Comparação do preço médio do diesel S500, em 2014, com o preço médio dos óleos diesel S500 e S1800, em 2013.

<sup>131</sup> Importa destacar que, além do preço de aquisição do combustível, os preços praticados pelos diversos agentes econômicos que atuam nas atividades de abastecimento de combustíveis automotivos (distribuição e revenda) são definidos em função de outros diversos fatores, tais como: despesas operacionais (entre as quais destacam-se aquelas referentes ao frete), incidência de diferentes alíquotas de impostos estaduais e padrão de concorrência existente em cada mercado. Este último, por sua vez, varia de acordo com elementos tais como renda da população, número de revendedores e distribuidores que atuam no mercado e volume comercializado por tipo de combustível.



O Gráfico 57 ilustra os preços médios regionais desses tipos de diesel, referentes ao ano de 2014.

Gráfico 57 – Preço médio de revenda regional do diesel S500 e do diesel S10 (2014)

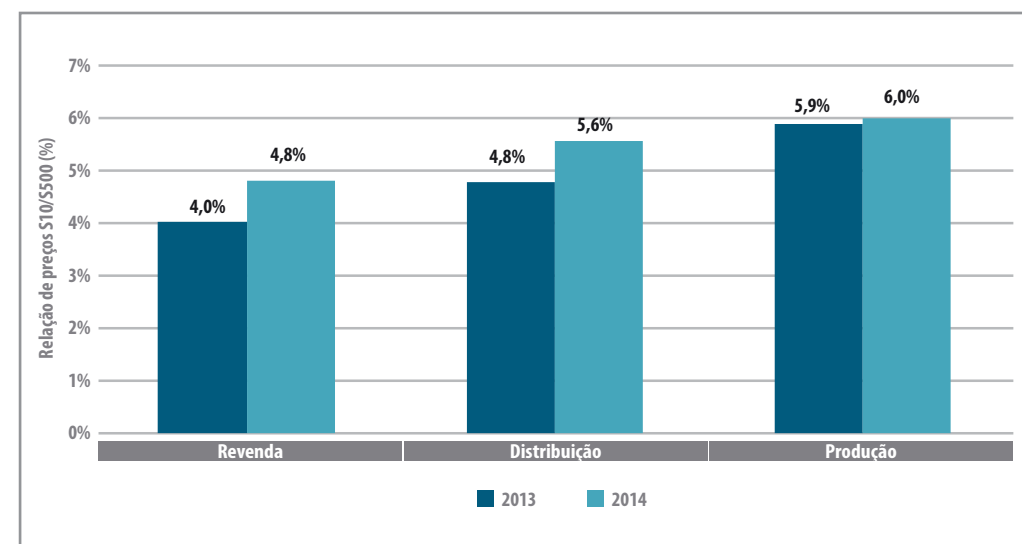


Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

A partir do Gráfico 57, verifica-se que os menores preços médios de revenda de diesel S500 e de diesel S10, em 2014, foram os registrados no Nordeste, região onde também foram observados os menores preços médios de produção dos respectivos combustíveis<sup>132</sup>. Em seguida, aparecem as regiões Sudeste e Sul, com preços muito similares entre si, tanto para o diesel S500 quanto para o diesel S10. O Centro-Oeste apresentou o maior preço médio de diesel S10, enquanto a região Norte do País teve o maior preço médio de diesel S500, apresentando o menor diferencial entre os preços médios do S500 e do S10 em 2014 (R\$ 0,05/litro).

O Gráfico 58 ilustra a evolução, entre 2013 e 2014, da relação entre o preço médio anual do óleo diesel S10 e o do óleo diesel S500 em cada etapa da cadeia produtiva.

Gráfico 58 – Relação entre o preço do óleo diesel S10 e o preço do óleo diesel S500 em cada etapa da cadeia produtiva (2013 - 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

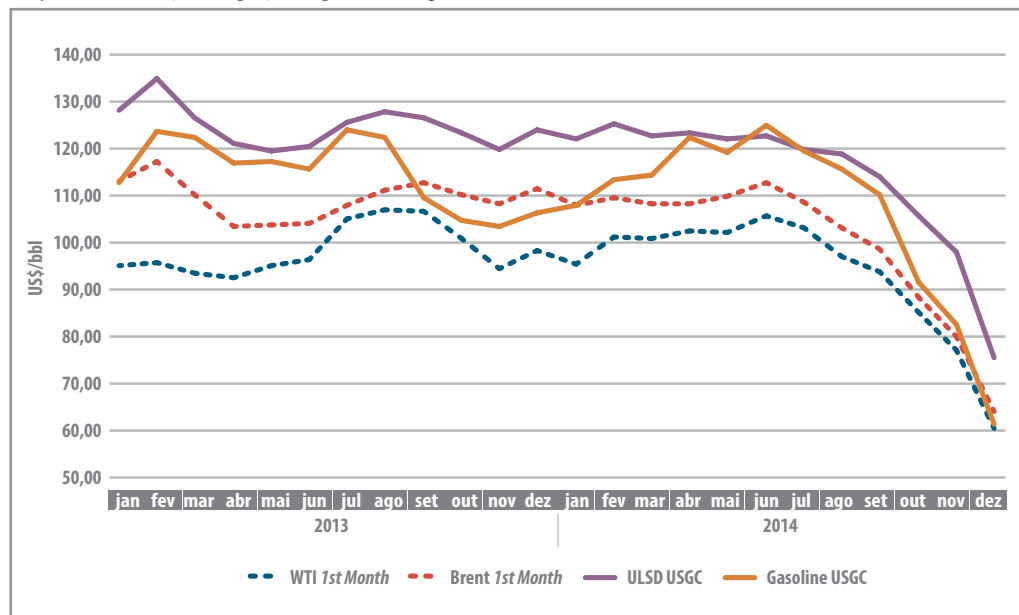
Em 2014, o preço médio do diesel S10 foi superior em quase 5% ao do diesel S500, na etapa de revenda, e em, aproximadamente, 6% na etapa de distribuição. Dessa forma, o diferencial de preços desses produtos ampliou-se em quase um ponto percentual, quando comparado com aquele registrado no ano de 2013 (indicado em azul escuro no Gráfico 58). Já na etapa de produção, o preço médio do diesel S10 foi 6% mais alto que o do diesel S500, diferencial de preços bastante semelhante ao verificado em 2013.

### 1.3 Preços nos mercados nacional e internacional

Conforme exposto na Parte 1 (Mercado Internacional) deste Boletim, a partir do segundo semestre de 2014, os preços do barril de petróleo reverteram a relativa estabilidade observada desde 2011 e iniciaram expressivo declínio de suas cotações. Em dezembro de 2014, o *Brent (1st Month)*, negociado em Londres, foi precificado, em média, a US\$ 63,14/bbl e o WTI (*1st Month*) foi cotado, na média, a US\$ 59,50/bbl, valores que representam respectivas quedas de cerca de 44% e 43%, na comparação com as cotações médias verificadas em junho de 2014. O Gráfico 59 apresenta a evolução dos preços médios do petróleo e da gasolina e do diesel de referência praticados no mercado internacional, entre 2013 e 2014.

<sup>132</sup> De acordo com os preços de produtores e importadores de derivados de petróleo, disponíveis em < <http://www.anp.gov.br/?pg=68638&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1421844775561>>. Acesso em janeiro de 2015.

Gráfico 59 – Evolução dos preços do petróleo, da gasolina e do diesel no mercado internacional (2013 a 2014)



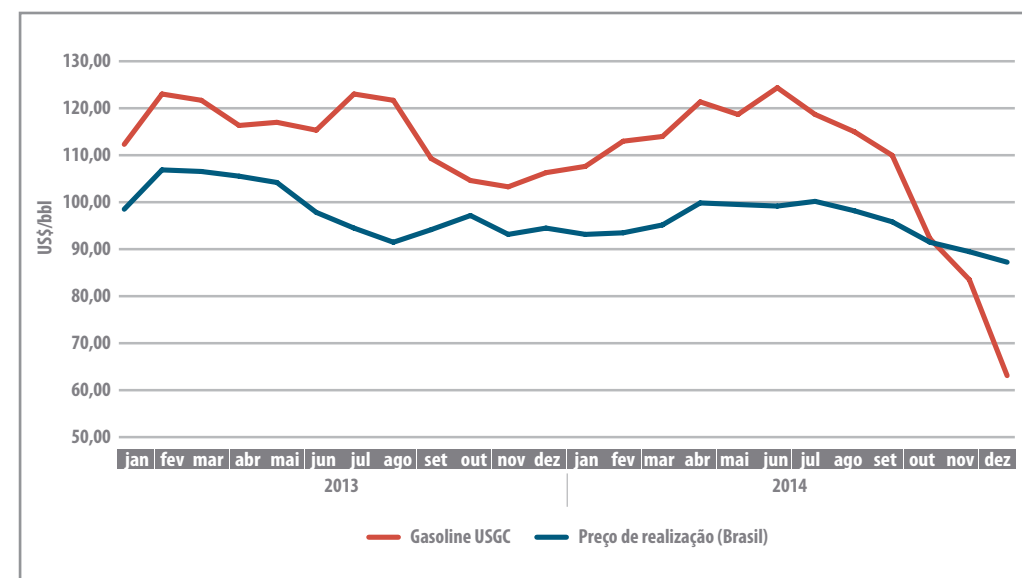
Fonte: elaboração a partir de dados da Platts.

Os preços internacionais da gasolina e do diesel acompanharam a trajetória dos preços médios do petróleo e mostraram acentuada queda no segundo semestre de 2014. Considerando os preços de referência da Costa do Golfo dos Estados Unidos, a gasolina encerrou o ano no patamar de US\$ 60,36/bbl<sup>133</sup>, queda de 43% em relação ao preço médio registrado no mesmo mês de 2013. Na mesma base de comparação, o preço do diesel apresentou redução de cerca de 40%, atingindo o valor médio de US\$ 74,70/bbl, em dezembro de 2014.

### Gasolina

O Gráfico 60 delinea os comportamentos dos preços médios das gasolinas A brasileira e internacional de referência<sup>134</sup>, no caso a da Costa do Golfo dos Estados Unidos (gasoline USGC), entre janeiro de 2013 e dezembro de 2014.

Gráfico 60 – Comparação dos preços médios mensais da gasolina 'A' nacional e da gasolina de referência no mercado internacional (2013 e 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP e da Platts.

Ao longo de praticamente todo o período analisado, o preço médio de realização do combustível brasileiro<sup>135</sup> permaneceu em patamar inferior ao de seu congênere norte-americano.

Entretanto, como as cotações do petróleo e de seus derivados caíram abruptamente no mercado internacional, notadamente a partir do segundo semestre de 2014, e o preço interno da gasolina seguiu trajetória levemente declinante<sup>136</sup>, em outubro de 2014, o panorama se inverteu. Ou seja, a gasolina nacional tornou-se mais cara, o que não ocorria desde 2010<sup>137</sup>.

No mês seguinte, com a persistência de queda dos preços internacionais e com o reajuste de 3% dos preços nas unidades produtoras do País, o diferencial de preços entre ambas as gasolinas elevou-se para 9% em favor do combustível brasileiro.

Com valor médio de US\$ 87,06 em dezembro de 2014, o barril do combustível nacional encerrou o ano cotado a 44% acima do norte-americano de referência, ante os 11% abaixo apontados no mesmo período de 2013.

<sup>133</sup> Preço médio em dezembro de 2014.

<sup>134</sup> Conforme expõe Silva (2003, p. 86), os preços de referência poderiam ser interpretados como os preços hipotéticos a serem praticados no mercado doméstico, caso estes fossem formados estritamente pelos preços internacionais e a taxa de câmbio.

<sup>135</sup> Preço sem a incidência de tributos, fretes e margens de comercialização.

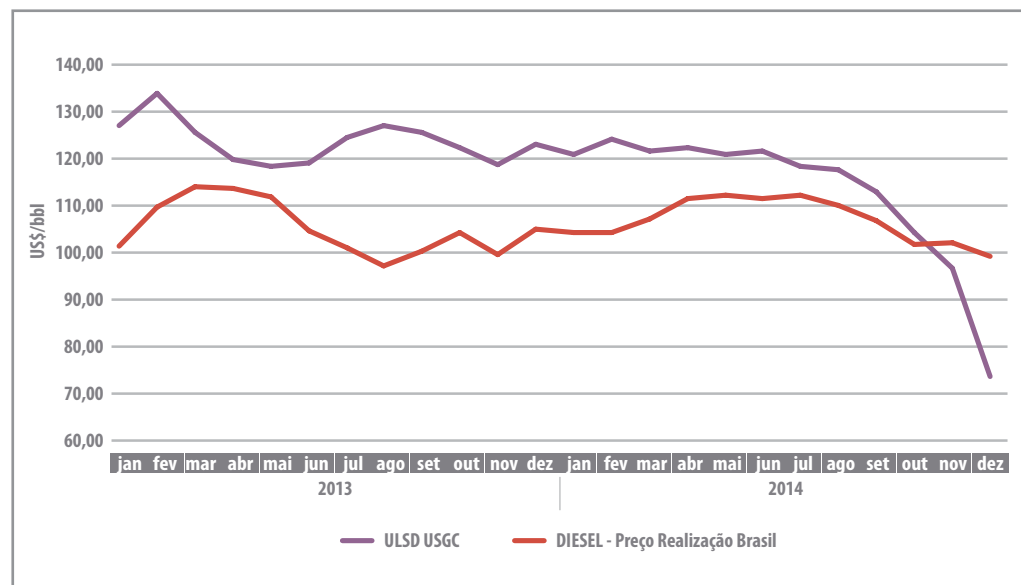
<sup>136</sup> Em função, principalmente, da desvalorização da moeda nacional em relação à norte-americana em 19%, ocorrida de julho a dezembro de 2014.

<sup>137</sup> Para mais informações, ver Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional - 2012, 2013 e 2014.

## ► Diesel

Esse cenário de expressiva queda dos preços internacionais do petróleo e dos seus derivados também alterou a relação entre os preços nacionais e internacionais do óleo diesel. O Gráfico 61 mostra a comparação mensal do preço médio nacional de realização do diesel com o preço médio desse produto no mercado internacional (utilizando-se os preços de referência da Costa Golfo dos Estados Unidos - ULSD-USCG).

Gráfico 61 – Preços médios do óleo diesel nos mercados nacional e internacional (2013 e 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados da Platts e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Na maior parte do período indicado no Gráfico 61, os preços domésticos do diesel estiveram em patamares inferiores aos dos preços internacionais, situação que perdurou até outubro de 2014. No período de janeiro a outubro de 2014, os preços domésticos desse combustível foram, em média, 9% inferiores aos praticados no mercado internacional.

No entanto, essa situação inverteu-se com a considerável queda dos preços do diesel no mercado internacional e o preço médio do combustível no mercado nacional encerrou o ano de 2014 em patamar cerca de 34% superior ao de seu congênere de referência.

Outro fator que contribuiu para ampliar a diferença positiva entre os preços nacional e internacional do diesel foi o reajuste no preço desse produto nas unidades produtoras no País, ocorrido em novembro de 2014. A título ilustrativo, se o preço médio doméstico do diesel fosse mantido no mesmo patamar verificado em outubro de 2014, terminaria o ano, em média, 28% superior ao preço de referência internacional.

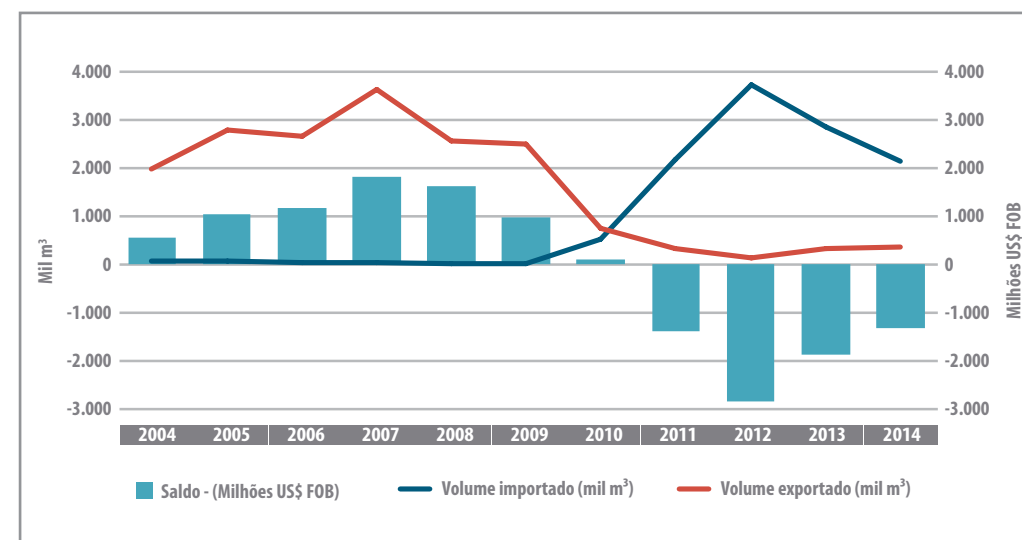
## 1.4 Dependência externa e comportamento da balança comercial

### ► Gasolina

O Brasil caracterizou-se, na década passada, como um exportador líquido de gasolina A. Todavia, diante do consumo interno crescente do combustível e de limitações quanto à ampliação do parque de refino nacional, o País precisou recorrer ao mercado externo de modo a suprir os avanços da demanda doméstica.

Os volumes de gasolina automotiva importados e exportados pelo Brasil, entre 2004 e 2014, e o respectivo saldo da balança comercial, estão representados no Gráfico 62.

Gráfico 62 – Exportação, importação e saldo da balança comercial de gasolina A (2004 a 2014)



Fonte: elaboração a partir de dados da Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC, obtidos em 02/02/2015.

Diante do cenário apresentado no Gráfico 62, a dependência externa do País, calculada pela relação entre importações e vendas nacionais de gasolina A, que havia saltado de 2,2%, em 2010, para 12% em 2012, regrediu para 9%, em 2013, e recuou ainda mais em 2014, chegando a 6,5%.

O enquadramento do Brasil como exportador ou importador líquido de gasolina A está, então, atrelado, principalmente, a dois fatores: a relação interna entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum e a capacidade de oferta interna do combustível derivado de petróleo. Esses elementos explicam a alteração de status do Brasil ocorrida em 2011, quando se tornou importador líquido de gasolina A.

Destaca-se que, entre 2005 e 2009, os preços competitivos do etanol favoreceram o consumo deste biocombustível em detrimento do da gasolina comum. Assim, nesse período, a demanda da gasolina comum cresceu a taxas reduzidas (entre 1,5% e 3,5% de 2005 a 2009, conforme indica a Tabela 7), de forma que o País esteve na posição de exportador líquido, conforme se verifica no Gráfico 62<sup>138</sup>. Dado esse cenário, e considerando a histórica dependência externa de óleo diesel pelo País, as alterações no perfil de produção das refinarias nacionais estiveram focadas não na oferta adicional de gasolina, mas no incremento da produção de óleo diesel.

Ressalta-se que o volume importado de gasolina A (2,18 bilhões de litros), em 2014, voltou ao patamar verificado em 2011, com redução de 24,4% em relação ao apontado no ano de 2013. Com esse volume importado de gasolina, o País gastou US\$ 1,6 bilhão ao custo FOB, perfazendo um dispêndio inferior àquele de 2013 em, aproximadamente, US\$ 560 milhões<sup>139</sup>.

A diminuição do montante importado em 2014 justificou-se por:

- i) cotações decrescentes do preço internacional da gasolina, no segundo semestre de 2014, como, por exemplo, a da Costa do Golfo dos Estados Unidos, que desvalorizou quase 50%<sup>140</sup>;
- ii) aumento do consumo de etanol hidratado em percentual superior ao da gasolina comum em função de variações no comportamento dos preços relativos em regiões específicas do País; e
- iii) manutenção, durante todo o ano de 2014, do teor de etanol anidro misturado à gasolina A em 25% (diferentemente de 2013, quando o referido percentual foi de 20% nos quatro primeiros meses, aumentando para 25% somente a partir de maio), acarretando um volume menor de gasolina A contido na gasolina C em 2014.

No primeiro trimestre de 2015, a elevação do teor de etanol anidro adicionado à gasolina<sup>141</sup> de 25% para 27% busca reduzir a dependência externa brasileira de gasolina automotiva e amenizar tensões no setor sucroenergético<sup>142</sup>.

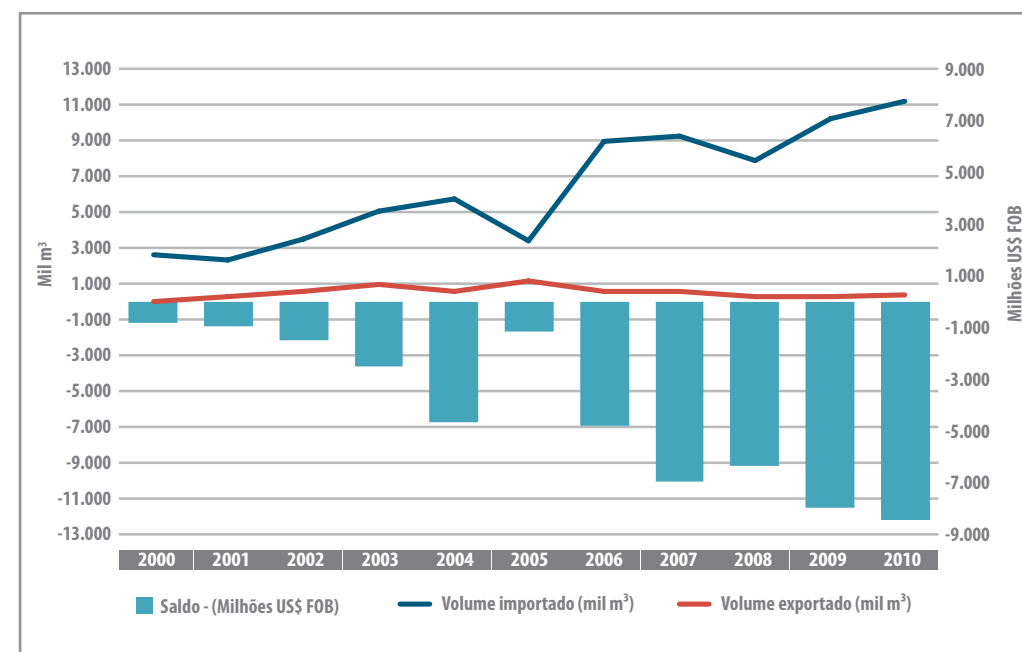
## ► Diesel

A demanda de óleo diesel, em 2014, apresentou incremento de 2,6% em relação a 2013,

dando continuidade à tendência de crescimento verificada nos três anos anteriores, embora esse acréscimo tenha sido menor que o de 2013<sup>143</sup>. Em termos absolutos, essa demanda passou de 58,4 milhões de m<sup>3</sup> de óleo diesel, em 2013, para 60 milhões de m<sup>3</sup> em 2014<sup>144</sup>. A produção doméstica do óleo diesel A, em 2014, foi de 49,6 milhões de m<sup>3</sup>, apenas 0,2% superior ao patamar verificado no ano de 2013. Nesse cenário, as importações líquidas do óleo diesel elevaram-se cerca de 10% em relação ao ano de 2013, atingindo 10,8 milhões de m<sup>3</sup>, maior patamar nos últimos dez anos.

O Gráfico 63 mostra a evolução das importações, das exportações e do correspondente saldo da balança comercial do óleo diesel<sup>145</sup>.

Gráfico 63 – Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel (2004 a 2014)



Fonte: elaboração a partir de ANP – dados estatísticos mensais, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=64555>.

Em 2014, o aumento de cerca de 10% do *quantum* das importações de óleo diesel gerou um saldo negativo do comércio externo desse combustível de US\$ 8,4 bilhões (FOB, em moeda corrente), valor cerca de 5% superior ao déficit verificado em 2013. A queda dos preços do óleo diesel no mercado internacional contribuiu, assim, para atenuar o

<sup>138</sup> O Brasil exportou, entre 2000 e 2009, em média, 2,74 milhões de m<sup>3</sup> de gasolina A. Fonte: Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC.

<sup>139</sup> Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?dw=9083>.

<sup>140</sup> Conforme já indicado, entre dezembro de 2013 e dezembro de 2014, a cotação média da gasolina da Costa do Golfo dos Estados Unidos (gasoline USGC) desvalorizou-se em 43%.

<sup>141</sup> Com exceção da gasolina *premium*.

<sup>142</sup> Para viabilizar tal medida, foi promulgada a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, que alterou o limite máximo de adição de etanol anidro combustível à gasolina A em todo o território nacional, de 25% para 27,5%.

<sup>143</sup> No ano de 2013, a demanda de óleo diesel apresentou elevação de 4,6% em relação ao ano de 2012.

<sup>144</sup> Dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP referentes às vendas de óleo diesel B declaradas pelas distribuidoras (atualizados em 27/02/2015) e disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=69299>.

<sup>145</sup> Refere-se ao óleo diesel A.

impacto adverso do aumento das importações sobre a balança comercial do combustível. Vale indicar que o volume das importações refere-se somente ao óleo diesel A (sem adição de biodiesel)<sup>146</sup>. Em termos volumétricos, significa dizer que, se o óleo diesel vendido ao consumidor final (óleo diesel B) não fosse composto, em parte, por biodiesel, a proporção de óleo diesel importado em relação ao consumo doméstico (dependência externa) passaria de 18% para cerca de 24%<sup>147</sup> e, dessa forma, o impacto negativo na balança comercial seria maior que o observado.

Ressalta-se que, em dezembro de 2014, entrou em operação o primeiro trem de processamento da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), localizada em Ipojuca (PE), com capacidade de refino de 115 mil bbl/d<sup>148</sup>. O objetivo precípua dessa refinaria é a produção de óleo diesel S10 para atendimento ao mercado nacional, em especial às regiões Norte e Nordeste. Além do diesel S10, a refinaria também produzirá GLP, nafta petroquímica, coque, *bunker* e ácido sulfúrico.

Com a entrada em operação do segundo trem de processamento, previsto para 2015, a produção de diesel será de 26 mil m<sup>3</sup> por dia, o que representará cerca de 70% do volume de carga processada da refinaria.

<sup>146</sup> Vale lembrar que o óleo diesel B contém um percentual obrigatório mínimo de biodiesel, que, ao longo do tempo, foi o seguinte: 2% (jan-jun/2008); 3% (jul/2008-jun/2009); 4% (jul-dez/2009); 5% (jan/2010-jun/2014); 6% (jul/2014-out/2014) e 7% (a partir de nov/2014). A exceção a essa regra é o óleo diesel para uso aquaviário (diesel marítimo), que só terá adição de biodiesel quando as condições técnico-operacionais para o uso seguro da mistura estiverem estabelecidas, conforme Resolução ANP n° 52, de 29 de dezembro de 2010.

<sup>147</sup> Relação entre as importações líquidas e as vendas totais de óleo diesel.

<sup>148</sup> A capacidade de processamento total da refinaria é de 230 mil bbl/d, o que representará um acréscimo de cerca de 10% na capacidade nominal total de refino do País, considerando os dados do Anuário Estatístico ANP 2014.

## 2 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO NACIONAL

Tabela 9 – Preços médios anuais de revenda da gasolina comum e do etanol hidratado combustível por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2014/2013, em %)

UF	Gasolina comum			Etanol hidratado		
	2013	2014	Variação	2013	2014	Variação
Acre	3,254	3,407	4,7%	2,636	2,853	8,2%
Alagoas	2,885	3,002	4,1%	2,427	2,528	4,2%
Amapá	2,849	2,965	4,1%	2,415	2,800	15,9%
Amazonas	2,992	3,161	5,6%	2,428	2,540	4,6%
Bahia	2,898	3,017	4,1%	2,241	2,366	5,6%
Ceará	2,840	2,993	5,4%	2,333	2,462	5,5%
Distrito Federal	2,982	3,123	4,8%	2,277	2,478	8,8%
Espírito Santo	2,891	3,002	3,8%	2,486	2,605	4,8%
Goiás	2,895	3,101	7,1%	1,954	2,138	9,4%
Maranhão	2,824	2,988	5,8%	2,348	2,537	8,1%
Mato Grosso	3,018	3,110	3,1%	1,982	2,093	5,6%
Mato Grosso do Sul	3,000	3,077	2,6%	2,158	2,192	1,6%
Minas Gerais	2,891	2,976	3,0%	2,092	2,197	5,0%
Pará	2,982	3,120	4,6%	2,526	2,687	6,4%
Paraíba	2,776	2,859	3,0%	2,260	2,288	1,3%
Paraná	2,838	2,953	4,1%	1,947	2,041	4,8%
Pernambuco	2,834	2,934	3,5%	2,275	2,387	4,9%
Piauí	2,718	2,827	4,0%	2,406	2,551	6,0%
Rio de Janeiro	2,997	3,133	4,5%	2,286	2,454	7,4%
Rio Grande do Norte	2,882	3,026	5,0%	2,418	2,622	8,4%
Rio Grande do Sul	2,867	2,962	3,3%	2,427	2,484	2,3%
Rondônia	3,057	3,205	4,8%	2,452	2,635	7,4%
Roraima	3,009	3,096	2,9%	2,696	2,762	2,5%
Santa Catarina	2,849	2,957	3,8%	2,404	2,493	3,7%
São Paulo	2,735	2,866	4,8%	1,830	1,924	5,2%
Sergipe	2,884	2,937	1,8%	2,475	2,504	1,1%
Tocantins	3,043	3,120	2,5%	2,249	2,341	4,1%

Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis - ANP.



**Tabela 10 – Preços médios anuais de revenda do óleo diesel por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2014/2013, em %)**

UF	Óleo diesel*			Óleo diesel S10		
	2013	2014	Variação	2013	2014	Variação
<b>Acre</b>	2,821	3,076	9,1%	2,800	3,094	10,5%
<b>Alagoas</b>	2,280	2,462	8,0%	2,411	2,627	9,0%
<b>Amapá</b>	2,341	2,585	10,4%	2,737	2,993	9,3%
<b>Amazonas</b>	2,373	2,597	9,4%	2,471	2,699	9,2%
<b>Bahia</b>	2,275	2,452	7,8%	2,413	2,609	8,2%
<b>Ceará</b>	2,368	2,569	8,5%	2,331	2,568	10,2%
<b>Distrito Federal</b>	2,391	2,557	7,0%	2,600	2,778	6,8%
<b>Espírito Santo</b>	2,326	2,494	7,2%	2,457	2,632	7,2%
<b>Goiás</b>	2,315	2,552	10,2%	2,515	2,742	9,0%
<b>Maranhão</b>	2,257	2,444	8,3%	2,344	2,540	8,4%
<b>Mato Grosso</b>	2,567	2,763	7,6%	2,717	2,918	7,4%
<b>Mato Grosso do Sul</b>	2,476	2,675	8,0%	2,618	2,826	7,9%
<b>Minas Gerais</b>	2,338	2,527	8,1%	2,480	2,679	8,0%
<b>Pará</b>	2,481	2,692	8,5%	2,461	2,694	9,5%
<b>Paraíba</b>	2,256	2,433	7,8%	2,387	2,598	8,8%
<b>Paraná</b>	2,252	2,449	8,7%	2,356	2,572	9,2%
<b>Pernambuco</b>	2,267	2,461	8,6%	2,337	2,545	8,9%
<b>Piauí</b>	2,301	2,483	7,9%	2,392	2,603	8,8%
<b>Rio de Janeiro</b>	2,274	2,468	8,5%	2,437	2,652	8,8%
<b>Rio Grande do Norte</b>	2,265	2,498	10,3%	2,468	2,750	11,4%
<b>Rio Grande do Sul</b>	2,332	2,504	7,4%	2,491	2,694	8,2%
<b>Rondônia</b>	2,493	2,761	10,8%	2,665	2,881	8,1%
<b>Roraima</b>	2,624	2,790	6,3%	2,680	2,892	7,9%
<b>Santa Catarina</b>	2,322	2,512	8,2%	2,465	2,667	8,2%
<b>São Paulo</b>	2,268	2,448	7,9%	2,410	2,615	8,5%
<b>Sergipe</b>	2,340	2,478	5,9%	2,449	2,614	6,8%
<b>Tocantins</b>	2,271	2,473	8,9%	2,396	2,605	8,7%

\*Nota: o óleo diesel refere-se ao diesel B comercializado para uso rodoviário: S500 e S1800, em 2013, e S500, em 2014.

## BIBLIOGRAFIA

ABEGÁS. **Petrobras garante gás boliviano para UTE Cuiabá até o fim de 2016**. 19 Ago. 2014a. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=40201>>. Acesso em: 17 mar. 2015.

ABEGÁS. **Petrobras negociou “desconto” com Bolívia**. 22 Out. 2014b. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=42250>. Acesso em: 13 mar. 2015.

ABOUALFA, F. **Full MEES interview with Saudi oil minister Ali Naimi**. Huston: Oilpro, Nov. 27th, 2014. Disponível em: <<http://oilpro.com/post/9223/mees-interview-saudi-oil-minister-ali-naimi>>. Acesso em: 19 fev. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2012**: preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2013**: preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2014**: preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim da produção de petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro, dez. 2014. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Penetração de novas tecnologias automotivas nos Estados Unidos**. Rio de Janeiro, set. 2013. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=68266>>. Acesso em: 10 jun. 2015.

AREZKI, R.; BLANCHARD, O. **Seven questions about the recent oil price slump**. Paris, 2014. Disponível em: <<http://blog-imfdirect.imf.org/2014/12/22/seven-questions-about-the-recent-oil-price-slump/>>. Acesso em: 7 maio 2015.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (Brasil). **Anuário da indústria automobilística brasileira 2014**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuario2014/Anuario2014.zip>>. Acesso em: 28 fev. 2015.

BABCOCK, B.; POULIOT, S. RFS compliance: death spiral or investment in E85? **CARD Policy Brief**, Ames, Iowa, Nov. 2013.

BAKER HUGHES. **Database**. Houston, c2015. Disponível em: <<http://www.bakerhughes.com/>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Perspectivas para a inflação. In: BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório de Inflação do 1º Trimestre de 2015**. Brasília, DF: mar. 2015. p. 71-99. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2015/03/ri201503c6p.pdf>>. Acesso em: 8 maio 2015.

BARBAJOSA, A. **New oil war in Asia**: Saudi Arabia versus Russia. Dubai: Al Arabiya, June 29th, 2011. Disponível em: <<http://english.alarabiya.net/articles/2011/06/29/155373.html>>. Acesso em: 8 maio 2015.

BATISTA, F. **Etanol brasileiro perde espaço na Califórnia**. Valor Econômico, São Paulo, 30 out. 2014. Disponível em: <<http://www.jornalcana.com.br/etanol-brasileiro-perde-espaco-na-california>>. Acesso em: nov. 2014.

BEAMAN. **Changing trade flows**: shifts in crude oil trade dynamics in the North Atlantic Basin. London: Platts, 2013.

BOERSMA, T. **The cancellation of South Stream is a pyrrhic victory, at best**. Washington, D.C.: Brookings, Dec. 19th, 2014. Disponível em: <<http://www.brookings.edu/blogs/up-front/posts/2014/12/18-south-stream-pipeline-boersma>>. Acesso em: 7 jan. 2015.

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2007-2015.

BP. **BP statistical review of world energy**. June 2014. London, UK, 2014.

BUFORD, T. **Ethanol makers blame rail for price jump back**. Politico Pro, Washington D.C., Apr. 4th, 2014. Disponível em: <<http://www.bafuture.org/node/2349>>. Acesso em: nov. 2014.

BUNGE, J. NEWMAN, J. **Falling crude prices force ethanol makers to take it on the chin**. The Wall Street Journal, New York, Jan. 2nd, 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/falling-crude-prices-force-ethanol-makers-to-take-it-on-the-chin-1420238100>>. Acesso em: Jan. 2015.

CARLTON, D.; J. PERLOFF, J. **Modern industrial organization**. 4th. ed. Upper Saddle River: Prentice Hall, 2004.

CHAKRABORTY, D.; KATAKEY, R. **Refiners eye better oil deal terms on U.S. Boom**: corporate India. New York: Bloomberg, Mar. 6th, 2014. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2014-03-05/refiners-eye-better-oil-deal-terms-on-u-s-boom-corporate-india.html>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

CHAKRABORTY, D.; OKADA, Y. **Cheapest OPEC crude since '09 still too costly for India**. New York: Bloomberg, Oct. 15th, 2014. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2014-10-15/cheapest-opec-crude-since-09-still-too-costly-for-india.html>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

CHINA DAILY USA. **China to set commercial crude oil reserve inventory**. Jan. 29th, 2015. Disponível em: <[http://usa.chinadaily.com.cn/business/2015-01/29/content\\_19436561.htm](http://usa.chinadaily.com.cn/business/2015-01/29/content_19436561.htm)>. Acesso em: 2 mar. 2015.

CHMAYTELLI, M.; SARRAR, S; MAHDI, W. **OPEC oil market defense eludes Libya as production drops**. New York, Dec. 23rd, 2014. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-22/libya-oil-output-drops-as-fighting-spreads-to-third-oil-port>>. Acesso em: 9 mar. 2014.

CHRISMAN, K. R. **China's crude oil storage outlook**. New York: Breaking Energy, Feb. 24th, 2015. Disponível em: <<http://breakingenergy.com/2015/02/24/chinas-crude-oil-storage-outlook/>>. Acesso em: 1º mar. 2015.

CME GROUP. **Database**. Chicago, c2015. Disponível em: <<http://www.cmegroup.com/>>. Base de dados. Acesso em: 10 Mar. 2015.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da Safra Brasileira**: cana-de-açúcar, Brasília, DF, v. 1, n. 4, p. 1-34, abr. 2015. v. 1: safra 2014/15, n.4: quarto levantamento. Disponível em: <[http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/15\\_04\\_13\\_08\\_45\\_51\\_boletim\\_cana\\_portugues\\_-\\_4o\\_lev\\_-\\_14-15.pdf](http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/15_04_13_08_45_51_boletim_cana_portugues_-_4o_lev_-_14-15.pdf)>. Acesso em: abr. 2015.

COOPER, A. S. **Why would the Saudis deliberately crash the oil markets?** Foreign Policy, Washington, D.C., Dec. 18th, 2014. Disponível em: <<http://foreignpolicy.com/2014/12/18/why-would-the-saudis-crash-oil-markets-iran/>>. Acesso em: 18 dez. 2015.

CRITCHLOW, A. **Iran offers to double oil exports if nuclear deal reached**. The Telegraph, London, Nov. 20th, 2014. Disponível em: <<http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/11242893/Iran-offers-to-double-oil-exports-if-nuclear-deal-reached.html>>. Acesso em: 19 mar. 2015.

DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE (Reino Unido). **Sub-national electricity and gas consumption statistics**. London, Dec. 18th, 2014. Disponível em: <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/388960/Subnational\\_electricity\\_and\\_gas\\_consumption\\_summary\\_report\\_2013.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/388960/Subnational_electricity_and_gas_consumption_summary_report_2013.pdf)>. Acesso em: 30 dez. 2014.

DONVILLE, C. **Uranium miners jump as Japan moves to restart reactors**. New York: Bloomberg, Nov. 7th, 2014. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2014-11-07/uranium-miners-jump-as-japan-moves-to-restart-reactors.html>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Saudi Arabia budget insulated from effects of lower oil prices**. Washington, D.C., Feb. 12th, 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **16% of natural gas consumed in Europe flows through Ukraine**. Washington, D.C., Mar. 14th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15411>>. Acesso em: 05 jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **After record injections, natural gas storage levels now within 7% of 5-year average**. Washington, D.C., Nov. 7th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18731#>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **EIA projects record natural gas storage injection in 2014 to boost stocks from 11-year low**. Washington, D.C., Mar. 13th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15391>>. Acesso em: 15 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural gas exports and re-exports by country. Washington, D.C., c2015**. Disponível em: <[http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_move\\_expc\\_s1\\_m.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_m.htm)>. Acesso em: 26 jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural Gas weekly update. Washington, D.C., Aug. 7th, 2014**. Disponível em: <[http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/08\\_07/index.cfm](http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/08_07/index.cfm)>. Acesso em: 16 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural Gas weekly update. Washington, D.C., April 9th, 2014**. Disponível em: <[http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/04\\_10/index.cfc](http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/04_10/index.cfc)>. Acesso em: 16 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Natural gas weekly update. Washington, D.C., Feb. 12th, 2014**. Disponível em: <[http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/02\\_13/index.cfm#tabs-prices-2](http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2014/02_13/index.cfm#tabs-prices-2)>. Acesso em: 15 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Northeast and Mid-Atlantic power prices react to winter freeze and natural gas constraints**. Washington, D.C., Jan. 21st, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14671#>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Rail congestion, cold weather raise ethanol spot prices**. Washington, D.C., Apr. 3rd, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15691>>. Acesso em: nov. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook (STEO)**. Washington, D.C., Dec. 2014. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo\\_full.pdf](http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf)>. Acesso em: 15 dez. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook**. Washington, D.C., 2014. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo\\_full.pdf](http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf)>. Acesso em: 13 jan. 2014. Versão de 13 de janeiro de 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **This week in petroleum.** Washington, D.C., Feb. 5th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2014/140205/twipprint.html>>. Acesso em 15/12/2014>.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. exports of fuel ethanol.** Washington, D.C., Dec. 30th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/>>. Acesso em: jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. petroleum and other liquids supply, consumption, and inventories.** Washington, D.C., Apr. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/tables/?tableNumber=9#>>. Acesso em: abr. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Weekly U.S. ending stocks of fuel ethanol.** Washington, D.C., Dec. 31st, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/>>. Acesso em: jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **What caused the run-up in ethanol RIN prices during early 2013?** Today in Energy, Washington, D.C., June 13th, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11671>> Acesso em: dez. 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Country analysis briefs: China.** Washington, D.C., 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/China/china.pdf>>. Acesso em: 8 maio 2015. Last update: Feb. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Country analysis briefs: Japan.** Washington, D.C., 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Japan/japan.pdf>>. Acesso em: 8 maio 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Iraq was second-leading contributor to global oil supply growth during 2014.** Washington, D.C., Feb. 9th, 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19911>>. Acesso em: 8 maio 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Petroleum & other liquids.** Washington, D.C., 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MTTNTUS2&f=A>>. Acesso em: 8 maio 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Petroleum chronology of events 1970 – 2000.** Washington, D.C., May 2002. Disponível em: <[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/analysis\\_publications/chronology/petroleumchronology2000.htm](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/chronology/petroleumchronology2000.htm)>. Acesso em: 20 jan. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Russia looks beyond West Siberia for future oil and natural gas growth.** Washington, D.C., Sep. 19th, 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18051>>. Acesso em: 19 set. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook.** Washington, D.C., Mar. 2015. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo\\_full.pdf](http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. imports from Saudi Arabia of crude oil and petroleum products.** Washington, D.C., 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MTTIMUSSA2&f=M>>. Gráfico e tabela. Acesso em: 10 jun. 2015.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **EPA issues final rule for Renewable Fuel Standard (RFS) Pathways II and modifications to the RFS Program, ultra low sulfur diesel requirements, and E15 misfueling mitigation requirements.** Washington, D.C., July 2014. Regulatory announcement.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **EPA proposes 2014 renewable fuel standards, 2015 biomass-based diesel volume.** Washington, D.C., Nov. 2013. Regulatory announcement EPA-420-F-13-048.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Renewable fuels: regulations & standards.** Washington, D.C., c2015. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oms/fuels/renewablefuels/regulations.htm>>. Acesso em: abr. 2015.

ESTEVES, H.; BARAN, P. **A elevação dos preços de revenda dos combustíveis automotivos do ciclo Otto no ano de 2011 e o papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Rio de Janeiro: Coordenadoria de Defesa da Concorrência: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=59054>>. Acesso em: 3 fev. 2015.

EUROGAS. **Mild weather reduces demand in 2014, but gas remains strong in the heating market.** Brussels, Oct. 1st, 2014. Disponível em: <[http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Press\\_Release\\_-\\_Mild\\_weather\\_reduces\\_demand\\_in\\_2014.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Press_Release_-_Mild_weather_reduces_demand_in_2014.pdf)>. Acesso em: 6 jan. 2015. Press release.

EUROPEAN COMMISSION. **Quarterly report on European gas markets**, Brussels, v. 7, n. 3, third quarter of 2014. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas\\_q3\\_2014\\_final\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas_q3_2014_final_0.pdf)>. Acesso em: 6 jan. 2015.

FATTOUH, B. **An anatomy of the crude oil pricing system.** Oxford, U.K.: The Oxford Institute for Energy Studies, 2011.

FATTOUH, B. **Current oil market dynamics and the role of OPEC:** reflections on Robert Mabro's work. Oxford, U.K., Jan. 10th, 2015. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/01/Current-Oil-Market-Dynamics-and-the-Role-of-OPEC-Reflections-on-Robert-Mabros-Work.pdf>>. Acesso em: 5 abr. 2015.

FATTOUH, B.; SEN, A. **The swing producer, the US gulf coast and the US benchmarks.** Oxford, U.K.: The Oxford Institute for Energy Studies, Dec. 2013. Oxford Energy Comment. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/The-Swing-Producer-the-US-Gulf-Coast-and-the-US-Benchmarks-The-Missing-Links.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2014.

FESHARAKI, F. **The good news about lower oil prices!** IAEE Energy Forum, Cleveland, First Quarter 2015.

FITZGIBBON, T.; M. ROGERS, M. **Implications of light tight oil growth for refiners in North America and worldwide.** London: McKinsey, Jan. 2014. Disponível em: <[http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client\\_service/oil%20and%20gas/pdfs/797317%20implications%20of%20light%20tight%20oil%20growth.ashx](http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client_service/oil%20and%20gas/pdfs/797317%20implications%20of%20light%20tight%20oil%20growth.ashx)>. Acesso em: 8 maio 2015.

FRIEDMAN, N. **Oil prices fall to fresh lows.** The Wall Street Journal, New York, Jan. 12th, 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/brent-crude-falls-below-50-in-asian-trading-1421039495>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

FRIEDMAN, T. **A pump war?** The New York Times, New York, Oct. 14th, 2014. Disponível em: <[http://www.nytimes.com/2014/10/15/opinion/thomas-friedman-a-pump-war.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2014/10/15/opinion/thomas-friedman-a-pump-war.html?_r=0)>. Acesso em: 5 abr. 2015.

GAS INFRASTRUCTURE EUROPE. **Storage data for UK.** Brussels, 2010-2014. Disponível em: <<http://transparency.gie.eu/index.php/historical?code=24>>. Acesso em: 30 dez. 2014.

GAS INFRASTRUCTURE EUROPE. **The situation in Ukraine: information from gas infrastructure operators in Europe.** Brussels, Mar. 11th, 2014. Disponível em: <<http://www.gie.eu/index.php/publications/gie#>>. Acesso em: 30 dez. 2014. Press release.

GLOBALPETROLPRICES. **China gasoline prices, liter.** Sofia, 2015. <[http://www.globalpetrolprices.com/China/gasoline\\_prices/](http://www.globalpetrolprices.com/China/gasoline_prices/)>. Acesso em: 10 mar. 2015.

GOLDWYN, D. L. **Here's why Saudi Arabia has let oil prices fall—and why they could revive by year's end.** Washington, D.C.: Atlantic Council, Jan. 20th, 2015. Disponível em: <<http://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/heres-why-saudi-arabia-has-let-oil-prices-fall-and-why-they-could-revive-by-years-end>>. Acesso em: 20 jan. 2015.



GONÇALVES, M. **Partido do recém-eleito Modi tem maioria absoluta na Índia**. O Globo, Rio de Janeiro, 16 maio 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/mundo/partido-do-recem-eleito-modi-tem-maioria-absoluta-na-india-12512787#ixzz3VVEK4TbS>>. Acesso em: 25 mar. 2015.

GRIGAS, A. **Klaipeda's LNG terminal: a game changer**. Natural Gas Europe, Vancouver, Sep. 24th, 2014. Disponível em: <<http://www.naturalgaseurope.com/klaipedas-lng-terminal-a-game-changer>>. Acesso em: 6 dez. 2014.

HAMADA, K.; TSUKIMORI, O. **Japan's regulator OKs nuclear plant return while pushing to close old reactors**. The Japan Times, Tokyo, Sep. 10th, 2014. Disponível em: <<http://www.japantimes.co.jp/news/2014/09/10/national/japan-ok-nuclear-plant-return-pushing-close-old-reactors/#.VLVUjCvF98E>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

HILL, F; FEE, F. **Fueling the future: the prospects for Russian oil and gas**. Washington, D.C.: George Washington University, 2002. Disponível em: <[https://www.gwu.edu/~ieresgwu/assets/docs/demokratizatsiya%20archive/10-4\\_HillFee.PDF](https://www.gwu.edu/~ieresgwu/assets/docs/demokratizatsiya%20archive/10-4_HillFee.PDF)>. Acesso em: 10 mar. 2015.

HORNBY, L.; RAVAL, A.; HUME, N. **China's oil imports climb above 7m barrels a day for first time**. Financial Times, London, Jan. 13th, 2015. Disponível em: <<http://www.ft.com/cms/s/0/78f88222-9aff-11e4-882d-00144feabdc0.html#axzz3ZTog44h4>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

HUBBARD, B.; KRAUSS, C. **As oil prices plummet, Saudi Arabia faces a test of strategy**. The New York Times, New York, Oct. 15th, 2014. Disponível em: <[http://www.nytimes.com/2014/10/16/world/middleeast/as-oil-prices-plummet-saudi-arabia-faces-a-test-of-strategy.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2014/10/16/world/middleeast/as-oil-prices-plummet-saudi-arabia-faces-a-test-of-strategy.html?_r=0)>. Acesso em: 15 out. 2015.

IMSIROVIC, A. **Asian oil markets in transition**. Journal of Energy Security, Potomac, Apr. 24th, Spring 2014. Acesso em: 24 abr. 2014.

INTERCONTINENTAL EXCHANGE. **Database**. Atlanta, c2015. Disponível em: <<https://www.theice.com/index>>. Base de dados. Acesso em: 10 mar. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Annual Energy Outlook 2014**: early release overview. Paris, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Database**. Paris, c2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 10 Mar. 2015

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil & Gas security emergency response of IEA countries 2012**: People's Republic of China. Paris, 2012. Disponível em: <[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china\\_2012.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china_2012.pdf)>. Acesso em: 10 mar. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil market report**. Paris, 2014. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/oilmarketreport>>. Acesso em: 18 dez. 2014. Versão de janeiro a dezembro de 2014.

INTERNATIONAL GAS UNION. **Wholesale gas price survey**: 2014 edition: a global review of price formation mechanisms 2005-2013. Fornebu, Norway, May, 2014. Disponível em: <[http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field\\_file/IGU\\_GasPriceReport%20\\_2014\\_reduced.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_GasPriceReport%20_2014_reduced.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2015.

INTERNATIONAL GAS UNION. **World LNG report**: 2014 edition. Fornebu, Norway, 2014. Disponível em: <<http://members.igu.org/old/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu-world-lng-report-2014-edition.pdf/view>>. Acesso em: 09 jan. 2015.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Regional economic outlook update**: Middle East and Central Asia Department. Washington, D.C., January 21st, 2015. Disponível em: <<https://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2015/mcd/eng/pdf/mreo0115.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. Washington, D.C., c2015. **IMF data**. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/data.htm>>. Base de dados. Acesso em: 10 mar. 2015.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **World economic outlook**: update. Washington, D.C., Jan. 19th, 2015. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/update/01/pdf/0115.pdf>>. Acesso em: 25 mar. 2015.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **World economic outlook**: update. Washington, D.C., 2015. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/update/01/pdf/0115.pdf>>. Acesso em: 8 maio 2015.

IOWA CORN. **Iowa ethanol plants**. Johnston, Iowa, 2014. Disponível em: <[http://www.iowacorn.org/en/ethanol/iowa\\_ethanol\\_plants/](http://www.iowacorn.org/en/ethanol/iowa_ethanol_plants/)>. Acesso em: nov. 2014.

IOWA CORN. **Iowa ethanol plants**. Johnston, Iowa, c2015. Disponível em: <[http://www.iowacorn.org/en/ethanol/iowa\\_ethanol\\_plants/](http://www.iowacorn.org/en/ethanol/iowa_ethanol_plants/)>. Acesso em: nov. 2014.

IRWIN, S. **Recent trends in the profitability of ethanol production**. FarmDocDaily, Urbana, Mar. 14th, 2014. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2014/03/recent-trends-in-the-profitability-of-ethanol-production.html>>. Acesso em: nov. 2014.

IRWIN, S. **RINs gone wild?** FarmDocDaily, Urbana, July 19th, 2013. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2013/07/rins-gone-wild.html>> Acesso em: dez. 2013.

IRWIN, S.; GOOD, D. **Why are ethanol prices and production profits so high?** FarmDocDaily, Urbana, June 11th, 2014. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2014/06/why-are-ethanol-prices-and-production-profits-so-high.html>>. Acesso em: nov. 2014.

JENSEN, D. N. **The end of the line for South Stream**. Princeton, N.J.: Institute of Modern Russia, Dec. 16th, 2014. Disponível em: <<http://imrussia.org/en/analysis/economy/2124-the-end-of-the-line-for-south-stream>>. Acesso em: 07 jan. 2015. Institute of Modern Russia.

JIANG, J.; SINTON, J. **Overseas investments by Chinese national oil companies**. Paris: International Energy Agency, 2011.

JOHNSTON, E. **Kagoshima assembly, governor green-light restart of Sendai reactors**. The Japan Times, Tokyo, Nov. 7th, 2014. Disponível em: <<http://www.japantimes.co.jp/news/2014/11/07/national/kagoshima-assembly-oks-restart-two-sendai-reactors/#.VLUc2CvF98E>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

JOINT ORGANISATIONS DATA INITIATIVE. **The JODI-Oil world database**. Riyadh, c2015. Disponível em: <<https://www.jodidata.org/oil/>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

KAMINSKA, I. **Why Saudi Arabia's best bet may be to increase output**. Financial Times, London, Oct. 27th, 2014. Disponível em: <<http://ftalphaville.ft.com/2014/10/27/2020412/why-saudi-arabias-best-bet-may-be-to-increase-output/>>. Acesso em: 18 fev. 2015.

LEIFHEIT, D. **Canceling South Stream**: "everybody wins". Vancouver: Natural Gas Europe, Dec. 11th, 2014. Disponível em: <<http://www.naturalgaseurope.com/south-stream-dvid-korneyi>>. Acesso em: 07 jan. 2015.

LITZENBERGER, R. H.; RABINOWITZ, N. **Backwardation in oil futures markets**: theory and empirical evidence. The Journal of Finance, New York, v. 50, n. 5, p. 1517-1545, Dec. 1995.

LOSEKANN, L. **Oferta apertada de etanol e perspectivas de importação de gasolina**. Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 10 dez. 2012. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/12/10/oferta-apertada-de-etanol-e-perspectivas-de-importacao-de-gasolina/>>. Acesso em: 3 fev. 2015.

MAHDI, W. **Saudi Arabia's oil exports fell in 2014 in 'tough year'**. New York: Bloomberg, Feb. 18th, 2015. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-02-18/saudi-arabia-s-oil-exports-fell-in-2014-in-tough-year>>. Acesso em: 5 abr. 2015.

MCCRACKEN, R. **The cheapness of US gas**. Energy Economist, New York, n. 396, October 2014. Publicado por: Platts.

MCQUAILE, M. **Iranian oil sanctions**: Iran's oil exports hold at higher levels as nuke deal extended. New York: Platts, 2014. Disponível em: <<http://www.platts.com/news-feature/2014/oil/iran-oil-sanctions/index>>. Acesso em: 16 mar. 2014.

MILEVA, E.; SIEGFRIED, N. **Oil market structure, network effects and the choice of currency for oil invoicing**. Frankfurt am Main: European Central Bank, Dec. 2007.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. **Sítio eletrônico AliceWeb2**. Brasília, DF, 2001-2015. Disponível em: <<http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br/>>. Acesso em: 12 mar. 2015.

MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY (Japão). **Strategic energy plan**: provisional translation. Tokyo, Apr. 2014. Disponível em: <[http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/pdf/4th\\_strategic\\_energy\\_plan.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf)>. Acesso em: 13 jan. 2015.

MOURA, B. V. **O papel do açúcar e da gasolina na determinação dos preços de etanol no Brasil**. 2014. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

NATURAL GAS EUROPE. **Lithuanian LNG terminal future may be gloomier without Baltics' unity**. Vancouver, Dec. 16th, 2014. Disponível em: <<http://www.naturalgaseurope.com/lithuanian-lng-terminal-and-baltic-lng-competition>>. Acesso em: 06 jan. 2015.

NATURAL GAS INTELLIGENCE. **Cheniere's Sabine Pass on schedule to fulfill LNG export contracts by 2015**. Sterling, Va., June 6th, 2014. Disponível em: <<http://www.naturalgasintel.com/articles/98625-chenieres-sabine-pass-on-schedule-to-fulfill-lng-export-contracts-by-2015>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE. **Database**. c2015. Disponível em: <<http://www.cmegroup.com/>>. Base de dados. Acesso em: 10 mar. 2015

PARKER, M. **Gasoline price plunge in U.S. slowed by higher ethanol costs**. Bloomberg Business, New York, Jan. 7th, 2015. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2015-01-07/gasoline-price-plunge-in-u-s-seen-slowed-by-higher-ethanol-cost.html>>. Acesso em: jan. 2015.

PATÍÑO, M. A. **España se convierte en el mayor parking mundial de metaneros**. Expansión, Madrid, 17 nov. 2014. Disponível em: <<http://www.expansion.com/2014/11/14/empresas/energia/1415982352.html>>. Acesso em: 8 jan. 2015.

PLATTS. **Canadian imports displacing Saudi crude?** Oilgram News, London, v. 92, n. 201, Oct. 13, 2014.

PLATTS. **China eyes Russia amid sanctions**. Oilgram News, London, v. 92, n. 175, Sep. 2014.

PLATTS. **China rises during historic month of Middle East spot crude trading**. London, Oct 31st, 2014.

PLATTS. **Europe's deliveries drop 12,1%**. International Gas Report, New York, n. 756, p. 30, Sep. 8th, 2014.

PLATTS. **Europe's Russian gas dependency issues**. International Gas Report, New York, n. 760, p. 15, Nov. 3rd, 2014.

PLATTS. **Gas Daily**. New York: Platts, Dec 23rd, 2014.

PLATTS. **Gas Daily**. New York: Platts, Dec 24th, 2014.

PLATTS. **Gas Daily**. New York: Platts, Dec 29th, 2014.

PLATTS. **High prices batter the UK**. International Gas Report, New York, n. 740, p. 8-9, Jan. 13th, 2014.

PLATTS. **Japan focus on coal, nuclear**. International Gas Report, New York, n. 747, p. 16, Apr. 21st, 2014.

PLATTS. **Japan okays Sendai nuclear return**. International Gas Report, New York, n. 754, p. 5-6, July 28th, 2014.

PLATTS. **Platts**. New York, c2015. Disponível em: <<http://www.platts.com/>>. Base de dados. Acesso em: 10 mar. 2015.

PLATTS. **Qatar cuts LNG supply**. International Gas Report, New York, n. 752, p. 7, June 30th, 2014.

POLAK, P. **How to beat Goliath**: An EU energy union to fight Russia's gas monopoly. Foreign Affairs, New York, Dec. 10th, 2014. Disponível em: <<http://www.foreignaffairs.com/articles/142502/petr-polak/how-to-beat-goliath>>. Acesso em: 5 jan. 2015.

PORTAL BRASIL. **Novo contrato garante fornecimento de gás natural no Mato Grosso**. Brasília, DF, 30 jul. 2014. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/04/novo-contrato-garante-fornecimento-de-gas-natural>>. Acesso em: 17 mar. 2015.

RAMOS, D. **Bolívia aumenta fornecimento de gás ao Brasil em 2,2 mi metros cúbicos**. São Paulo: Reuters Brasil, 12 fev. 2014. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/topNews/idBRSPEA1B04H20140212>>. Acesso em: 17 mar. 2015.

RAMPTON, R. **Obama and Saudi king discuss Iran, energy in symbolic visit**. London: Reuters, Jan. 27th, 2015. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2015/01/27/us-obama-saudi-idUSKBN0L009Q20150127>>. Acesso em: 27 jan. 2015.

REINO UNIDO. **Japan: LNG imports and nuclear restarts**. London, Nov. 21st, 2014. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/japan-lng-imports-and-nuclear-restarts/japan-lng-imports-and-nuclear-restarts>>. Acesso em: 14 jan. 2015.

RENEWABLE FUELS ASSOCIATION. **World fuel ethanol production**. Washington, D.C., c2005-2014. Disponível em: <<http://ethanolrfa.org/pages/World-Fuel-Ethanol-Production>>. Acesso em: 5 fev. 2014.

ROCHAN, M. **India to diversify sources of crude oil imports and reduce imports from Middle East**. International Business Times, New York, July 23rd, 2013. Disponível em: <<http://www.ibtimes.co.uk/india-diversify-sources-crude-oil-imports-reduce-imports-middle-east-1457980>>. Acesso em: 8 maio 2015.

ROSA, S. E. S.; GARCIA, J. L. F. **O etanol de segunda geração**: limites e oportunidades. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, n. 32, dez. 2009. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3204.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3204.pdf)>. Acesso em: 16 jan. 2015.

RUDNITSKY, J.; BIERMAN, S. **China may be Russia's biggest oil buyer in 2018 on Rosneft deal**. New York, Apr. 5th, 2013. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-04-05/china-may-be-russia-s-biggest-oil-buyer-in-2018-on-rosneft-deal>>. Acesso em: 5 abr. 2015.

RYDLEWSKI, C. **A maior startup do Brasil**. Época Negócios, Rio de Janeiro, n. 95, p. 26-39, jan. 2015.

RYSTAD ENERGY. **North America quarterly shale report**. Oslo, 2014.



SAAD, B. Y.; MANNING, R. A. **Riyadh's oil play**: why the kingdom is keeping prices low. Foreign Affairs, New York, Jan. 6th, 2015. Disponível em: <<http://www.foreignaffairs.com/articles/142756/bilal-y-saad-and-robert-a-manning/riyadhs-oil-play>>. Acesso em: 6 jan. 2015.

SHAUK, Z. **U.S. natural gas exports will fire up in 2015**. Bloomberg Businessweek, New York, Nov. 6th, 2014. Disponível em: <<http://www.businessweek.com/articles/2014-11-06/u-dot-s-dot-natural-gas-exports-will-fire-up-in-2015>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

SILVA, C. **Estratégia de preços da Petrobras no mercado de combustíveis brasileiro pós-liberalização e instrumentos de amortecimento de variações internacionais**. 2003. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

SMITH, G. **Iraq escalates internal OPEC scrap**. New York: Bloomberg, Jan. 27th, 2015. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-28/iraq-oil-surge-to-fan-opec-rivalry-that-triggered-slump>>. Acesso em: 11 fev. 2015.

SPEGELE, B. **China orders oil refiners to store more crude**. The Wall Street Journal, New York, Jan. 28th, 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/china-orders-oil-refiners-to-store-more-crude-1422442654>>. Acesso em: 1º mar. 2015.

STRATFOR. **Russia's South Stream decision changes regional dynamics**. Vancouver, Dec. 6th, 2014. Disponível em: <<http://www.naturalgaseurope.com/russia-south-stream-decision-changes-regional-dynamics>>. Acesso em: 07 jan. 2015.

TAN, F. **BNP Paribas cuts 2015 oil price forecasts**. London: Reuters Jan. 9th, 2015. Disponível em: <<http://uk.reuters.com/article/2015/01/09/uk-oil-prices-bnp-idUKKBN0KI00D20150109>>. Acesso em: 13 jan. 2015. Reporting by Florence Tan; Editing by Richard Pullin.

THE DIPLOMAT. **Will China save Venezuela?** Tokyo, Jan. 2015. Disponível em: <<http://thediplomat.com/2015/01/will-china-save-venezuela/>>. Acesso em: 5 abr. 2014.

TSUKIMORI, O.; SHELDRICK, A. **Japan LNG spot price rises to \$15.30/mmBtu in Oct. London**: Reuters, Nov. 11th, 2014. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2014/11/12/lng-japan-spot-idUSL3N0T210P20141112>>. Acesso em: 13 jan. 2015. Reporting by Osamu Tsukimori and Aaron Sheldrick; Editing by Joseph Radford.

UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE. **World agricultural supply and demand estimates and National Agricultural Statistics Service**. Washington, D.C., 2014. Disponível em: <[http://www.ers.usda.gov/datafiles/US\\_Bioenergy/Supply\\_and\\_Disappearance/table01.xls](http://www.ers.usda.gov/datafiles/US_Bioenergy/Supply_and_Disappearance/table01.xls)>. Acesso em: dez. 2014.

VALOR ECONOMICO. **Debate sobre o rumo do preço do petróleo lota auditórios**. Rio de Janeiro, 22 jan. 2015.

VALOR ECONÔMICO. **Petrobras negociou “desconto” com Bolívia**. Rio de Janeiro, 22 out. 2014. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=42250>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

VAN DER HOEVEN, M. **Oil medium-term market report 2015**. Paris: International Energy Agency, 2015. Disponível em: <[https://www.iea.org/newsroomandevents/speeches/150210\\_MTOMR\\_slides.pdf](https://www.iea.org/newsroomandevents/speeches/150210_MTOMR_slides.pdf)>. Discurso proferido na International Petroleum Week. Acesso em: 1 jun. 2015.

VEDALA, V.; VARGHESE, A. **Factbox**: analysts' reaction on OPEC decision. London: Reuters, Nov. 28th, 2014. Disponível em: <<http://uk.reuters.com/article/2014/11/28/uk-opec-meeting-reactions-factbox-idUKKCN0JC1K920141128>>. Acesso em: 09 dez. 2014. Reporting by Vijaykumar Vedala and Arpan Varghese in Bangalore; Editing by Jonathan Oatis.

VISCUSI, G.; PATEL, T.; KENNEDY, S. **Oil at \$40 possible as market transforms Caracas to Iran**. New York: Bloomberg, Nov. 30th, 2014. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-11-30/oil-at-40-possible-as-market-transforms-caracas-to-iran>>. Acesso em: 8 maio 2015.

WESTCOTT, P.; MCPHAIL, L. **High RIN prices signal constraints to U.S. ethanol expansion**. Feed outlook, Washington, D.C., n. FDS-13D, Apr. 12th, 2013.

WORLD BANK. **Understanding the plunge in oil prices**: sources and implications. In: WORLD BANK. Global economic prospects. Jan. 2015. p. 155-168.

WORSTALL, T. **The really bad news about China's economic slowdown and growth targets miss**. Forbes, New York, Jan. 20th, 2015. Disponível em: <<http://www.forbes.com/sites/timworstall/2015/01/20/the-really-bad-news-about-chinas-economic-slowdown-and-growth-targets-miss/>>. Acesso em: 8 maio 2015.

YAN (Ed.). **China to raise fuel consumption tax, cut retail prices**. Beijing: Xinhuanet, Dec. 12th, 2014. Disponível em: <[http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-12/12/c\\_133851321.htm](http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-12/12/c_133851321.htm)>. Acesso em: 1º mar. 2015.

YEP, E. **Oil extends selloff on supply glut, cuts in price forecasts**. The Wall Street Journal, New York, Jan. 5th, 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/oil-extends-selloff-on-supply-glut-cuts-in-price-forecasts-1420436430>>. Acesso em: 13 jan. 2015

YERGIN, D. **Who will rule the oil market?** Sunday Review, New York, Jan. 23rd, 2015. Disponível em: <[http://www.nytimes.com/2015/01/25/opinion/sunday/what-happened-to-the-price-of-oil.html?\\_r=2](http://www.nytimes.com/2015/01/25/opinion/sunday/what-happened-to-the-price-of-oil.html?_r=2)>. Acesso em: 19 fev. 2015.



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis