



Nota Técnica nº 083/CDC

Rio de Janeiro, 18 de novembro de 2015

Assunto: Análise dos Preços de Óleo Bruto e Derivados para subsídios da revisão da Portaria ANP nº 206/2000, que estabelece os critérios para definição do preço mínimo do petróleo para fins de cálculo das participações governamentais

Ref.: Memorando nº 319/2015/SPG

I. INTRODUÇÃO

No dia 21 de julho de 2015, por meio do Memorando Nº 319/2015/SPG, foi solicitada, pela Superintendência de Participações Governamentais (SPG) a manifestação da Coordenadoria de Defesa da Concorrência acerca dos derivados de petróleo utilizados para o cálculo dos preços mínimos dos petróleos nacionais de forma a subsidiar eventual alteração desses derivados na revisão da Portaria ANP Nº 206, de 29/08/2000, que estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais.

O preço mínimo estabelecido pela ANP é baseado em uma fórmula que calcula o preço do óleo produzido por determinado campo a partir da aplicação de um diferencial sobre o preço de referência internacional (*benchmark*) em função da qualidade deste óleo.

A pesquisa para elaboração desta Nota Técnica utilizou informações das agências de levantamento de preços (enviadas por e-mail ou disponíveis em seus respectivos *websites*), de notícias, pesquisas acadêmicas e dos relatórios elaborados pela Organização Internacional das Comissões de Valores Mobiliários (*International Organization of Securities Commissions - IOSCO*) em conjunto com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*), Fórum Energético Internacional (*International Energy*

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Forum – IEF) e a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para o encontro dos líderes do G-20¹.

Adicionalmente, a Superintendência de Participações Governamentais (SPG) organizou apresentações com representantes das empresas Argus e Platts no escritório sede da ANP nos dias 14/08/15 e 20/08/15, respectivamente.

À luz do exposto, a presente Nota Técnica elaborada pela Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC) tem por objetivo analisar a pertinência dos atuais preços de referência utilizados na Portaria ANP Nº 2006, de 29/08/2000, de forma a subsidiar o processo de revisão da regulamentação que está sendo conduzido pela SGP.

Deste modo, esta Nota Técnica está dividida em sete seções incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta o histórico da formação dos preços de comercialização do petróleo até atingir a configuração atual, no qual prevalecem dos preços *spot*, bem como destaca os requisitos mínimos para a formação de um *benchmark* e sua importância para as transações no mercado internacional de petróleo.

A terceira seção destaca o papel das Agências de Informação de Preços (*Price Reporting Agencies* – PRAs) no mercado internacional de petróleo e as metodologias utilizadas no levantamento dos preços. As PRAs são editoras e fornecedores de informação de propriedade privada que reportam os valores finais de negociações e transações realizadas no mercados de petróleo cru e de derivados, que são utilizadas como referência por diferentes agentes do mercado como empresas produtoras, refinarias, *traders*, bancos e governos. As duas maiores PRAs, com atuação em âmbito global, são as agências Platts e a Argus Media. Por este motivo, as metodologias de levantamento de preços utilizadas por estas empresas serão analisadas mais detalhadamente na seção correspondente.

A quarta seção apresenta a legislação atual e a fórmula utilizada para o cálculo do preço mínimo do petróleo, abordando a Lei do Petróleo (Lei 9.478/97), o Decreto nº 2.705/98 e a Portaria ANP nº 206/00.

A seção cinco realiza uma comparação entre os preços levantados pela Platts e Argus e apresenta o resultado da simulação para estimar a diferença hipotética na arrecadação de royalties de utilizando os preços coletados por cada agência. A sexta seção realiza a análise da relevância do atual *benchmark* e dos derivados utilizados como referência na Portaria ANP Nº 206/00.

¹ Durante o encontro dos líderes do G-20 realizado em Seul, em novembro de 2010, foi requerida a elaboração de um relatório conjunto pela IEF, IEA, OPEP e IOSCO sobre a forma como os preços *spot* do petróleo são levantados pelas agências de informação de preços e de que forma afeta a transparência e o funcionamento do mercado. Em outubro de 2010 foi encaminhado um relatório preliminar pelas organizações supracitadas para ser apreciado na reunião do G20 em Cannes, em novembro de 2011. Posteriormente, a IOSCO com suporte das demais instituições elaborou uma série de relatórios contendo análises e recomendações sobre a atuação das PRAs, com destaque para publicação do relatório "*Principles for Oil Price Reporting Agencies*", publicado em outubro de 2012. Estes relatórios encontram-se disponíveis em www.iosco.org.

A última seção apresenta as considerações finais desta Nota Técnica, bem como fez alguns comentários adicionais julgados relevantes.

II. HISTÓRICO DA FORMAÇÃO DOS PREÇOS SPOT E REQUISITOS PARA A FORMAÇÃO DE UM PREÇO BENCHMARK

Esta seção destaca o histórico da formação dos preços *spot* e apresenta os requisitos para a formação de um preço *benchmark* e sua importância para as transações no mercado internacional de petróleo.

II.1 - Histórico da Formação dos Preços Spot

Por se tratar de um produto não homogêneo, existem diversos tipos de óleo negociados internacionalmente com diferentes qualidades e características que resultam em distintos produtos refinados. Por este motivo, diferentes óleos são comercializados por preços diferentes. No processo de precificação, a utilização de fórmulas para a aplicação de um desconto ou de um *premium* sobre um preço *benchmark* constitui uma prática bastante difundida na definição dos preços por vendedores, compradores, governos e demais integrantes da indústria².

Até o final dos anos 1960, quando a indústria petrolífera era dominada por um reduzido grupo de grandes empresas verticalmente integradas (*majors*), a maior parte das transações era realizada dentro destas empresas e entre suas subsidiárias, com base no uso de **preços de transferência (*transfer price*)**, de modo a minimizar suas obrigações fiscais com os diversos países nos quais atuavam. Neste período, as transações no mercado *spot* eram bastante reduzidas e descontínuas, utilizadas somente para corrigir erros de planejamento das empresas (BAP, 2014)³.

Desta forma, o modelo aplicado na determinação dos preços do óleo produzido para o pagamento de *royalties* e demais impostos aos governos locais era baseado no "**preço publicado (*posted price*)**", o qual não refletia as condições de oferta e demanda do mercado.

No início dos anos 1970, a emergência das empresas independentes, com termos contratuais mais favoráveis aos países anfitriões, e das empresas nacionais, seja por participação acionária ou por controle efetivo da produção, reduziu drasticamente o poder de mercado das *majors*. Com isso, a precificação do petróleo passou a ser determinada cada vez mais pelos governos dos países produtores por meio dos **preços oficiais de venda (*official selling prices*)**.

² Fattouh, B. (2011). *An Anatomy of the Crude Pricing System*. The Oxford Institute for Energy Studies. WPW 40. January 2011.

³ Ver mais detalhes na seção 2 do BAP (2014).

Como não possuíam experiência na comercialização do óleo produzido, a opção mais conveniente para os governos locais passou a ser a revenda direta do óleo produzido para as petrolíferas atuantes nos respectivos territórios utilizando-se do **preço de recompra (buy-back price)**. Deste modo, em 1974, o sistema de precificação do petróleo no mercado internacional utilizava três diferentes metodologias (preços publicados, preços oficiais de venda e preço de recompra), sem que houvesse um mecanismo de convergência entre eles.

Em resposta à ineficiência na convivência de diferentes modelos de precificação, emergiu o regime de **preços administrados (administred oil pricing)**, que perdurou no período de 1975 a 1985. Neste modelo, a OPEP passou a definir os preços de referência do petróleo usando o *Arabian Light* como *benchmark* e os países membros definiam os seus respectivos preços de petróleo com base neste *benchmark* e um diferencial de acordo com as especificações de qualidade do óleo e de localização.

Neste ponto, a quebra da cadeia produtiva da indústria, com a redução da importância das *majors* nas atividades de *upstream*, assim como a ampliação do número de agentes produtores que não possuíam uma cadeia de suprimento integrada, induziu à aceleração do desenvolvimento dos mercados *spot*, com Roterdã tornando-se a principal praça de negociação.

A primeira metade da década de 1980 foi marcada pelo expressivo aumento da produção de petróleo fora da OPEP, como no Mar do Norte e no Golfo do México⁴, o qual, associado com a redução no ritmo de crescimento da demanda mundial, levou a um ambiente competitivo mais acirrado para os produtores. Com o objetivo de manter os níveis de preço, em 1982 os países da OPEP introduziram o sistema de quotas de produção, e com isso a Arábia Saudita assumiu oficialmente a função de *swing producer*.

No entanto, após reduzir significativamente sua produção⁵ e diante do descumprimento das quotas máximas pelos demais membros da OPEP num contexto de crescimento da produção fora da organização, a Arábia Saudita decidiu abandonar a função de *swing producer* para reconquistar sua participação de mercado. Deste modo, a Arábia Saudita substituiu o sistema de preços administrados então em vigor pelo sistema **netback pricing**. Este sistema atrelava os preços do petróleo aos preços dos derivados e garantia de rentabilidade refinadora atividade de refino, o que levou a uma grande aceitação por seus compradores e fez com que a Arábia Saudita recuperasse rapidamente sua parcela de mercado. No entanto, esse aumento da produção saudita levou a um forte impacto sobre os preços, cuja redução foi superior a 50% no segundo semestre de 1985, na comparação com o semestre anterior.

Com o colapso do preço, o sistema de *netback pricing* foi abandonado pela Arábia Saudita em 1987, e os principais mecanismos de

⁴ 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 milhões de barris por dia em 1980 (EP, 2014).

⁵ De 1980 a 1985 a Arábia Saudita reduziu a produção de 10 para 3,4 milhões de bbl/d.

determinação dos preços de petróleo passaram a ser os **modelos de precificação baseados em fórmulas** atrelados a *benchmarks* de mercados competitivos como o Mar do Norte (*Brent Dated*), dos EUA (WTI e ASCI) e Dubai⁶.

Dado o ganho de importância do mercado *spot*, surgiu a necessidade de descoberta dos preços transacionados nos diferentes mercados, com vistas a utilizá-los como indexadores nos contratos celebrados entre as partes interessadas. Assim, as agências de preços passaram a assumir um papel de relevância neste processo, com a criação de índices de preços que gozavam de credibilidade necessária para a sua adoção como *benchmarks* pelos participantes do mercado internacional.

11.2 - Requisitos para a Formação de um Preço Benchmark

No mundo do petróleo, inúmeras transações entre ofertantes e demandantes são realizadas diariamente, seja para fins de aquisição do óleo cru ou para especulação financeira, pelos mais diversos agentes (envolvendo desde petrolíferas a *hedge funds*). Diante disso, surge, indubitavelmente, a questão sobre como se organizam e são coordenadas as decisões nesse mercado, de forma a tornar possível o contínuo fluxo comercial de petróleo necessário para o funcionamento da economia mundial. Para isso, faz-se mister analisar quais as principais institucionalidades presentes no referido mercado, com destaque para as inseridas no processo de formação dos preços, tendo em vista a importância dessa variável econômica para as decisões dos agentes econômicos num ambiente de incerteza. Tais institucionalidades constituem, nos termos de Lachmann (1970)⁷, "pontos de orientação" para a ação dos agentes econômicos, e criam as condições para que as duas partes envolvidas, comprador e vendedor, consigam chegar a um consenso quanto aos termos envolvidos nos contratos de transferência de titularidade de determinado bem.

Uma das primeiras dificuldades está relacionada ao simples fato de o petróleo não ser uma mercadoria homogênea, com as diferenças de propriedades físico-químicas, sobretudo quanto ao grau API e ao teor de enxofre (Figura 1), possuindo implicações sobre os preços transacionados da *commodity*. Isto porque durante o processo de refino ocorrem diferenças de rendimento (em termos de geração de frações de derivados leves e médios, os quais, geralmente, possuem preços finais mais elevados) e de custos para se atingir determinada especificação do produto final. Os petróleos leves⁸/doces⁹ possuem comumente

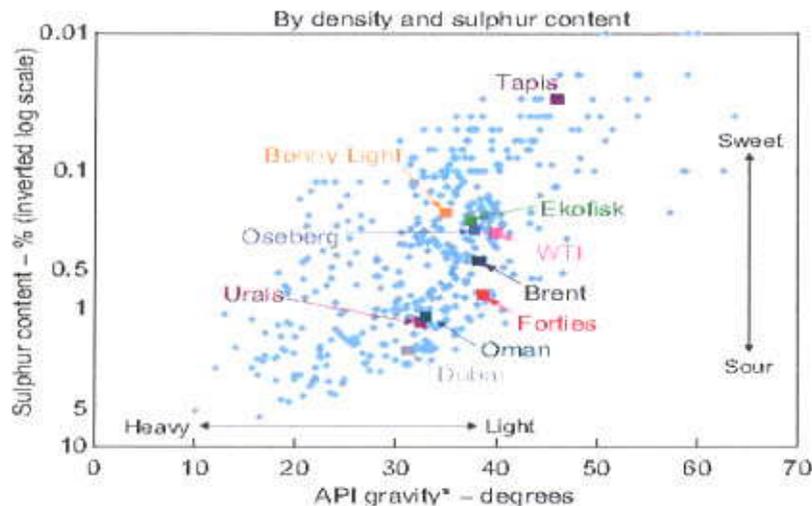
⁶ Um dos primeiros modelos de contrato a utilizar o modelo de precificação baseado em fórmulas foi adotado pela PEMEX para exportação de petróleo para os EUA, em 1986. A fórmula utilizava a média ponderada de uma cesta de preços de referência internacional e um diferencial absoluto determinado pela PEMEX.

⁷ "Numa sociedade complexa como a nossa, na qual o sucesso dos nossos planos depende indiretamente das ações de milhões de outras pessoas, como pode o nosso sistema de orientação nos fornecer um sólido guia? A resposta tem que ser buscada na existência, natureza e função das instituições" (LACHMANN, 1970, p.49). LACHMANN, L. *The Legacy of Max Weber*. London: Heinemann.

⁸ A Portaria ANP 9/2000 classifica como "Petróleo Leve" todo petróleo com densidade igual ou inferior a 0,87 (ou grau API igual ou superior a 31"); como "Petróleo Mediano" aquele com

preços superiores aos dos pesados/ácidos. Deve notar, contudo, que as diferenças de preços para as diversas qualidades de petróleo não são previamente definidas pela natureza, com a evolução dos *spreads* oscilando de acordo com as condições econômicas e logísticas.

Figura 1: Tipos de petróleo por grau API e conteúdo de enxofre



Fonte: Dunn e Holloway (2012)

Para lidar com a heterogeneidade de qualidades de petróleo, os agentes firmam contratos¹⁰ nos quais os preços do petróleo são definidos geralmente com um desconto ou prêmio em relação a um determinado petróleo de referência (*benchmark*), com base na seguinte fórmula (FATTOUH, 2011):

$$P_x = P_b + \Delta Q$$

P_x: preço do petróleo do tipo x (por exemplo, Marlim)

P_b: Preço do petróleo de referência (*benchmark*) (exemplo: *Brent Dated*)

ΔQ: desconto ou acréscimo em relação à qualidade

O diferencial de preços entre os tipos de petróleo pode ser definido pelo país exportador ou com base nos preços de mercado reportados por agências, como Platts e Argus Media. Porém, solucionada a questão da qualidade dos óleos, resta saber como os agentes elegem os *benchmarks* para serem utilizados nos contratos. Algumas características são observadas no processo de

densidade superior a 0,87 e igual ou inferior a 0,92 (ou grau API igual ou superior a 22° e inferior a 31°); e como "Petróleo Pesado" todo petróleo com densidade superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau API igual ou superior a 10° e inferior a 22°)).

⁹ Quando o teor de enxofre é inferior a 0,5%, o petróleo é classificado como "doce", e acima desse valor, como "ácido".

¹⁰ Válido geralmente para diferentes arranjos contratuais (*spot*, *forward* e de longo prazo).

Handwritten signatures and scribbles in blue ink.

seleção do *benchmark* pelos agentes econômicos, dentre as quais, foram selecionadas seis delas.

Um dos primeiros aspectos é possuir um volume de produção considerável de maneira que os preços possam refletir, fidedignamente, as condições de oferta e demanda pela *commodity*, o que evitaria a ocorrência de manipulações e/ou distorções nos preços geralmente ocasionados pela falta de liquidez do mercado.

Segundo, deve existir uma base diversificada de produtores de petróleo, bem como de potenciais adquirentes, para o sucesso do *benchmark*, uma vez que isso reduz o poder de mercado de cada *player* isoladamente, fazendo com que as operações de compra e venda condigam, com maior grau de probabilidade, à realidade econômica, de modo que os preços possam cumprir, de fato, o seu papel de mecanismo alocativo. Por exemplo, quando o produtor é um monopolista verticalmente integrado em um mercado autossuficiente, a questão do preço do óleo se torna mais uma questão contábil do que propriamente econômica, tendo em vista que alterações no preço da *commodity* não trazem impactos nem no lucro global da companhia, nem na alocação do óleo produzido.

Terceiro, o país produtor do óleo do candidato a *benchmark* deve possuir estabilidade político-institucional para que os preços do petróleo possam refletir as condições do mercado mundial de petróleo, e não os riscos e as incertezas associadas a determinado país ou região (como as sabotagens a oleodutos que ocorrem com certa frequência na Nigéria).

Quarto, o tipo de petróleo deve ser de preferência leve, já que este pode ser facilmente processado por diferentes refinarias ao redor do mundo, o que contribui para aumentar o número de potenciais compradores e, com isso, sinalizar, sem vieses, as reais condições do mercado. Além disso, espera-se que a qualidade do óleo pelos diversos campos se mantenha relativamente constante ao longo do tempo, já que isso pode trazer problemas em relação à precificação do mesmo, implicando, inclusive, comportamentos oportunistas quando do exercício dos contratos para a entrega física do óleo, pois os agentes tendem a entregar o óleo de menor qualidade.

Quinto, o ritmo de produção deve ser o mais estável possível, já que isso assegura maior nível de pontualidade e confiabilidade na entrega das cargas. Mas, para isso, faz-se necessário também que a região produtora disponha de infraestrutura de armazenamento e escoamento adequada, buscando evitar que restrições logísticas - tais como ocorrem atualmente na região de Cushing, ponto de entrega dos contratos futuros do WTI - impeçam que os preços reflitam as condições do mercado internacional de petróleo.

Sexto, a existência de cláusulas de restrição de destino, tal como aplicadas pelos países do Golfo Pérsico, impede a comercialização do óleo pelo adquirente para terceiros, frustrando o desenvolvimento de um mercado

secundário (LUCIANI, 2012)¹¹, vital não só para o aumento das transações, mas também para evitar práticas de discriminação de preços, ambos elementos julgados fundamentais para um candidato a *benchmark* lograr êxito.

Neste sentido, atualmente o mercado internacional de petróleo apresenta variadas correntes de óleo bruto consideradas como *benchmarks*, sendo mais populares os tipos: i) **Brent**, representativo do mercado europeu e da bacia do Atlântico e utilizado como referência em 2/3 das transações mundiais; ii) **WTI e ASCI**, relacionado ao mercado dos Estados Unidos, e; iii) **Dubai**, referência para o mercado asiático.

Esta seção apresentou o histórico da formação dos preços no mercado internacional até a consolidação dos modelos de precificação baseados em fórmulas no final da década de 80 e também apresentou os requisitos necessários para a consolidação de um preço como *benchmark* no mercado internacional. A próxima seção destaca o papel das Agências de Informação de Preços no mercado internacional de petróleo e as metodologias utilizadas pelas duas principais empresas atuantes neste mercado, a Platts e a Argus Media, no levantamento dos preços.

III. AGÊNCIAS DE INFORMAÇÃO DE PREÇOS (DESCRIÇÃO E METODOLOGIA)

As Agências de Informação de Preços (*Price Reporting Agencies* -- PRAs) são editoras e fornecedores de informação de propriedade privada que divulgam os valores de negociações e transações concluídas no mercados de petróleo cru e de seus derivados, e de *commodities* em geral, assim como realizam "avaliações inteligente" de preços quando nenhuma transação é observada no mercado.

A identificação de preços pelas PRAs faz-se necessária para a publicidade dos valores das transações ocorridas em mercados que não possuem liquidez ou que não são diretamente observáveis, como ocorre nos contratos futuros transacionados em bolsas como a *New York Market Exchange* (NYMEX) e *Intercontinental Exchange* (ICE), de Londres.

Os preços divulgados pelas PRAs são utilizadas por diferentes agentes do mercado como empresas produtoras, refinarias, *traders*, investidores, bancos e governos como preço de referência para diversas finalidade como: indexação de contratos *spot* e de longo prazo; instrumentos derivativos; precificação de transferências internas; análise de performance de *traders*; fórmulas de royalties; definição de preços mínimos; gerenciamento de risco; análise de mercado, e; decisões de investimento e crédito.

As duas maiores PRAs no mercado internacional de petróleo são a americana Platts e a inglesa Argus Media, e por este motivo, a comparação

¹¹ LUCIANI, G. Oil Price Benchmarks in International Trade. Oxford Energy Forum, Fev. 2012.

entre a metodologia utilizada e os produtos oferecidos por estas duas empresas será apresentado a seguir. No entanto, destacamos que existem empresas de menor porte especializadas em mercado ou em produto específicos como: a OMR¹², com atuação na Alemanha, Áustria e Suíça; a RIM Intelligence¹³, com foco no mercado japonês; a OPIS¹⁴ abrangendo o mercado dos Estados Unidos, e; a ICIS Pricing¹⁵ voltada para o ramo de produtos petroquímicos¹⁶.

Os preços divulgados pela Platts são utilizados como referência na maioria dos contratos de longo prazo e nos contratos derivativos atualmente em vigor. Embora a participação de mercado da Argus tenha apresentado crescimento nos últimos anos, existe uma considerável barreira à entrada a favor da Platts em função do elevado custo de transação e dos riscos envolvidos na mudança dos preços de referência dos diferentes contratos¹⁷.

III.1 - Metodologia das Agências de Formação de Preços

As PRAs adotam diferentes metodologias para levantamento dos preços a serem divulgados, podendo envolver métodos (i) exclusivamente subjetivos, que requerem a experiência de seus especialistas; (ii) unicamente mecânicos, baseado apenas nos dados coletados entre os agentes do mercado ou; (iii) uma combinação de ambos os métodos. As duas principais agências, Platts e Argus Media, utilizam a combinação de análise mecânica e julgamento subjetivo. No entanto, enquanto a Argus utiliza a média ponderada das negociações durante todo o dia, a Platts utiliza as cotações de encerramento do mercado.

A seguir, serão apresentadas as duas maiores PRAs atuantes no mercado, Platts e Argus, e as metodologias utilizadas para identificação dos preços a serem reportados.

III.1.1 - Platts

A Platts foi fundada em 1909 pelo jornalista Warren C. Platts (1883-1963), na cidade de Ohio, nos EUA. Neste ano, a empresa iniciou a publicação da revista mensal intitulada "*National Petroleum News*", com objetivo de fornecer informações e preços de revenda de petróleo, e tomou-se "uma voz dos produtores independentes"¹⁸. Em 1923, a Platts iniciou a publicação do seu primeiro relatório diário, "*Platts Oilgram*". Em 1953, a empresa foi adquirida pela empresa McGraw-Hill, com sede em Nova York, EUA.

¹² <http://www.omr.de>

¹³ <https://eng.rim-intelligence.co.jp/>

¹⁴ <http://www.opisnet.com/>

¹⁵ <http://www.icis.com/>

¹⁶ Fattouh (2011).

¹⁷ IOSCO (2011).

¹⁸ SIM. NPN Magazine, Nov/Dec 2013. Disponível em: <http://read.dmtmag.com/230121-npn-magazine-nov-dec-2013/3>. Acesso em: 16 Set. 2015.

Atualmente, a Platts é a maior agência de levantamento de preços no mundo, com mais de 250 editores, distribuídos em 15 escritórios, localizados nos 5 continentes, publicando notícias, comentários, análises de mercado, dados e informações de preços de dezenas de *commodities* nos setores de petróleo, petroquímicos, metais, transporte e outras *commodities* energéticas como gás natural, energia elétrica, carvão, GNL, nuclear e bicomcombustível.

A Platts utiliza a metodologia dos preços de fechamento do mercado (*market-on-close* ~ MOC)¹⁹, um sistema desenvolvido para a descoberta dos preços de mercado no fechamento de um dia normal de negociação. Tal sistema é similar aos adotados em mercados de futuros e de bolsas de valores, os quais publicam preços das transações diárias de encerramento do pregão.

De acordo com a descrição da metodologia disponível no site da Platts, o MOC é um processo no qual as propostas, ofertas e transações são submetidas pelos participantes para os editores da Platts e publicados em tempo real durante todo o dia²⁰. No entanto, a cotação final do dia equivale ao valor das transações ocorridas nos minutos finais de negociação dentro da chamada "janela Platts"²¹. Após o encerramento das transações, os editores da Platts examinam os dados recolhidos ao longo do dia e realizam análises e avaliações dos preços de modo a determinar a cotação de encerramento do dia.

Os participantes do processo MOC são compradores e vendedores de óleo bruto e derivados e instrumentos financeiros atrelados ao valor do petróleo físico, como grandes empresas nacionais de petróleo, *majors*, empresas independentes, *traders*, instituições financeiras, refinarias e consumidores finais, como empresas aéreas e concessionárias de energia.

A participação no MOC é voluntária. No entanto, a Platts seleciona quais empresas são autorizadas a participar no seu processo de avaliação de preço. Deste modo, a agência somente faz uso de dados fornecidos por empresas consideradas de elevada reputação e que atendam aos requisitos estipulados na metodologia (como especificação do produto e volume negociado). Ademais, as transações relacionadas devem ser passíveis de confirmação, por ambas as partes envolvidas, para que tais informações possam compor o índice de preço. Estas regras e diretrizes são determinadas para manter a integridade do processo MOC, assim como a qualidade dos dados e das avaliações de preços.

¹⁹ O modelo MOC foi lançado pela Platts na Ásia em 1992, na Europa, em 2002 e na América do Norte em 2006.

²⁰ Durante todo o dia, os editores da Platts estão em constante contato com os participantes do MOC. Eles recebem os dados sobre ofertas e transações via telefone; *Squawk Box*; *Yahoo Instant Messenger* - um veículo de comunicação padrão da indústria; ou Platts Janela Editorial (*eWindow*) - uma ferramenta de comunicação on-line que permite aos usuários inserir eletronicamente e imediatamente visualizar, licitações, ofertas e dados de transações. Assim que os dados vão para sistema editorial da Platts, é publicado em tempo real no Platts Global Alert, facilitando a descoberta de preço, fazendo todos os participantes do MOC visíveis uns aos outros e todas as informações de preços transparentes.

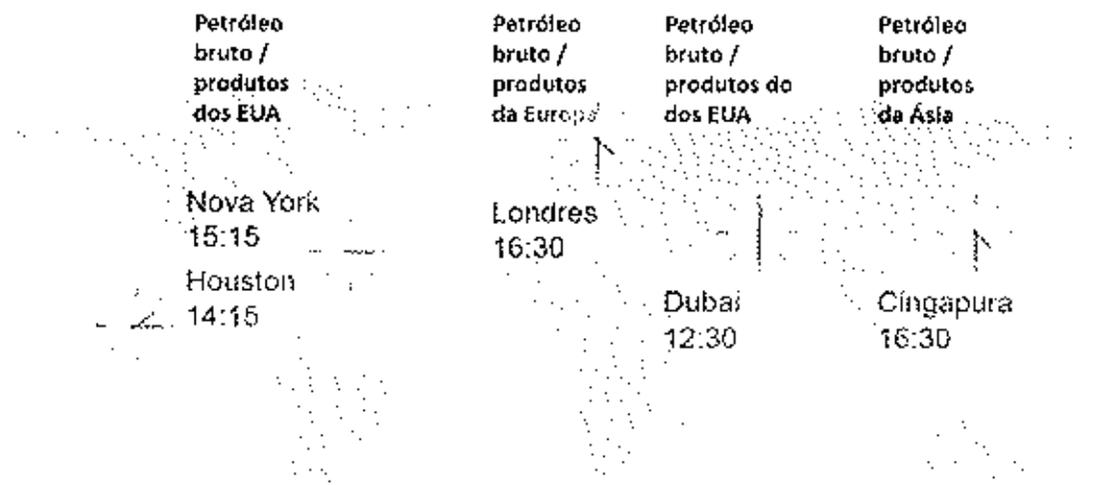
²¹ Termo informal cunhado pelos próprios participantes do mercado.

A Platts exige, ainda, a divulgação completa dos detalhes de qualquer proposta, oferta ou transação submetida aos seus editores²², e não permite participantes anônimos, tal como ocorre nos mercados acionários²³. Além disso, requer-se que os dados apresentados reflitam transações reais verificáveis²⁴ e propostas "firmes", abertas ao mercado e executáveis. Este conjunto de regras tem como objetivo evitar que um participante consiga distorcer a avaliação de preços por meio de um lance que não reflita o valor de mercado.

Com vistas a garantir a formação ordenada de preços, os participantes também devem seguir normas rigorosas para a mudança do valor das propostas (regras de incremento), inclusive no que tange ao intervalo mínimo destas alterações. Isso permite que as contrapartes potenciais tenham tempo suficiente para agir em relação a uma proposta, assegurando que as indicações de preços sejam testadas em cada nível. Com isso, mitigam-se as chances de mudanças repentinas de preços ("gapping"). Outro ponto, é que os preços transacionados estão sujeitos a testes de repetitividade, o que significa que, para serem aceitas, as transações devem ser capazes de ocorrer repetidamente ao mesmo nível de preços.

Para participar na "janela do Platts", é necessário que as empresas declarem sua intenção apresentar lances antes de um ponto de corte no período da tarde, que varia de 30 a 45 minutos antes do fechamento do mercado, dependendo da commodity (Figura 2).

Figura 2 – Registro de horário do MOC em diferentes mercados regionais



Fonte: Platts.

²² Dentre as informações solicitadas incluem-se o produto, a qualidade e especificações físico-químicas, quantidade negociada, prazo de entrega, localidade, etc.

²³ Deste modo, ao compor um índice de preços, a Platts e outras PRAs necessitam convencer os principais participantes do mercado a fornecer as informações de preços para a construção dos indicadores de preços.

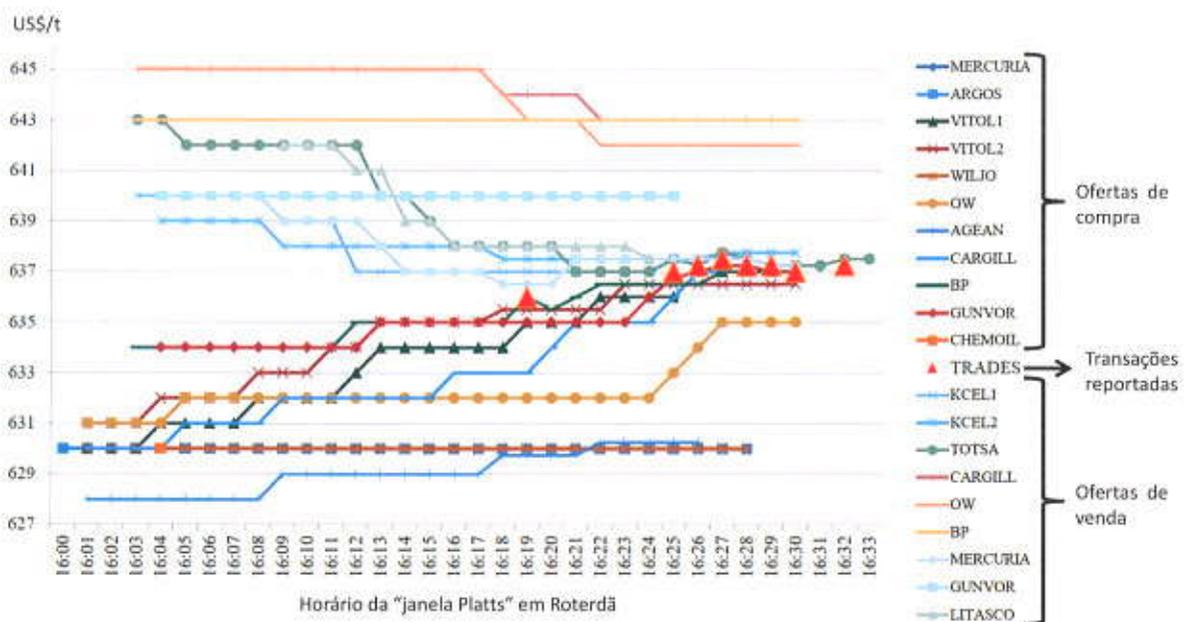
²⁴ A Platts solicita que junto com as propostas, seja encaminhada toda a documentação de apoio da contraparte na negociação, a fim de permitir a verificação das transações.



Segundo a Platts, a principal vantagem deste MOC nestes horários é permitir aos agentes econômicos a opção de realizar operações de arbitragem nos diferentes regiões, pois no horário estipulado (16:30 h em Cingapura) todos os mercados estão em funcionamento, o que se reflete numa formação mais fidedigna dos preços de mercado.

Empresas que não demonstraram intenção de participar na "janela Platts" não podem dar lances e ofertas. No entanto, tais agentes podem optar por aceitar uma oferta apresentada por outro agente econômico. Isso permite que o universo de potenciais compradores e vendedores seja maior do que o número de empresas que postaram lances e ofertas. Durante o período compreendido na "janela Platts", os compradores e os vendedores que declararam sua intenção de participar podem ajustar seus preços em linha com as regras de incremento e repetitividade. Finalmente, a Platts, com base nos lances de compra mais altos e dos de venda mais baixos, determina o preço de encerramento do final do dia (Gráfico 1).

Gráfico 1 – Dinâmica para formação do preço do petróleo dentro da “Janela Platts”²⁵



Fonte: Platts.

No caso de mercados que possuam baixa liquidez e/ou apresentem ausência de operações concretizadas, os editores fazem uso de outros expedientes para definir os preços de mercado. Um deles consiste em utilizar as ofertas de compra e venda para se chegar a um valor intermediário (hipotético) para representar o preço de mercado, que provavelmente teria emergido caso o mercado apresentasse maior número de transações. Outro

²⁵ No exemplo: ofertas de compra, ofertas de venda e transações reportadas (US\$/t, cargas de petróleo de Roterdã, 3,5% de enxofre, para entrega imediata "Front End", em 1º de fevereiro de 2013).

Handwritten signature and initials in blue ink.

recurso é utilizar os diferenciais de preços dos distintos produtos e regiões geográficas para se obter o preço de mercado. Por exemplo, na ausência de transações suficientes e fidedignas para a precificação do petróleo numa determinada região (importadora de petróleo), seria possível calcular o seu preço de mercado (hipotético) com base na soma do preço de referência do petróleo em outro mercado (excedente de petróleo) e do custo do frete envolvido no transporte de petróleo de uma região para outra.

A principal crítica da metodologia feita à MOC adotada pela Platts é que o volume das transações efetuadas na "janela Platts" corresponde a uma pequena fração do volume total transacionado no dia. Com isso, seria aparentemente mais fácil a adoção de estratégias para a manipulação dos preços.

Além disso, como a Platts estabelece uma série de requisitos para a participação no MOC, diversas empresas que não permitem a divulgação de detalhes de suas negociações comerciais, como o volume transacionado e o nome da contraparte, preferem não divulgar os detalhes de suas transações, o que é capaz de gerar distorções significativas, a depender do peso de tal participante no mercado. Por fim, como a divulgação das transações e a utilização da plataforma para registro das operações de compra e venda são voluntárias, as empresas podem, segundo sua conveniência, escolher quais informações divulgar, de modo a direcionar o mercado no sentido que lhe favoreça.

III.1.2 – Argus Media

Fundada em 1970, com sede em Londres, Inglaterra, a Argus Media é uma agência internacional provedora de cotações, índices, inteligência e dados de mercado sobre os setores de petróleo cru e derivados, gás liquefeito de petróleo, gás natural, carvão, eletricidade, biocombustíveis, biomassa, emissões, fertilizantes, petroquímicos, metais e frete.

Atualmente, a Argus possui mais de 700 funcionários, sendo metade deles editores de *commodities* e 20 escritórios distribuídos globalmente, responsáveis pela publicação de 10.000 indicadores de preços diariamente. Em 2009, a Argus aumentou sua importância no mercado internacional de petróleo quando a Saudi Aramco anunciou que passaria a usar o *benchmark Argus Sour Crude Index (ASCI)* para as exportações com destino aos Estados Unidos. Em 2010, Kuwait e Iraque também passaram a usar o *Argus Sour Crude Index (ASCI)* como benchmark para as exportações de petróleo cru para os Estados Unidos.

A Argus adota três diferentes metodologias para levantamento do preço de mercado de acordo com o produto que está sendo precificado, sendo: i) média ponderada por volume (*volume weighted average – VWA*); ii) avaliações inteligentes, e; iii) preços derivados ou "construídos" (*netback/netforward prices*).

De acordo com apresentação realizada na ANP, estas metodologias são desenvolvidas, revisadas e atualizadas regularmente em consultas aos participantes do mercado, tendo como base o conceito de



verificação e validação. A Argus Média avalia e coleta informações de mercado ao longo do dia. As transações e ofertas de compra e venda que são coletadas são checadas com as contrapartes. Anomalias e transações fora dos parâmetros da metodologia são excluídas. As transações concluídas e checadas são publicadas pela Argus Média.

Para os indicadores de preços calculados a partir da média ponderada por volume, a Argus Média considera somente as transações concluídas. Além disso, cabe apontar que a adoção de tal metodologia somente é realizada em mercados com elevada liquidez, como a gasolina europeia (ARA), petróleo e derivados nos EUA, eletricidade e gás natural.

Já as avaliações inteligentes são empregadas em mercados com baixa liquidez, como os mercados de exportação, e são realizadas a partir de uma combinação de transações concluídas, ofertas de compra e de venda, pesquisas de mercado e o acompanhamento dos mercados relacionados.

Por fim, os preços derivados são utilizados em regiões sem nenhuma transparência, liquidez ou base minimamente ampla de participantes. Neste caso, usam-se, como referência, indicadores de preços de mercados mais líquidos e adicionam-se ou subtraem-se diferenciais de fretes /ou de qualidade²⁶.

Embora a metodologia do VWA estime o preço das *commodities* a partir de um número maior de transações do que o método MOC - e por este motivo apresente maior representatividade do mercado -, a principal crítica a esta metodologia é que ela sinaliza os preços das transações passadas. Deste modo, existe uma tendência de os preços apurados apresentarem uma defasagem sobre o preço corrente de mercado, especialmente em dias com grande volatilidade. Além disso, tal metodologia atribuiu peso igual a transações realizadas a "preços falsos"²⁷, isto é, preços que não representam o equilíbrio de mercado, pois são concretizados em horários em que não há possibilidade de arbitragem com todos os outros mercados, os preços de mercado.

IV. LEGISLAÇÃO APLICÁVEL AO CÁLCULO DO PREÇO MÍNIMO PELA ANP

A Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo"), que dispõe sobre as atividades relativas à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, estabelece no artigo 45 as participações governamentais devidas pelos concessionários das

²⁶ Por exemplo, para identificar o preço Argus LNG DES Brazil, utiliza-se uma cesta com os preços do GNL em Trinidad e Tobago, Oriente Médio e Oeste da África acrescido do custo de frete para o Brasil.

²⁷ Tal termo é originário do trabalho de Léon Walras, de 1874, sobre equilíbrio geral. Para a descoberta do vetor de preços de equilíbrio, o referido autor faz uso da figura do leiloeiro (walrasiano), que evita que as transações ocorram a preços falsos (ou seja, preços diferentes do de equilíbrio), o que seria capaz de provocar uma dinâmica capaz de distanciar os níveis de preços em relação aos de equilíbrio. WALRAS, Léon. *Compêndio dos elementos de economia política pura*. São Paulo: Abril Cultural, 1983.

atividades de exploração e produção, sendo: o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

A Lei do Petróleo também determina que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) "*terá como finalidade promover a regulação, a contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis*"²⁸.

Posteriormente, foi promulgado o Decreto nº 2.705/98 que regulamentou os artigos 45 a 51 da Lei do Petróleo e definiu os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais. O Capítulo IV do Decreto dispõe sobre os **preços de referência**, sendo o artigo 7º referente ao petróleo produzido e o artigo 8º referente à produção de gás natural.

De acordo com o artigo 7º, o preço de referência mensal ao petróleo produzido em cada campo será igual à média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário (em condições normais de mercado) ou ao **preço mínimo** estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Já nos casos em que não ocorra venda do petróleo produzido, a produção do óleo produzido será valorado pelo preço mínimo estabelecido pela ANP.

Neste sentido, a Portaria ANP nº 206, de 29/08/2000, estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. O preço mínimo ("Pmin") mensal para cada campo é calculado pela multiplicação da média mensal da taxa de câmbio diárias ("TC"), por um conversor de unidades de barris para m³ e pela soma entre o valor médio mensal dos preços diários do petróleo do tipo Brent ("PBrent") e do diferencial entre o preço do petróleo nacional e o do petróleo Brent ("D").

O diferencial ("D") é calculado pela diferença entre valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional (VBPnac) e o valor bruto dos produtos derivados do petróleo Brent (VBPBrent), sendo estes determinados de acordo com as respectivas frações²⁹ de derivados leve (Fl e FIB), de derivados médios (Fm e FmB) e de resíduos pesados (Fp e FpB) e o valor médio mensal de cinco derivados cotados internacionalmente utilizados como referência.

O artigo 3º da Portaria ANP nº 206/00 apresenta a metodologia para o cálculo do preço mínimo do petróleo nacional produzido em casa campo, conforme fórmula abaixo:

$$P_{min} = TC \times 6,2898 \times (PBrent + D)$$

$$D = VBPnac - VBPBrent$$

$$VBPnac = Fl \times Pl + Fm \times Pm + Fp \times Pp$$

$$VBPBrent = FIB \times Pl + FmB \times Pm + FpB \times Pp$$

²⁸ Artigo 6º da Lei 9.478/97.

²⁹ Segundo o § 3º do artigo 3º, "as frações de destilados leves, de destilados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo e do petróleo Brent, a que se refere o parágrafo anterior, serão estabelecidas com base na análise de seus pontos de ebulição verdadeiros (PEV), em função do seu grau API e dos seus pontos de corte".

Os preços associados às frações de derivados leves, derivados médios e resíduos pesados utilizam como referência a cotação dos derivados apresentados na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Derivados de referência para as frações de derivados

Teor de enxofre	Fração de Derivados Leves (Fl e FIB)	Fração de Derivados Médios (Fm e FmB)	Fração de Resíduos Pesados (Fp e FpB)
≤ Brent	Gasoline 10 ppm Cargoes CIF NWE	ULSD 10 ppm CIF NWE	Fuel Oil 1 % CIF
> Brent		Gasoil 0,1% CIF NWE	Fuel Oil 3,5 % CIF

O artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00 define as especificações do Brent *Dated* e dos derivados utilizados no cálculo do preço mínimo do petróleo conforme apresentado abaixo:

- **Brent Dated³⁰**: cotação publicada diariamente pela PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 a 17 dias após a data da cotação, no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha;
- **Petróleo Brent³¹**: Mistura de tipos de petróleo produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian;
- **Gasoline 10 ppm Cargoes CIF NWE³²**: classificação de gasolinas, com densidade de 755 kg/m³; Research Octane Number - RON de 95 e Motor Octane Number - MON de 85, com teor máximo de enxofre de 10 ppm;
- **ULSD 10 ppm³³**: classificação de óleo diesel utilizado na Europa, com teor máximo de enxofre de 10 ppm;
- **Gasoil 0,1% Cargoes CIF NWE³⁴**: classificação de gasóleos utilizados em aquecimento na França e Alemanha, com teor máximo de enxofre de 0,1% e densidade de 845 kg/m³;
- **Fuel Oil 1%³⁵**: classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 1%, viscosidade cinemática de 380(10-6 m²/s a 50 °C e densidade entre 965 e 990 kg/m³;
- **Fuel Oil 3.5%³⁶**: classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 3,5%, concentração máxima de vanádio de 300 ppm, viscosidade

³⁰ Inciso III, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³¹ Inciso X, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³² Inciso XIV, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³³ Inciso VI, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³⁴ Inciso VII, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³⁵ Inciso IV, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.

³⁶ Inciso V, artigo 2º da Portaria ANP nº 206/00.



cinemática de $380(10^{-6} \text{ m}^2/\text{s})$ a $420(10^{-6} \text{ m}^2/\text{s})$ a $50 \text{ }^\circ\text{C}$ e densidade de 965 a 990 kg/m^3 ;

Conforme apresentado acima, a Portaria ANP nº 206/00 estabelece o Brent *Dated*, cotado pela Platts, como o *benchmark* para preço do barril de petróleo. O diferencial de qualidade para a corrente de petróleo nacional é calculada com base nas frações das diferentes qualidades de derivados obtidos com o refino deste óleo em comparação com o Brent *Dated* e na cotação dos destilados determinados como referência, todos também cotados pela Platts.

A Portaria também indica que o valor médio dos derivados utilizados como referência são os preços CIF (*cost, insurance and freight*) cotados no *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN* para o mercado NWE/basis ARA (Noroeste da Europa, tendo como base a região de Antuérpia, Roterdã e Amsterdã).

Apresentados os principais elementos da Portaria ANP nº 206/2000 acerca do *benchmark* e da fórmula de cálculo do preço mínimo do petróleo, a próxima seção tem como objetivo fazer a comparação entre os preços levantados pelas duas principais PRAs, Platts e Argus, de modo a permitir uma comparação entre os preços coletados por cada agência em termos de arrecadação hipotética de *royalties*.

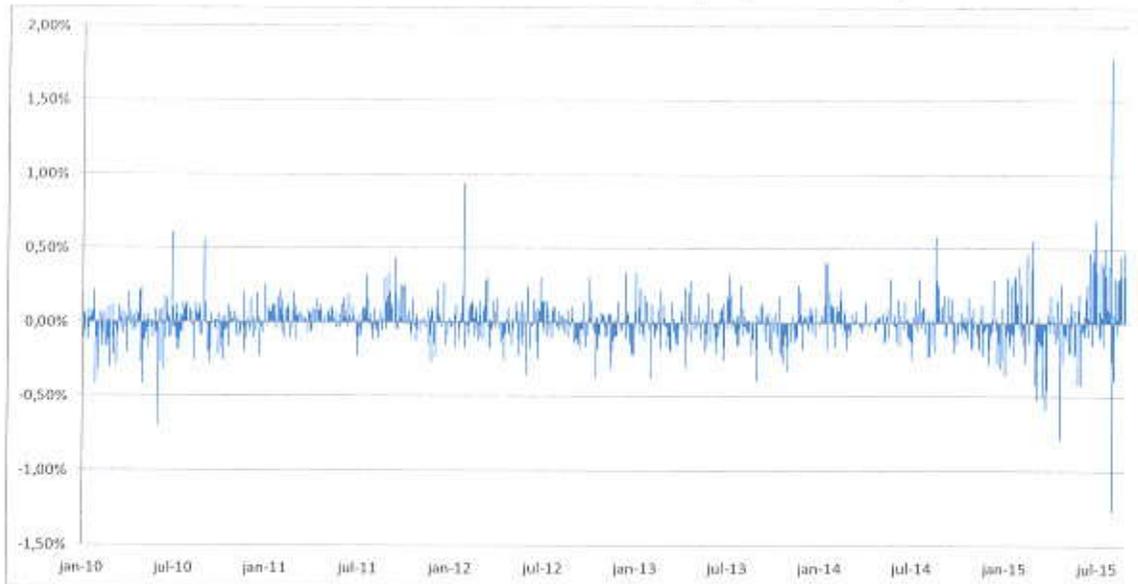
V. COMPARAÇÃO ENTRE OS PREÇOS ARGUS E PLATTS

Considerando os aspectos apresentados na seção III, apesar das diferenças metodológicas entre Platts e Argus Media, segundo a IOSCO (2011)³⁷, não há evidência de que exista um viés constante, para cima ou para baixo, de diferença nos preços para produtos similares reportados pelas diversas PRAs. Analisando a média dos preços durante períodos de tempo longos, a IOSCO estimou que a diferença entre os preços reportados pelas diferentes PRAs para a mesma corrente de óleo é geralmente substancialmente menor do que US\$ 1/bbl. No caso do *benchmark* "Brent", esta diferença é de apenas US\$ 0,01/bbl.

Corroborando este entendimento, o Gráfico 2 apresenta a diferença percentual entre as cotações diárias do *Brent Dated*, cotado pela Platts, e do *North Sea Dated*, cotado pela Argus.

³⁷ IOSCO (2011). *Oil Price Reporting Agencies Report by IEA, IEF, OPEC and IOSCO to G20 Finance Ministers*, – October 2011. Disponível em: <https://www.iosco.org/library/pubdocs/pdf/IOSCOPD364.pdf>. Acesso em: 02/09/2015.

Gráfico 2 – Diferença percentual entre os preços diários do *Brent Dated* (Platts) e do *North Sea Dated* (Argus Media)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Platts e Argus Media.

Como podemos observar, embora apresente uma pequena diferença na cotação diária (em grande parte abaixo 0,5%), não existe uma tendência superior ou inferior entre os preços do mesmo *benchmark* cotado por diferentes agências. Considerando todo o período analisado, de janeiro de 2010 a agosto de 2015, a diferença percentual média diária foi de 0,003%.

Com vistas a ampliar esta comparação entre as agências de levantamento de preços, foi realizada uma simulação para estimar a diferença hipotética na arrecadação de *royalties*, no período de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, utilizando os preços mínimos calculados com base no *benchmark* do óleo cru e dos derivados indicados na Portaria ANP Nº 206/00, cotados pela Platts, com os preços mínimos calculados utilizando os indicadores Argus equivalentes às cotações usadas nas fórmulas da ANP para o preço mínimo do petróleo, conforme indicado na Tabela 2:

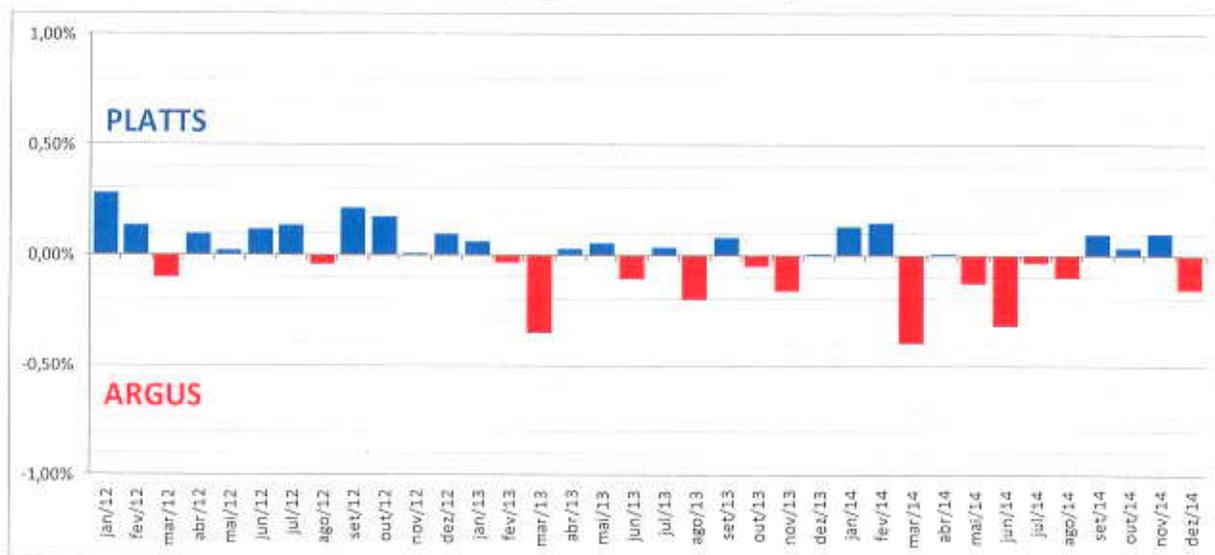
Tabela 2 – Benchmark de Óleo Cru e Derivados - Platts vs Argus Media

Platts (Portaria ANP Nº 206/00)	Argus Media
Brent Dated	North Sea Dated
Gasoline 10ppmS CIF NWE Cargo	Gasoline 95r 10ppm NWE cif prompt
ULSD 10ppmS CIF NWE Cargo	Gasoil diesel French 10ppm NWE cif prompt
Gasoil 0.1% CIF NWE Cargo	Gasoil heating oil French NWE cif prompt
Fuel Oil 1% CIF NWE Cargo	Fuel oil 1% NWE cif prompt
Fuel Oil 3,5% CIF NWE Cargo	Fuel oil 3.5% NWE cif prompt

Reiterando o observado em relação aos preços do petróleo Brent, apesar das diferenças metodológicas, não foi possível observar um viés constante de diferença nos preços dos derivados similares reportados pelas Platts e pela Argus Media, no mesmo período de análise.

Resultados similares são obtidos ao se analisar os impactos da alteração do fornecedor de preços (Platts e Argus Media) sobre o valor hipotético estimado de royalties, conforme exibido no Gráfico 3.

Gráfico 3 – Diferença percentual no valor hipotético estimado de royalties calculado com preços Platts vs Argus Media



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Platts e Argus.

Handwritten signature and initials in blue ink.

No Gráfico 3, esta constatação fica evidente ao demonstrar que, dependendo do mês, o valor hipotético³⁸ estimado de royalties com base nos preços da Platts pode ficar acima ou abaixo do valor hipotético estimado de royalties a partir dos preços da Argus Media. Além disso, é importante salientar que, durante todo o período analisado, esta diferença não ultrapassa 0,5% da arrecadação hipotética. Ou seja, não é possível afirmar que haveria impacto significativo caso ocorra mudança na PRA responsável pela disponibilização dos dados de preços utilizados para cálculo do preço mínimo do óleo.

Até este ponto, esta Nota Técnica apresentou o histórico da formação dos preços *spot* no mercado internacional de petróleo, os requisitos necessários para a formação de um *benchmark*, a legislação aplicável no cálculo do preço mínimo pela ANP e a descrição das agências de informação de preços, comparando suas metodologias, os preços cotados e seus impactos na arrecadação hipotética de royalties. Na seção seguinte será analisada a relevância atual do *benchmark* de óleo cru e dos derivados utilizados como referência na Portaria ANP nº 206/2000.

VI. ANÁLISE DA RELEVÂNCIA ATUAL DO BENCHMARK DE ÓLEO CRU E DOS DERIVADOS UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA NA PORTARIA ANP Nº 206/00

Conforme apresentado anteriormente, a fórmula utilizada na Portaria ANP Nº 206/00 calcula o preço mínimo dos diferentes tipos de óleo produzidos nacionalmente com base na cotação média mensal do *Brent Dated*, publicado pela Platts, e somado a um diferencial que tem como objetivo ajustar o preço nacional com a qualidade do óleo, calculado com base nos derivados representativos das frações leve, média e pesada.

Nesta seção, tendo em vista a solicitação do Memorando nº 319/2015/SPG, serão apresentados os fundamentos para a manutenção do *benchmark Brent Dated* (subseção VI.1) e considerações acerca dos derivados utilizados pela ANP no cálculo dos preços mínimos dos petróleos nacionais (subseções VI.2 e VI.3).

Na subseção VI.2 será apresentado o mercado de derivados na Europa, destacando as mudanças recentes no parque de refino e alterações no perfil da demanda.

Por fim, na subseção VI.3 será avaliada a relevância atual dos derivados indicados na Portaria ANP Nº 206/00 como referência para as frações de derivados leves, médios e pesados. Neste ponto, a premissa utilizada foi a que

³⁸ Na simulação será estimada a diferença hipotética, pois o royalty devido foi calculado com base apenas no preço mínimo definido pela ANP, não considerando o preço de venda praticado pelo concessionário. A diferença hipotética estimada considerou apenas os campos com grande volume de produção, que pagaram participação especial. Estes campos são responsáveis por aproximadamente 72% do total arrecadado com royalties, nos anos de 2012 a 2014. Os preços mínimos e a arrecadação de royalties foram estimados com base nas planilhas elaboradas pela SPG.

os derivados que serão utilizados para o cálculo do diferencial devem ser comercializado na mesma localidade em que o preço do *benchmark* foi levantado. Ou seja, ao se utilizar as cotações do *Brent* serão utilizados no cálculo do diferencial os derivados no mercado europeu. Tal concepção tem como fundamento o fato de o óleo produzido no Brasil poder ser comercializado para as refinarias europeias, as quais tendem a atribuir um preço ao petróleo adquirido com base nos preços obtidos com a venda dos derivados na sua área de abrangência geográfica.

Ademais, serão considerados como referência para as frações de derivados leve, derivados médios e resíduos pesados os derivados comercializados que apresentem especificações técnicas similares a dos derivados atualmente indicados na Portaria ANP Nº 206/00.

VI.1 - Benchmarks no Mercado de Óleo Cru

O surgimento dos principais *benchmarks* no mercado internacional de petróleo constitui um processo bastante dinâmico, sobretudo em função do volume de produção e infraestrutura de escoamento, das condições político-regulatórias pertinentes e da própria existência de competidores capazes de exercer a função de *benchmark*. Dessa forma, não existe um *benchmark* imune às alterações destes parâmetros e, portanto, capaz de assegurar tal posição permanentemente ao longo do tempo. Assim, faz-se necessário avaliar, constantemente, a evolução do mercado internacional de petróleo, bem como a percepção dos agentes econômicos para detectar os movimentos do processo de seleção dos *benchmarks*. Para isso, é fundamental conhecer as publicações especializadas e compreender a dinâmica do mercado, de modo a responder, com a menor defasagem possível, às mudanças dos preços de referência adotados pelos agentes econômicos.

No contexto atual, os mais relevantes preços de referência no mercado internacional de petróleo são: *Brent Dated* (BFOE), cotado no Reino Unido, WTI com ponto de entrega em Cushing, nos EUA e Dubai/Omã, principal referência no mercado asiático. Na sequência desta seção, serão analisadas de que modo tais *benchmarks* são capazes de atender plenamente aos requisitos elencados para refletir adequadamente as condições de oferta e demanda, bem como a viabilidade de surgimento de *benchmarks* substitutos.

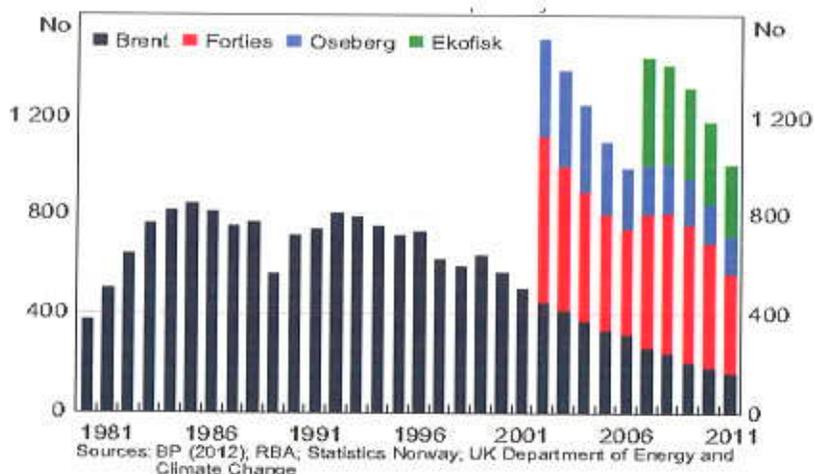
VI.1.1 - Brent

O *Brent Dated*, em meados da década de 80, atendia plenamente aos requisitos requeridos para sustentar tal condição. A produção deste tipo de óleo era considerável (alcançado mais de 800 mil b/d na época), sendo ofertado por mais de 15 produtores diferentes num país com estabilidade político-institucional (Reino Unido) (DUNN e HOLLOWAY, 2012) e com infraestrutura adequada de escoamento do óleo produzido. Soma-se a isso, a posição geográfica favorável para arbitragens tanto com o mercado asiático

quanto com o americano (MONTEPEQUE, 2012), permitindo que o *Brent Dated* refletisse os riscos geopolíticos das regiões produtoras, respondendo, desta maneira, à demanda de vários agentes por este tipo de proteção (*hedge*).

No entanto, com a manifestação da tendência de queda da produção de petróleo no campo de Brent³⁹ ao longo dos anos 90, a agência Platts passou a adicionar petróleo de outras origens para manter a liquidez do *benchmark*. Assim, em 1990, os óleos provenientes pelo sistema de oleodutos de *Ninian* foram misturados com o Brent, formando o *Brent blend* (OSIPOVICH, 2013)⁴⁰. A partir de 2002, a Platts passou a incluir dois outros tipos de petróleo originados do Mar do Norte, *Forties* e *Oseberg*, para aumentar o volume físico do *Brent Dated*. Em 2007, foi adicionado à cesta o petróleo proveniente de *Ekofisk* (parte norueguesa do Mar do Norte), com o mesmo objetivo. No entanto, isso não impediu que o BFOE⁴¹ voltasse a apresentar tendência de declínio da produção, conforme ilustrado na Gráfico 4.

Gráfico 4: Evolução dos volumes de produção do BFOE (em milhões b/d)



Fonte: Dunn e Holloway (2012)

Em face do declínio de produção, o Reino Unido introduziu, em 2012, incentivos fiscais com o objetivo de alavancar os investimentos no setor, após o aumento dos impostos incidentes sobre o setor, em 2011⁴², o que levou à

³⁹ Para se ter ideia, o campo *Brent* alcançou seu pico de produção em 1984, com 400 mil bbl/d, e outros campos adjacentes (*Thistle*, *Dunlin*, *Cormorant North*, *Ninian*, and *Magnus*), conjuntamente, chegaram a produzir 100 mil bbl/d na mesma época. Em 2012, todos esses campos elencados produziram apenas 70 mil bbl/d (EIA, 2013).

⁴⁰ OSIPOVICH, A. Brent challenges WTI despite questions about oil benchmark. *Energy Risk*, Jan. 2013. Disponível em: <http://www.risk.net/energy-risk/feature/2237678/brent-challenges-wti-despite-questions-about-oil-benchmark>. Acesso em: 12 Jul. 2013.

⁴¹ Sigla que denomina, conjuntamente, os campos de Brent, Forties, Oseberg e Ekofisk.

⁴² Em 2011, o secretário do Tesouro, George Osborne, anunciou o aumento para 32% do "supplementary charge" pago pelas companhias petrolíferas com operações no Mar do Norte, fazendo com que o alíquota efetiva do total dos impostos incidentes sobre a produção petrolífera alcançasse entre 62% e 81%, a depender da idade do campo (THE ECONOMIST, 2013). *Supplementary charge* é um imposto adicional incidente sobre as atividades de exploração e

Z E

queda dos investimentos e aumento das incertezas relacionadas à evolução futura da produção de petróleo e gás natural no Mar do Norte. Ressalte-se que, desde 2005, o país depende de importações de petróleo e derivados para fazer face ao consumo doméstico.

Com isso, Malcolm Webb, chefe executivo da *Oil and Gas UK*, avaliava (antes da queda dos preços do petróleo de 2014) que "os dias de glória dos anos 2000", quando o Mar do Norte gerava 4 milhões boe/d, ficaram para trás, mas que a produção poderia aumentar dos atuais 1,5 para 2 milhões boe/d em 2017 (THE GUARDIAN, 2013)⁴³.

No entanto, este cenário mais otimista não se concretizou como esperado. Em 2014, a produção BFOE caiu para um nível abaixo de 1 milhão b/d. Além disso, os prognósticos da *Consilience Energy* (Tabela 3) apontam que a produção tenderá a apresentar trajetória decrescente, atingindo cerca de 500 mil b/d em 2020.

Tabela 3 – Previsão da Produção BFOE (em b/d)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Brent Blend	137.906	125.242	106.987	97.578	75.493	65.44	58.079
Forties Blend	381.545	327.884	289.141	269.221	228.752	195.322	159.287
Osenberg Blend	119.856	101.353	75.042	54.877	41.931	32.432	26.578
Ekofish Blend	356.762	358.306	368.097	353.843	328.213	299.27	264.733
Total	996.069	912.785	839.267	775.519	674.389	227.754	508.677

Fonte: *Consilience Energy Brent report March 2014* (apud CME GROUP, 2014)⁴⁴

Vale salientar que o problema não se resume ao nível de produção, mas também às composições de óleo na cesta *Brent* com diferentes graus de qualidade. Em 2007, com o início da produção do campo de Buzzard, a qualidade do *Forties* modificou-se significativamente, forçando a Platts a especificar que somente seriam considerados para efeitos de cálculo do *Brent Dated* os óleos com grau API de, no mínimo, 37°, e no máximo 0,6% de enxofre

produção no Reino Unido. Os lucros tributáveis para propósitos de cobrança de *supplementary charge* são calculados da mesma maneira que lucros comerciais na modalidade *ring fence* mas sem qualquer dedução dos custos de financiamento (ERNST & YOUNG'S GLOBAL OIL & GAS CENTER, 2010). *Ring Fence* é um "mecanismo desenvolvido isolar certas rendas tributáveis de prejuízos, resultando em uma maior arrecadação por parte do governo" (PEREIRA, 2004). ERNST & YOUNG'S GLOBAL OIL & GAS CENTER. *Global Oil and Gas Tax Guide*. EYGM, 2010. PEREIRA, M. A. Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppp/production/tesis/mapereira.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2013. THE ECONOMIST. Drill, maybe, drill. 4 Mai. 2013. Disponível em: <http://www.economist.com/news/britain/21577105-spurt-oilfield-decline-could-keep-economy-above-water-drill-maybe-drill>. Acesso em: 12 Jul. 2013.

⁴³ THE GUARDIAN. North Sea oil review to look at maximising UK production. 10 Jun. 2013. Disponível em: <http://www.guardian.co.uk/business/2013/jun/10/uk-oil-review-north-sea>. Acesso em: 12 jul. 2013.

⁴⁴ CME GROUP. Changes in the Brent Market: Declining Production and Underinvestment. July, 2014. Disponível em: <http://www.cmegroup.com/education/files/changes-in-brent-market-declining-production-and-underinvestment.pdf>. Acesso em: 22 set. 2015.

nos petróleos *Forties*. Porém, com a contínua queda da produção e aumento da dependência da produção de *Forties*, fez com que tal medida fosse alterada, com a introdução do sistema de escala (*de-escalator*) fixando um valor de desconto para cada 0,1% acima de 0,6% de enxofre de modo a permitir a inclusão dos óleos mais ácidos (PR NEWSWIRE, 2013)⁴⁵.

A agência Platts considera uma série de indicadores para definir o valor dessas escalas, incluindo o comportamento de petróleo leves e doces em relação aos pesados e ácidos no Mar do Norte e em regiões competidoras, bem como o desempenho em termos de produção de derivados (PLATTS, 2013)⁴⁶. Desta maneira, busca-se eliminar os incentivos dos fornecedores de apenas entregarem óleos *Forties*, de menor qualidade, ao mesmo tempo em que eleva o volume de óleo transacionado sob o *benchmark*.

Outra questão relacionada à previsibilidade da produção é que campo de Buzzard tem sofrido com vários tipos de interrupção da produção. Somente em 2012, foram 6 paralisações, sendo que uma dessas durou o dobro do tempo previamente estimado.

Vale lembrar que, para os padrões no Mar do Norte, o campo de Buzzard é relativamente jovem, tendo a produção se iniciado em 2007. Não obstante, o sistema de oleodutos de *Forties* remonta desde 1975, o que tem ampliando a necessidade de manutenção. Uma das razões é que a concentração de enxofre do óleo proveniente do campo de Buzzard seria maior do que a previamente esperada, o que tem forçado a instalação de novos equipamentos, uma vez que o enxofre é corrosivo e acaba danificando os oleodutos. Para reduzir o nível de enxofre, a companhia petrolífera Nexxen, operadora do campo de Buzzard, foi forçada a adicionar uma quarta plataforma de produção ao campo, de forma a permitir a continuidade do transporte do óleo via o sistema de oleodutos de *Forties*. Os atrasos para a instalação da nova plataforma contribuíram para as interrupções não programadas em 2011.

Além dos problemas relacionados à liquidez do *Brent* devido à tendência de declínio na produção, outro fato relevante merece destaque: a aquisição pela CNOOC da petrolífera canadense Nexxen no final de 2012. Com esta aquisição, a empresa chinesa passou a controlar ativos espalhados em diversos países, tornando-se assim a operadora do campo de Buzzard no Mar do Norte, com produção de 300 mil b/d, equivalente a um terço da produção total no Mar do Norte (atualmente de cerca de 1 milhão b/d). Ressalta-se que cerca de um terço das importações chinesas são precificadas de acordo com as cotações do Brent. Assim, uma redução de US\$1/bbl nas cotações obtidas, por exemplo, com a expansão da produção, poderia gerar economia de US\$60 milhões no mês e

⁴⁵ PR NEWSWIRE. Platts Introduces Mechanism to Ensure Integrity of World's North Sea Brent Oil Benchmark. 2 Jul. 2013

⁴⁶ PLATTS. North Sea sulfur de-escalator. Methodology and Specifications Guide. (Latest Update: June 2013).

US\$ 720 milhões em um único ano (REUTERS, 2013a)⁴⁷. Com base nisso, infere-se que o desafio chinês passa pela revitalização do campo, com vistas à elevação de sua produção, o que aliviará as pressões sobre o Brent.

Em virtude do crescente receio dos agentes em relação à queda da produção de petróleo no Mar do Norte, a agência Platts tem estudado, com a colaboração dos *players* da indústria, medidas para manter ou incrementar a liquidez do Brent. Uma delas envolveria a adição de óleos de áreas mais longínquas, como os provenientes África e Rússia para o mercado europeu (WSJ, 2014)⁴⁸. No entanto, a adoção de tal medida envolve custos não desprezíveis, pois a inclusão de óleos com diferentes especificações adiciona um elemento de incerteza adicional no processo de precificação, uma vez que não é possível conhecer, *a priori*, o tipo de petróleo a ser entregue na data de vencimento do contrato. E eventual adoção de tabelas de descontos para determinados tipos de óleo de qualidade inferior, como as já adotadas pelo BFOE, representa um critério *ad hoc* com vistas a diminuir o risco moral envolvido no processo.

Não obstante, para Montepeque, da Platts, é necessário reconhecer que não existem mais "supercampos", e que todos os *benchmarks*, de fato, se tornaram "Breents", com a inclusão de vários tipos de petróleo. Por exemplo, o próprio *benchmark* WTI seria composto por petróleos de diferentes campos⁴⁹.

Apesar de todos os problemas e perspectivas que desafiam a sua posição do como *benchmark* global, o *Brent Dated* é utilizado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo em termos mundiais, apesar deste representar cerca de 1% da produção mundial (EIA/DOE, 2013). Vale ressaltar, no entanto, que ICE Brent, contrato futuro negociado na bolsa de Londres, apresentou grande crescimento, sobretudo a partir de meados dos anos 2000, atraindo diversos participantes, desde agentes financeiros até os *players* atuantes no mercado físico (FATTOUH, 2011).

Uma característica interessante do ICE Brent é que, na data de vencimento do contrato, ele é precificado de acordo com o *ICE Brent Future Index*, conhecido como *Brent Index*, que é calculado com base nas transações no mercado *forward* do Brent. Em outras palavras, ao contrário dos demais contratos futuros nos quais os preços convergem para o preço *spot* do dia, o ICE Brent

⁴⁷ REUTERS. China keen to fix Britain's broken benchmark oilfield. 12 mar. 2013. Disponível em: <http://uk.reuters.com/article/2013/03/12/uk-china-britain-oil-idUKBRE92B0H320130312>. Acesso em: 8 jul. 2013.

⁴⁸ Segundo Montepeque, director global da Platts, "In the next two to five years we're going to need to look outside the region," e "if we're led to look outside of the area, we should look at big streams, rather than minor ones." WALL STREET JOURNAL. Platts Looks to Expand Brent Assessment Criteria. 17 Fe. 2014. Disponível em: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702303491404579388944157192818>. Acesso em: 22 set. 2015.

⁴⁹ De acordo com Montepeque, "Super fields, supergiants, are no more. All benchmarks have become 'Breents', and they reflect an amalgamation of various crudes. WTI in Cushing is from a bunch of fields. Brent is at least four major brand names and many fields within...so as we move forward in time, the need to combine and recombine greater geographical areas into the benchmark becomes more pressing, because geology is driving these processes. (WSJ, 2014)"

converge para o *forward* Brent⁵⁰, o que torna o contrato futuro suscetível à liquidez no mercado físico⁵¹.

VI.1.2 - WTI

Um possível candidato a suceder o *Brent Dated* como principal *benchmark* global nas transações no mercado físico, até 2011, era o WTI, que historicamente já detinha posição predominante nos mercados futuros, representando 65% destas operações (FATTOUH, 2011)⁵². Vale apontar que, historicamente, as cotações do Brent e do WTI costumavam situar-se em níveis bastante próximos, com leve superioridade para este último⁵³.

A principal justificativa à época para a sustentação deste prognóstico era que, enquanto o volume de produção do WTI tenderia a se manter ao longo do tempo, o *Brent Dated*, por sua vez, tenderia a apresentar queda no volume de produção, o que faria este último menos atrativo e menos aceito para a indexação dos contratos, em decorrência dos maiores riscos de manipulação e maior probabilidade de flutuações de preços não correlacionadas às mudanças de fundamentos do mercado internacional de petróleo.

No entanto, com o advento da denominada "revolução" do *tight oil* nos EUA, a produção de petróleo norte-americana passou a se elevar em ritmo acelerado. No período de 2008 a 2014, a oferta doméstica adicional foi de aproximadamente 5 milhões b/d. A princípio, tais condições mais propícias pelo lado da oferta tenderiam a consolidar ou até reforçar a condição do WTI como *benchmark* global. Porém, o surgimento de gargalos logísticos para o escoamento da produção no Cushing (ponto de entrega dos contratos futuros do WTI), num primeiro momento, aliada às restrições às exportações de óleo cru e limitação na capacidade de refino para a exportação de derivados, no momento seguinte, fizeram com que as cotações do WTI se deslocassem em relação às do Brent e demais preços de referência do mercado internacional de petróleo.

Em 2011, o deslocamento dos preços do WTI em relação ao Brent como resultado do aumento do fluxo de óleo cru proveniente do Canadá e

⁵⁰ "Specifically, the Brent index is calculated on the basis of weighted average of first-month and second-month cargo trades in the 21-day BFOE plus or minus average of the spread trades between first and second months as reported by oil price reporting agencies" (FATTOUH, 2011).

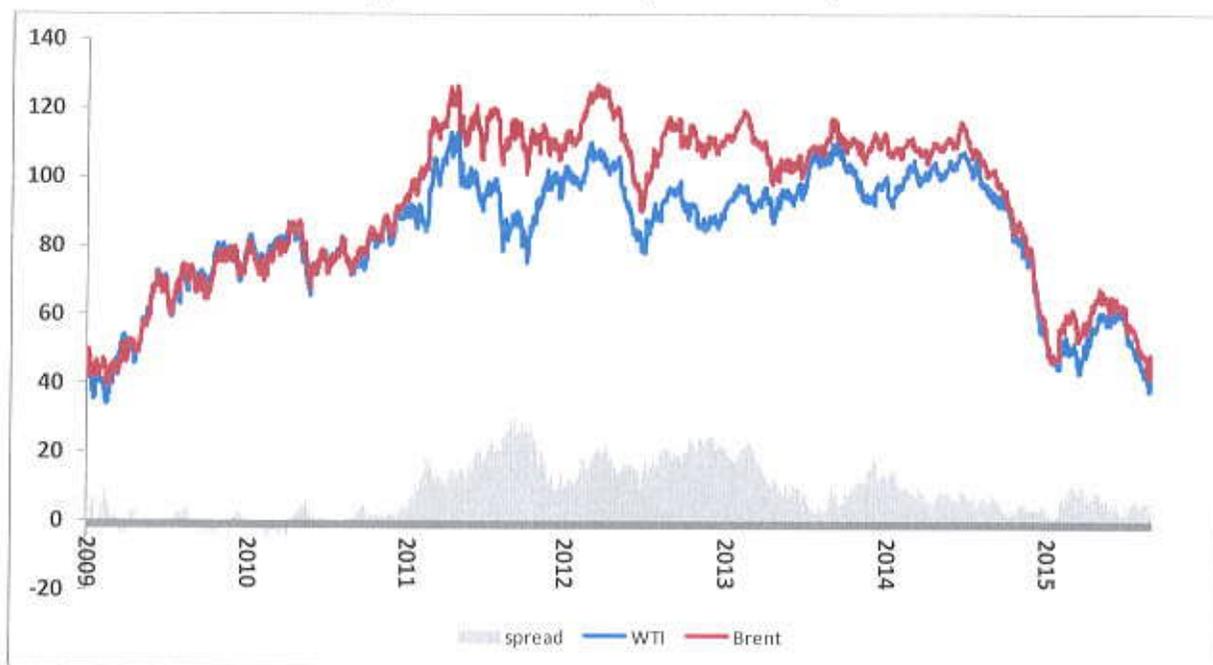
⁵¹ "Thus, the effectiveness of the futures market in the role of price discovery relies on the liquidity of the forward market which as discussed previously is quite variable and concentrated in the hand of few players" (FATTOUH, 2011).

⁵² Cabe salientar, porém, que as companhias petrolíferas geralmente referenciam os preços do petróleo usando mais de um benchmark, dependendo do destino final do óleo. Por exemplo, a Saudi Aramco, petrolífera estatal saudita, geralmente emprega o Brent nas suas exportações para a Europa e Dubai-Omã nas suas exportações para a Ásia, enquanto que para os Estados Unidos utiliza o índice *Argus Sour Crude Index* como *benchmark* (DUNN e HOLLOWAY, 2012).

⁵³ 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 tomou-se mais leve, o que tende a ser precificado a valores maiores em relação aos outros tipos de óleo.

das regiões produtoras de *tight oil* nos EUA, bem como falta de capacidade de armazenagem e escoamento em Cushing, em Oklahoma, geraram excesso de oferta do ponto de entrega do contrato do WTI. No entanto, a perspectiva de inversão do oleoduto Seaway em direção a Houston e a construção de novos oleodutos criava a expectativa de que a elevação do *spread* entre o Brent e o WTI fosse conjuntural, sendo revertida a partir da entrada em operação da nova infraestrutura de escoamento.

Gráfico 5 – 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.

Porém, a despeito da ampliação da capacidade de escoamento, a continuidade do aumento da produção nos EUA fez com que surgissem novos obstáculos para a redução do *spread* em relação ao Brent. 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.

O principal elemento capaz de alterar o *spread*, ainda em 2015, é a redução da produção de *tight oil* nos EUA como resultado da queda das cotações do petróleo, contribuindo para a redução no excedente de óleo no mercado norte-americano. Além disso, é 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.

VI.1.3 - Dubai

Nesta subseção serão apresentadas as razões pelas quais não foi possível a emergência de um novo *benchmark* capaz de alterar a posição ocupada pelo petróleo do Mar do Norte (Brent) como principal referência de preços no mercado internacional.

Na última década, sucederam-se importantes modificações na composição dos fluxos internacionais de petróleo em favor da Ásia. Estas alterações nos fluxos mundiais tiveram o condão de influenciar a dinâmica da formação de preços do petróleo no mercado internacional. Não por acaso, faz-se necessária, para detecção de possíveis movimentos de preços da *commodity*, a observação atenta de novas variáveis, até então consideradas marginais para o processo de tomada de decisão, tais como indicadores relativos ao desempenho da economia chinesa⁵⁴.

Vale ressaltar que, atualmente, os países asiáticos são responsáveis por quase 35% do petróleo consumido no mundo, ao passo que os mesmos contribuem, por outro lado, com menos de 10% da oferta mundial de petróleo. Deste modo, torna-se imprescindível a importação de petróleo produzido em outras regiões para suprir a demanda. Segundo os dados da BP (2013), se somadas os totais das importações inter-regionais de Australásia, China, Japão, Cingapura e outros países da Ásia Pacífico, as mesmas correspondem a quase 50% do fluxo total⁵⁵. Ademais, segundo Koyama (2011)⁵⁶, o continente asiático é o que possui maior grau de dependência em relação ao petróleo importado do Oriente Médio, representando cerca de 60% do total importado, contra apenas 15% de Europa e EUA.

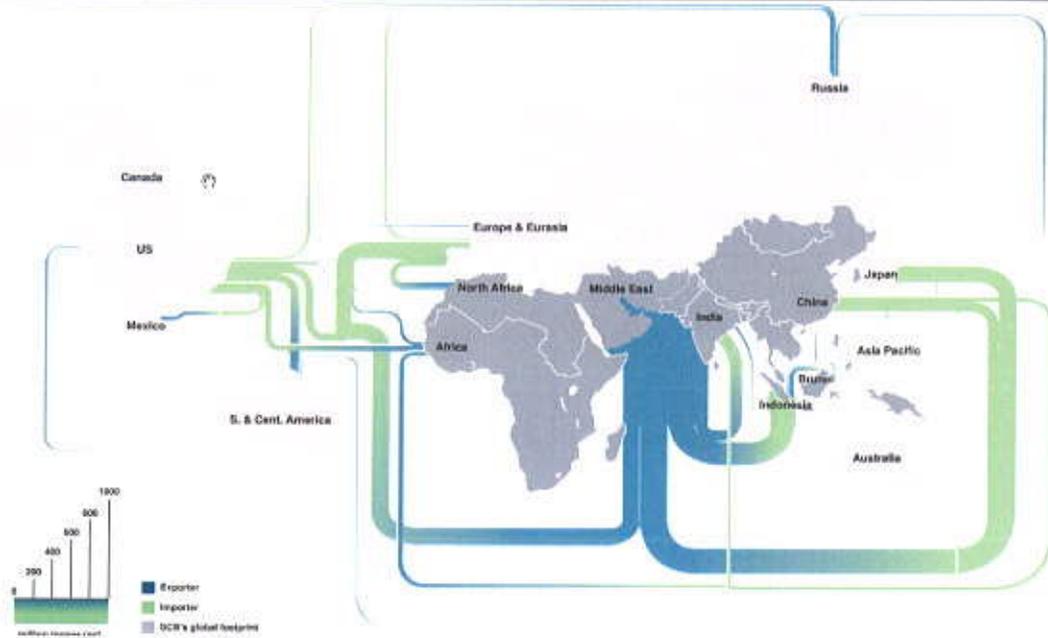
A centralidade da Ásia, como demandante, e do Oriente Médio, como fornecedor, na composição do fluxo internacional do petróleo pode ser mais bem visualizada na Figura 3 a seguir.

⁵⁴ Além disso, pode-se mencionar o fato de que o Brent ou o WTI, por serem considerados petróleos leves, não representam adequadamente o preço do barril marginal (adicional) de petróleo. Com o aumento da demanda global por petróleo, o barril marginal produzido é cada vez mais pesado e ácido, ao mesmo tempo em que a adaptação das refinarias para o processamento destes óleos nem sempre é vantajosa do ponto de vista econômico. Isso leva, por sua vez, a uma tendência de aumento dos *spreads* dos óleos leves/doces em relação aos pesados/ácidos, e a demanda por um *benchmark* de óleo pesado/ácido capaz de refletir essa nova realidade da indústria do petróleo (FATTOUH, 2006). Fattouh, B., *The Origins and Evolution of the Current International Oil Pricing System: A Critical Assessment*. In R. Mabro (ed.) *Oil in the Twenty-First Century: Issues, Challenges, and Opportunities*. Oxford: Oxford University Press, 2005.

⁵⁵ As demais áreas estão segmentadas em EUA, Canadá, México, América Central e do Sul, Europa e África.

⁵⁶ KOYAMA, K. A Thought on Crude Oil Pricing in Asia. IEEJ. Special Bulletin.

Figura 3: Fluxos internacionais de petróleo (em milhões de toneladas)



Fonte: Standard Chartered Research (2012)⁵⁷

A crescente demanda asiática por petróleo faz com que se torne necessário a emergência de um *benchmark* asiático capaz de refletir adequadamente as condições de oferta e demanda na região. Nesse processo, uma dos candidatos mais fortes é o petróleo referenciado como Dubai/Omã, utilizado pelos países do Oriente Médio para a precificação do petróleo destinado ao mercado asiático.

Entretanto, o *benchmark* Dubai/Omã enfrenta uma série de problemas para cumprir adequadamente o papel de principal preço de referência para o mercado asiático e global, o que leva alguns analistas a considerar a possibilidade do surgimento de *benchmarks* alternativos na região.

Cabe esclarecer que o Dubai se tornou a maior referência de preços no Golfo Pérsico nos anos 80, quando este era um dos poucos óleos da região a ser comercializado no mercado *spot*, além de permitir – pelo menos até recentemente – que as petrolíferas estrangeiras detivessem participação na produção de óleo dos campos. No início da década de 80, havia poucos participantes neste mercado e o volume de transações era bastante reduzido. No entanto, tal situação passou a mudar no período de 1985-87, com a entrada no mercado dos *traders* japoneses e norte-americanos (de Wall Street), e ganhou impulso fundamental com o abandono pelos principais países da OPEP do sistema de preços administrados e o início da precificação com base no Dubai por

⁵⁷ Standard Chartered. Greasing the Global Economy. Macro Strategy Views. 14 Mar. 2012.

Handwritten blue scribbles and initials at the bottom right corner of the page.

parte dos países do Golfo Pérsico do óleo exportado para a Ásia (FATTOUH, 2012)⁵⁹.

Porém, após período de sucesso, o *benchmark* Dubai passou a enfrentar dificuldades na sustentação de sua posição. Inicialmente, o *benchmark* incluía apenas o petróleo oriundo dos campos de Dubai. Depois de ter atingido seu pico de produção na primeira metade da década de 90, com 400 mil b/d, a produção dos campos de Dubai passou, a partir de então, a declinar aceleradamente, chegando a 120 mil b/d em 2004 e a 100 mil em 2014, este último dado correspondendo a pouco mais de seis cargas por mês disponíveis para comercialização (IMSIROVIC, 2014⁶⁰; FATTOUH, 2012).

Além disso, a decisão do governo dos Emirados Árabes Unidos, em 2007, de não renovar as concessões petrolíferas das empresas privadas representou numa redução no número de *players* nesse mercado. O número de ofertantes do óleo é considerado uma pré-condição para a formação de um *benchmark*, já que assim se torna mais difícil a manipulação de preços da *commodity* (FATTOUH, 2012).

A queda da liquidez de Dubai forçou a agência de preços Platts a buscar alternativas para manter a viabilidade do mesmo como *benchmark* global. Nos anos 2000, a Platts permitiu a entrega de petróleo de Omã e de Upper Zakum (dos Emirados Árabes Unidos) para fazer face aos vencimentos dos contratos de Dubai (PLATTS, 2013)⁶⁰. Além disso, a Platts introduziu, em 2004, um mecanismo conhecido como "*partials mechanism*" que dividia as cargas de Dubai e Omã em parcelas menores para serem negociadas, que podiam alcançar o mínimo de 25 mil barris. Uma vez que os operadores não permitem a venda de cargas com esse volume, o vendedor não era capaz, sob o novo mecanismo, de atender a obrigação contratual de entrega física do óleo, sendo necessário, para isso, que o comprador detivesse ao menos 19 *partials* (ou 475 mil barris) com uma única contraparte. Caso contrário, o contrato deveria ser realizado financeiramente, sem a correspondente entrega física do óleo (FATTOUH, 2012). Assim, Dubai se tornou, de fato, um índice composto por uma cesta de óleos azedo-médios.

Contudo, se, no início, tal medida colaborou no sentido de aumentar o número de transações no mercado, nos anos recentes houve o declínio da liquidez de Dubai, com poucas operações efetuadas por mês, sendo que em 50% dos dias, desde o final de 2008, não há execução de *partials* de Dubai. Soma-se a isso o fato de existirem poucos *traders* nesse mercado e

⁵⁹ FATTOUH, B. The Dubai Benchmark and Its Role in the International Oil Pricing System. Oxford Energy Comment, March 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/03/The-Dubai-Benchmark-and-its-Role-in-the-International-Pricing-System.pdf>. Acesso em: 01/08/2013.

⁶⁰ IMSIROVIC, A. Oil Markets in Transition and the Dubai Crude Oil Benchmark. Oct. 2014. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/10/Oil-Markets-in-Transition-and-the-Dubai-Crude-Oil-Benchmark.pdf>. Acesso em: 22 Set. 2015.

⁶⁰ PLATTS. The Dubai (Brent) Crude Oil Price, Feb. 2013. Disponível em: <http://www.platts.com/price-assessments/oil/dubai-crude>. Acesso em: 01/08/2013.

destes, por vezes, dominarem os dois lados das transações, aumentando assim o risco de manipulação dos preços desse mercado.

Vale esclarecer que os principais exportadores da região do Golfo Pérsico que, em princípio, poderiam exercer importante influência na formação de preços de Dubai, preferem não participar no referido mercado. A formação dos preços de referência com base na participação dos demais *players* permite que os países exportadores não sejam vinculados diretamente a distorções no comportamento dos preços do petróleo. Um argumento bastante comum pronunciado pelos membros da OPEP é que o preço é definido pelo mercado, sendo os mesmos apenas agentes passivos, atuando, assim, como tomadores de preços.

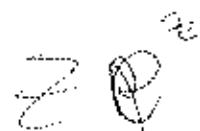
Apesar da baixa liquidez no mercado físico e do baixo número de transações na "janela" da Platts, os participantes do mercado continuaram a deter confiança em tal sistema em decorrência dos seguintes fatores: (i) relutância dos principais exportadores de mudar para um mecanismo de preço alternativo; e (ii) a ciranda financeira que emergiu em torno de Dubai, conectando o *benchmark* com o complexo Brent, o qual possui elevada liquidez. Desta maneira, a liquidez financeira acaba compensando o baixo número de transações no mercado físico, fornecendo assim as informações necessárias para identificar o preço de Dubai.

Em relação ao primeiro ponto, vale mencionar que, recentemente, possíveis candidatos a *benchmark* na região deixaram de ser utilizados pelos *players* como indexadores dos contratos em razão tanto da perda de liquidez quanto de distorções nos preços, o que abriu caminho para que o *Brent Dated* assumisse este papel. Os produtores australianos, por exemplo, migraram para o Brent depois de avaliações críticas realizadas à cesta de óleo presentes no *Asia Petroleum Price Index (APPI)*, tendo em vista a metodologia julgada mecânica em relação à coleta dos preços pela agência (IEA et. al, 2011)⁶¹. Já a Malásia começou a usar o Brent há mais de dois anos para precificar as suas exportações de petróleo *light sweet*, em detrimento do APPI. Já o Vietnã, por sua vez, passou a adotar o Brent em 2012 para precificar as suas exportações de óleo e condensados, após o declínio da produção do petróleo indonésio Minas.

Ademais, em junho de 2007, *Dubai Mercantile Exchange* lançou contrato futuro do petróleo de Omã para servir como preço de referência na região do Golfo (JAMES, 2008)⁶². Tanto Dubai quanto Omã utilizam-se dos contratos futuros do DME para precificação das suas respectivas exportações de petróleo. Um dos atributos geralmente destacados é o grande volume de petróleo entregue nessa modalidade, assegurando assim papel de proeminência do processo de descoberta dos preços na região Leste de Suez, graças a forte conexão entre os mercados físicos e financeiros estabelecidos. Segundo cálculos do autor, o volume de petróleo entregue por meio destes contratos corresponde a

⁶¹ IEA, IEF, OPEC e IOSCO. Oil Price Reporting Agencies. Report to G20 Finance Ministers, October 2011.

⁶² JAMES, T. Energy Markets: Price Risk Management and Trading. John Wiley & Sons (Asia), Singapore, 2008.



mais de 46% da produção de Omã, algo surpreendente se comparado com os contratos WTI, cujas entregas situam-se em torno de 1%.

Além disso, os contratos futuros de Omã possuem outra anomalia: ao contrário dos demais *benchmarks*, as posições em aberto crescem à medida que o contrato se aproxima da data de vencimento, o que demonstra a utilização pelos agentes do referido contrato como forma de obter acesso ao petróleo de Omã. Desta maneira, tais contratos são mais utilizados como maneira de liquidação do que como um simples instrumento para a descoberta dos preços do petróleo na região. Se, de um lado, um processo eficiente de entrega no mercado físico é condição necessária para o sucesso desses contratos, por outro lado, entende-se que não é condição *per se* suficiente, uma vez que aumentam as chances de os principais produtores manipularem preços a seu favor, além de o mesmo poder se tornar pouco atrativo para agentes que não desejam correr o risco de sofrer o exercício do contrato para a entrega de petróleo físico (FATTOUH, 2012).

Já quanto ao segundo ponto, para a identificação do preço de Dubai, não se faz necessário, em teoria (e na prática, em larga escala), recorrer à dimensão física do produto. O complexo Brent define assim o preço do petróleo, cabendo aos instrumentos financeiros (EFS e *inter-month* Dubai) definir os diferenciais do Dubai em relação ao Brent.

Atualmente, os dois principais instrumentos financeiros relativos ao mercado de Dubai são *Brent/Dubai Exchange of Futures for Swaps* (EFS) e o mercado de *swaps* intermensais, negociados nos mercados de balcão. O Brent/Dubai EFS permite aos *traders* converterem as suas exposições de preço em Dubai para Brent, o qual é muito mais líquido e menos sujeito a manipulações. Já o mercado de *swap* intermensal reflete o diferencial de preços entre os dois *swaps* e permite aos *traders* realizar *hedge* de determinada posição de um mês para outro. Assim, tal instrumento torna-se fundamental para a construção da curva de preços futuros de Dubai. Entretanto, os petróleos de Dubai e Omã são exceções na região. E isso não se deve ao fato dos demais países do Golfo possuírem desconfiança em relação à precificação dos mercados financeiros em si, já que muitos desses países utilizam-se inclusive do *Brent Weighted Average* (BWAVE)⁶³, um índice calculado com base nos preços futuros do Brent (FATTOUH, 2012).

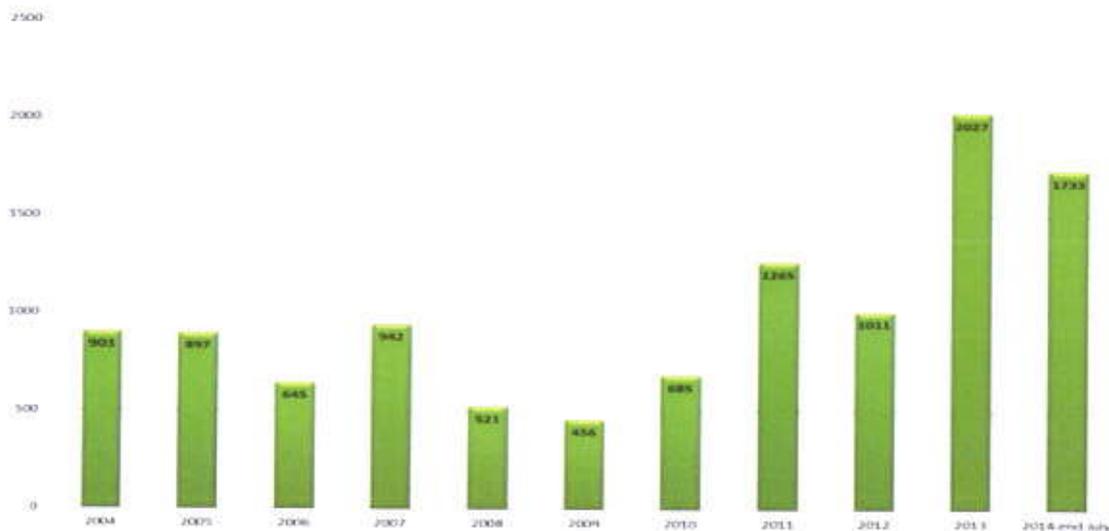
Deste modo, um aumento da demanda por petróleo pela Ásia tende a reduzir o *spread* do Brent em relação a Dubai, provocando, por sua vez, queda do Brent Dubai EFS, o que acaba incentivando o deslocamento do óleo da Bacia do Atlântico para a do Pacífico. O diferencial no preço do Brent em relação ao Dubai é, então, fator determinante para a decisão de compra por parte dos países asiáticos de petróleo proveniente do Oeste da África. As companhias indianas, por exemplo, tipicamente possuem um *mix* de óleos precificados na proporção de 70% Dubai e 30% Brent. Essa relação, no entanto, pode ser

⁶³ Consiste numa média - ponderada por volume transacionado - dos preços diários do Brent para os diferentes meses de fechamento de contrato do Brent (1st Month, 2nd Month, etc.)

alterada para 65:35 quando o *spread* entre Brent diminui, e para 80:20 quando o mesmo aumenta⁶⁴.

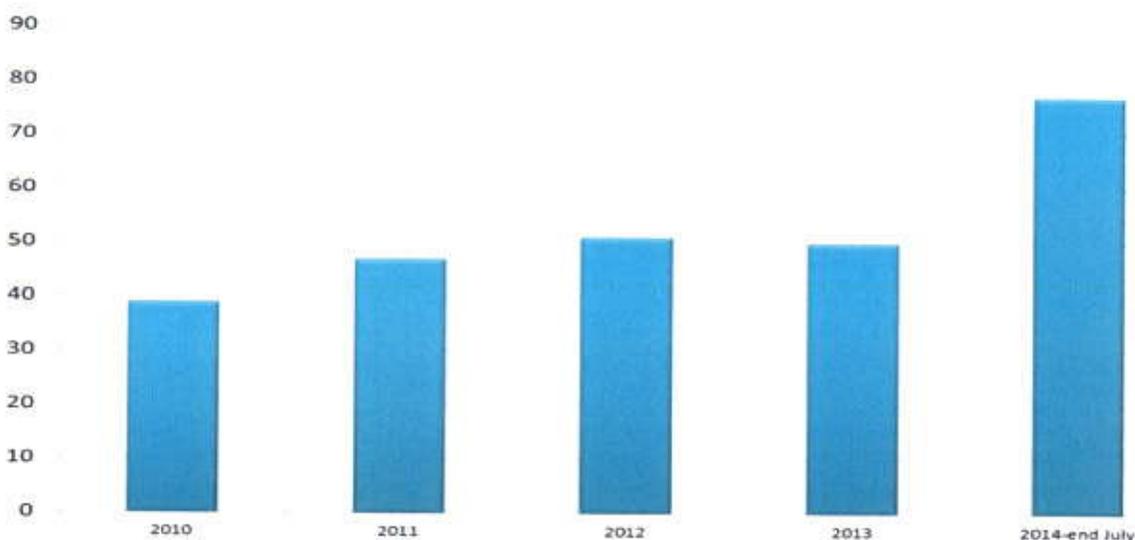
Contudo, desde 2013 o *benchmark* Dubai passou a apresentar considerável aumento de liquidez na "janela" da Platts, conforme ilustra o Gráfico 6. E, particularmente em 2014, o número de cargas de petróleo negociadas duplicou em face ao ano anterior (Gráfico 7) mostrando que tal movimento não está restrito à dimensão financeira no processo de descoberta do preço.

Gráfico 6 – Número de *partials* de Dubai negociados na Janela da Platts



Fonte Platts (apud IMSIROVIC, 2014).

Gráfico 7– Número de cargas (físicas) de petróleo negociadas



Fonte: Platts (apud IMSIROVIC, 2014).

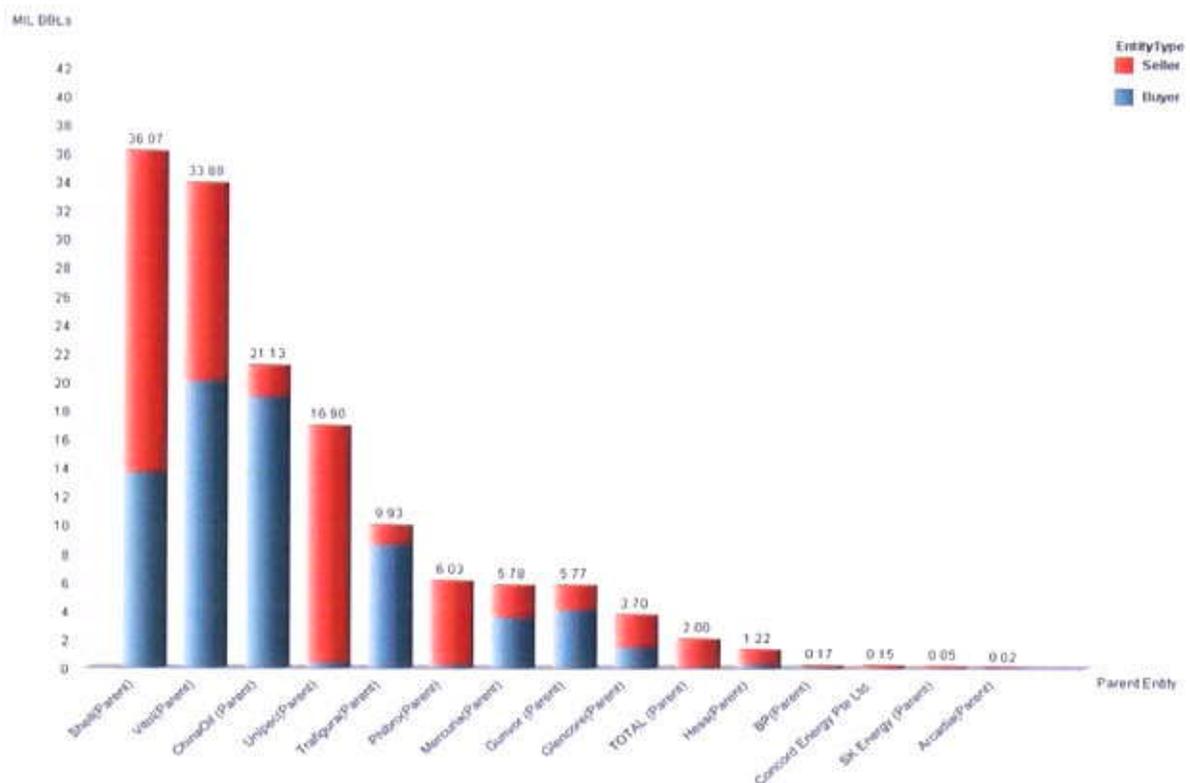
⁶⁴ BUSINESS STANDARD. Brent continues to rule high, spread with Dubai crude widens. 18 Jan. 2013. Disponível em: http://www.business-standard.com/article/markets/brent-continues-to-rule-high-spread-with-dubai-crude-widens-113011800097_1.html. Acesso em: 8 jul. 2013.

ZP 7

A importância da China na formação dos preços do petróleo pode ser vista nas operações das *tradings* de petróleo chinesas no mercado de Dubai/Omã em 2014. Na oportunidade, a Unipecc e Chinaoil, ligadas respectivamente às estatais chinesas Sinopec e Petrochina, atuaram de modo bastante expressivo no período do *Market on Close* da Platts, cujas transações são computadas para o cálculo do preço de referência pela agência. Em outubro de 2014, a Unipecc vendeu 417 Dubai *partials*, enquanto a Chinaoil adquiriu 1.026, para um total comercializado de 1.082 *partials*. 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 atuar como tomadores de preços e de estarem dependentes, sobretudo, das *tradings* e das *majors* ocidentais na definição do preço do *benchmark* (PLATTS, 2014).

Apesar de as *tradings* chinesas terem atuado em posições opostas, com a Chinaoil agindo majoritariamente como compradora e Unipecc como vendedora (Gráfico 8), fica evidente o potencial de influência das *tradings* chinesas sobre os preços do referido *benchmark*.

Gráfico 8 – Principais participantes e suas respectivas posições (compradora e vendedora) na definição do *benchmark* Dubai na “janela” da Platts



Fonte: Platts (apud IMSIROVIC, 2014).

Handwritten signature or initials in blue ink.

Em 2015, as transações envolvendo o *benchmark* Dubai continuam a apresentar novos recordes, com o crescente envolvimento das *tradings* chinesas na formação dos preços. No entanto, esse aumento das negociações tem acentuado as debilidades intrínsecas da formação do *benchmark*. O fato de o *Market on Close* da Platts requerer, para a entrega física de uma carga de 500 mil barris, a venda de 20 *partials* de Dubai para uma única contraparte faz com que o vendedor seja obrigado a manter óleo em seu poder em um dos pontos de entrega, com o risco de os compradores não desejarem adquirir os 20 *partials* para o exercício do contrato. A consequência disso é que a janela da Platts para formação do preço de Dubai acaba atraindo mais compradores do que vendedores. No atual contexto de elevação das negociações, tais desequilíbrios latentes têm se tornado mais agudos, fazendo com que a curva de preços futuros de Dubai fique em *backwardation*, sinalizando para uma maior escassez de óleo no presente, ao passo que as curvas de preços tanto do Brent quanto o WTI estão em contango (REUTERS, 2015⁶⁵; WSJ, 2015⁶⁶).

Tal situação tem levado os países do Oriente Médio a fazerem constantes ajustes nos seus preços oficiais de vendas para a Ásia para tornar as suas cargas mais competitivas, haja vista que os contratos firmados com as refinarias utilizam o *benchmark* Dubai, que tem ficado em níveis relativamente mais dispendiosos do que os óleos ligados ao complexo Brent. Sem tais ajustes, os países do Oriente Médio tendem a perder vendas para, por exemplo, os produtores do Oeste da África, que possuem forte atuação no mercado *spot*. O diferencial de preços entre Brent e Dubai é o principal indicador para as refinarias asiáticas para a composição do *blend*. Quanto maior este diferencial, mais atrativas se tornam as cargas oriundas do Oriente Médio, e vice-versa (REUTERS, 2015; PLATTS, 2015⁶⁷).

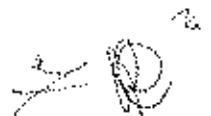
Deste modo, o *benchmark* Dubai tem sido bastante questionado como um preço de preferência capaz de refletir adequadamente as condições de oferta e demanda na Ásia. Com o aumento dos fluxos de petróleo para a Ásia, torna-se cada vez mais imprescindível que surja um *benchmark* capaz de exercer satisfatoriamente este papel, o que tem levado a mídia especializada e estudiosos do setor a avaliarem a possibilidade de surgimento de substitutos. Segundo Weber (2015)⁶⁸, os dois candidatos mais comumente citados são ESPO, proveniente da Rússia via o oleoduto *East Siberia–Pacific Ocean*, e os contratos

⁶⁵ REUTERS. Strong Dubai crude oil trades skew Asia price benchmark. 18 Aug. 2015. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/2015/08/18/asia-crude-prices-idUSL3N10N1EV20150818>. Acesso em: 22 Set. 2015.

⁶⁶ WAL STREET JOURNAL. Huge Purchases by Chinese Oil Trader Raise Prices, Confusion. 1 Set. 2015. Disponível em: <http://www.wsj.com/articles/huge-purchases-by-chinese-oil-trader-raise-prices-confusion-1441103201>. Acesso em: 22 Set. 2015.

⁶⁷ PLATTS. Saudi, Abu Dhabi OSP cuts for Asia reflect weak demand, increasing competition. 7 Sep. 2015. Disponível em: <http://www.platts.com/latest-news/oil/singapore/saudi-abu-dhabi-osp-cuts-for-asia-reflect-weak-27778040>. Acesso em: 22 Set. 2015.

⁶⁸ WEBER, F. Eastward Shifting Oil Markets and the Future of Middle Eastern Benchmarks. Jul. 2015. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2015/07/Eastward-Shifting-Oil-Markets-and-the-Future-of-Middle-Eastern-Benchmarks-1.pdf>. Acesso em: 22 Set. 2015.



futuros de Xangai. Haja vista que os moldes dos contratos futuros de Xangai ainda estão para serem definidos, o que torna, neste momento, qualquer estudo mais minucioso sobre o tema bastante especulativa, a análise a seguir será centrada sobre a possibilidade e os limites atuais para o ESPO exercer o papel de *benchmark* global.

VI.1.4 - ESPO

O oleoduto russo ESPO possui uma extensão de 4.188 quilômetros, conecta Taishet a Kozmino na costa do Mar do Japão e detém capacidade de escoamento de 600 mil b/d. A outra ramificação do oleoduto transporta petróleo até Mohe, na China, com capacidade de 300 mil b/d (com previsão de expansão para até 600 mil b/d em 2018). Uma das principais vantagens é que mais de 95% do óleo transportado é destinado ao mercado *spot* (WEBER, 2015), sem a incidência de cláusula de destino⁶⁹ ("*destination clause*"), diferentemente de países como a Arábia Saudita e outros do Oriente Médio, que não permitem tal flexibilidade (KOYAMA, 2011). A conjugação de flexibilidade e os elevados volumes transportados para diferentes potenciais compradores, mais o fato de os custos e o tempo de transporte serem menores se comparados aos do Oriente Médio, faz do ESPO um futuro candidato a assumir o posto de *benchmark* para o mercado asiático.

Um dos principais problemas para que o ESPO se torne um *benchmark* expressivamente aceito pelos agentes é que os crescentes volumes de produção podem ser deslocados para contratos de longo prazo, e não para o mercado *spot*. Por exemplo, a petrolífera russa Rosneft tem a intenção de fornecer petróleo para a refinaria de Tianjin, situada no norte da China, numa *joint-venture* com a petrolífera estatal chinesa CNPC. Somente este empreendimento possui capacidade de absorver 182 mil b/d (WEBER, 2015).

Outro aspecto relevante é que a Rússia pode atuar crescentemente como *swing supplier*, destinando petróleo tanto para o Ocidente quanto para Oriente, na proporção mais favorável economicamente. A consequência disso é maior nível de incerteza quanto ao volume de óleo que será destinado ao Oriente.

Ademais, apesar da entrada recente de novos *players* no mercado, a formação do preço ESPO ainda está concentrada, pelo lado da oferta, nas petrolíferas russas Rosneft e Surgutneftegaz, com participações de 40% e 33,6%, respectivamente. Isso gera especulações sobre uma possível manipulação dos preços por parte das autoridades russas, distorcendo a sinalização dos preços ditada pelas condições de mercado (WEBER, 2015).

Em razão destas limitações, o ESPO é negociado em termos de descontos ou prêmios em relação ao *benchmark* Dubai. Deste modo, o petróleo russo possui na atualidade o mesmo status em relação a demais óleo do

⁶⁹ No entanto, segundo Weber (2015) a aquisição do petróleo no mercado *spot* é aberto a todos os participantes, mas sim a apenas aos *players* convidados.

complexo Dubai. Sem que o ESPO seja negociado em níveis de preços absolutos, não há razão para que os agentes de mercado passem a utilizá-lo como indexador nas suas operações comerciais (WEBER, 2015).

De acordo com Giacomo Luciani (2012)⁷⁰, a única solução de longo prazo capaz de definir um *benchmark* global de verdade é o surgimento de um preço de referência baseado nas exportações de óleo do Golfo Pérsico. Isso porque a região é e continuará sendo a principal origem dos fluxos internacionais de petróleo, servindo diferentes mercados ao redor do mundo. Para isso, no entanto, é necessário que a Arábia Saudita, em primeiro lugar, aceite que as suas exportações de óleo possam ser negociadas em mercados secundários. Atualmente, nos contratos de exportação dos países do Golfo Pérsico, existem restrições de destino ("*destination clause*") que impedem que o comprador de revender o petróleo adquirido a terceiros sob condições diferentes em relação às iniciais, entre as quais o preço da *commodity*. Ou ainda que os próprios países da região estipulem regras para a comercialização do óleo exportado, criando assim um mercado próprio para a *commodity*, cujos preços de comercialização poderiam se tornar, possivelmente, a principal referência de preços.

Nota-se, assim, que o cenário continua incerto para o surgimento de novos *benchmarks*, tendo em vista as debilidades de Dubai e das necessidades de um preço de referência para as exportações para a Ásia. É necessário que os novos concorrentes a *benchmark* preencham uma série de requisitos de maneira satisfatória para alterar as convenções dos agentes. Deste modo, o *Brent Dated* mostra-se, no momento, o *benchmark* mais adequado para refletir as condições de oferta e demanda no mercado internacional.

VI.2 – Panorama do Mercado de Derivados na Europa

Com capacidade instalada total de 16,8 milhões de b/d, o parque de refino europeu representou, em 2013, cerca de 20% da capacidade total mundial⁷¹. No entanto, esta participação vem se reduzindo gradativamente nos últimos anos, em função da expansão da capacidade de refino no Oriente Médio e na Ásia e da redução da capacidade e o fechamento de refinarias na Europa.

Esta redução da capacidade de refino europeia decorre de uma série de problemas estruturais que vem reduzindo a margem de refino e a capacidade de concorrer contra competidores mais eficientes. Primeiramente, a Europa vem observando um prolongado declínio na demanda devido às questões demográficas e ao aumento da eficiência energética de sua frota de automóveis. Em segundo lugar, o parque de refino existente apresenta pouca complexidade se comparado com seus competidores diretos do Oriente Médio e Golfo do México, assim como das modernas refinarias recentemente instaladas na China e Índia. Por fim, a produção de óleo cru na Europa está em declínio, resultando em maior

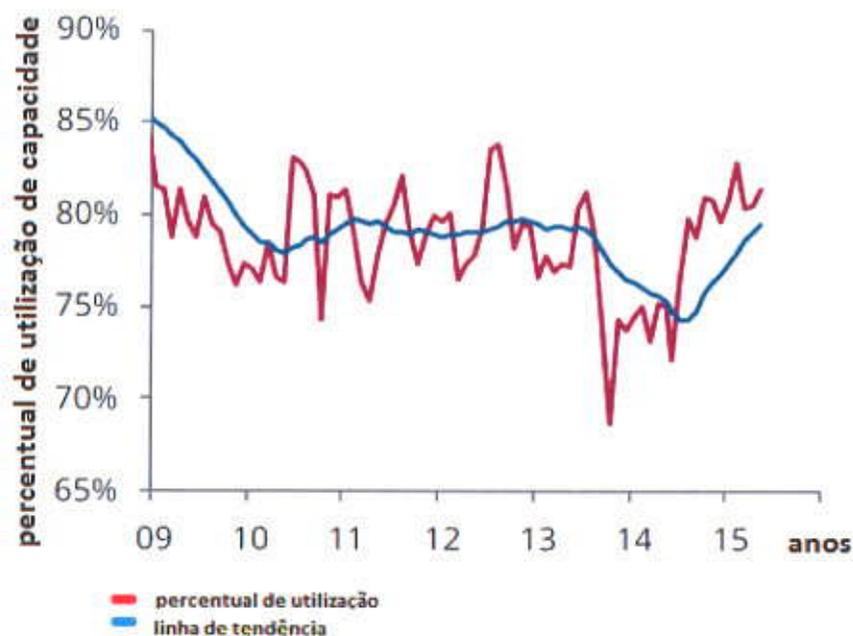
⁷⁰ LUCIANI, G. Oil Price Benchmarks in International Trade: Giacomo Luciani urges Gulf producers to be more proactive in creating a market for their crude. Oxford Energy Forum, Fev. 2012.

⁷¹ IEA (2014). World Energy Outlook, 2014.

vantagem aos refinadores de países produtores, como do Oriente Médio e da Rússia.

Entretanto, em sentido contrário a esta tendência, as refinarias européias passaram a apresentar, a partir do final de 2014, um aumento na sua margem de refino que permitiu a elevação na capacidade utilizada de suas refinarias (Gráfico 9) em decorrência da acentuada queda no preço do petróleo e do aumento na demanda de derivados em diferentes mercados, como da África Ocidental, América Latina e EUA⁷². Acredita-se que este ambiente positivo para refinarias européias não deve se prolongar por muito tempo, na medida em que é esperada a desaceleração na demanda com o final do verão no hemisfério norte e a recomposição dos estoques com retorno da operação de refinarias americanas após o período de manutenção sazonal. Neste sentido, a expectativa dos analistas é a retomada da tendência de redução do parque de refino na Europa nos próximos anos⁷³.

Gráfico 9 – Percentual de utilização de capacidade das refinarias europeias (2009 a 2015)



Fonte: Energy Aspects⁷⁴.

⁷² BLOOMBERG (2015). Superabundância de petróleo nos EUA é mau presságio para refinarias prósperas da Europa. Disponível em: <http://economia.uol.com.br/noticias/bloomberg/2015/04/17/superabundancia-de-petroleo-nos-eua-e-mau-pressagio-para-refinarias-prosperas-da-europa.htm>. Acesso em: 09/10/15.

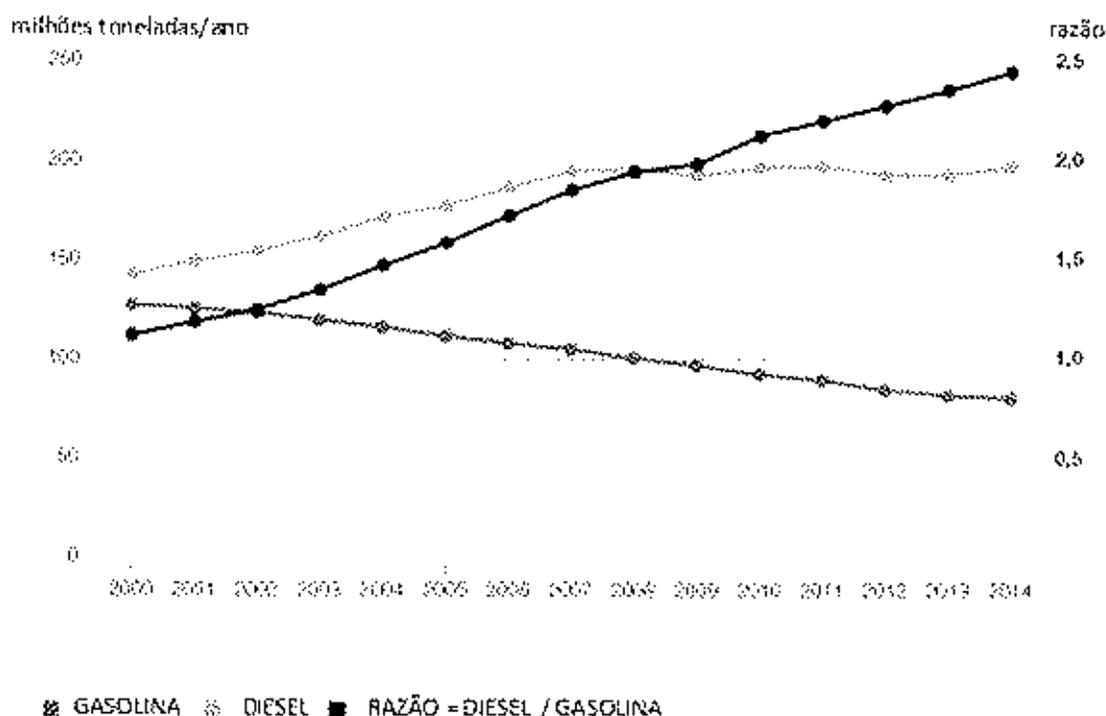
⁷³ WALL STREET JOURNAL (2015). European Refiners' Profit Revival Faces End. Disponível em: <http://www.wsj.com/articles/big-oil-companies-face-prospect-of-lower-refining-profits-1440759407>. Acesso em: 08/10/15.

⁷⁴ ENERGY ASPECTS (2015). Fundamentals – Oil & Oil products. August Issue.

ZP

Pelo lado da demanda, o consumo de gasolina no continente europeu vem diminuindo continuamente nos últimos 20 anos, em função de medidas fiscais que favoreceram a utilização do diesel com baixo teor de enxofre (*ultra low sulfur diesel – ULSD*)⁷⁵ como principal fonte de energia dos automóveis. Enquanto nos anos 90 a demanda por gasolina era 30% superior a demanda de diesel⁷⁶, em 2014, a demanda de diesel ficou 2,5 vezes acima da demanda de gasolina (Gráfico 10).

Gráfico 10 – Consumo de Gasolina e Diesel na Europa (2000-2014)



Fonte: Wood Mackenzie em FUELEUROPE (2015)⁷⁷.

Além do crescimento da frota de automóveis com motor de ignição por compressão, outro fator que estimulou o crescimento do consumo de diesel foi o aumento do transporte de cargas por caminhão na União Europeia, decorrente do incremento do comércio regional.

Como consequência, atualmente a Europa apresenta um excesso de produção de gasolina, que é destinado para exportação, sobretudo para os EUA, enquanto que a produção de diesel é insuficiente para suprir a demanda interna, gerando uma dependência do diesel importado, principalmente da Rússia. De acordo com a Wood Mackenzie, hoje em dia, a Europa importa

⁷⁵ Teor de enxofre máximo do ULSD é de 10ppm.

⁷⁶ Platts (2015). Europe's diesel habit faces new menace. Oilgram News - Volume 93 -- Number 188.

⁷⁷ FUELEUROPE (2015). *The Diesel/Gasoline Imbalance Causes Strong Security of Supply and Sustainability Concerns*. Disponível em: <https://www.fueleurope.eu/knowledge/how-refining-works/diesel-gasoline-imbalance>. Acesso em: 21/09/2015.

aproximadamente 900 mil bbl/d de diesel e exporta 1,25 milhões bbl/d de gasolina (PLATTS, 2015).

No entanto, alguns analistas indicam que esta tendência pode se reduzir no médio prazo, na medida em que os estímulos fiscais aos automóveis a diesel sejam restringidos. Dois fatores apontam nesta tendência. Primeiro, os ganhos de eficiência dos carros a gasolina reduziram as vantagens dos motores a diesel. Segundo, a grande emissão de óxidos de nitrogênio (NOx) pelos veículos a diesel está começando a despertar maior atenção dos ambientalistas europeus.

Esta potencial redução do consumo de diesel e aumento do consumo de gasolina será benéfica para as refinarias europeias, que não precisariam continuar com a disputa por consumidores no mercado internacional para sua gasolina excedente, especialmente considerando que a importação de gasolina pelos EUA deve ser reduzida nos próximos anos.

O Gasoil 0,1% (1000ppm) é uma denominação de mercado para o diesel com alto teor de enxofre utilizado principalmente para aquecimento de residências (*heating oil*). Recentemente, a demanda de Gasoil 0,1% vem se reduzindo gradativamente em decorrência das exigências de teor de enxofre mais restritas e a conversão do aquecimento residencial para o gás natural. A Alemanha, a maior economia da Europa, criou incentivos fiscais que efetivamente direcionaram a demanda de óleo para aquecimento residencial para o Gasoil 0,005%, com teor máximo de enxofre máximo de 50ppm. A Bélgica, outro grande consumidor, está programando para implantar medida similar em janeiro de 2016⁷⁸.

Entretanto, como veremos mais detalhadamente na seção seguinte, acredita-se que, em decorrência de mudanças previstas para as áreas de controle de emissão de enxofre na Europa (*Europe's Sulfur Emission Control Area*), o gasoil poderá substituir o *bunker fuel* como combustível da frota marítima e recuperar parte da demanda perdida⁷⁹.

Já o óleo combustível (*fuel oil*) é um derivado de petróleo que corresponde à parte remanescente do processo de destilação, cujas frações são, em geral, mais pesadas. Por isso, este produto também é denominado de óleo combustível pesado ou óleo combustível residual.

Quanto à especificação de qualidade, os óleos combustíveis são classificados conforme a viscosidade cinemática a 50° C, desde o MF 10 até 700, de acordo com as necessidades dos diferentes motores. Além disso, os óleos possuem diferenças entre si no que diz respeito à massa específica, teor de água, vanádio, sódio, alumínio + silício, resíduo de carbono e teor de cinzas e o teor de enxofre (PETROBRAS, 2015)⁸⁰.

⁷⁸ Energy Aspects (2015). Outlook: Middle distillates | Sep 2015 ~ Regional Overview.

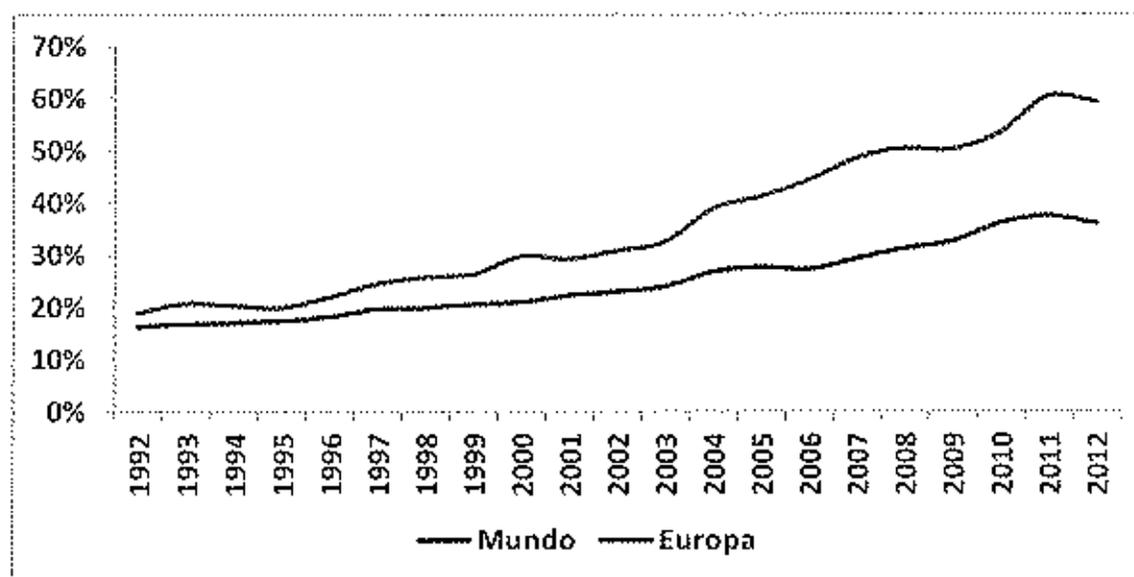
⁷⁹ Platts (2015). The end in sight for high European gasoil, despite pockets of demand. July 15, 2014. Disponível em: <http://blogs.platts.com/2014/07/15/europe-gasoil-sulfur-diesel/>. Acesso em: 24/09/15.

⁸⁰ <http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/manual-tecnico-combustiveis-maritimos-assistencia-tecnica-petrobras.pdf>



No tocante às formas de utilização, o óleo combustível é revendido como combustível marítimo (*bunker* ou *marine fuel* - MF) para aquecimento residencial, para queima na geração termelétrica ou ainda é usada pelas próprias refinarias para a produção de novos derivados. Nas últimas décadas, em função da maior utilização de fontes mais limpas para a geração elétrica e para aquecimento, parte crescente do óleo combustível acabou sendo direcionado para a composição do *bunker*, conforme ilustra o Gráfico 11.

Gráfico 11 – Evolução da participação do consumo de óleo combustível para *bunker* em relação ao total de óleo combustível refinado para Europa e Mundo



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

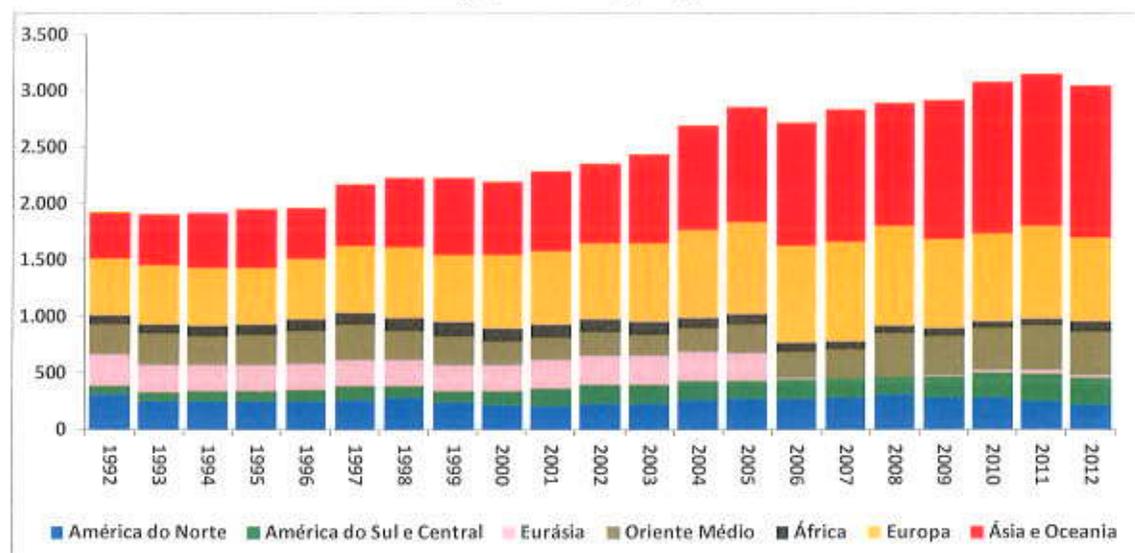
Como se pode notar, o óleo combustível direcionado para o abastecimento de navios correspondia, tanto na Europa quanto no mundo, cerca de 20% do total em 1992. No entanto, desde então, houve uma tendência de crescimento nesta participação, que se mostrou muito mais acentuada para a Europa, cuja participação atingiu 60% em 2011. No mundo, tal proporção ainda se situa abaixo de 40%⁶¹.

A distribuição geográfica do uso de óleo combustível para transporte marítimo está relacionada à localização dos principais portos, dentre os quais se destacam, por ordem de importância: Cingapura, Fujairah (Emirados Árabes Unidos) e Roterdã (Holanda). Estas três localidades corresponderam a

⁶¹ A tendência do mercado asiático é tornar-se cada vez mais dependente da demanda de *marine fuel*, em razão dos seguintes fatores: a) declínio estrutural da demanda de óleo combustível pelas refinarias chinesas de menor porte (*toapots*) derivada da maior liberalização no *downstream*, possibilitando, crescentemente, que tais agentes possam adquirir óleo cru diretamente no mercado internacional (e não via das grandes petrolíferas estatais ou das *tradings* ligadas a elas); b) menor demanda de óleo combustível para queima nas termoeletricas, tendo em vista a reativação das centrais nucleares no Japão (ENERGY ASPECTS, 2016).

cerca de um terço da demanda mundial por *marine bunker fuel* em 2012. O Gráfico 12 traz a evolução do consumo de óleo combustível para *bunker* por área geográfica.

Gráfico 12 – Evolução do consumo óleo combustível para *bunker* (em mil b/d), por área geográfica



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

Com base no Gráfico 12, é possível observar que os dois principais centros consumidores de óleo combustível destinado para o transporte marítimo são a Ásia e Oceania e Europa, cujo consumo somado equivaleu, em 2012, a dois terços da demanda mundial.

O uso de óleo combustível para transporte marítimo segue um comportamento bastante próximo do nível de atividade econômica, em virtude da forte relação desta última com o crescimento do comércio internacional. Essa correlação tem se tornado ainda maior nos últimos anos em razão do aumento da participação do comércio internacional em relação ao PIB mundial.

No entanto, tal associação não necessariamente tende a se manter no futuro, haja vista o avanço tecnológico no *design* dos navios e do recurso do *low-steaming*. No tocante a este último, cabe destacar que esta tecnologia, introduzida em 2007 em face do rápido aumento dos preços do petróleo, permite a redução da velocidade dos navios com impactos expressivos em termos de economia de combustível⁸².

Sob a ótica de utilização deste derivado na norma da ANP para o estabelecimento de preços mínimos do petróleo, cabe destacar que o principal

⁸² Segundo a fabricante de navios Wärtsilä, a redução da velocidade de 27 *knots* para 18 *knots* gera uma economia de combustível de 59%, e adiciona 4 a 7 dias de viagens Trans-pacíficas. WIESMANN, A. (2010) Slow steaming – a viable long-term option? Wärtsilä Technical Journal, Feb. 2010. Disponível em: <http://www.wartsila.com/docs/default-source/Service-catalogue-files/Engine-Services---2-stroke/slow-steaming-a-viable-long-term-option.pdf?sfvrsn=0>. Acesso em: 13 Out. 2015.

fator capaz de alterar o valor do óleo combustível na atualidade é o teor de enxofre. Isso decorre da adoção de normas cada vez mais restritivas em relação à emissão de poluentes. A demanda por óleo combustível de baixo ou alto teor enxofre, em geral, depende das especificações determinadas nas normas domésticas e/ ou pelas convenções internacionais ratificadas pelos países membros. Em função do crescente uso do óleo combustível para o transporte marítimo, sobretudo no mercado europeu, as mudanças de especificação dos combustíveis marítimos passaram a ter impacto relevante sobre o mercado de óleo combustível.

Em outubro de 2008, a *International Maritime Organization* (IMO)⁸³, agência especializada da Organização das Nações Unidas (ONU) responsável pela segurança e prevenção à poluição do transporte marítimo, adotou um conjunto de alterações no Anexo VI⁸⁴ na convenção de *MARine POLLution* (MARPOL)⁸⁵, dentre as quais a mudança progressiva na especificação permitida para os combustíveis utilizados nos navios. Assim, foi determinado que o limite máximo de teor de enxofre dos combustíveis marítimos (*marine fuel*) seria reduzido, a partir de 2012, para 3,5% (contra 4,5% até então), e para 0,5% até 2020 ou 2025, dependendo dos estudos de viabilidade (ECSA, 2010⁸⁶; EMSA, 2010⁸⁷). O Gráfico 13 sintetiza as alterações recentes e futuras das especificações dos combustíveis marítimos.

⁸³ Mais detalhes em <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Air-Pollution.aspx>

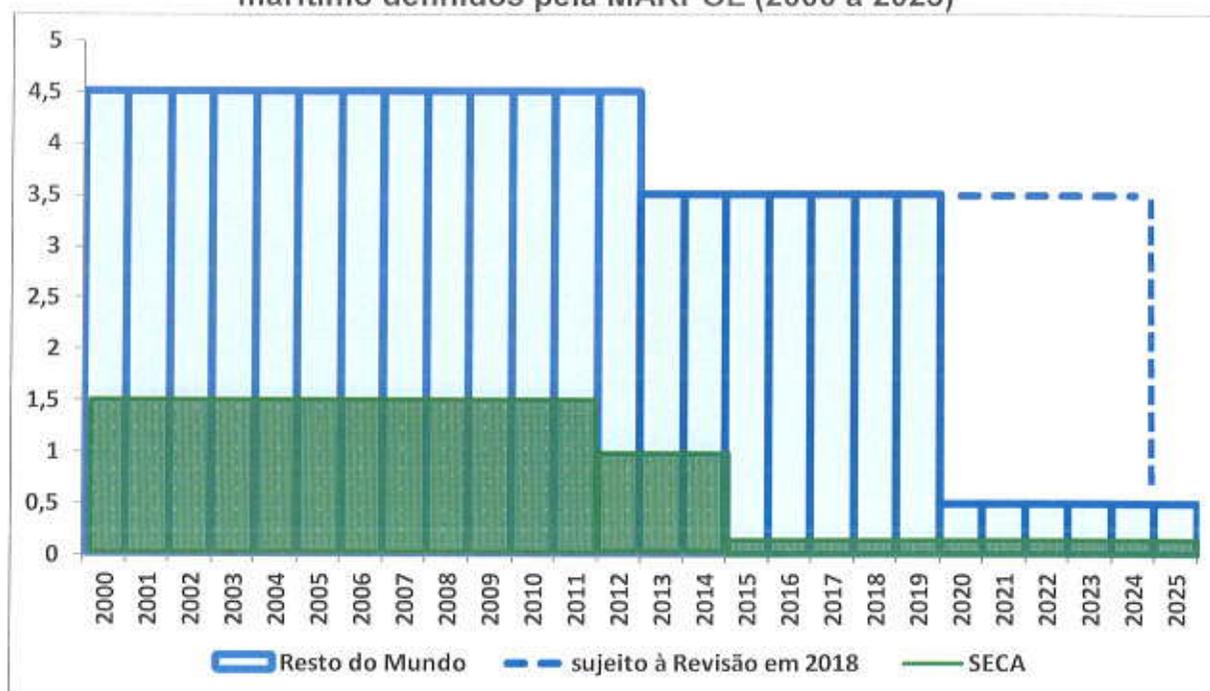
⁸⁴ Anexo adicionado a MARPOL em 1997 para regular a poluição atmosférica gerada pelos navios (ECG, 2013). The Association of European Vehicle Logistics. Sulphur Content in Marine Fuels. January 2013. Disponível em: http://www.ecgassociation.eu/Portals/0/Documentation/Publications/ECGBriefingReport_SulphurContent_Jan2013.pdf. Acesso em: 13 out. 2015.

⁸⁵ É uma convenção internacional para a prevenção de poluição gerada por navios firmada em 1973, modificada posteriormente pelo Protocolo de 1978 e de 1997. Atualmente, o documento possui seis anexos. Para aderir à convenção, o estado membro deve aceitar os Anexos I e II, como ratificado já por 152 países (ECG, 2013). O primeiro anexo estabelece a necessidade de os novos navios petroleiros possuírem casco duplo e a introdução progressiva desta proteção naqueles já existentes. O Anexo II, por sua vez, estabelece uma série de procedimentos para a descarga para substâncias químicas transportadas a granel e que possua impactos sobre a poluição atmosférica.

⁸⁶ European Community Shipowners' Associations. Analysis of the Consequences of Low Sulphur Fuel Requirements. 29 Jan. 2010. Disponível em: http://www.schonescheepvaart.nl/downloads/rapporten/doc_1361790123.pdf. Acesso em: 1 out. 2015.

⁸⁷ European Maritime Safety Agency. The 0.1% sulphur in fuel requirement as from 1 January 2015 in SECAs - An assessment of available impact studies and alternative means of compliance. Technical Report, 13 December, 2010. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/air/transport/pdf/Report_Sulphur_Requirement.pdf. Acesso em: 1 out. 2015.

Gráfico 13 – Especificações do teor de enxofre (em %) no combustível marítimo definidos pela MARPOL (2000 a 2025)



* SECA: do inglês "Sulphur Emission Control Areas", abarcam as áreas marítimas situadas próximas às zonas costeiras da América do Norte e Europa nas quais vigoram restrições mais severas quanto à emissão de poluentes.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da EIA/DOE (2015)⁸⁸.

Tais limites, no entanto, foram estipulados em níveis mais estritos para "Sulphur Emission Control Areas" (SECAs)⁸⁹ (vide Figuras 4 e 5). A partir do início de julho de 2010, o limite máximo de enxofre foi reduzido para 1%, contra 1,5% vigente anteriormente, e para 0,10% a partir de 2015. O foco nesta abrangência está relacionada ao fato de os fretamentos marítimos de curto alcance corresponderem a parte expressiva na cadeia de logística de transporte dos países banhados por esta área. Cabe frisar, todavia, que a legislação da União Europeia (Directiva Europeia 2005/33/EC⁹⁰) exige desde 2010, salvo algumas exceções, que as embarcações utilizem óleo combustível com teor máximo de 0,1% de enxofre quando atracados nos portos, caso não façam uso de eletricidade terrestre (EMSA, 2010).

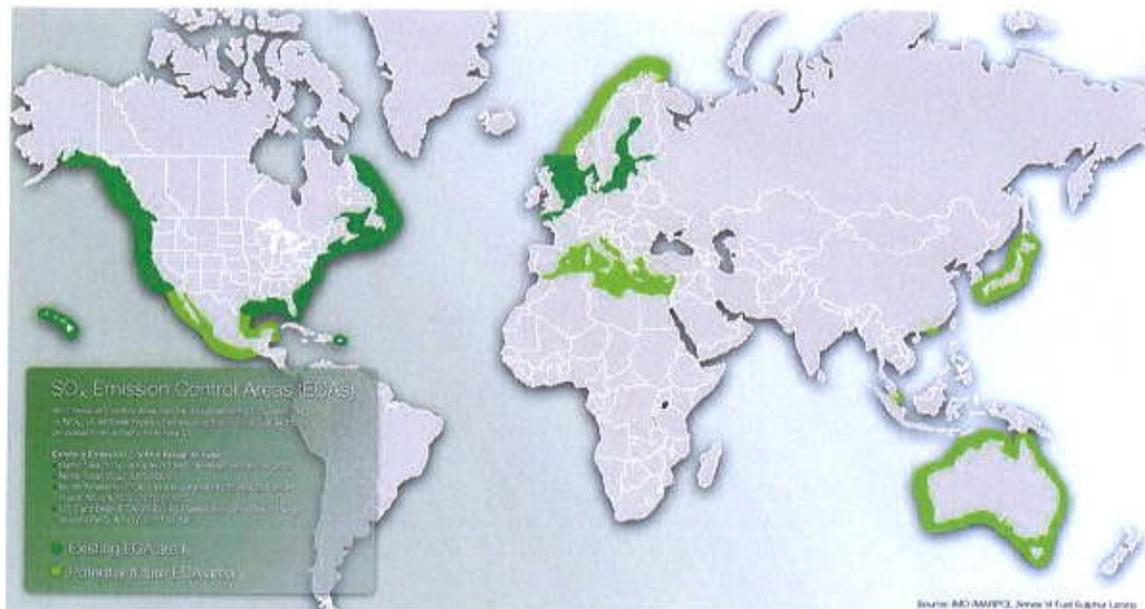
⁸⁸ EIA/DOE. With increased regulation, continued decline in residual fuel oil demand is expected. Oct. 9, 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=23292>. Acesso em: 15 out. 2015.

⁸⁹ Para atender às novas exigências, a maioria dos navios que operam tanto dentro quanto fora da SECA terão que utilizar diferentes especificações de combustíveis. Assim, antes da entrada na SECA, o navio deverá alterar completamente o combustível para atender as normas. Na saída da SECA, o navio somente poderá utilizar óleo combustível com maior teor de enxofre em relação ao exigido após sair completamente da área de restrição. Estes procedimentos devem ser devidamente registrados no diário de bordo (EGC, 2013).

⁹⁰ Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:191:0059:0069:EN:PDF>

Z @ 2

Figura 4- Área de abrangência da SECA no mundo



Fonte: MARPOL

Figura 5 - Área de abrangência da SECA na Europa



Fonte: *Knights of Old Group*⁹¹.

Com tais medidas, houve uma notória mudança do tipo consumido de combustível marítimo, com efeitos sobre a liquidez dos

⁹¹ <http://www.knightsofold.ltd.uk/page.php?article=2307&name=New+Rules+on+Maritime+Fuel+-+2015>

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner.

benchmarks. A previsão da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês) é de que a proporção entre óleo combustível e gasóleo marítimo (*marine gasoil* – MFO) se altere de 80:20, obtido em 2014, para 70:30 em 2015 (ARGUS MEDIA, 2015; SHIP & BUNKER, 2014⁹²).

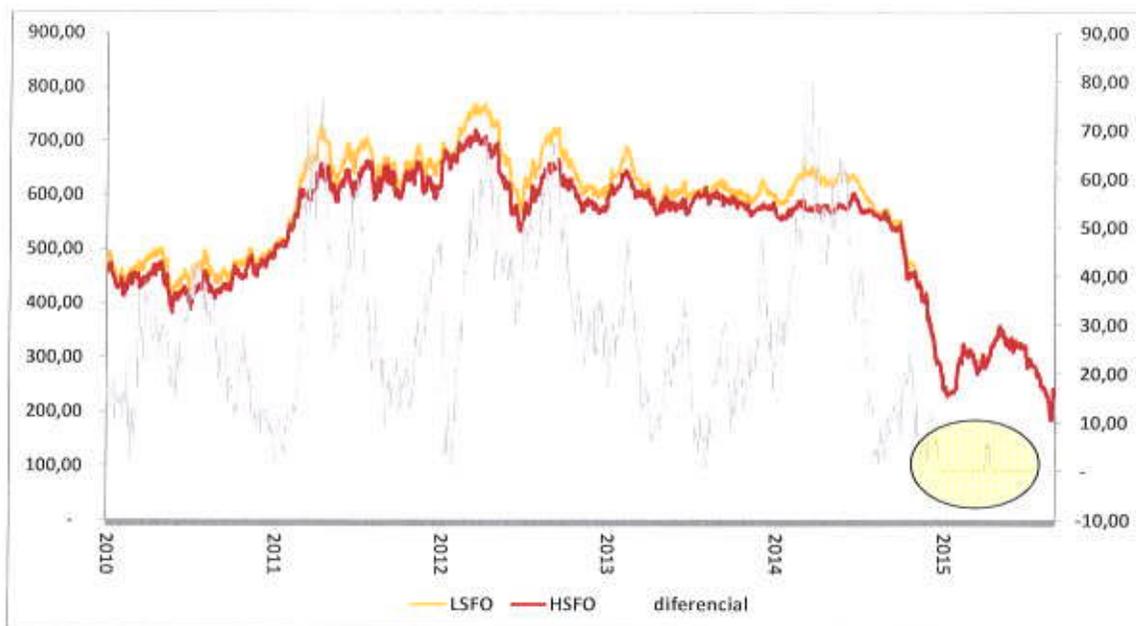
Além disso, no que diz respeito ao mercado óleo combustível de baixo teor de enxofre (*low sulfur fuel oil* – LSFO), com no máximo 1% de enxofre, a tendência é que tal combustível, utilizado até então como combustível marítimo na região das SECAs, apresente encolhimento significativo com o desaparecimento da demanda, migrada para os combustíveis marítimos com teor de enxofre máximo de 0,1%. No mercado de barcaças de LSOF não têm sido negociadas cargas desde 11 de novembro de 2014. Os únicos compradores restantes se resumem às produtoras de energia elétrica localizadas em grande parte no Mediterrâneo. Mas esta demanda representa apenas uma pequena parcela das compras anteriores do combustível. Assim, o destino do LSFO é ser crescentemente misturado com os óleos combustível com alto teor de enxofre (*high sulfur fuel oil* - HSFO), (até 3,5% de enxofre), com impactos negativos sobre os preços do primeiro (ARGUS MEDIA, 2015)⁹³. O Gráfico 14 traz a evolução das cotações do LSFO e HSFO nos últimos anos.

⁹² SHIP & BUNKER. IEA: MGO Demand to Grow 50% in Europe, Dominate in OECD Americas. 17 Nov. 2014. Disponível em: <http://shipandbunker.com/news/world/198826-iea-mgo-demand-to-grow-50-in-europe-dominate-in-oecd-americas> . Acesso em: 1 Out. 2015.

⁹³ "The moribund LSFO market is set to shrink further with the disappearance of demand from the bunker market, its main outlet. No trades have been reported for LSFO barges since 11 November, and some bunker suppliers halted LSFO sales as early as the start of December. The one remaining outlet for 1pc sulphur fuel oil will be power plants and other utilities, mostly in the Mediterranean. But this demand represents only a small percentage of the buyers formerly in this market. Much of the remaining LSFO can be expected to be blended into the high-sulphur fuel oil (HSFO) bunker pool, putting significant downward pressure on prices". (ARGUS MEDIA, 2015). ARGUS MEDIA. Outlook: Day of reckoning for European fuel oil. 5 janeiro de 2015. Disponível em: <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=971895&menu=yes> . Acesso em: 1 out. 2015.



Gráfico 14 – Evolução das cotações do LSFO e HSFO no mercado de barcaças (janeiro de 2010 a agosto de 2015) (em toneladas métricas)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Platts.

É importante salientar que esta perda de liquidez decorrente da redução da comercialização deste derivado em âmbito internacional pode gerar impactos na utilização deste produto para fins cálculo do preço mínimo do petróleo pela ANP. Ou seja, a similaridade de preços entre os dois tipos de derivados observada a partir de 2015, como efeito prático, anulou o diferencial de qualidade anteriormente existente entre os dois produtos, o que estará refletido no valor do preço mínimo calculado pela ANP.

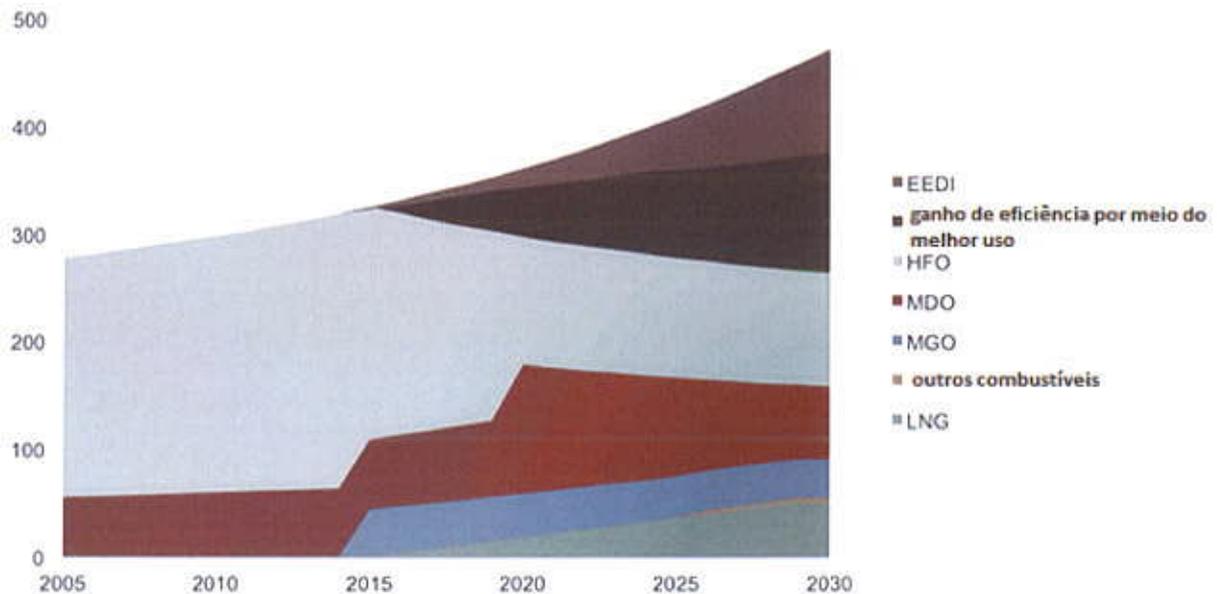
Segundo John Mayes, diretor de estudos especiais na consultoria de engenharia Turner, Mason & Co., a expectativa é de que as refinarias ou adotem a estratégia de simplesmente misturar o óleo combustível em um produto que possa ser utilizado como combustível marítimo ou realizem investimentos em modernização do parque de refino (de modo a transformar parte do óleo combustível produzido em derivados médios e leves)⁹⁴. Vale lembrar, ainda, que a Ásia não possui restrição de emissão pela IMO, apesar de haver estudos com a proposta de expansão da SECA, conforme mostrado abaixo. Assim, o LSFO, com teor de enxofre com 1%, não possui demanda significativa no continente asiático.

As limitações cada vez mais severas quanto ao teor de enxofre contido nos combustíveis marítimos tendem a alterar a composição dos diferentes tipos de combustíveis, conforme previsão da *The International Council on Clean Transportation* (ICCT) (Gráfico 15).

⁹⁴ A estratégia adotada pela ExxonMobil consiste na instalação de um *coker* com capacidade de 270 mil b/d na Antuérpia, na Bélgica, para maximizar a produção de diesel (PLATTS, 2014). PLATTS. FEATURE: How are refiners preparing for 2015 marine fuel spec changes? 6 Jun. 2015. Disponível em: <http://www.platts.com/latest-news/shipping/houston/feature-how-are-refiners-preparing-for-2015-marine-21726310>. Acesso em: 2 Out. 2015.

Handwritten marks and signatures in blue ink at the bottom right of the page.

Gráfico 15 – Evolução da composição da demanda de combustível marítimo, por tipo, de 2005 a 2030 (em milhões de toneladas métricas)



Siglas: óleo combustível pesado - *heavy fuel oil* (HFO), índice de eficiência energética no *design* dos navios - *Energy Efficiency Design Index* (EEDI), programa compulsório que estabelece que os novos navios devem atingir determinados níveis de eficiência a partir de 2015. Diesel marítimo - *Marine Diesel Oil* (MDO), Gasóleo Marítimo - *Marine Gasoil* (MGO)

Fonte: ICCT⁹⁵

Como se pode notar, a tendência nos próximos anos é que a participação do *marine diesel oil* (MDO) e *marine gasoil oil* (MGO) cresçam consideravelmente, ao ponto de, em 2020, o consumo por estes dois tipos, somados, superarem o do por *heavy fuel oil* (HFO). Ademais, há a perspectiva de que a demanda por óleo combustível possa se reduzir ao longo do tempo com a utilização do GNL. Vale frisar que pelas estimativas da *America's Natural Alliance* (ANGA) é possível, com o uso GNL, reduzir pela metade o gasto com combustíveis marítimos, apesar dos investimentos requeridos para a conversão para o novo tipo de combustível (ANGA, 2014)⁹⁶.

Após este breve panorama sobre o mercado refino e derivados na Europa, na próxima subseção serão apresentadas as considerações específicas sobre os produtos utilizados como referência na Portaria ANP N° 206/00.

⁹⁵ Disponível em: <http://www.theicct.org/blogs/staff/end-era-heavy-fuel-oil-maritime-shipping> . Acesso: 15 out. 2015.

⁹⁶ ANGA. LNG Opportunities for Marine and Rail in the Great Lakes, Gulf of Mexico, and Inland Waterways. October 2014. Disponível em: <http://anga.us/media/blog/2C4CAA90-5056-9F69-D4A529A12FD0D7D4/files/LNG%20Opportunities%20for%20Marine%20and%20Rail.pdf> . Acesso em: 14 Out. 2015.

VI.3 -- Comparação entre os Preços Mínimos: Cargo vs Barge

A seção IV desta Nota Técnica apresentou a legislação que dispõe sobre os critérios para o cálculo do preço mínimo do petróleo pela ANP. Além do *Brent Dated* como *benchmark* para o óleo cru, a Portaria ANP Nº 206/00 definiu cinco derivados cotados no mercado europeu para balizarem o valor do diferencial entre o petróleo nacional e o Brent, conforme Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Derivados de referência para as frações de derivados

Teor de enxofre	Fração de Derivados Leves (Fl e FIB)	Fração de Derivados Médios (Fm e FmB)	Fração de Resíduos Pesados (Fp e FpB)
≤ Brent	Gasoline 10 ppm	ULSD 10 ppm CIF NWE	Fuel Oil 1 % CIF
> Brent	Cargoes CIF NWE	Gasoil 0,1% CIF NWE	Fuel Oil 3,5 % CIF

Conforme apresentado acima, apesar do bom desempenho desde o final do ano passado, o parque de refino europeu vem apresentando uma tendência de retração na última década, pressionada tanto pela concorrência de refinarias mais modernas e/ou com melhor acesso ao óleo cru na Ásia, Oriente Médio e Estado Unidos, como pela baixa taxa de crescimento da demanda de derivados na Europa.

Por outro lado, o Brent continua sendo o principal *benchmark* mundial, sendo utilizado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo. Deste modo, utilizou-se a premissa que o custo de oportunidade do óleo produzido no Brasil seria a exportação refino na Europa. Por este motivo, os diferenciais de qualidade entre os óleos nacionais e o óleo Brent devem ser calculados com base nas cotações dos derivados no mercado europeu.

No que tange às cotações das PRAs, é realizado levantamento das cotações de diferentes produtos com especificações técnicas similares no mercado europeu, variando o ponto de entrega, a modalidade de transporte e a responsabilidade sobre os custos de frete e seguro. Por exemplo, a Platts realiza o levantamento dos preços de oito diferentes gasolinas comercializadas no mercado europeu, conforme apresentado Tabela 5.

Tabela 5 – Levantamento de preços de gasolinas no mercado europeu pela Platts

GASOLINE												
Assessment	CODE	Month	Party	Wveg	CONTRACT BASIS	LOCATION	DELIVERY PERIOD	MIN SIZE	MAX SIZE	CURRENCY	UOM	CONV
Gasoline Free Unloaded (Oppo) FOB Med Cargo	AGQDNW	AGQDNW			FOB	Med basin, Europe	10-25 days forward	25,000	10,000	US\$	metric ton	0.71
Gasoline Free Unloaded (Oppo) CIF Med Cargo	AGQDNW	AGQDNW			CF	Med basin, Genoa/Lavera	10-25 days forward	25,000	10,000	US\$	metric ton	0.71
Gasoline (Oppo) CIF NW Europe	AGQDNW	AGQDNW			CF	NW, West Europe	10-25 days forward	10,000	10,000	US\$	metric ton	0.71
Gasoline Eurodist FOB ARA Barge	AGQDNW	AGQDNW			FOB	ARA	3-15 days forward (Monday-Sunday) 5-15 days forward (Wednesday-Friday)	1,000	5,000	US\$	metric ton	0.71
Gasoline Free Unloaded (Oppo) FOB River Barge	FLAPDNW	FLAPDNW			FOB	ARA	3-15 days forward (Monday-Sunday) 5-15 days forward (Wednesday-Friday)	1,000	5,000	US\$	metric ton	0.71
Gasoline Free Unloaded (Oppo) FOB ARA Barge	AGQDNW	AGQDNW			FOB	ARA	3-15 days forward (Monday-Sunday) 5-15 days forward (Wednesday-Friday)	1,000	5,000	US\$	metric ton	0.71
Reference FOB ARA Barge	AGQDNW	AGQDNW			FOB	ARA	3-15 days forward (Monday-Sunday) 5-15 days forward (Wednesday-Friday)	1,000	5,000	US\$	metric ton	-
Reference FOB ARA Barge Control	AGQDNW	AGQDNW			FOB	ARA	3-15 days forward (Monday-Sunday) 5-15 days forward (Wednesday-Friday)	1,000	5,000	Euro	metric ton	-

Fonte: Platts

Em relação ao ponto de entrega, a Platts e a Argus Media realizam o levantamento de preços no **Noroeste da Europa** – NWE (*northwest europe*), remetidos principalmente para portos de Amsterdã, Roterdã, Antuérpia, Thames e Le Havre, e no **Mediterrâneo** - *Med*, nos portos de Genova, Lavera e Milazo.

As modalidades de transporte mais comuns são: i) **Cargo** - navios cargueiros para transporte oceânico com tamanho padrão de 25-30 mil toneladas (Platts) e 10-15 mil toneladas (Argus Media), e; ii) **Barge** – grandes barcaças de fundo chato utilizado principalmente para o transporte em rios e canais com tamanho padrão de 1-5 mil toneladas (Platts) e 1- 2 mil toneladas (Argus Media).

As modalidades de frete mais comuns são: **FOB (free on board)** – onde o vendedor encerra suas obrigações ao entregar a mercadoria ao navio indicado pelo comprador no porto de embarque. A partir deste momento, todas as despesas e responsabilidades são assumidas pelo comprador, e; ii) **CIF (cost, insurance and freight)** – o vendedor deve entregar a mercadoria no porto de destino escolhido pelo importador arcando com os custos de transporte e seguro. A responsabilidade do vendedor cessa no momento em que a mercadoria cruza a amurada do navio no porto de destino.

Ao estudar o mercado de derivados na Europa, observou-se que o mercado de barcaças apresenta maior liquidez que o mercado de cargueiros, que atualmente baliza o cálculo do diferencial na Portaria ANP Nº 206/00. Isso decorre do fato das barcaças transportarem menores volumes dos produtos, o que permite um maior número de transações e de agentes envolvidos.

Quanto mais líquido um mercado, mais confiável é sua cotação, pois o mesmo reflete um maior numero de transações, sendo, com isso, menos vulnerável a manipulações e/ou distorções nos preços. Ademais, no caso de mercados que possuam baixa liquidez, as PRAs fazem uso de outros expedientes para definir os preços de mercado, como *netback prices*, ofertas de compras e

vendas não concretizadas e de contratos de diferenciais (*contract for differences CFD*).

Uma importante diferença entre estes dois mercados é que o mercado *Cargo* é comercializado com base CIF, que inclui as despesas de frete e seguro, enquanto do mercado *Barge* é comercializado com base FOB⁹⁷. Por este motivo, é esperada a presença de um *spread* nas cotações FOB *Barge* e CIF *Cargo*. Normalmente os *traders* esperam que o preço *CIF Cargo* se iguale ao preço do *FOB Barge* adicionado do frete e demais custos⁹⁸, no entanto, esta condição pode não ser satisfeita como resultado de desequilíbrios momentâneos de mercado.

VI.3.1 – Gasolina

No tocante ao mercado de gasolina, o Eurobob é a gasolina mais comercializada atualmente na Europa, representando o mercado altamente líquido de barcaças no nordeste europeu. No entanto, esta gasolina possui na sua composição a adição de 4,8% de etanol, o que a diferencia da especificação técnica indicada na Portaria ANP Nº 206/00. Seguindo a especificação técnica indicada pela ANP, a gasolina com maior liquidez que possui seu preço levantado pela Platts é **Gasoline Prem Unleaded 10ppmS FOB Rdam Barges (PGABM00)**.

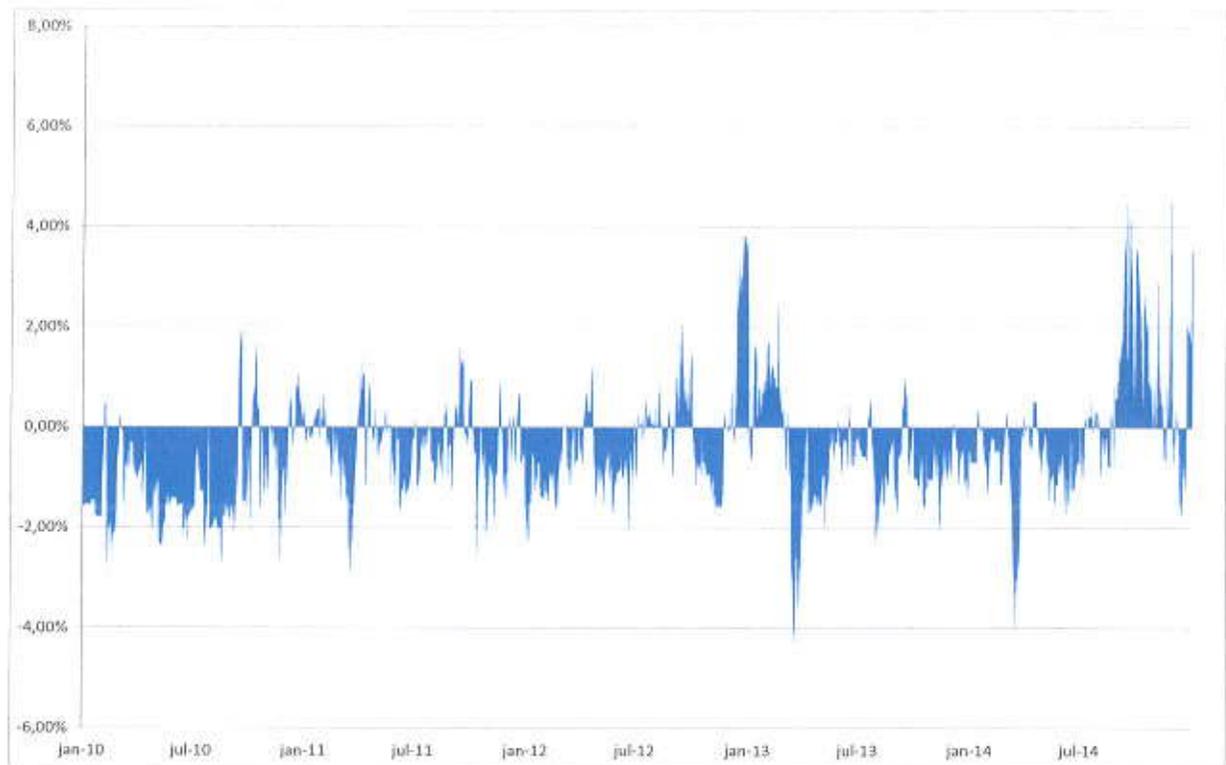
Comparando a cotação da *Gasoline 10ppmS CIF NWE Cargo (AAXFQ00)* com a *Gasoline Prem Unleaded 10ppmS FOB Rdam Barges (PGABM00)*, no Gráfico 16 é possível observar que os preços *CIF Cargo* se mantém acima dos preços *FOB Barge* na maior parte do tempo. No entanto, esta relação vem apresentando grande volatilidade nos últimos anos em decorrência da própria dinâmica do mercado de gasolina.

⁹⁷ As PRAs também realizam o levantamento das cotações no mercado *Cargo FOB* por meio de fórmulas *netback* do preços CIF em que são descontados os diferenciais de frete.

⁹⁸ WOENZEL, S. (2012). Oil Traders' Word(s): Oil Trading Jargon. AuthorHouse.



Gráfico 16 – Diferença percentual entre as cotações *Gasoline Prem Unleaded 10ppmS FOB AR Barge* e *Gasoline 10ppmS CIF NWE Cargo*

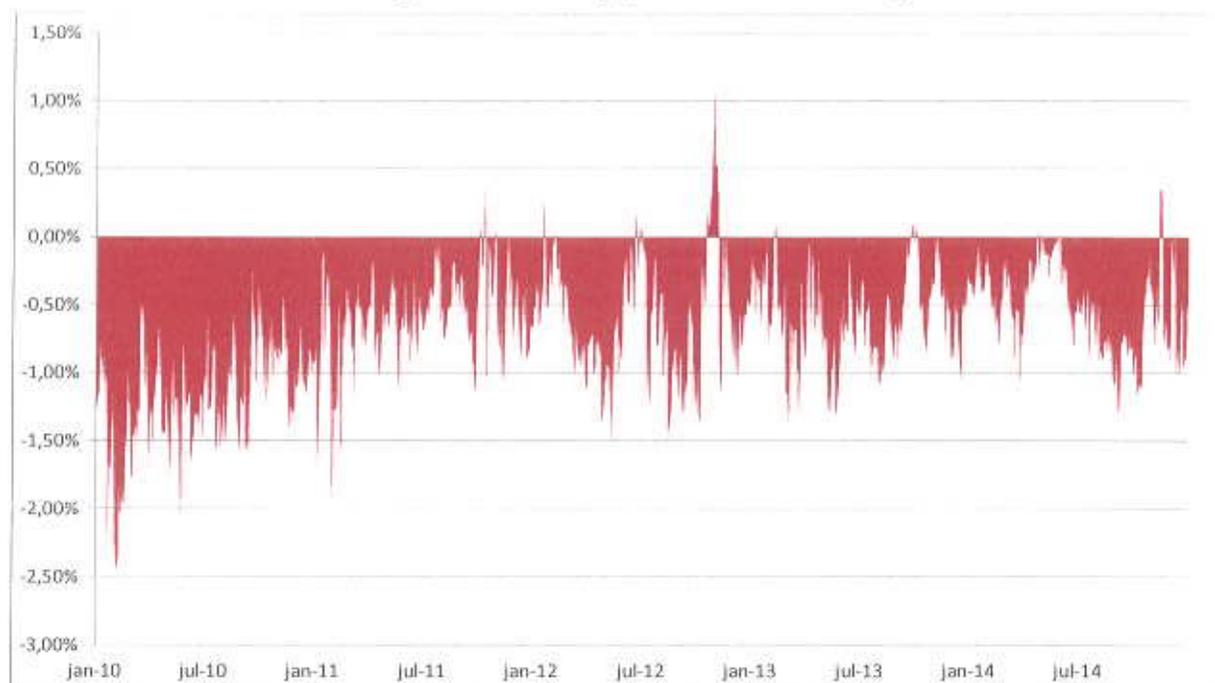


Fonte: Elaboração própria partir da base de dados da Platts.

VI.3.2 – ULSD

O levantamento dos preços no mercado de ULSD na Europa apresenta elevada liquidez, tanto no mercado *Cargo* como *Barge*. Contudo, o produto que apresenta maior liquidez é o mercado de barcaças no noroeste da Europa **USLD 10ppmS FOB Rdam Barge (AAJUS00)**. No Gráfico 17 observa-se que os preços do ULSD negociados por *CIF Cargo* se apresentam consistentemente acima dos preços *FOB Cargo*.

Gráfico 17 – Diferença percentual entre as cotações do ULSD 10ppmS FOB ARA Barge e ULSD 10ppmS CIF NWE Cargo



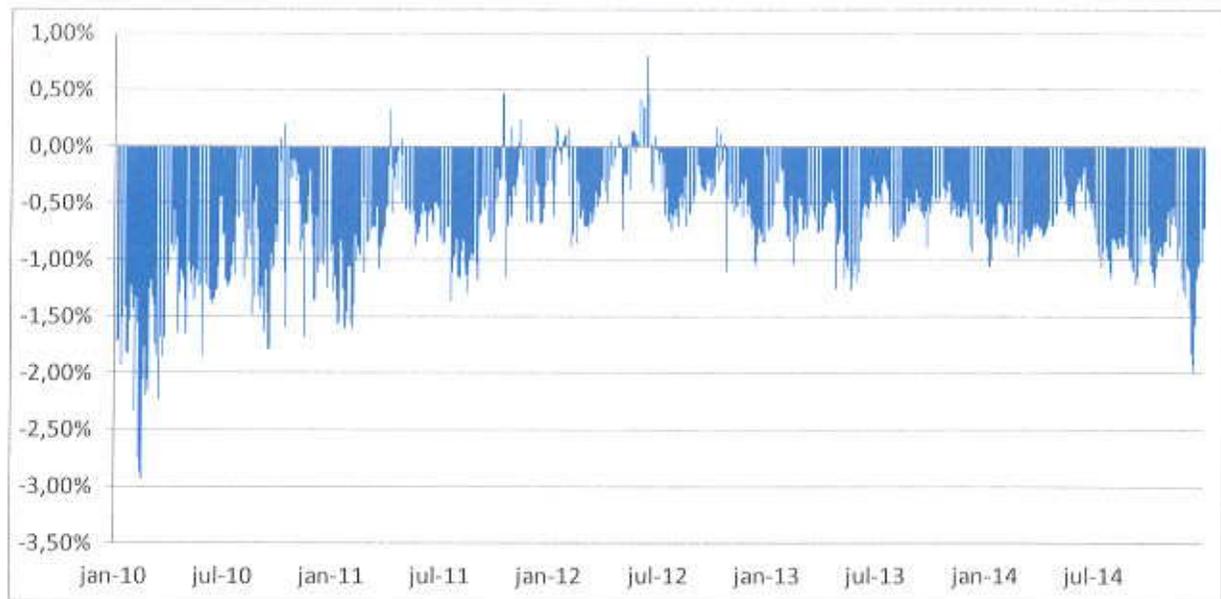
Fonte: Elaboração própria partir da base de dados da Platts.

VI.3.3 – Gasoil

O Gasoil 0,1%S CIF NWE Cargo (código: AAYWS00) atualmente indicado na Portaria ANP N° 206/00, que representa majoritariamente as cargas importadas pela Europa, vem progressivamente reduzindo sua liquidez nos últimos dois anos, em decorrência da conversão das refinarias russas para produção de diesel com baixo teor de enxofre (PLATTS, 2015)⁹⁹. Por outro lado, acredita-se que a liquidez do mercado de barcaças, **Gasoil 0,1% FOB ARA Barge (código: AAYWT00)**, se mantenha elevada, pois as refinarias localizadas no *hub* Amsterdã-Roterdã-Atuérpia (ARA) ainda são produtoras desta qualidade e mantém ativa as negociações deste produto. Assim como no mercado de ULSD, os preços do *Gasoil 0,1%S* negociados por *CIF Cargo* se apresentam consistentemente acima dos preços *FOB Cargo*.

⁹⁹ Platts (2015). The end in nigh for high European gasoil, despite pockets of demand. July 15, 2014. Disponível em: <http://blogs.platts.com/2014/07/15/europe-gasoil-sulfur-diesel/>. Acesso em: 24/09/15.

Gráfico 18 – Diferença percentual entre as cotações do *Gasoil 01%S (1000ppm) FOB ARA Barge* e *Gasoil 0.1%S CIF NWE Cargo*



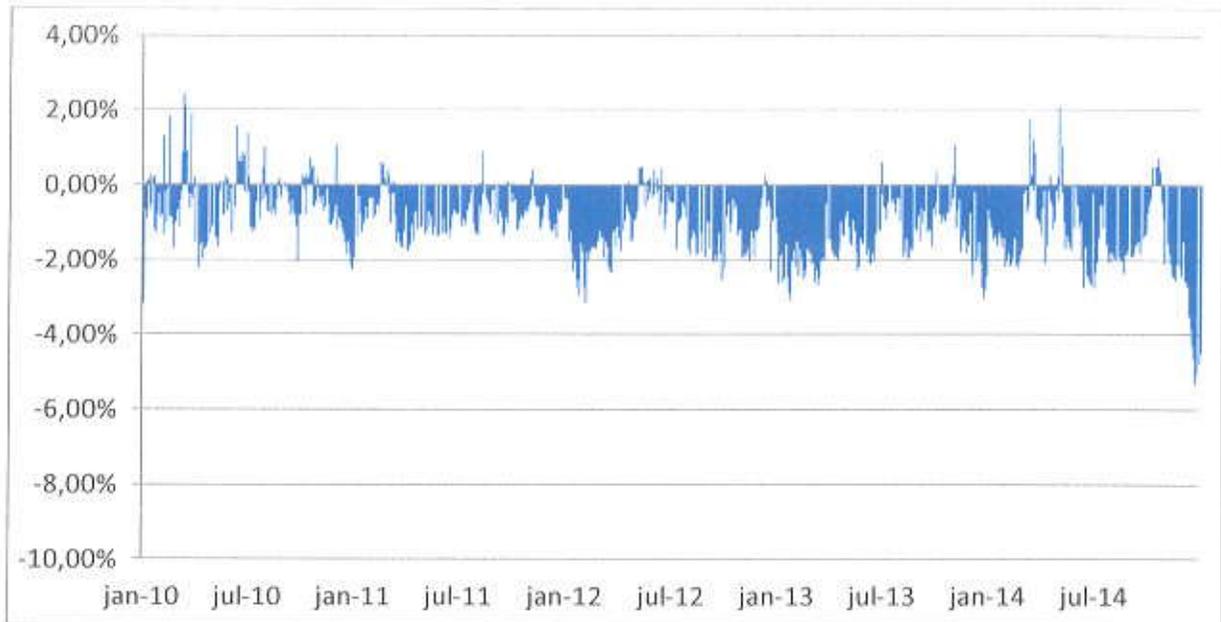
Fonte: Elaboração própria partir da base de dados da Platts.

VI.3.4 – Fuel Oil

De acordo com a subseção VI.2, todos os mercado de *Fuel Oil 1%* apresentam uma liquidez bastante reduzida. No entanto, conforme apresentado anteriormente, o mercado de *Barge* apresenta maior liquidez, sobretudo no caso do *FO 1%*, tendo em vista que as transações *Cargo* possuem especificação técnica adequadas para a geração termoelétrica, enquanto que as transações *Barge* possuem destinação mais ampla.

Assim como no mercado de *ULSD* e *Gasoil 0,1%S*, os preços negociados por *CIF Cargo* se apresentam consistentemente acima dos preços *FOB Cargo*.

Gráfico 19 – Diferença percentual entre FO 1%S FOB Rdam Barge e FO 1%S CIF NWE Cargo

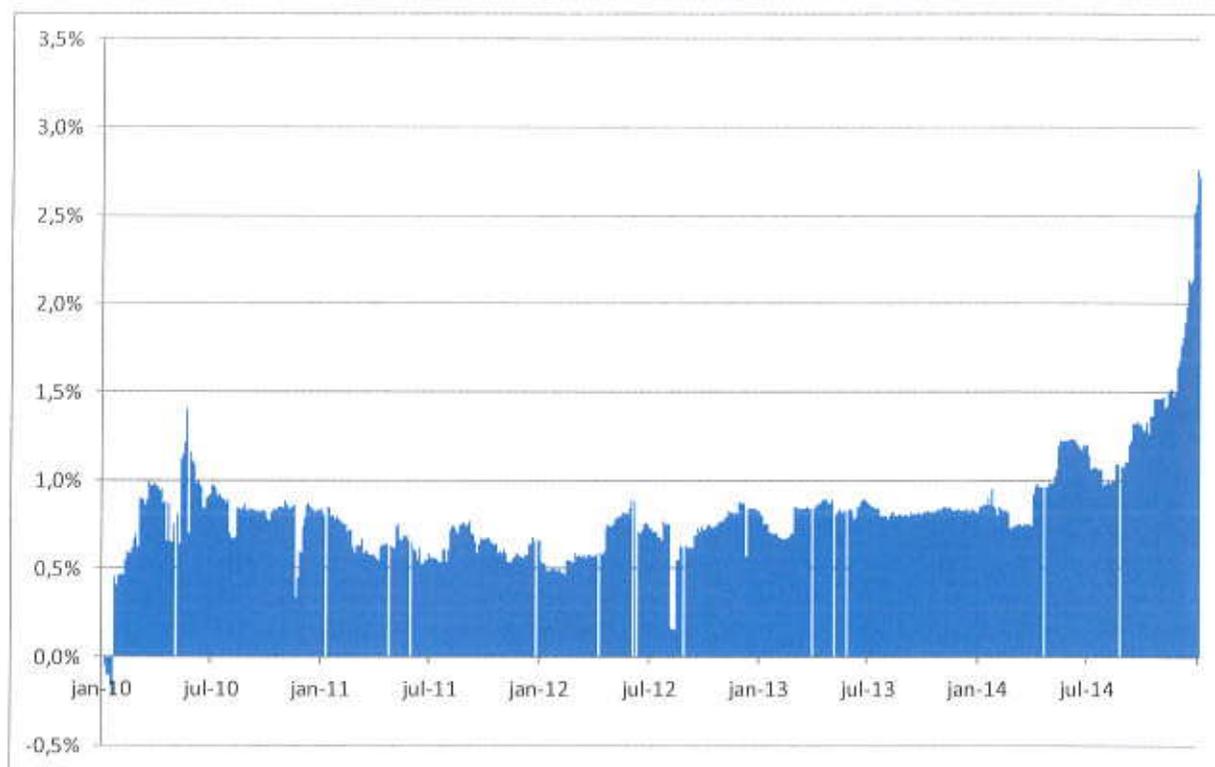


Fonte: Elaboração própria partir da base de dados da Platts.

Por fim, para o *Fuel Oil 3,5%* comercializado na Europa, de acordo com a Platts, a cotação *FO 3,5%S FOB Rdam Barge* é a preço mais líquido para este produto, correspondendo a cerca de 80-90% do mercado físico de barcaças de Roterdã.

Ao contrário dos demais derivados analisados, os preços negociados por *CIF Cargo* se apresentam consistentemente abaixo dos preços *FOB Cargo*. Isso decorre do fato do *FO 3,5% Barge* apresentar uma especificação de qualidade superior ao *CIF 3,5% Cargo*.

Gráfico 20 –Diferença percentual entre FO 3,5%S FOB Rdam Barge e FO 3,5%S CIF NWE Cargo



Fonte: Elaboração própria partir da base de dados da Platts.

Em resumo, considerando a hipótese de utilização de derivativos com maior liquidez, os derivativos no mercado de *Cargo*, indicados na Portaria ANP N° 206/00 para o cálculo do diferencial na fórmula dos preços mínimos, foram substituídos, para fins de análise de impacto, pelos derivativos equivalente negociados no mercado *Barge*, conforme Tabela 6:

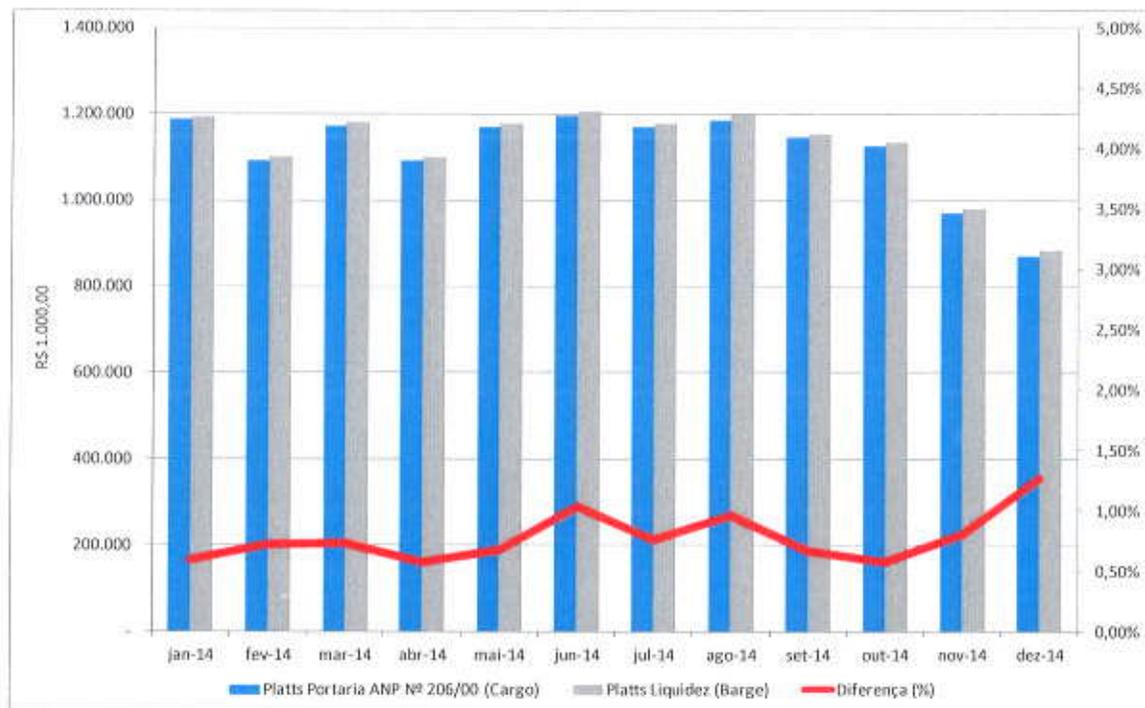
Tabela 6 – Benchmark e Derivados Platts Cargo vs Barge

Platts Cargo (Portaria ANP N° 206/00)	Platts Barge (maior liquidez)
Brent Dated (PCAAS00)	Brent Dated (PCAAS00)
Gasoline 10ppmS CIF NWE Cargo (AAXFQ00)	Gasoline Prem Unleaded 10ppmS FOB Rdam Barges (PGABM00)
ULSD 10ppmS CIF NWE Cargo (AAVBG00)	USLD 10ppmS FOB Rdam Barge (AAJUS00)
Gasoil 0.1% CIF NWE Cargo (AAYWS00)	Gasoil 0.1% FOB ARA Barge (AAYWT00)
Fuel Oil 1% CIF NWE Cargo (PUAAL00)	Fuel Oil 1% FOB Rdam Barge (PUAAP00)
Fuel Oil 3,5% CIF NWE Cargo (PUABA00)	Fuel Oil 3,5% FOB Rdam Barge (PUABC00)

A partir desta nova cesta de derivados, foi realizada uma simulação para comparar os possíveis efeitos do cálculo dos preços mínimos do petróleo com base nas cotações dos derivados do mercado *Barge*.

Foi utilizado como amostra os campos que pagaram participação especial no ano de 2014, sendo verificado uma diferença hipotética¹⁰⁰ média de 0,77% a mais na arrecadação de royalties para estes campos, conforme apresentado no Gráfico 21.

Gráfico 21 – Diferença hipotética sobre a arrecadação de royalties utilizando derivados Barge e Cargo(janeiro a dezembro de 2014)



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

No entanto, a diferença não é homogênea entre as diferentes correntes de petróleo produzidas nacionalmente. As correntes de petróleo mais pesadas e com maior teor de enxofre, característica comum aos campos produtores no pós-sal da bacia de Campos, como Roncador, Marlim Sul, Marlin, Jubarte, dentre outros, responsáveis por grande parte da arrecadação atual de royalties e participação especial, tendem a ser mais valorizados, utilizando-se as

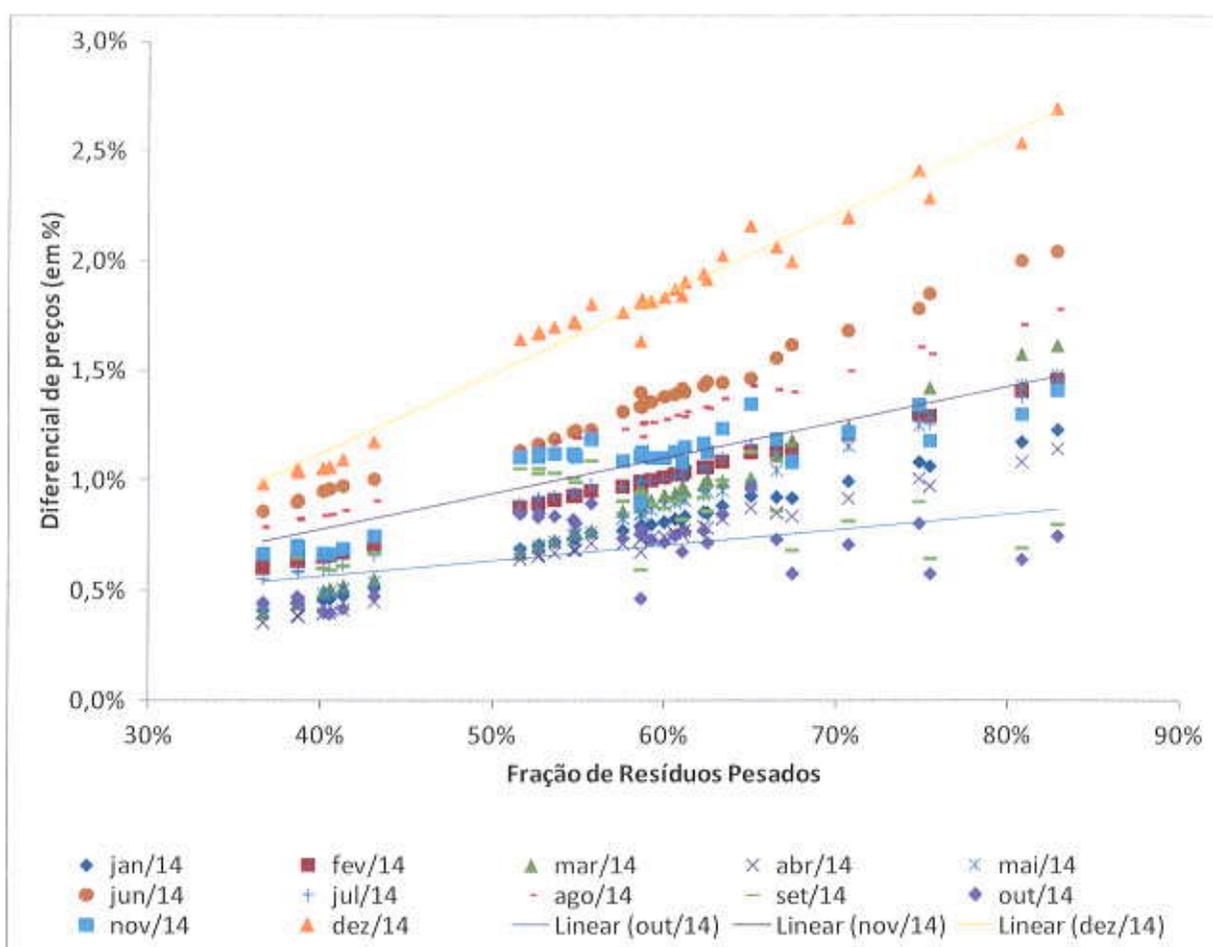
¹⁰⁰ Na simulação será estimada a diferença hipotética, pois o royalty devido foi calculado com base apenas no preço mínimo definido pela ANP, não considerando o preço de venda praticado pelo concessionário. A diferença hipotética estimada considerou apenas os campos com grande volume de produção, que pagaram participação especial. Estes campos são responsáveis por aproximadamente 72% do total arrecadado com royalties, nos anos de 2012 a 2014. Os preços mínimos e a arrecadação de royalties foram estimados com base nas planilhas elaboradas pela SPG.

Handwritten signature and initials in blue ink.

cotações dos derivados negociados no mercado de barcaças em comparação com a metodologia atual.

O Gráfico 22 mostra a dispersão dos diferenciais de preços mínimos obtidos para os derivados transacionados nos mercados *Cargo* e *Barge* para as correntes de óleos produzidos no Brasil com teor de enxofre acima de 0,35%, diferenciadas de acordo com a sua Fração de Resíduos Pesados (Fp).

Gráfico 22- Dispersão dos diferenciais de preços mínimos obtidos para os derivados transacionados nos mercados *Cargo* e *Barge* para as diferentes correntes de óleos produzidos no Brasil com teor de enxofre acima de 0,35% (em %)



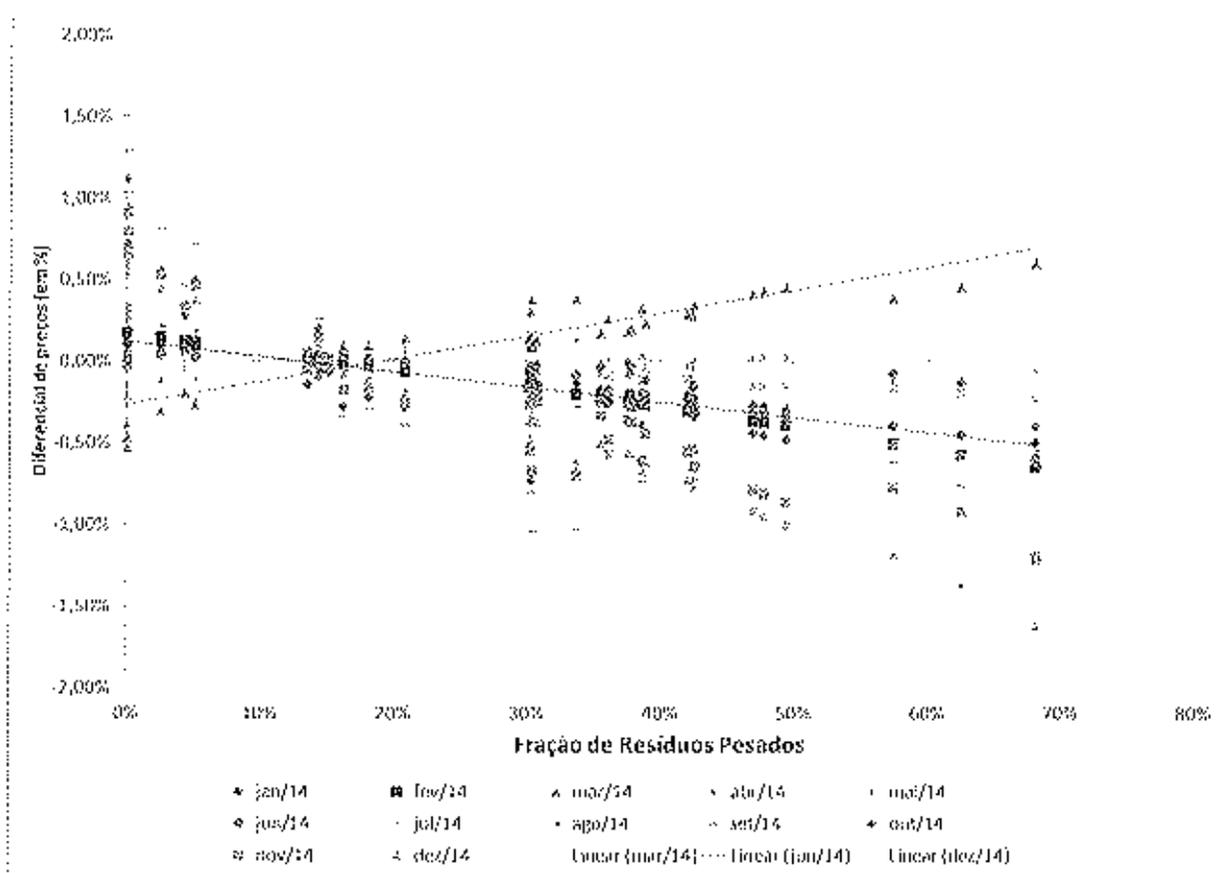
Fonte: elaboração própria a partir dos dados da SPG e Platts.

Com se pode observar, para os óleos com alto teor de enxofre, na medida em que a curva PEV da corrente do óleo apresenta maior fração de resíduos pesado, a mudança dos derivados de *Cargo* para *Barge* levou a um aumento dos preços mínimo destes óleos, o que é refletido no diferencial indicado no Gráfico 22.

Ademais, vale ressaltar que o comportamento destes diferenciais pode oscilar ao longo do tempo, como demonstrado nas diferentes inclinações das linhas de tendência dos dados mensais.

Por outro lado, ao se analisar o impacto da mudança dos derivados de *Cargo* para *Barge* nas correntes de óleo com teor de enxofre abaixo ou igual a 0,35%¹⁰¹, no Gráfico 23, verificamos que não há uma tendência clara dos diferenciais, podendo apresentar uma correlação positiva ou negativa com a fração de resíduos pesados, conforme o mês analisado.

Gráfico 23 - Dispersão dos diferenciais de preços mínimos obtidos para os derivados transacionados nos mercados *Cargo* e *Barge* para as diferentes correntes de óleos produzidos no Brasil com teor de enxofre abaixo ou igual a 0,35% (em %)



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

Por fim, a simulação apontou que a alteração dos preços de referências dos derivados do mercado *Cargo* para *Barge* levou a um aumento hipotético na arrecadação de royalties dos campos analisados. No entanto, este

¹⁰¹ De acordo com o Anexo I da Portaria ANP nº 206/2000, o teor de enxofre do petróleo Brent é 0,35%



comportamento não foi homogêneo para as diferentes correntes de óleo produzidos no Brasil. Para os óleos com alto teor de enxofre e baixo grau API, observou-se um aumento no preço mínimo, ao passo que para os óleos com baixo teor de enxofre e com maior grau API prevaleceu, na maioria dos meses analisados, a redução do preço mínimo calculado¹⁰².

Tendo em vista que a maior parte do óleo produzido atualmente no Brasil se enquadra no primeiro perfil, o efeito global obtido a partir da simulação foi positivo para a arrecadação de *royalties*. Por outro lado, com a tendência de crescimento da produção petrolífera oriunda da camada pré-sal, com menor grau API, no longo prazo, a mudança nos derivados de referência pode gerar um impacto negativo na arrecadação.

VII. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta Nota Técnica teve por objetivo de analisar a pertinência dos atuais preços de referência utilizados na Portaria ANP Nº 206, de 29/08/2000, de forma a subsidiar o processo de revisão da regulamentação dos preços do petróleo e derivados utilizados para o cálculo dos preços mínimos dos petróleos nacionais para fins de cálculo das participações governamentais.

Primeiramente, ficou demonstrado que, com o ganho de importância do mercado *spot*, surgiu a necessidade de descoberta dos preços transacionados nos diferentes mercados, com vistas a utilizá-los como indexadores nos contratos celebrados entre as partes interessadas. Neste contexto, as agências de preços passaram a assumir um papel de relevância neste processo, com a criação de índices de preços que gozavam de credibilidade necessária para a sua adoção como *benchmarks* pelos participantes do mercado internacional.

Na sequência, foram apresentados os principais requisitos para que um determinado tipo de petróleo seja, de fato, um *benchmark* aceito pelos agentes econômicos, destacando-se: volume de produção considerável para que garantir a liquidez; base diversificada de vendedores e compradores; estabilidade político-institucional no referido país; estabilidade no fluxo de produção de forma evitar volatilidade não associada às variações das condições de oferta e demanda; e a inexistência de cláusulas de destino, que poderiam impedir a revenda para terceiros do óleo adquirido.

Na continuidade da análise, foram apresentadas as metodologias das duas principais agências de preços. A Platts utiliza-se do *Market on Close*,

¹⁰² Por exemplo, a corrente de Lula, que apresenta grau API 30,6 e teor de enxofre de 0,35%, apresentou uma diferença média negativa no preço mínimo de 0,19% para o ano de 2014.

que define os preços com base no valor das transações ocorridas nos minutos finais de negociação dentro da chamada "janela Platts (submetidos a análise posterior dos editores da agência de preços), num horário específico quando todas praças financeiras internacionais estão em funcionamento. Já a Argus Media adota três diferentes metodologias para levantamento do preço de mercado de acordo com o produto que está sendo precificado, sendo: i) média ponderada por volume (*volume weighted average* – VWA); ii) avaliações inteligentes, e; iii) preços derivados ou "construídos" (*netback/netforward prices*).

A partir da comparação entre Platts e Argus Media, é possível afirmar que, apesar das diferenças metodológicas identificadas, a diferença percentual entre as cotações diárias do *Brent Dated*, da Platts, e o *North Sea Dated*, da Argus Media, foi, em geral, abaixo 0,5%. Ademais, não foi detectada uma tendência superior ou inferior entre os preços do mesmo *benchmark* cotado por diferentes agências. Considerando todo o período de janeiro de 2010 a agosto de 2015, diferença percentual média diária foi de 0,003%. Conclui-se, portanto, que não há consequências significativas que impeçam a utilização de quaisquer das bases de preços internacionais disponibilizadas pelas citadas PRAs, uma vez que ambas dispõem de benchmarks passíveis de serem utilizados no cálculo do preço mínimo do petróleo.

Além disso, foi realizada análise acerca dos preços de referência mais relevantes no mercado internacional de petróleo: *Brent Dated* (BFOE), cotado no Reino Unido; WTI com ponto de entrega em Cushing, nos EUA; e Dubai/Omã, principal referência no mercado asiático. Apesar das limitações e da dinâmica de negociação dos diversos tipos de óleo no mercado internacional, o *Brent Dated* continua sendo utilizado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo em termos mundiais. Deste modo, tal *benchmark* mostra-se, na atual conjuntura, o mais adequado para refletir as condições de oferta e demanda no mercado internacional.

Já no que tange aos derivados utilizados como *benchmark* no cenário internacional, observou-se que o mercado de barcas possui maior liquidez do que mercado de cargueiros, reduzindo, por exemplo, os riscos de manipulação dos preços. Por este motivo, foi realizada comparação entre os diferenciais de preços *cargos* e *barges*, bem como seus efeitos potenciais em termos de arrecadação de royalties, a partir de exemplos hipotéticos. Os resultados obtidos para o período testado indicaram que, para os óleos maior teor de enxofre e menor API, o preço mínimo tende a ser superior quando utilizados os dados de derivados *barges*. Por sua vez, para os óleos com menor teor de enxofre e API mais elevado, prevaleceu a redução do preço mínimo calculado.

Deste modo, apesar da perspectiva econômica trazer elementos que ajudam a avaliar a adequação de utilização de um derivado de petróleo em relação a outro como *benchmark* no cálculo do preço mínimo do petróleo a ser efetuado pela ANP, permanece necessário o exame cauteloso da conveniência e oportunidade de adoção de determinado derivado por parte da Administração, permitindo, ainda, a consideração de aspectos adicionais no processo de escolha dos respectivos benchmarks.

Além destas considerações, mostra-se relevante ressaltar outros aspectos que contornam a análise dos produtos utilizados para fins de cálculo do preço mínimo de óleo e que surgiram ao longo do presente estudo. Dentre eles, menciona-se que Anexo I da Portaria ANP N° 206/00 determina a fração de destilados leves, de destilados médios e de resíduos pesados obtidos a partir do petróleo Brent estabelecidos com base na análise do Ponto de Ebulição Verdadeiros (curva PEV). As frações definidas no Anexo I foram estimadas no momento da publicação da Portaria ANP n° 206, em 29/08/2000. No entanto, conforme apresentado na subseção 4.1, a partir do ano de 2002, com o objetivo de aumentar a liquidez, o *Brent Dated* passou a se referir a uma cesta de óleos, permitindo um aumento do volume negociado. Atualmente o Brent Dated reflete o preço de uma cesta de óleos composta pelo *Brent, Forties, Oseberg e Ekofisk – BFOE*. Assim, mostra-se importante avaliar a necessidade das frações definidas no Anexo I passarem a refletir a curva PEV desta cesta de óleos.

Adicionalmente, a série de preços *Fuel Oil 1%* possui o risco de ser descontinuada em razão da sua baixa liquidez verificada após a entrada em vigor da nova limitação do teor de enxofre para a SECA. Em virtude disso, deve ser avaliada as possibilidades de substituição por outro produto, sem desconsiderar as diferentes qualidades de óleo disponíveis, seja em termos de grau API ou teor de enxofre. Parecem ser necessários estudos mais aprofundados sobre os possíveis derivados capazes de substituir o *Fuel Oil 1%*, ou, ainda, uma eventual mudança na composição dos derivados ou na diferenciação dos tipos de óleo por teor de enxofre (como ocorre hoje na comparação com o *Brent*), de maneira a buscar equacionar a questão apresentada e simplificar o cálculo dos preços mínimos.

Por fim, conforme apresentado nesta Nota Técnica, existe uma série de requisitos necessários para um preço ser considerado como *benchmark* no mercado internacional de petróleo. Ao mesmo tempo, o mercado internacional de petróleo é bastante dinâmico e, por isso, as condições de formação de *benchmark* atual não garante a sua sobrevivência no futuro, uma vez que podem surgir novos preços de referência regionais e mundiais. Fatores de ordem política, logística, econômica ou geológica, por exemplo, podem alterar as condições de oferta, de produção ou de consumo do petróleo e seus derivados, especialmente em nível internacional (como no caso de uma revisão do *Brent* como benchmark de óleo cru; ou na ampliação do mercado asiático como destinatário no óleo produzido no país; ou na eliminação das restrições de exportação por parte dos Estados Unidos). Estas mudanças poderiam fomentar uma nova revisão da fórmula de cálculo dos preços mínimos realizados pela ANP.

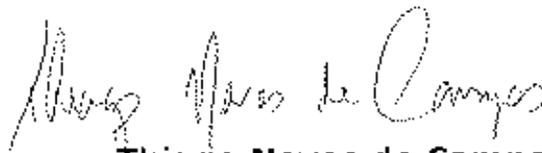
Por este motivo, parece ser pertinente o exercício periódico de avaliação da dinâmica dos mercados e do comércio internacional de petróleo e derivados, de modo a manter os *benchmarks* selecionados sempre aderentes às condições normais de mercado, conforme disposto na legislação vigente. Assim, é oportuna a inserção de dispositivo na resolução a ser editada pela ANP que

preveja a possibilidade de revisão/substituição dos respectivos *benchmarks*, incluindo os parâmetros a serem considerados.



Eduardo Roberto Zana

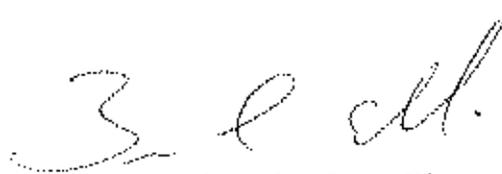
Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados,
Álcool Hidratado Combustível e Gás Natural



Thiago Neves de Campos

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados,
Álcool Hidratado Combustível e Gás Natural

De acordo,



Bruno Conde Caselli

Coordenador de Defesa da Concorrência