

A indústria petrolífera no Brasil: uma avaliação a partir do modelo da Nova Organização Industrial Empírica

Henrique dos Santos Maxir[†]

[†]Doutorando em Economia Aplicada na Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” da Universidade de São Paulo (ESALQ/USP)

[†]henriquemaxir@usp.br

Resumo

A ruptura do monopólio da Petrobras na produção de petróleo em 1997 e a descoberta do Pré-Sal em 2007 foram eventos importantes para indústria petrolífera brasileira, pois possibilitaram a entrada de outras empresas no setor e o aumento da produção nacional de petróleo. Contudo, mesmo diante dos avanços recentes, o Brasil realiza importações de petróleo com preços que, geralmente, são maiores que os preços internacionais. Deste modo, o objetivo deste artigo é avaliar o parâmetro de conduta adotado pela indústria brasileira de petróleo no período de novembro de 2002 até janeiro de 2016. Foi utilizado o modelo estático da Nova Organização Industrial Empírica (*New Empirical Industrial Organization* - NEIO). Os resultados indicam que o setor petrolífero brasileiro atua com uma margem negativa em relação aos preços internacionais do petróleo.

Palavras-chave: poder de mercado; NEIO; petróleo; demanda; oferta

Abstract

The rupture of the Petrobras' monopoly in the oil production in 1997 and the discovery of oil reserves in Pre-Salt were important events for the Brazilian oil industry, because they allowed the entry of other firms in the sector and the increase of national oil production. However, even with recent advance, Brazil imports petroleum with prices that are generally higher than the international prices. Therefore, the aim of this article is to evaluate the behavioral parameter adopted by the Brazilian oil industry from November 2002 to January 2016. We used the static model of the New Empirical Industrial Organization (NEIO). The results show that the Brazilian oil sector operates with a negative margin if compared to the international price.

Keywords: market power; NEIO; oil; demand; supply

Classificação JEL: D22, L11 e L22

Área 7: Microeconomia e Organização Industrial

1. Introdução

A indústria petrolífera brasileira passou por intensas transformações desde o início do século XX. Em diversos momentos, a história do setor petrolífero brasileiro é confundida com a história da Petrobras, a única empresa executora do monopólio da União na extração e produção até o ano de 1997.

A ruptura do monopólio da Petrobras representou um marco, pois possibilitou a entrada de empresas estrangeiras em um setor considerado estratégico na economia brasileira. No entanto, mesmo depois de aproximadamente vinte anos, a Petrobras ainda é a principal empresa produtora de petróleo em território nacional.

Com a descoberta do Pré-Sal, em 2007, a indústria petrolífera brasileira ganhou papel de destaque na mídia e na literatura econômica. Muitos autores estudaram diversos temas associados ao setor, empregando diferentes metodologias como Leite (2005); Ortiz Neto e Costa (2007); Goldemberg e Lucon (2007); Campos (2014); e Ramírez-Cendrero e Paz (2017).

A partir das novas reservas petrolíferas, o Brasil conseguiu diminuir sua dependência por petróleo importado. Em termos comparativos, em 1986 o Brasil produzia 572,9 mil barris de petróleo por dia (bpd), e em 2014 sua produção atingiu 2,25 milhões bpd (OPEC, 2016). As importações de petróleo em 1986 somavam 584,3 mil bpd, reduzindo para 344,8 mil bpd em 2014 (EIA, 2017). E por fim, em 1986 não havia exportações de petróleo, enquanto que em 2014 as exportações brasileiras no setor somavam aproximadamente 650 mil bpd (OPEC, 2016).

O Brasil possui atualmente a condição de exportador líquido de petróleo, mesmo assim, o país precisa realizar importações devido as características do petróleo produzido nacionalmente. Segundo Goldemberg e Lucon (2007), a autossuficiência brasileira de petróleo é física, não econômica, o petróleo do país não possui boa qualidade, o que torna necessária a importação de petróleo mais leve¹ (que em geral é mais caro) para processar nas refinarias nacionais.

A política de precificação dos combustíveis fósseis e seus derivados gera efeitos para o fluxo de caixa da Petrobras e para a economia nacional, apresentando reflexos para os acionistas e consumidores finais. Porém, para determinação dos preços é necessário conhecer os custos de extração do petróleo. No Brasil, e em diversas economias do mundo, tais dados não são disponibilizados por se tratarem de informações de caráter estratégico para as empresas e para os países. Em alguns casos são encontradas estimativas pontuais sobre custos de extração (*lifting cost*). Para o Brasil, segundo dados da Petrobras (2016), o custo do barril de petróleo produzido tem representado uma parcela relativamente pequena dos preços vigentes em níveis internacionais. Em 2005, na média, o custo de extração representava 10,50 % do preço do *Brent* da Europa (US\$ 5,72 em níveis correntes - FOB), e em 2014 era de 14,72% (US\$ 14,56).

Além dos custos operacionais, a atividade petrolífera no Brasil possui uma parcela que é destinada diretamente ao governo. Nos últimos anos, conforme os preços do petróleo cresciam em níveis internacionais, aumentava-se o montante recebido pelo governo por barril produzido. Em 2005, se o preço *spot* do petróleo *Brent* estava em US\$ 54,57 o barril (em níveis correntes), o governo recebia o equivalente a US\$ 9 por barril, ou seja, 16,5%, e em 2014, quando o *Brent* atingiu US\$ 98,97, cerca de 16,1% (ou US\$ 15,97 por barril) se destinava ao governo (Petrobras, 2016, EIA, 2017).

Se os custos de extração e as parcelas recebidas pelo governo são de difícil mensuração, torna-se complexo aferir sobre a existência de algum padrão de precificação do petróleo no Brasil. A ausência de dados de disponibilidade pública sobre os custos e dos fatores que os modificam gera incerteza sobre o parâmetro de conduta adotado no setor petrolífero brasileiro. Deste modo, este artigo busca responder as seguintes questões: Será que a indústria petrolífera no Brasil é caracterizada pela proximidade com um monopólio conforme os pressupostos da teoria microeconômica neoclássica?

¹ Segundo Ortiz Neto e Costa (2007), quanto menor a densidade do petróleo, mais leve ele é, o que implica em uma maior qualidade.

Existe a busca pela maximização de lucros? Há formação de outro padrão de conduta devido ao fato do setor ser dominado por uma grande empresa vinculada ao governo? O setor petrolífero opera com margem negativa?

Este artigo tem como objetivo geral determinar o parâmetro de conduta adotado no setor de petróleo no Brasil no período de novembro de 2002 até janeiro de 2016 a partir da metodologia da Nova Organização Industrial Empírica (*New Empirical Industrial Organization* - NEIO). Os objetivos específicos são:

- A. Estimar uma equação de demanda por petróleo no Brasil;
- B. Determinar uma relação para a oferta brasileira petróleo;
- C. Avaliar e testar o parâmetro de conduta estimado para o setor petrolífero nacional.

A pesquisa se justifica pela grande importância da indústria do petróleo para a economia brasileira e sua relação com diversos outros setores como o de biocombustíveis, transportes, produção de culturas agrícolas, indústria naval e química. O período de análise é limitado pela disponibilidade dos dados em suas respectivas fontes, mas compreende, principalmente, os períodos associados aos governos dos presidentes Luiz Inácio Lula da Silva (2003-2010) e Dilma Vana Rousseff (2011-2016).

Além desta introdução, o artigo está estruturado em mais quatro seções. A segunda seção mostra a evolução do setor petrolífero brasileiro. A terceira parte exhibe a metodologia da NEIO, a fonte de dados e o modelo empírico. A quarta seção apresenta e discute os resultados obtidos. A quinta seção conclui.

2. Breve Histórico da Indústria Petrolífera no Brasil

Em outubro de 1953, a Lei nº 2.004 criou a Petrobras, instituindo o monopólio estatal do petróleo no Brasil. A Petrobras foi constituída como uma empresa mista de acionistas limitados, excluía-se a possibilidade de estrangeiros e empresas internacionais (Petrobras, 2016; Campos, 2014).

Segundo Campos (2014), no início de suas atividades, a Petrobras recebeu um acervo do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) que somava 165 milhões de dólares e mais 84 milhões de investimentos realizados na empresa em 1954. Além disso, contava com uma série de incentivos como a isenção de impostos sobre a importação de máquinas e equipamentos, e obtenção de capital por meio da transferência de parte dos impostos incidentes sobre combustíveis, circulação e importação de automóveis.

Em 1961, a Petrobras passou a atuar no setor varejista de combustíveis, ou seja, nos postos, e mais tarde, em 1963, foi designada como empresa monopolista no setor de importações de petróleo. A partir de 1964, o Governo Federal passou a atuar como principal agente financiador da Petrobras, captando recursos nacionais e internacionais para desenvolver o setor petrolífero nacional, com objetivo de promover a substituição de importações de petróleo (Campos, 2014).

A década de 1970 foi caracterizada por choques externos que resultaram no desenvolvimento da indústria do petróleo e do setor de fontes alternativas de energia. Em 1973, ocorreu o I choque do Petróleo, as ações da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) resultaram no aumento expressivo dos preços internacionais do combustível fóssil (Adelman, 2004; Chalabi, 1997, Maxir, 2016). Segundo Campos (2014), como o Brasil era dependente das importações de petróleo houve um déficit na balança comercial de 5 bilhões de dólares em 1973.

Em 1979, a revolução iraniana gerou uma redução significativa das exportações de petróleo do Irã, provocando o aumento expressivo no preço internacional, processo que ficou conhecido como o II Choque do Petróleo (Chalabi, 1997; Adelman, 2004). A balança comercial brasileira ficou em situação deficitária, embora o país tivesse adotado políticas na tentativa de substituição do petróleo, como o lançamento do Programa Nacional do Alcool (Proálcool) em 1975 (Moraes; Zilberman; Rodrigues, 2014).

Ainda na década de 1970, o processo de “reciclagem dos petrodólares” permitiu que o Brasil, com o Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), conseguisse recursos para o

financiamento do crescimento da estrutura produtiva da Petrobras (Carneiro, 2002; Campos, 2014). Porém, a abundância de recursos financeiros internacionais acabaria já no início da década de 1980, a chamada década perdida. Os preços do petróleo declinavam, o superávit da balança comercial em 1984 era favorável, e o cenário de importações se tornou propenso a maiores volumes importados, pois a Arábia Saudita havia entrado em uma guerra de preços com outros membros da OPEP em 1986². Tal evento contribuiu para uma redução temporária do déficit da balança comercial brasileira (Campos, 2014).

Na década de 1980 foram descobertas pela Petrobras novas reservas petrolíferas na Bacia de Campos (RJ), como os campos de Albacora, Marlim e Barracuda. Essas reservas representavam a possibilidade de extinção da dependência com relação ao petróleo importado no médio prazo, pois as tecnologias de exploração em alto mar ainda eram limitadas. Neste cenário, o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), lançado em 1986, apresentaria papel fundamental para o desenvolvimento de tecnologias de produção *offshore* (Leite, 2005; Ortiz Neto; Costa, 2007).

A Constituição de 1988 reafirmou o monopólio da União no setor de petróleo, delimitando o CNP como órgão fiscalizador do monopólio. No entanto, na década de 1990 ocorreu o processo de liberalização da economia, com extinção de diversos órgãos governamentais, privatização de alguns setores estratégicos e flexibilização dos preços de diversos setores (Filgueiras, 2012; Carneiro, 2002; Campos, 2014).

No governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, a indústria petrolífera brasileira sofreu grandes transformações devido a ruptura do monopólio da Petrobras. Em 06 de agosto de 1997 foi instituída a chamada Lei do Petróleo nº 9.478 que regulamentava a abertura do seguimento de exploração de petróleo para a iniciativa privada, assim, a Petrobras deixou de ser a única executora do monopólio da União com relação ao petróleo e o gás natural no Brasil. A Lei do Petróleo de 1997 também criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão administrador do monopólio da União em relação aos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional (Brasil, 1997).

Em 2002, com o presidente Luiz Inácio Lula da Silva, o setor petrolífero brasileiro perdeu destaque por alguns anos. Os setores de fontes energéticas alternativas foram favorecidos, o que significou a inclusão dos biocombustíveis como um novo setor sob supervisão da ANP, conforme a Lei nº 11.097 de 2005 (Brasil, 2005).

A descoberta do Pré-Sal, em 2007, determinou a mudança de preferências, o setor petrolífero passou a ser alvo de maiores investimentos e estímulos governamentais (Ramírez-Cendrero; Paz, 2017). Tal mudança estava em desacordo com as necessidades internacionais pela busca de substituição do petróleo por fontes alternativas e com menores volumes emissões de CO₂ na atmosfera.

Deste modo, a produção brasileira de petróleo tem apresentado tendência de crescimento ao longo dos últimos anos, como mostra a Figura 1.

² Em 1986, a Arábia Saudita passou a ofertar grande quantidade de petróleo no cenário internacional, o país adotou esta estratégia como uma medida de punição aos outros países membros da OPEP, que descumpriam os acordos estabelecidos dentro da organização (Maxir, 2016; Campos, 2014).

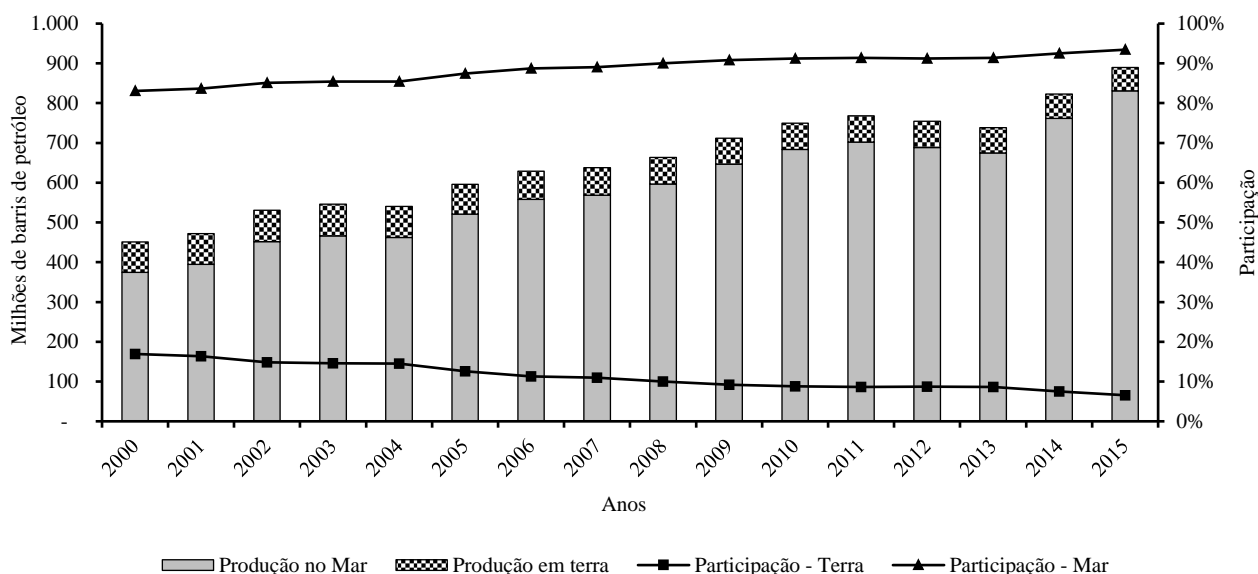


Figura 1 - Produção brasileira de petróleo, distribuição entre terra e mar de 2000 a 2015
 Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANP (2017)

O nível de especialização da extração brasileira de petróleo no mar vem aumentando (Figura 1), visto que no ano de 2000 cerca de 83 % da produção nacional ocorria no mar e em 2015 o indicador chegou a 93 %. A especialização da produção no mar se deve, principalmente, a três fatores: a) os investimentos nos Programas de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas iniciados em 1986³; b) a descoberta do Pré-Sal em 2007, que possibilitou o aumento da produção neste segmento; e c) os deslocamentos de investimentos da Petrobras para o setor de Exploração e Produção, cuja participação aumentou de 66,92 % em 2005 para 82,97 % em 2015, quando considerados os investimentos totais da empresa (Petrobras, 2016).

A Lei do Petróleo de 1997 sofreu adequações em 2010, tornou-se vigente no Brasil três regimes de obtenção dos direitos de exploração de petróleo: a) Sistemas de Concessões, em que a Lei nº 9.478/97 estabelece que as áreas do Pós-Sal e consideradas não estratégicas são destinadas aos leilões para a atividade de exploração; b) Partilha de Produção, na qual a Lei nº 12.351/10⁴ institui que nas áreas do Pré-Sal e outras consideradas estratégicas à União pode-se realizar licitações, mas as empresas vencedoras devem ter a Petrobras como sócia operadora em no mínimo 30 %, sendo que o Estado fica com a propriedade do petróleo e gás produzidos, e o contratado é ressarcido com investimentos e custos de parcela de produção e excedentes; e c) Cessão Onerosa, criada pela Lei nº 12.276/10 que estabelece a possibilidade de áreas cedidas pela União, onerosamente, à Petrobras para pesquisa e lavra.

A Tabela 1 fornece a quantidade de campos de exploração de petróleo em que a Petrobras produz, assim como o Indicador de Concentração das Concessões (*ICC*) dos direitos de exploração⁵.

³ Segundo a Petrobras (2016), desde a década de 1980 a empresa estabeleceu quatro programas de desenvolvimento de tecnologias de exploração em alto mar: i) Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP-1000), que durou de 1986 a 1991 e teve como objetivo o desenvolvimento da produção nos campos de Marlim e Albacora ambos na Bacia de Campos, em lamina d'água de até 1000 metros de profundidade; ii) em 1993 foi lançado o PROCAP-2000, cujos objetivos eram o desenvolvimento da exploração em laminas d'água de até 2000 metros de profundidade e a obtenção de projetos tangíveis com maior nível inovação; iii) em 2000, a Petrobras lançou o PROCAP-3000 com a finalidade de produzir em campos de laminas d'água ultra profundas com até 3000 metros; e iv) em 2012 foi lançado o PROCAP Visão Futuro, com o objetivo de uma produção mais eficiente e com menores custos.

⁴ Instituiu também o Fundo Social, com objetivo de realizar investimentos em educação, meio ambiente, combate à pobreza, desenvolvimento da cultura e da tecnologia.

⁵ O indicador de concentração é uma adaptação de um índice tradicional de Organização Industrial, o *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)* encontrado em Church e Ware (2000). Neste artigo, o Índice de Concentração de Concessão (*ICC*) pode ser definido como a soma do quadrado das parcelas das empresas concessionárias em relação ao total de campos concedidos para todas as N firmas na indústria petrolífera, ou seja, $ICC = \sum_{i=1}^N S_i^2$, sendo S_i a participação da i -

Tabela 1 - Campos na etapa de produção (em 31/12/2015)

<i>Empresas Concessionárias</i>	<i>Campos de Exploração</i>	<i>Participação (%)</i>
<i>Petrobras (100%)</i>	286	77,09
<i>Petrobras (<100%)</i>	23	6,20
<i>Petrosynergy</i>	13	3,50
<i>UTC Expl. E Prod.</i>	5	1,35
<i>Recôncavo E&P</i>	5	1,35
<i>Nova Petróleo Rec.</i>	4	1,08
<i>Central Resources</i>	3	0,81
<i>Alvopetro</i>	3	0,81
<i>OGX</i>	2	0,54
<i>Vipetro</i>	2	0,54
<i>Nord</i>	1	0,27
<i>Oceania</i>	1	0,27
<i>Severo Villares</i>	1	0,27
<i>IPI</i>	1	0,27
<i>EPG Brasil</i>	1	0,27
<i>Gran Tierra</i>	1	0,27
<i>Guto & Cacal</i>	1	0,27
<i>Santana</i>	1	0,27
<i>Egesa</i>	1	0,27
<i>Allpetro</i>	1	0,27
<i>Genesis 2000</i>	1	0,27
<i>Proen</i>	1	0,27
<i>Arclima</i>	1	0,27
<i>Concessões mistas (sem a Petrobras)</i>	12	3,23
Total	371	100,00
ICC		0,60
ICC⁺		0,70

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANP (2017).

Segundo a Tabela 1, mesmo com a quebra do monopólio da Petrobras no setor de pesquisa e extração do petróleo em 1997, a empresa ainda tem papel predominante, pois detém participação total (100 %) em 77,09 % dos campos sob concessão da ANP, além de estar presente em 6,20 % dos campos com concessões mistas (nos quais a Petrobras tem participação menor que 100 %). A segunda empresa com maior número de concessões é a Petrosynergy, com um total de 13 campos (3,50 %).

Os indicadores sobre a distribuição dos direitos de exploração foram calculados de dois modos: a) considerando Petrobras como agente decisório na tomada de decisões somente nos campos com participação total (100 %); e b) realizando a agregação das parcelas dos campos em que a Petrobras tem participação igual ou menor que 100 %, é admitido que a Petrobras tem poder de determinação na gestão destes campos, neste caso, o índice é denotado por ICC^+ . Os indicadores sugerem uma distribuição concentrada dos direitos de exploração e produção na indústria brasileira de petróleo, pois $ICC = 0,60$ e $ICC^+ = 0,70$, ambos para 2015.

A partir da descoberta do Pré-Sal, as reservas brasileiras cresceram entre 2007 e 2014 aproximadamente 3 % ao ano, com destaque para o período 2012/2013 com crescimento de 14 %. Em termos internacionais, o Brasil possuía em 2014 cerca de 1 % das reservas comprovadas de

ésima firma concessionária na indústria petrolífera em relação ao total de campos de exploração concedidos. O ICC varia entre o limite mais baixo zero (0), que indica um padrão de concessão totalmente desconcentrado, e um (1), que representa o monopólio de concessões. Portanto, quanto mais próximo de um (1) mais concentrado é o sistema de concessão.

petróleo, enquanto que a Arábia Saudita, maior detentora de reservas de petróleo do mundo, representava 18 % e os EUA 2 % (OPEC, 2016; Petrobras, 2016; ANP, 2017).

A produção brasileira de petróleo apresentou crescimento nos últimos anos, o que é resultado do acréscimo das novas reservas e dos investimentos realizados no seguimento de exploração. O Brasil, que ao longo de sua história apresentou dificuldades na produção de petróleo, produziu em 2014 o equivalente a 3 % da produção mundial, enquanto que a Arábia Saudita produziu 13 % e os EUA 12 %.

A Figura 2 mostra a evolução recente da produção de petróleo, as exportações, as importações e o consumo no Brasil.

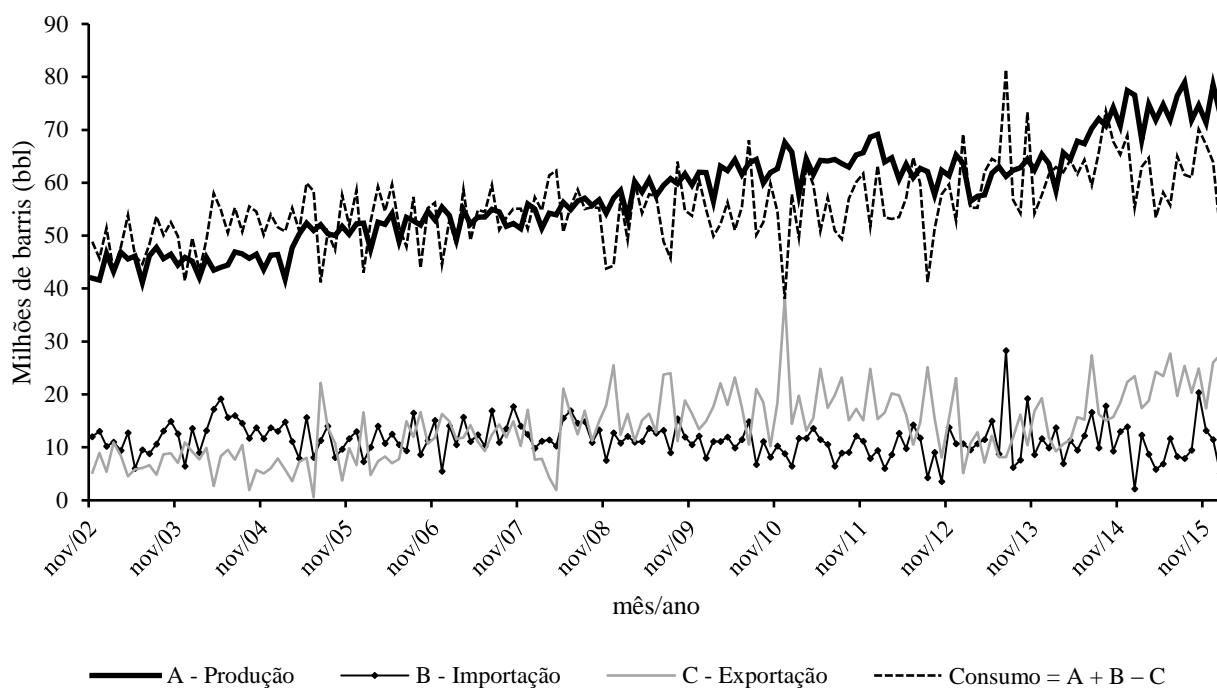


Figura 2 - Consumo, produção, importação e exportação de petróleo no Brasil

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANP (2017)

As importações de petróleo não possuem uma tendência clara de redução ao longo dos anos, mas fica evidente o acréscimo das exportações brasileiras, revelando que o país tem apresentado superávits na balança comercial de petróleo desde 2007. Ou seja, somente após mais de 50 anos da criação da Petrobras e quase 20 anos de flexibilização do segmento *upstream* que o Brasil passou a diminuir sua dependência do petróleo externo (Figura 2).

Em novembro de 2002, o consumo de petróleo foi de 45 milhões de barris, enquanto que em janeiro de 2016 foi de 50 milhões (Figura 2). Tal consumo de petróleo está associado, principalmente, ao consumo de gasolina e diesel, os principais derivados do combustível fóssil, e também ao consumo de etanol, um combustível substituto da gasolina.

Fatores nacionais e internacionais podem determinar a necessidade de importações emergenciais de petróleo, como as safras de cana-de-açúcar, o preço do etanol no mercado nacional, e o preço do açúcar nos mercados brasileiro e internacional. Além disso, fatores como economias de escala, rigidez dos contratos de importação, acordos comerciais e a qualidade do petróleo nacional podem ser elementos relevantes para aquisição de petróleo pelo Brasil a preços mais elevados que os internacionais. A Figura 3 mostra a evolução dos preços internacionais do petróleo, o preço do petróleo brasileiro e o preço médio pago pelo Brasil na importação.

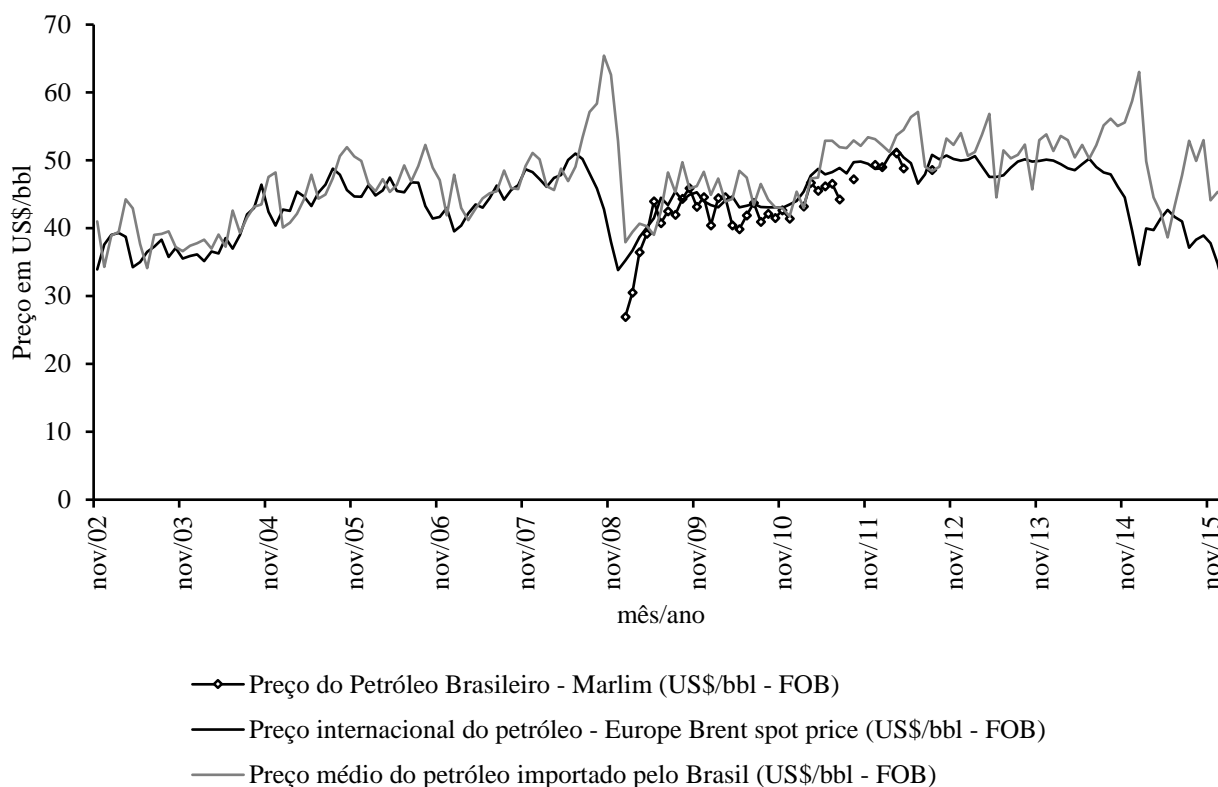


Figura 3 - Preço do petróleo importado pelo Brasil, preço brasileiro e preço internacional

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANP (2017), EIA (2017) e IMF (2017)

Nota: valores deflacionados segundo o *All Commodity Price Index* do IMF (2017) e expressos em dólares de janeiro de 2016

Considerando todo o período de análise, de novembro de 2002 até janeiro de 2016, na média, o petróleo *Brent* da Europa custa US\$ 44,08 o barril, enquanto que o petróleo importado pelo Brasil custa US\$ 47,30 por barril. Portanto, há uma diferença média de US\$ 3,22 para cada barril importado. Deste modo, torna-se importante investigar o padrão de precificação, ou seja, o parâmetro de conduta do setor petrolífero brasileiro, que atualmente é predominantemente controlado pela Petrobras.

3. Metodologia

3.1. Modelo Estático da Nova Organização Industrial Empírica

O modelo estático da Nova Organização Industrial Empírica (*New Empirical Industrial Organization* - NEIO) é originário do artigo de Bresnahan (1982). Esta metodologia foi empregada para o estudo de diversos mercados nacionais e internacionais, como em: Deodhar e Sheldon (1997); Genesove e Mullin (1998); Steen e Salvanes (1999); Pinho e Mattos (2008); Zeidan e Resende (2009); Beiral, Moraes e Bacchi (2013); Palauro (2015); e Maxir (2016).

A descrição do modelo estático da NEIO desta seção baseia-se em Bresnahan (1982, 1989); Church e Ware (2000); e Maxir (2016). De tal modo que, seja a função de demanda inversa descrita por:

$$P_t = D(Q_t, Y_t, \delta, \varepsilon_{dt}) \quad (1)$$

Em que, P_t é o preço, Q_t é a quantidade total produzida na indústria, Y_t são variáveis que deslocam a curva de demanda (variáveis exógenas como renda, preço de bens substitutos ou complementares, sazonalidade, etc.), δ são os parâmetros desconhecidos da função de demanda a serem estimados e ε_{dt} é o termo de erro.

O custo total (TC_{it}) da firma i é:

$$TC_{it} = C_{it}(Q_{it}, W_{it}, \Gamma, \varepsilon_{cit}) \quad (2)$$

Em que, Q_{it} é a produção da firma i , W_{it} são as variáveis deslocadoras da função custo (variáveis exógenas da oferta como preço dos fatores de produção, tecnologia, sazonalidade, etc.); Γ são os parâmetros desconhecidos da função de custo total a serem estimados e ε_{cit} são os termos de erros. O custo marginal da firma i (MC_{it}) é dado pela derivada do custo total em relação a quantidade:

$$\frac{dTC_{it}}{dQ_{it}} = MC_{it} = C'_{it}(Q_{it}, W_{it}, \Gamma, \varepsilon_{cit}) \quad (3)$$

O lucro da firma i (π_{it}) é a receita total menos os custos totais:

$$\pi_{it} = D(Q_t, Y_t, \delta, \varepsilon_{dt})Q_{it} - C_{it}(Q_{it}, W_{it}, \Gamma, \varepsilon_{cit}) \quad (4)$$

A receita marginal é dada pela derivada do primeiro termo do lado direito da equação (4) em relação a Q_t :

$$MR_{it}(Q_t, Y_t, \delta, \theta_{it}) = P_t + \frac{dP_t}{dQ_t} Q_{it} \theta_{it} \quad (5)$$

Ao igualar a receita marginal (5) e o custo marginal (3), é obtida a relação de oferta da firma i :

$$P_t = C'_{it}(Q_{it}, W_{it}, \Gamma, \varepsilon_{cit}) - \frac{dP_t}{dQ_t} Q_{it} \theta_{it} \quad (6)$$

Em que $-dP_t/dQ_t$ é a inclinação da função de oferta e θ_{it} é o parâmetro de conduta da firma i . Segundo Bresnahan (1982) e Steen e Salvanes (1999):

- Se $\theta_{it} = 0$, a firma i é tomadora de preços, o preço é igual ao custo marginal, o mercado é classificado como de competição perfeita;
- Se $\theta_{it} = 1$, há a presença de um monopólio ou cartel perfeito (com várias firmas agindo de modo extremamente coordenado);
- Se $0 < \theta_{it} < 1$, existem outras soluções de oligopólio;
- Se $-1 \leq \theta_{it} < 0$, há o exercício do poder de mercado, mas a firma i cobra preços menores que os de competição perfeita, há presença de margem negativa.

Se as informações disponíveis corresponderem apenas ao nível do setor, então é possível determinar o parâmetro de conduta médio da indústria em análise (θ_t). Portanto, a relação de oferta dependerá do custo da marginal da indústria, $C'_t(\cdot)$:

$$P_t = C'_t(Q_t, W_t, \Gamma, \varepsilon_{ct}) - \frac{dP_t}{dQ_t} Q_t \theta_t \quad (7)$$

A curva de demanda e a relação de oferta passam a ser identificadas a partir da inclusão de variáveis exógenas em cada uma das equações, pois tais variáveis permitem o deslocamento da curva de demanda e de oferta. Segundo Church e Ware (2000), se o preço e a quantidade são variáveis endógenas, a condição de ordem estabelece que uma equação é identificada se o número de variáveis

predeterminadas excluídas da equação for maior ou igual ao número de variáveis endógenas incluídas menos um. Portanto, a equação de demanda (oferta) será identificada se houver uma variável exógena na relação de oferta (função de demanda) que não se encontra na função de demanda (relação de oferta).

Seja uma curva de demanda linear inversa dada por:

$$P_t = \alpha_0 + \alpha_1 Q_t + \alpha_2 Y_1 + \alpha_3 Y_1 Q_t + \alpha_4 Y_2 \quad (8)$$

Na qual, os α 's são os parâmetros a serem estimados, Y_1 é o preço de um bem substituto e Y_2 é a renda. O preço do bem substituto, Y_1 , desloca a curva de demanda por meio de α_2 e possibilita determinação da inclinação a partir de α_3 , o coeficiente da variável de interação $Y_1 Q_t$. A inclinação da curva de demanda é representada por $dP_t/dQ_t = \alpha_1 + \alpha_3 Y_1$.

O custo marginal da indústria é:

$$MC_t = \beta_0 + \beta_1 Q_t + \beta_2 W_1 \quad (9)$$

Em que, os β 's são os parâmetros de custo a serem estimados e W_1 é uma variável exógena que desloca o custo marginal, como por exemplo, o preço de um insumo. Substituindo $dP_t/dQ_t = \alpha_1 + \alpha_3 Y_1$ e a equação (9) em (7), encontra-se a relação de oferta:

$$P_t = \beta_0 + (\beta_1 - \alpha_1 \theta_t) Q_t - \alpha_3 \theta_t Y_1 Q_t + \beta_2 W_1 \quad (10)$$

O sistema é formado pelas equações (8) e (10) e as alterações em Y_2 permitem o deslocamento da curva de demanda, possibilitando a identificação da curva de oferta. Do mesmo modo, as variações em W_1 determinam a curva de demanda.

A estimativa da relação de oferta fornece $\alpha_3 \theta_t$, o coeficiente de $Y_1 Q_t$, e a função de demanda gera as estimativas de α_3 . Portanto, a razão destes coeficientes resulta na estimativa do parâmetro de conduta adotado no setor.

A identificação do poder de mercado é possível a partir da inclusão de uma variável de interação (Bresnahan, 1982; Zeidan; Resende, 2009). A rotação de curva de demanda permite que a receita marginal se altere, assim, o preço e a quantidade de equilíbrio se modificam, caso as firmas presentes em determinada indústria façam o exercício do poder de mercado.

Se o custo marginal da indústria é constante, então $\alpha_3 = 0$, ou seja, não é necessário a inclusão da variável de interação. Desta forma, a função de demanda será:

$$P_t = \beta_0 + (\beta_1 - \alpha_1 \theta_t) Q_t + \beta_2 W_1 \quad (11)$$

A pressuposição de custo marginal constante significa que na equação (9) $\beta_1 = 0$. O grau de poder de mercado será determinado pela razão da estimativa do coeficiente $\alpha_1 \theta_t$, da relação de oferta pelo coeficiente estimado α_1 da curva de demanda.

3.2. Fonte de Dados

A Tabela 2 resume as informações sobre as séries temporais utilizadas na pesquisa. Foram selecionadas 159 observações mensais referentes ao período de novembro de 2002 até janeiro de 2016.

Tabela 2 – Variáveis selecionadas

Variável	Descrição	Fonte
<i>Poil</i>	Preço <i>spot</i> do petróleo <i>Brent</i> da Europa, em dólares (US\$) por barril. Os valores estão expressos em dólares de janeiro de 2016 e foram deflacionados com o <i>All Commodity Price Index</i> , que abrange <i>commodities</i> energéticas e não-energéticas. Foi aplicado o logaritmo natural na série. Admite-se a série do <i>Brent</i> como <i>proxy</i> do preço do petróleo brasileiro Marlim, visto que este último possui disponibilidade limitada (conforme ressaltado na Figura 3) e o Brasil configura-se como tomador de preços no mercado internacional de petróleo.	EIA (2017) e IMF (2017)
<i>Qoil</i>	Quantidade de petróleo consumido no Brasil em barris (bbl), definida como a produção de nacional de petróleo mais as importações menos as exportações. Foi aplicado o logaritmo natural na série.	ANP (2017)
<i>Pib</i>	Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil mensal em milhões de reais (R\$) de janeiro de 2016. Os valores foram deflacionados segundo o Índice Geral de Preços-Disponibilidade Interna (IGP-DI). Foi aplicado o logaritmo natural na série.	BCB (2017) e FGV (2017)
<i>Pe</i>	Média mensal dos preços semanais à vista do etanol anidro em São Paulo, em US\$ por barril (US\$/bbl) em dólares de janeiro de 2016. Série deflacionada a partir do <i>All Commodity Price Index</i> , que inclui <i>commodities</i> energéticas e não-energéticas. Foi aplicado o logaritmo natural na série. Admite-se a série de preços de etanol do Estado de São Paulo, pois a região contribuiu com aproximadamente 57% da produção nacional de etanol entre o período de 2000 até 2014 (UNICA, 2016), configurando-se como um centro de referência na definição do preço nacional.	CEPEA (2017) e IMF (2017)
<i>Sa</i>	Rendimento médio real efetivo total das pessoas ocupadas em reais (R\$) de janeiro de 2016. Os valores foram deflacionados segundo o Índice Geral de Preços-Disponibilidade Interna (IGP-DI). Foi aplicado o logaritmo natural na série.	BCB (2017) e FGV (2017)
<i>Cam</i>	Taxa de câmbio livre (compra) fim de período, em reais (R\$) por dólar americano (US\$).	BCB (2017)

Fonte: elaboração do autor

Optou-se por aplicar logaritmo natural em todas as séries, de modo que o modelo estimado apresenta uma forma funcional do tipo Log-Log. Consequentemente, as estimativas fornecem diretamente as elasticidade-preço da demanda e da oferta, elasticidade-renda da demanda e elasticidade-preço cruzada entre etanol e petróleo.

A Figura 4 apresenta a evolução das séries temporais considerando seus respectivos índices de deflacionamento. Conforme descrito na Tabela 2, todos os valores monetários estão expressos em moeda de janeiro de 2016.

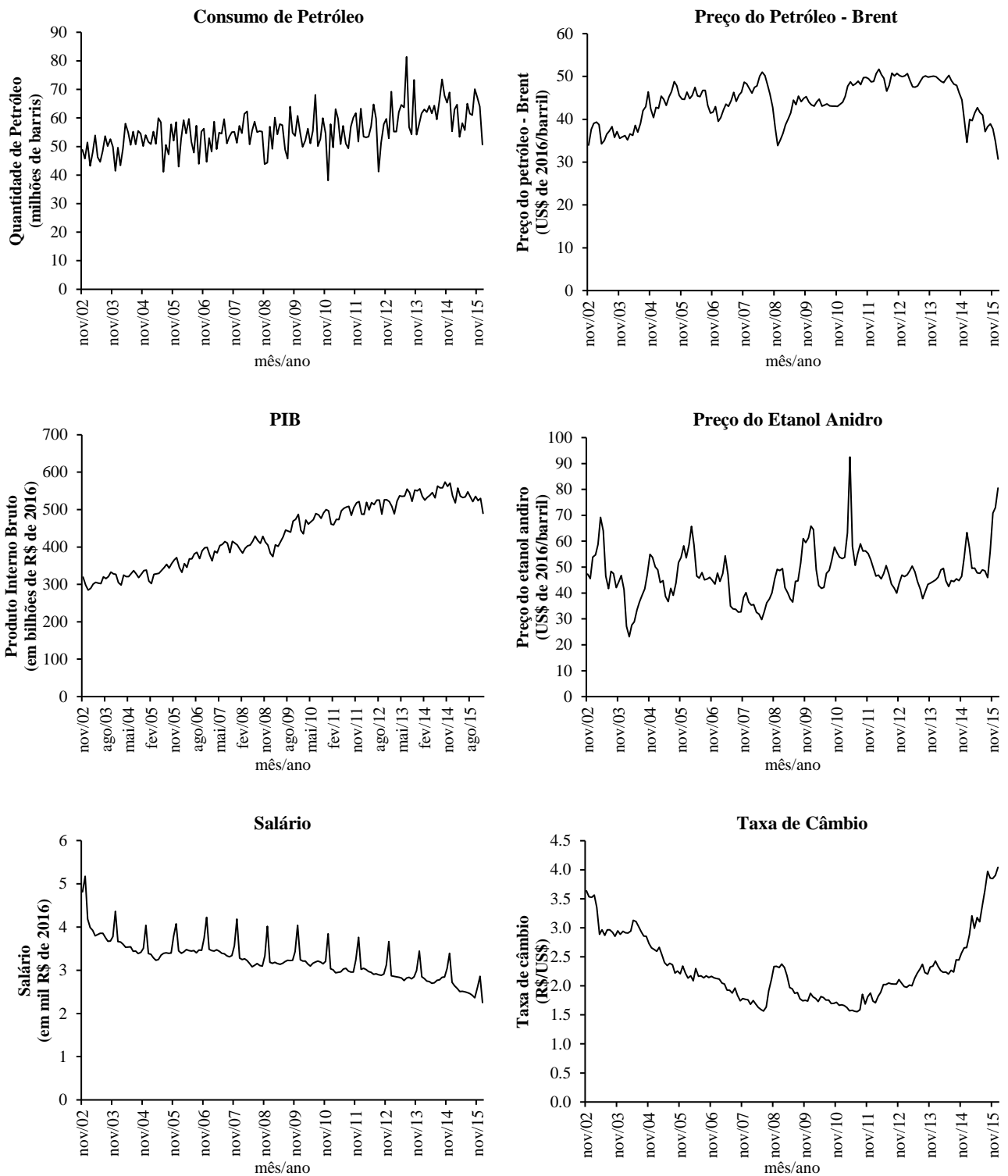


Figura 4 - Séries temporais selecionadas
 Fonte: elaboração do autor a partir de dados da pesquisa

3.3. Modelo Empírico

A variável de interação (I_t), que permite o movimento de rotação da curva de demanda, é definida como a multiplicação do preço do petróleo *Brent* e o preço do etanol anidro:

$$I_t = Poil_t \times Pe_t \quad (12)$$

Portanto, a função de demanda é:

$$Qoil_t = \omega_0 + \omega_1 Poil_t + \omega_2 Pib_t + \omega_3 Pe_t + \omega_4 I_t + \sum_{i=1}^n \gamma_i m_i + \varepsilon_1 \quad (13)$$

Em que, m_i são *dummies* sazonais mensais referentes aos meses de janeiro até novembro, ou seja, $i = 1, 2, \dots, 11$, sendo dezembro o mês base; e γ_i 's são os respectivos coeficientes de cada variável *dummy*.

A estimativa da função de demanda descrita em (13) fornece os coeficientes ω_1 e ω_4 que permitem a criação da variável $Qoil_t^\phi$:

$$Qoil_t^\phi = -\frac{Qoil_t}{(\omega_1 + \omega_4 Pe_t)} \quad (14)$$

A relação de oferta é expressa como:

$$Poil_t = \Omega_0 + \Omega_1 Qoil_t + \Omega_2 Sa_t + \Omega_3 Cam_t + \Omega_4 Qoil_t^\phi + \Omega_5 Poil_{t-1} + \varepsilon_2 \quad (15)$$

O parâmetro estimado da variável $Qoil_t^\phi$ é a estimativa do parâmetro de conduta para o setor petrolífero brasileiro, $\hat{\Omega}_4 = \hat{\theta}$.

O sistema de equações estimado consiste na função de demanda (13) e na relação de oferta (15). Para a estimativa foi empregado o método de Mínimos Quadrados em Dois Estágios (MQ2E) devido a endogeneidade da variável explicativa no modelo estrutural, em que as variáveis endógenas são $Poil_t$ e $Qoil_t$ e as variáveis exógenas são Pib_t , Pe_t , I_t , m_i 's, Sa_t , Cam_t e $Qoil_t^\phi$.

Espera-se encontrar coeficientes com sinais positivos para as variáveis $Qoil_t$, Pib_t , Pe_t , Sa_t e $Poil_{t-1}$, e sinal negativo para os coeficientes das séries $Poil_t$ e Cam_t .

4. Resultados

A estimativa do modelo estático da NEIO exige a realização de quatro procedimentos: i) a determinação da estacionariedade das séries utilizadas; ii) a existência de uma relação de longo prazo nas variáveis da função de demanda e da relação de oferta; iii) as estimativas dos coeficientes para cada equação; e iv) a determinação e validação do parâmetro de conduta estimado.

Segundo Hsiao (1996) certas combinações de variáveis não estacionárias podem ser estacionárias, assim, para a estimativa de modelos estruturais, como o da NEIO, a principal preocupação deve ser com relação aos problemas clássicos de estimação e identificação. Isto porque os estimadores de Mínimos Quadrados em Dois Estágios (MQ2E) são robustos mesmo com a presença de variáveis não estacionárias incluídas no modelo, porém, é necessário a existência de pelo menos um vetor de cointegração para a obtenção de um modelo com estimadores consistentes quando utilizadas variáveis não estacionárias em nível.

Para a determinação da estacionariedade das séries foi empregado o teste de raiz unitária *Augmented Dickey-Fuller* (ADF), cuja hipótese nula é de que existe raiz unitária, ou seja, a série é não estacionária, e a hipótese alternativa é de estacionariedade da série (Said; Dickey, 1984; Bueno, 2011; Lütkepohl; Krätzig, 2004; Enders, 2010). Os resultados estão reunidos na Tabela 3.

Tabela 3 - Teste de Raiz Unitária *Augmented Dickey-Fuller* (ADF)

<i>Variável</i>	<i>Termo Determinístico</i>	<i>Nível</i>		<i>Diferença</i>	
		<i>Def. n(AIC)</i>	<i>Estatística de teste</i>	<i>Def. n(AIC)</i>	<i>Estatística de teste</i>
<i>Qoil</i>	<i>constante</i>	7	-1,967	6	-8,549***
	<i>tendência</i>	0	-12,426***	6	-8,518***
	<i>nenhum</i>	7	0,942	6	-8,499***
<i>Poil</i>	<i>constante</i>	6	-1,815	5	-5,668***
	<i>tendência</i>	6	-0,834	5	-6,056***
	<i>nenhum</i>	6	-0,223	5	-5,689***
<i>Pib</i>	<i>constante</i>	13	-1,559	12	-1,798
	<i>tendência</i>	13	-0,287	12	-2,246
	<i>nenhum</i>	13	0,843	12	-1,712*
<i>Pe</i>	<i>constante</i>	3	-3,751***	5	-6,616***
	<i>tendência</i>	3	-4,137***	6	-6,219***
	<i>nenhum</i>	6	0,099	1	-10,225***
<i>Sa</i>	<i>constante</i>	12	2,238	11	-3,359**
	<i>tendência</i>	12	-0,354	12	-2,446
	<i>nenhum</i>	12	-1,815*	11	-2,786***
<i>Cam</i>	<i>constante</i>	2	-1,065	1	-7,126***
	<i>tendência</i>	0	-0,212	1	-7,804***
	<i>nenhum</i>	2	-0,078	1	-7,146***

Fonte: elaboração do autor a partir de dados da pesquisa

Nota: * rejeição da hipótese nula a 10%; ** rejeição da hipótese nula a 5%; *** rejeição da hipótese nula a 1%

O teste ADF foi realizado com as séries em nível e em sua primeira diferença. A hipótese nula de não estacionariedade é rejeitada para a quantidade consumida de petróleo (*Qoil*) com tendência (1 %), para o preço do etanol anidro (*Pe*) com constante (1 %) e com tendência (1 %), e para a variável de rendimento médio total dos trabalhadores (*Sa*) na versão sem constante e sem tendência (10 %). Quando realizado o teste para a primeira diferença, verifica-se que todas as variáveis são estacionárias, mas para a variável *Pib* a estacionariedade é confirmada apenas para o caso sem constante e sem tendência a 10 %. Em síntese, assume-se que as variáveis sejam não estacionárias no nível, mas estacionárias na primeira diferença.

O procedimento de Johansen (1988) foi adotado para verificar a presença de uma relação de equilíbrio de longo prazo entre as séries utilizadas na função de demanda, e também para as variáveis da relação de oferta. Entretanto, primeiramente foi estimado um modelo de Vetores Autoregressivos (*Vector Autoregressive* - VAR) para a demanda e para a oferta para a identificação da ordem de defasagens que seriam utilizadas no teste de cointegração. O *Akaike Information Criterion* (AIC) indicou a presença de três defasagens para os modelos VAR, tanto para a demanda quanto para a oferta, resultando em duas defasagens para o procedimento de Johansen.

As Tabelas 4 e 5 reúnem os resultados dos testes traço e do máximo autovalor. Ressalta-se que nos testes considerados foi incluída constante dentro e fora do vetor de cointegração.

Tabela 4 - Teste de Cointegração para as variáveis da demanda ($lags = 2$)

H_0	H_1	Número de Vetores	Autovalor	Traço	Máximo Autovalor
$r = 0$	$r > 0$	1	0,208	57,901***	36,338***
$r \leq 1$	$r > 1$	2	0,081	21,563	13,235
$r \leq 2$	$r > 2$	3	0,033	8,328	5,222
$r \leq 3$	$r > 3$	4	0,020	3,106	3,106

Fonte: Preparado pelo autor

Nota: r = rank; *** rejeição da hipótese nula a 1%

Tabela 5 - Testes de Cointegração para as variáveis da oferta ($lags = 2$)

H_0	H_1	Número de Vetores	Autovalor	Traço	Máximo Autovalor
$r = 0$	$r > 0$	1	0,263	74,977***	47,689***
$r \leq 1$	$r > 1$	2	0,105	27,287	17,301
$r \leq 2$	$r > 2$	3	0,062	9,986	9,969
$r \leq 3$	$r > 3$	4	0,0001	0,017	0,017

Fonte: Preparado pelo autor

Nota: r = rank; *** rejeição da hipótese nula a 1%

Os resultados indicam a existência de um vetor de cointegração para as variáveis da função de demanda e para as séries da relação de oferta ao nível de 1%. Portanto, existe uma relação de equilíbrio de longo prazo para ambos os casos.

A Tabela 6 reúne a estimativa da função de demanda por petróleo no Brasil, a maioria dos coeficientes estimados são significativos e estão de acordo com a teoria microeconômica.

Tabela 6 - Estimativas da demanda por petróleo

Coefficiente	Valor Estimado	Erro Padrão	t
constante	13,161***	0,542	24,288
Poil	-0,353*	0,196	-1,803
Pib	0,462***	0,081	5,690
Pe	-0,400**	0,180	-2,223
I	0,102**	0,050	2,052
M_1	0,091**	0,048	1,882
M_2	0,048	0,046	1,058
M_3	0,111**	0,047	2,373
M_4	0,102**	0,045	2,258
M_5	0,085*	0,046	1,826
M_6	0,084*	0,045	1,875
M_7	0,078	0,054	1,433
M_8	0,015	0,053	0,292
M_9	0,067	0,049	1,369
M_{10}	0,123***	0,045	2,702
M_{11}	0,052	0,050	1,053
R^2	0,388		
Estatística F	6,187		

Fonte: preparado pelo autor

Nota: *** significativo a 1%; ** significativo a 5%; * significativo a 10%;

De acordo com a Tabela 6, o coeficiente estimado para o preço do petróleo internacional, *Poil*, é significativo e está de acordo com a teoria microeconômica, indicando que um aumento de 1 % do preço do petróleo *Brent* da Europa reduz a demanda brasileira por petróleo em 0,35 %. Tal estimativa é maior do que as encontradas para países desenvolvidos que são altamente dependentes de petróleo, como mostra Cooper (2003) para a Itália (-0,035), Japão (-0,071), Canadá (-0,041), Espanha (-0,087) e Estados Unidos (-0,061).

A estimativa do coeficiente da variável *Pib* sugere que um aumento de 1 % do Produto Interno Bruto mensal brasileiro aumenta a demanda por petróleo em 0,46 %. Portanto, o aumento da renda implica em um aumento do consumo de petróleo menos que proporcional, ou seja, o combustível fóssil é um bem necessário.

Para o preço do etanol anidro (*Pe*), o parâmetro estimado foi significativo, mas seu sinal foi negativo. Neste estudo, o etanol foi considerado, *a priori*, como um bem substituto aos combustíveis fósseis derivados do petróleo, como a gasolina. Portanto, esperava-se encontrar um coeficiente com sinal positivo, ou seja, uma elasticidade-preço cruzada da demanda maior que zero, o que implicaria que o aumento do preço do etanol anidro causaria o acréscimo do consumo de petróleo.

Contudo, no Brasil o etanol anidro é misturado à gasolina A, formando a gasolina C. A Lei nº 13.033 em seu quinto artigo institui a obrigatoriedade da mistura⁶ “*O Poder Executivo poderá elevar o referido percentual até o limite de 27,5 % (vinte e sete inteiros e cinco décimos por cento), desde que constatada sua viabilidade técnica, ou reduzi-lo a 18 % (dezoito por cento)*” (Brasil, 2014, p. 2). Portanto, o consumo do etanol anidro é complementar ao consumo do principal derivado do petróleo no Brasil, a gasolina A. Desta maneira, ainda que indiretamente, o petróleo e o etanol podem ser considerados bens complementares. Neste sentido, o aumento de 1 % no preço do etanol anidro causa uma redução do consumo de petróleo em 0,40 %.

A variável instrumento capaz de gerar a rotação da função de demanda, conforme sugerido por Bresnahan (1982, 1989), apresentou resultados satisfatórios, assim como as *dummies* sazonais mensais incluídas na função de demanda. A *dummies* sazonais foram positivas e significativas para janeiro, março, abril, maio, junho e outubro (o mês base é dezembro), indicando que há o aumento consumo nacional de petróleo nestes meses.

A Tabela 7 evidencia as estimativas da relação de oferta de petróleo no Brasil.

Tabela 7 – Estimativas da oferta de petróleo

<i>Coeficiente</i>	<i>Valor Estimado</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>t</i>
<i>constante</i>	-2,136	1,806	-1,183
<i>Qoil</i>	0,138*	0,081	1,698
<i>Poil</i> ₋₁	0,814***	0,048	16,794
<i>Sa</i>	0,053	0,060	0,881
<i>Cam</i>	-0,067***	0,020	-3,356
θ	-1,74E-06***	5,86E-07	-2,965
R^2	0,852		
<i>Estatística F</i>	177,426		

Fonte: preparado pelo autor

Nota: *** significativo a 1%; ** significativo a 5%; * significativo a 10%;

O parâmetro estimado para quantidade de petróleo ofertada mostra uma relação positiva entre preço e quantidade ofertada, considerando a relação inversa⁷, o aumento de 1 % no preço do *Brent* aumenta a quantidade ofertada de petróleo em 7,24 %.

⁶ A Lei nº 9.723, de 28 de outubro de 1993 mostra a evolução do percentual da mistura do etanol anidro na gasolina A, conforme Brasil (1993).

⁷ Se a elasticidade preço da oferta é definida como $\eta = (\Delta Q/Q) / (\Delta P/P) = (\Delta Q/\Delta P) \times (P/Q)$, e o estimado pela equação (15) é a forma inversa, então $1/\eta = (\Delta P/P) / (\Delta Q/Q) = (\Delta P/\Delta Q) \times (Q/P)$. Portanto, $\hat{\eta} = 1/\hat{\eta}_1$, ou seja, $\hat{\eta} = 1\% / 0,138\% = 7,246\%$

A inclusão do componente defasado ($Poil_{t-1}$) em um período indica que a formação do preço *Brent* no período atual (t) leva em consideração a precificação do período anterior ($t - 1$). O aumento de 1 % no preço do petróleo *Brent* em $t - 1$ gera um acréscimo de 0,81 % no preço no mês t , o que evidencia que a oferta de petróleo tem caráter dinâmico.

O rendimento médio real efetivo (Sa) não foi significativo na relação de oferta de petróleo no Brasil. Do ponto de vista teórico, seria adequado a inclusão de uma série do rendimento do pessoal ocupado na atividade petrolífera brasileira, mas tal variável é de difícil acesso. Portanto, acredita-se que a *proxy* adotada neste estudo subestima o rendimento médio da atividade petrolífera brasileira, que em geral necessita de mão-de-obra capacitada e especializada na atividade de extração de petróleo, como técnicos, engenheiros, administradores e entre outros.

A variável câmbio, expressa em reais por dólares americanos (R\$/US\$) é componente importante na determinação da quantidade ofertada de petróleo no Brasil, pois o país ainda necessita importar o combustível fóssil, mesmo com a descoberta do Pré-Sal. O coeficiente estimado indica que o aumento de 1% da taxa de câmbio resulta em uma redução do preço do *Brent* em 0,06 % para o Brasil, pois se houver uma redução do preço medido em US\$/bbl enquanto que R\$/bbl não varia, então o preço relativo do petróleo internacional para a economia brasileira reduz, contribuindo para o aumento das importações e da oferta interna de petróleo.

Por fim, o parâmetro de conduta estimado, $\hat{\theta}$, apresentou sinal negativo, porém muito próximo de zero, sendo seu valor de $-0,00000174$. A validação do parâmetro de conduta estimado é realizada a partir da construção de um intervalo de confiança. A Tabela 8 reúne os resultados para diferentes níveis de significância.

Tabela 8 - Intervalo de confiança para o parâmetro de conduta estimado ($\hat{\theta}$).

<i>Alfa</i> (α)	<i>Intervalo</i>	
	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>
10%	-0,000000776	-0,000002704
5%	-0,000000591	-0,000002889
1%	-0,000000231	-0,000003250

Fonte: elaboração do autor

As estimativas da Tabela 8 confirmam que o parâmetro de conduta estimado é negativo, mas muito próximo de zero. Este resultado possui três implicações, como descrito a seguir.

Primeiro, o setor brasileiro de petróleo atua com uma margem negativa com relação ao petróleo importado, isto ocorre porque o preço considerado neste estudo foi o *Brent* da Europa, preço que em média, como mostrado na Figura 3, é US\$ 3,22 menor que o preço pago no petróleo importado pelo Brasil. Portanto, os resultados apresentados neste artigo subestimam a verdadeira magnitude do parâmetro de conduta negativo. Corrobora-se a hipótese de que o país por meio de políticas adotadas, principalmente na Petrobras, importa, na maioria das vezes, petróleo mais caro que o preço vigente em mercado internacional.

Segundo, o modelo estático da NEIO é adequado para a avaliação do parâmetro de conduta do setor petrolífero brasileiro. Ao se considerar o preço *Brent* da Europa, impõe-se que o preço é determinado pela oferta internacional dos países da OPEP e não-OPEP. Portanto, cabe ao Brasil o papel de país tomador de preços no mercado internacional de petróleo, o que explica a proximidade do parâmetro de conduta muito próximo de zero.

Terceiro, não há evidências de uma estrutura de mercado próxima de um monopólio, como postulado pela teoria microeconômica neoclássica, isto porque a principal empresa brasileira do setor, a Petrobras, por ter ampla relação com o governo, não atua como uma firma maximizadora de lucros econômicos.

5. Conclusão

Este artigo avaliou o parâmetro de conduta adotado na indústria brasileira de petróleo por meio do modelo estático da *New Empirical Industrial Organization* (NEIO) no período de novembro de 2002 até janeiro de 2016.

Como o Brasil tem importado petróleo mais caro que os preços vigentes no mercado internacional, a indústria nacional de petróleo tem operado com uma margem negativa. A estimativa realizada sobre o parâmetro de conduta no setor confirma tal hipótese.

Portanto, o setor petrolífero no Brasil não se comporta como uma indústria maximizadora de lucros, conforme descrito pela teoria microeconômica neoclássica. A relação direta do governo com a maior empresa do setor, a Petrobras, indica que, possivelmente, os objetivos da indústria petrolífera sejam outros, que não foram capitados por este artigo, como por exemplo, o fornecimento estável de petróleo ou a manutenção dos preços na economia.

Por fim, deixa-se como sugestão de pesquisa futura o estudo das relações dos preços do petróleo e seus derivados como forma de controle de preços na economia brasileira.

Referências

Adelman, M. A. The Real Oil Problem. **Regulation**, Cambridge, v. 27, p. 16, 2004.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Dados Estatísticos**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em: 15 de março de 2017.

Banco Central do Brasil (BCB). **Sistema Gerenciador de Séries Temporais - v2.1**. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/sgspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries>>. Acesso em: 29 de março de 2017.

Beiral, P. R. S.; Moraes, M. A. F. D.; Bacchi, M. R. P. Concentração e poder de mercado na distribuição de etanol combustível: análise sob a ótica da nova organização industrial empírica. **Economia Aplicada**, Ribeirão Preto, v. 17, p. 251-274, 2013.

Brasil. **Lei nº 8.723, de 28 de Outubro de 1993**. 1993. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8723.htm>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

_____. **Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997**. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 17 fevereiro de 2017.

_____. **Lei nº 11.097, de 13 de Janeiro de 2005**. 2005. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/lei/111097.htm>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

_____. **Lei nº 12.276, de 30 de Junho de 2010**. 2010a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 19 de abril de 2017.

_____. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010**. 2010b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm>. Acesso em: 23 de abril de 2017.

_____. **Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014.** 2014. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2014/Lei/L13033.htm#art4>. Acesso em 14 de abril de 2017.

Bresnahan, T. F. The oligopoly solution concept is identified. **Economic Letters**. Amsterdam, v. 10. p. 87-92, 1982.

_____. Empirical studies of industries with market power. In: Schmalensee, R.; Willing, R. **Handbook of Industrial Organization**. Amsterdam: North Holland, 1989. v. 2, chap. 17, p. 1011-1057.

Bueno, R. L. S. **Econometria de séries temporais**. 2. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2011. 341 p.

Campos, A. F. **Indústria do petróleo: desdobramentos e novos rumos da reestruturação sul-americana dos anos 90**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2014. 428 p.

Carneiro, R. **Desenvolvimento em crise: a economia brasileira no último quarto do século XX**. São Paulo: Editora Unesp, IE – Unicamp, 2002.

Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA). **Etanol**. Disponível em: <<http://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>>. Acesso em: 01 de abril de 2017.

Chalabi, F. J. OPEC: **An Obituary. Foreign Policy**, Washington, n. 109, p. 126-140, Jan. 1997.

Church, J.; Ware, R. **Industrial organization: a strategic approach**. United States of America: McGraw-Hill, 2000. 926 p.

Cooper, J. C. B. Price elasticity of demand for crude oil: estimates for 23 countries. **OPEC Review**, v. 27, n. 1. p. 1-8, Mar. 2003.

Deodhar, S. Y.; Sheldon, I. M. Market Power in the World Market for Soybean Exports. **Journal of Agricultural and Resource Economics**, v. 22, n. 1, p. 78-86, Jul. 1997.

Enders, W. **Applied Econometric Time Series**. 3. ed. USA: John Wiley & Sons, 2010. 517 p.

Energy Information Administration (EIA). **Petroleum and other liquids, Spot Prices**. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm>. Acesso em: 01 de abril de 2017.

Filgueiras, L. A. M. **História do Plano Real: fundamento, impactos e contradições**. 3 ed. São Paulo: Boitempo, 2012. 294 p.

Fundação Getúlio Vargas (FGV). **Índices Gerais de Preços**. Disponível em: <<http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92B6B6420E96>> Acesso em: 29 de março de 2017.

Genesove, D.; Mullin, W. P. Testing static oligopoly models: conduct and cost in the sugar industry, 1890-194. **Rand Journal of Economics**, v. 29, n. 2, p. 355-377, 1998.

Goldemberg J.; Lucon, O. Energy and Environment in Brazil. **Estudos Avançados**, v. 21, n. 59, 2007. p. 7-20.

Hsiao, R. C. Statistical properties of the two-stage least squares estimator under cointegration. **The Review of Economic Studies**, Oxford, v. 64. n. 3, p. 385-398, 1996.

International Monetary Fund (IMF). **IMF Primary Commodity Prices**. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>>. Acesso em: 01 de abril de 2017.

- Johansen, S. Statistical analysis of cointegration vectors. **Journal of Economic Dynamics and Control**, v. 12, p. 231-254, 1988.
- Leite, L. F. **Inovação: o combustível do futuro**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005. 151 p.
- Lütkepohl, H.; Krätzig, M. **Applied time series econometrics**. United States of America: Cambridge University Press, 2004. 323 p.
- Maxir, H. S. **O mercado internacional de petróleo: a influência da OPEP e o poder de mercado**. 2015. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2016.
- Moraes, M. A. F. D.; Zilberman, D.; Rodrigues, L. The Free Market: The Profound Changes and the New Agenda. In: Moraes, M. A. F. D.; Zilberman, D. **Production of Ethanol from Sugarcane in Brazil: From State Intervention to a Free Market**. Switzerland: Springer, 2014. chap. 14, p. 149-193.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). **Annual Statistical Bulletin 50th Edition**. Disponível em: <<http://asb.opec.org/>>. Acesso em: 05 de abril de 2016.
- Ortiz Neto, J. B. Costa, A. J. D. A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, v. 61, n. 1, 2007. p. 95-109.
- Palauro, G. R. **Caracterização do mercado de combustível de aviação: um estudo de Organização Industrial**. 2015. 128 p. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) - Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2015.
- Petrobras. **Petrobras**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em: 20 de abril de 2016.
- Pinho, A. K. J.; Mattos, C. C. A. Testando para a existência de cartel no mercado de distribuição de GLP brasileiro. In: Encontro Nacional De Economia, 36., 2008, Salvador. **Anais...** Rio de Janeiro: Associação Nacional dos Centros de Pós-Graduação em Economia, 2008. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2008/artigos/200807111107100-.pdf>>. Acesso em: 09 de março de 2015.
- Ramírez-Cendrero, J. M; Paz, M. J. Oil fiscal regimes and national oil companies: A comparison between Pemex and Petrobras. **Energy Policy**, v. 101, p. 473-483, Feb., 2017.
- Said, S. E.; Dickey, D. A. Testing for unit roots in autoregressive-moving average models of unknown order. **Biometrika**, v. 71, n. 3, p. 599-607, 1984.
- Steen, F.; Salvanes, K. G. Testing for market power using a dynamic oligopoly model. **International Journal of Industrial Organization**, v. 17, n. 1, p. 147-177, 1999.
- União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA). **UNICADATA**. Disponível em: <<http://www.unicadata.com.br/index.php?idioma=1>>. Acesso em: 02 de junho de 2016.
- Zeidan, R. M.; Resende, M. Measuring Market Conduct in the Brazilian Cement Industry: A Dynamic Econometric Investigation. **Review of Industrial Organization**, v. 34, n. 3, p. 231-244, Jul., 2009.