

CONTEXTO MUNDIAL E PREÇO DO PETRÓLEO: UMA VISÃO DE LONGO PRAZO



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPG

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Marcio Pereira Zimmermann

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renováveis**

José Lima de Andrade Neto

CONTEXTO MUNDIAL E PREÇO DO PETRÓLEO: UMA VISÃO DE LONGO PRAZO



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Gelson Baptista Serva

Coordenação Executiva

Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Coordenação Técnica

Giovani Vitória Machado

Equipe Técnica

Giovani Vitória Machado
Amanda Pereira Aragão

NT-EPE-DPG-SPT-001/2008-r0

Data: 10 de dezembro de 2008

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. FUNDAMENTOS DE MERCADO E PREÇO DO PETRÓLEO: EVOLUÇÃO RECENTE.....	7
2.1. Fatores relacionados à demanda	8
2.1.1. Forte crescimento econômico mundial	9
2.1.2. Reduzida sensibilidade da demanda aos preços (inelasticidade da demanda)	10
2.2. Fatores relacionados à oferta	18
2.2.1. Defasagem no aproveitamento de recursos petrolíferos	19
2.2.2. Alta dos custos de exploração e produção de petróleo	22
2.2.3. Recrudescimento da geopolítica: acesso às reservas de petróleo, capacidade ociosa e eventos sócio-políticos	25
2.3. Novos Fatores: especulação e eventos climáticos extremos	30
3. PERSPECTIVAS DE MERCADO E DO PREÇO DO PETRÓLEO: VISÃO DE LONGO PRAZO	34
3.1. Cenário de demanda	34
3.2. Cenário de Oferta.....	38
3.3. Projeção do preço internacional do petróleo – Cenário de Referência	42
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	45
5. ANEXO: ASPECTOS METODOLÓGICOS DA PROJEÇÃO DE PREÇOS INTERNACIONAIS DO PETRÓLEO BRENT	47
5.1. Bases de Dados.....	48
5.2. Especificação do Modelo	48
6. REFERÊNCIAS	50

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1 – Evolução recente do preço internacional do petróleo Brent (US\$/barril - valores correntes).....</i>	<i>7</i>
<i>Gráfico 2 – Crescimento real do PIB da economia mundial: países desenvolvidos e em desenvolvimento.....</i>	<i>9</i>
<i>Gráfico 3 – Crescimento da demanda mundial de petróleo: países desenvolvidos e em desenvolvimento.....</i>	<i>10</i>
<i>Gráfico 4 – Peso da gasolina no orçamento das famílias nos EUA.....</i>	<i>13</i>
<i>Gráfico 5 – Preço do WTI em moeda local (2001=base).....</i>	<i>15</i>
<i>Gráfico 6 – Crescimento da produção de petróleo no mundo (% a.a.).....</i>	<i>20</i>
<i>Gráfico 7 – Evolução dos custos de perfuração por poço nos EUA.....</i>	<i>23</i>
<i>Gráfico 8 – Acesso às reservas de petróleo e gás natural pelas companhias nacionais e internacionais.....</i>	<i>26</i>
<i>Gráfico 9 – Evolução da produção incremental OPEP e Não-OPEP e da demanda incremental de combustíveis líquidos no mundo.....</i>	<i>27</i>
<i>Gráfico 10 - Evolução da capacidade ociosa mundial de produção de petróleo</i>	<i>28</i>
<i>Gráfico 11 – Relação entre preços de petróleo Brent e capacidade ociosa de produção de petróleo nas últimas décadas.....</i>	<i>29</i>
<i>Gráfico 12 – Produção de petróleo sacrificada por eventos climáticos (furacões e tempestades tropicais).....</i>	<i>33</i>
<i>Gráfico 13 – Taxa de crescimento real mundial</i>	<i>35</i>
<i>Gráfico 14 – Evolução recente da intensidade petrolífera.....</i>	<i>36</i>
<i>Gráfico 15 – Projeções EPE de produção mundial de petróleo.....</i>	<i>38</i>
<i>Gráfico 16: Evolução histórica e projeção da variação anual da produção mundial de petróleo</i>	<i>39</i>
<i>Gráfico 17 – Reservas provadas de petróleo.....</i>	<i>40</i>
<i>Gráfico 18 - Evolução histórica e projeção da capacidade ociosa mundial de produção de petróleo.....</i>	<i>42</i>
<i>Gráfico 19 - Evolução histórica e projeção do preço internacional do Brent (US\$/barril – valores constantes de maio de 2007).....</i>	<i>43</i>
<i>Gráfico 20: Teste de Ajustamento da equação de projeção do preço do Brent</i>	<i>49</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Preços de revenda de combustíveis na Ásia, Oceania e Oriente Médio em Novembro de 2006 (Centavos de US\$/l)</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2 – Mudança nos subsídios como percentual do PIB: 2006 a 2008.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3: Evolução do custo marginal de petróleo.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4: Evolução da parcela do governo (government take)</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5 - Esquema de interação entre mercados spot e futuros de petróleo.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 6 – Montante acumulado transferido por países consumidores para produtores de petróleo e gás natural devido à alta dos preços.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 7: Esquema geral do sistema de projeção de preços do petróleo Brent</i>	<i>47</i>

Apresentação

Em meados de 2008, com os preços do petróleo (Brent) atingindo US\$ 144/b, alguns analistas previram que as cotações de petróleo alcançassem US\$ 150-200/b em final de 2008 e US\$ 400/b em 2009. Tal viés de alta nas projeções de preços do petróleo era reafirmado a cada nova revisão de boa parte dos analistas, a despeito do patamar já elevado dos preços, dos riscos crescentes de desaceleração da economia norte-americana e dos indícios de “destruição de demanda” por combustíveis nos países desenvolvidos (em particular, nos EUA).

Foi nesse contexto (maio-junho 2008), de viés de forte alta de cotações diárias do petróleo, que a EPE elaborou sua visão de longo prazo para os preços de petróleo. Na visão da EPE, o preço médio anual do petróleo Brent dever-se-á estabilizar entre US\$ 70/b e US\$ 75/b em termos reais no médio prazo e retomar um viés moderadamente ascendente no longo prazo.

Ressalte-se que, embora a cotação diária se encontrasse acima de US\$ 130/b em junho de 2008, a projeção do preço médio do Brent realizada pela EPE para 2008 foi de US\$ 102,26/b (a preços contantes de maio/2007). Estimativas preliminares indicam que a média anual do preço do petróleo Brent em 2008 deve fechar próxima a esse valor.

O acirramento da crise financeira dos EUA e o contágio da economia mundial devem afetar os preços do Brent projetados pela EPE para 2009 e 2010. Todavia, a magnitude, a extensão (contágio para outros países) e a duração da crise econômica atual ainda se encontram em meio a muitas incertezas. Por conseguinte, os próprios condicionantes das projeções dos preços de petróleo permanecem bastante indefinidos. De fato, considera-se que ainda não houve tempo suficiente para se avaliar adequadamente os efeitos das ações governamentais em todo o mundo em reação à crise econômica, o que influenciará a magnitude, a extensão e a duração da crise e a própria dimensão da “destruição de demanda” por petróleo para 2009 e 2010.

Assim, se, em maio-junho de 2008, a equipe da EPE julgava haver uma exacerbação do viés de alta nas projeções de preços de petróleo (“*overshooting*”), a forte correção das projeções dos preços de petróleo¹, em meio a tantas incertezas sobre as condições de contorno, sugere que pode estar havendo uma inversão demasiadamente forte das expectativas (“*undershooting*”) para 2009.

Obviamente, o impacto da crise econômica mundial sobre os fundamentos do mercado de petróleo pode vir a justificar tal revisão, mas, nesse momento, parece precoce empreender uma

¹ Em meio ao pânico, alguns analistas revisaram, de uma única vez, em 30-40% para baixo suas projeções de preços médios de petróleo para 2009.

correção dessa dimensão, em poucos meses, e sem uma base de informações mais sólida (o prolongamento da recessão é um cenário possível, mas não é o único). As necessidades intrínsecas de análises realizadas para agentes econômicos que operam no mercado de petróleo no curto prazo parecem justificar essas revisões tão bruscas, antes de se obter informações mais detalhadas sobre a magnitude, a extensão e a duração da crise. Sobretudo, é fundamental ter em mente que as ações governamentais em todo o mundo podem contribuir decisivamente para atenuar os efeitos da crise sobre a economia real e, por conseguinte, sobre o mercado de petróleo.

Como o objetivo desse estudo é prover uma visão de longo prazo, que contribua para o planejamento do setor energético, optou-se por aguardar até a consolidação das estatísticas econômicas mundiais do quarto trimestre de 2008, previstas para março-abril de 2009, antes de se reavaliar as premissas utilizadas pela EPE na projeção de longo prazo do preço internacional do petróleo. Afinal, já há “ruídos” demais no mercado em função da extrapolação de análises de curto prazo.

Nesse sentido, essa nota técnica foca na análise dos fundamentos de mercado para o ciclo de alta do preço do petróleo entre 2003 e meados de 2008, bem como projeta o preço do petróleo no longo prazo a partir da visão da EPE para os fundamentos de mercado nas próximas décadas. Em particular, essa nota técnica detalha a apresentação realizada pelo Presidente da EPE, Dr. Maurício T. Tolmasquim, no *Rio Oil & Gas 2008*, em meados de setembro.

1. Introdução

Nunca foi tarefa fácil prever a evolução dos preços internacionais de petróleo em função da complexidade de interesses dos agentes e dos fatores envolvidos: crescimento econômico mundial, evolução das reservas e da produção mundial, variação de estoques, evolução do perfil de demanda, eficiência energética, preços dos produtos substitutos, condições climáticas, ocorrência de eventos de geopolítica, estratégias de mercado dos produtores (em particular, da OPEP) e dos grandes países consumidores (política energética etc.), especulação nos mercados futuros e suas implicações sobre o mercado spot etc. Em suma, as variáveis envolvidas são muitas e com um amplo leque de possibilidades de evolução, fazendo com que a resultante final seja repleta de incertezas.

Em alguns momentos, diversas dessas variáveis assumem trajetórias de evolução bem comportadas, facilitando o trabalho de projeção de preços de petróleo. O momento atual, porém, caracteriza-se por grandes incertezas acerca do comportamento de diversas variáveis relevantes, tornando a projeção de preços particularmente desgastante. Não é por outro motivo que a faixa de projeções de preços de petróleo tem se tornado, progressivamente, mais ampla nos últimos anos. Por exemplo, a diferença percentual entre os cenários de preços de petróleo alto e baixo estabelecidos pela *Energy Information Administration* era de 73% em 2025 na versão 2004 do *Annual Energy Outlook* (EIA, 2004), enquanto tal diferença alcança 171% em 2025 na versão 2008 do mesmo documento (EIA, 2008a).

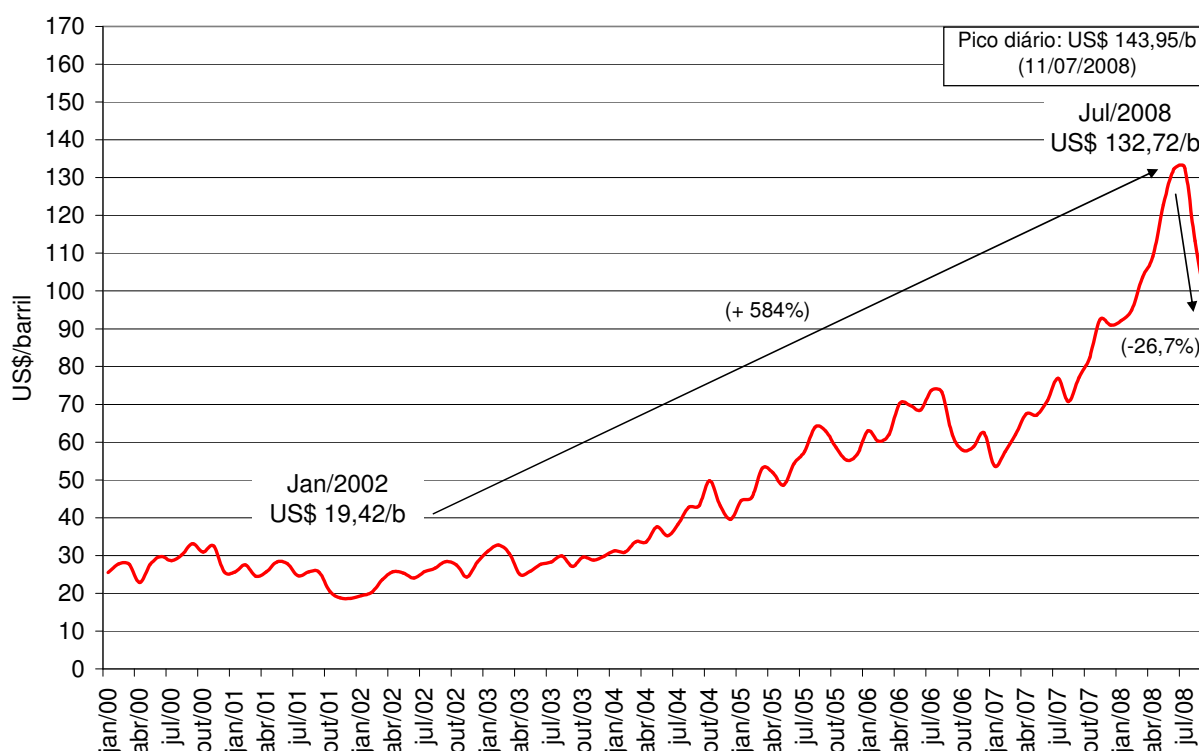
O presente trabalho enquadra-se no esforço, progressivo, da EPE de elaboração de estudos próprios de mercado e de preço internacional de petróleo no âmbito do planejamento energético nacional. A relevância de se realizar estudos próprios ficou mais evidente nos últimos anos. Isto porque o aumento da incerteza torna as projeções de preços mais sensíveis às visões de futuro das instituições que as executam, bem como ao risco de “tendenciosidade” na elaboração de cenários (conflito de interesses decorrente do fato de que algumas instituições também atuam nos mercados de futuros de petróleo).

Assim, o objetivo deste estudo é analisar os fundamentos de mercado que levaram a alta de preços de petróleo entre 2003 e 2008 para traçar os cenários de demanda e oferta de petróleo no longo prazo. Para tal, esse trabalho encontra-se dividido em duas seções. Na primeira, discutem-se os fatores que motivaram a alta dos preços do petróleo. Na segunda, apresenta-se a visão da EPE para o comportamento desses fatores no longo prazo, bem como a projeção de preço de petróleo Brent realizada pela empresa.

2. Fundamentos de mercado e preço do petróleo: evolução recente

No período compreendido entre janeiro de 2002 e julho de 2008, o preço do Brent cresceu 584% em valores nominais, passando de US\$ 19,42/barril para US\$ 132,72/barril. Nesse período, o barril de Brent alcançou, em 11 de julho de 2008, um pico de cotação diária de US\$ 143,9/barril. Apesar deste elevado patamar de preços, várias instituições continuavam apontando para a manutenção de um forte viés de alta das cotações. No entanto, em agosto, a média mensal dos preços do petróleo caiu 26,7%, atingindo US\$ 113,24/barril (Gráfico 1), ampliando a incerteza sobre o comportamento para o longo prazo: tal queda representaria uma reversão de tendência ou apenas uma correção do patamar de preços do petróleo?

Gráfico 1 – Evolução recente do preço internacional do petróleo Brent (US\$/barril - valores correntes)



Fonte: EIA (2008b)

Para tentar responder esta pergunta é necessário analisar mais detalhadamente os fatores que levaram a tal evolução dos preços de petróleo.

A alta do preço do petróleo entre 2003 e 2008, na visão da EPE, é resultado de uma conjunção de fatores que serão analisados a seguir:

- i) forte crescimento do consumo mundial de petróleo;
- ii) fraca expansão da produção mundial de petróleo;
- iii) redução da capacidade ociosa, tornando o mercado mais sensível a tensões geopolíticas e eventos climáticos negativos e
- iv) forte incremento de posições em petróleo no portfólio de investimento de fundos financeiros.

Para tornar mais clara a análise dos fundamentos de mercado, esta seção foi dividida em três subseções. Na primeira, discutem-se, os fatores tradicionais relacionados à demanda mundial por petróleo. Na segunda, abordam-se os fatores tradicionais relacionados à oferta mundial de petróleo. Na terceira, avalia-se a influência de outros fatores sobre os fundamentos do mercado de petróleo (a especulação financeira e os eventos climáticos extremos). Embora tais fatores atuem sobre a demanda e a oferta de petróleo, optou-se por uma análise separada em função do papel destacado que os mesmos tiveram sobre a evolução dos preços de petróleo nos últimos anos.

2.1. Fatores relacionados à demanda

À semelhança dos demais mercados, há dois fatores fundamentais associados à demanda por petróleo: o crescimento econômico e os preços do petróleo.

O crescimento econômico, *coeteris paribus*, leva à maior aquisição e uso de veículos privados, à maior produção industrial, à maior movimentação de cargas, à maior mobilidade das pessoas em veículos coletivos (ônibus, aviões, trens etc.) entre outras atividades que requerem, em maior ou menor grau, um maior consumo de derivados de petróleo.

Os preços do petróleo, por outro lado, impactam, *coeteris paribus*, negativamente a demanda por petróleo (preço aumenta, demanda cai; preço cai, demanda aumenta). Nesse sentido, a alta dos preços restringe a demanda, quer porque afetam o nível de atividade econômica, quer porque induzem a processos de substituição de derivados de petróleo por outros combustíveis e/ou de eficiência energética com a adoção de equipamentos, processos, veículos e modais mais eficientes. Obviamente, a proporção em que a alta dos preços afeta a demanda por petróleo depende das possibilidades técnicas e econômicas de substituição dos derivados por outros derivados e do ritmo de adoção de equipamentos, processos, veículos e modais mais eficientes. Outrossim, o próprio patamar de preços e a percepção de manutenção do mesmo podem afetar esses fatores. Todavia, há, em geral, uma significativa inércia estrutural que faz com que a sensibilidade da demanda por derivados ao preço seja reduzida – ou seja, a demanda tem reduzida elasticidade-preço ou é preço-inelástica.

Nos itens a seguir, discutem-se o contexto recente do crescimento econômico mundial e da sensibilidade da demanda ao preço do petróleo.

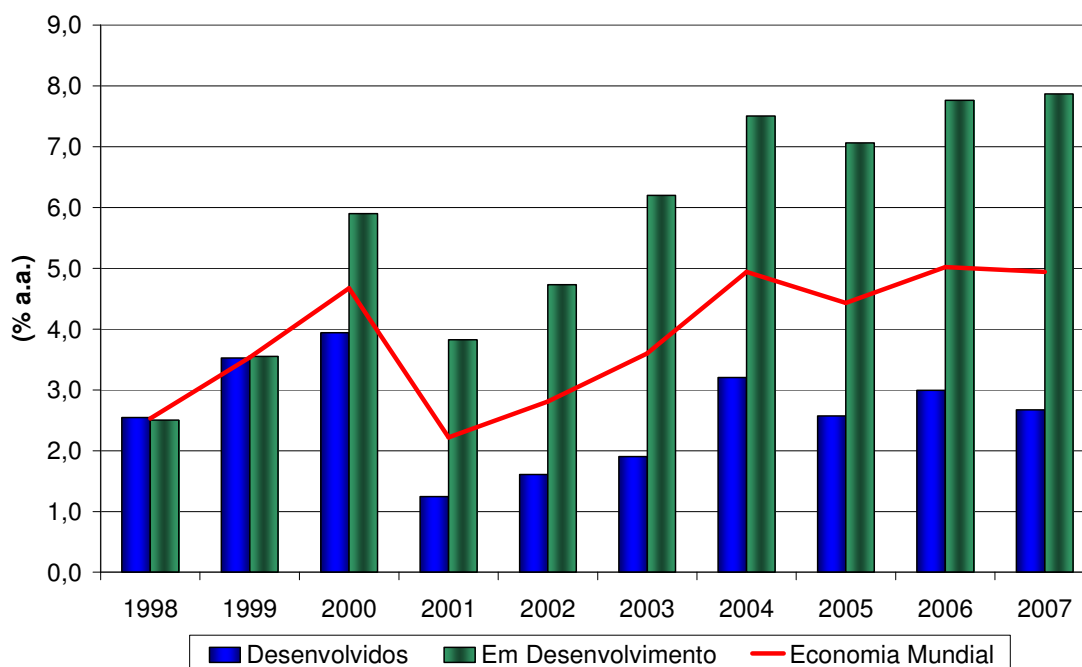
2.1.1. Forte crescimento econômico mundial

A demanda internacional de petróleo tem sido estimulada nos últimos anos por um crescimento econômico mundial robusto. Tal crescimento tem sido puxado, sobretudo, pelos países em desenvolvimento como China, Índia e, mais recentemente, pelos países do Oriente Médio.

Entre 2003 e 2006, os EUA também tiveram uma participação relevante nesse crescimento de consumo, em função de seu forte crescimento econômico. Com a crise das hipotecas de segunda linha (*sub-prime*) nos EUA, a atividade econômica norte-americana desacelerou, o que, por conseguinte, contribuiu para arrefecer o crescimento de seu consumo de petróleo.

Conforme mostra o Gráfico 2, no período de 1998 a 2007 a taxa média de crescimento do PIB mundial foi de 4,0%, sendo que os países desenvolvidos cresceram a uma taxa média de 2,6% a.a. e os países em desenvolvimento a taxa média de 6,0% a.a.

Gráfico 2 – Crescimento real do PIB da economia mundial: países desenvolvidos e em desenvolvimento



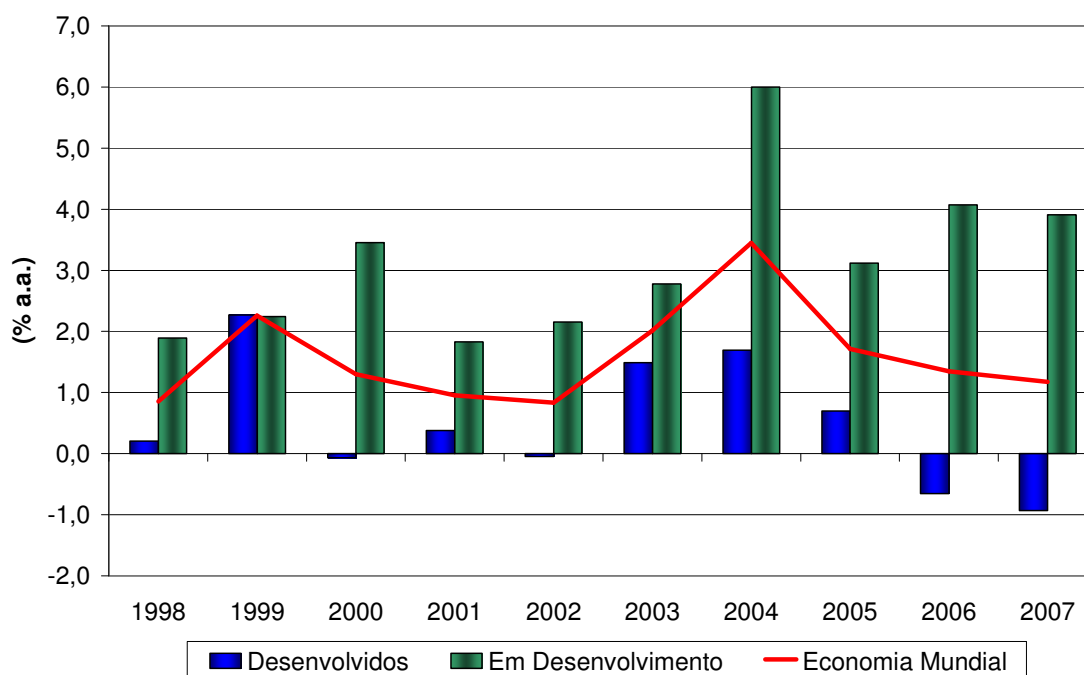
Fonte: IMF (2008a)

Cabe destacar que os países em desenvolvimento, cujas economias têm sustentado o crescimento econômico mundial nos últimos anos, têm passado por processos de grande expansão da infra-estrutura produtiva, da urbanização e da motorização, estimulando de forma

considerável suas demandas por petróleo. Em outras palavras, os países que mais cresceram no mundo neste decênio são aqueles que também têm a maior elasticidade da demanda de petróleo em relação ao PIB. Este fato tem contribuído para manter o crescimento da demanda mundial por petróleo, apesar da queda da demanda dos países desenvolvidos (vide Gráfico 3).

O Gráfico 3 mostra a taxa de crescimento da demanda de petróleo nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. No período de 1998 a 2007, a taxa de crescimento da demanda mundial de petróleo foi de 1,7%, sendo a taxa dos países desenvolvidos e em desenvolvimento, de, respectivamente, 0,5% a.a. e 3,3% a.a.. A destruição de demanda dos países desenvolvidos nos últimos dois anos, sobretudo da demanda norte-americana, foi compensada por um maior consumo de petróleo em países em desenvolvimento, conforme mencionado.

Gráfico 3 – Crescimento da demanda mundial de petróleo: países desenvolvidos e em desenvolvimento



Fonte: BP (2008) e EIA (2008b)

A demanda incremental por petróleo no mundo em 2007, por exemplo, foi de quase 1.000 mil bpd, dos quais dois terços ocorreram nos BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China). China (377 mil bpd) e Índia (150 mil bpd) somadas responderam por cerca de 50% da demanda incremental por petróleo no mundo em 2007.

2.1.2. Reduzida sensibilidade da demanda aos preços (inelasticidade da demanda)

Outro fator que tem contribuído para manter o elevado patamar de preços do petróleo é a significativa resistência da demanda à alta recente dos preços.

De fato, a sensibilidade da demanda mundial aos preços tem sido bastante reduzida entre 2003 e 2008 (inelasticidade-preço da demanda mundial por petróleo). Apesar da alta de preços verifica de 2002 a 2008 (vide Gráfico 1), a demanda mundial de petróleo não reagiu como se esperava a um choque de preços desta magnitude e manteve uma taxa média de crescimento de 1,1% a.a. (2002-2007).

Como mencionado anteriormente, a inércia estrutural e a estreita capacidade de substituição de derivados de petróleo e de adoção de equipamentos, processos, veículos e modais com maior eficiência energética no curto e no médio prazo sempre conferiram à demanda por petróleo uma baixa elasticidade-preço. Todavia, a patamares tão elevados de preços, esperava-se que a demanda por petróleo se mostrasse mais sensível do que tem se revelado no último decênio (vide Gráfico 3).

Importa, então, discutir os motivos que explicam a maior resistência da demanda mundial aos preços do petróleo.

2.1.2.1. Peso dos combustíveis no orçamento das famílias de países desenvolvidos

Após os choques do petróleo nos anos 70, ocorreu um relevante processo de substituição de derivados de petróleo por outros energéticos tanto na indústria, quanto na geração elétrica, levando à maior concentração da demanda por derivados no setor transporte. Segundo a IEA (2008), em 1973, 45,4% do consumo final de derivados no mundo ocorria no setor transportes, contra 19,9% da indústria, 23,2% em outros setores (agricultura, serviços e residencial) e 11,5% em uso não-energético. Em 2006, ainda segundo IEA (2008), o setor transportes respondeu por 60,5% do consumo final de derivados no mundo, contra 9,5% da indústria, 13,5% em outros setores (agricultura, serviços e residencial) e 16,5% em uso não-energético. Já a participação dos derivados de petróleo na geração elétrica, caiu de 24,7% em 1973 para 5,8% em 2006 (IEA, 2008).

A maior concentração no setor transporte tornou a demanda mundial de petróleo menos sensível (elástica) ao preço do petróleo, uma vez que as tecnologias de transportes permanecem ainda bastante dependentes de derivados de petróleo como a gasolina e o diesel (transporte rodoviário – tanto privado e coletivo de passageiros, quanto de carga – e boa parte do transporte ferroviário), o querosene de aviação (transporte aéreo) e o *bunker* (transporte marítimo).

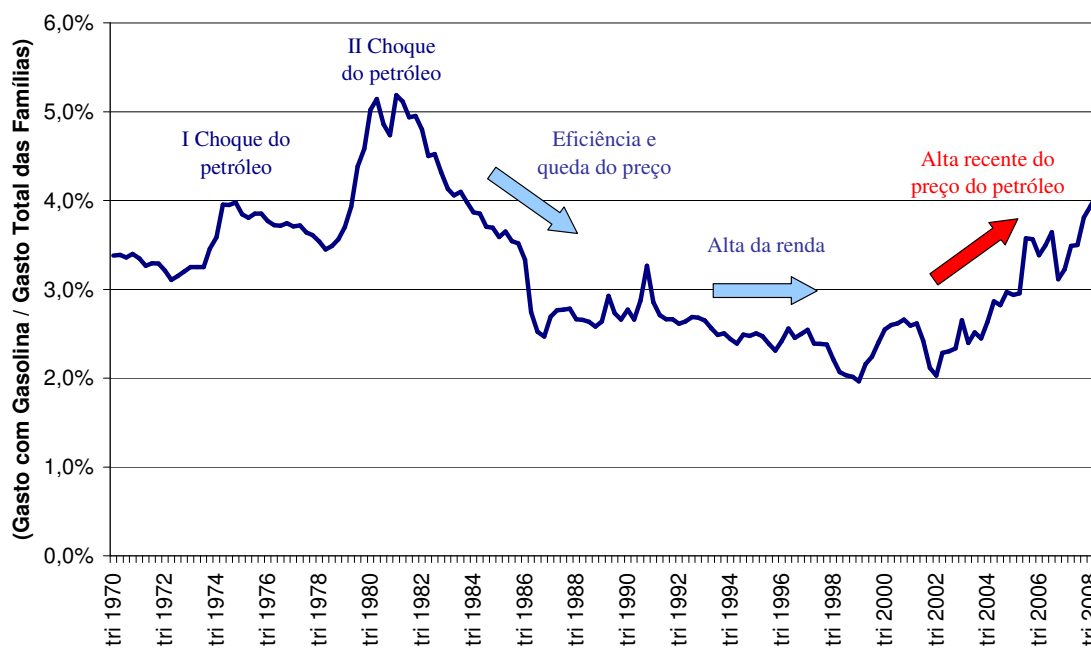
No caso do transporte privado, em especial, por afetar a mobilidade e os hábitos dos indivíduos, a elasticidade da demanda aos preços dos combustíveis é particularmente baixa em relação ao preço do combustível. Ademais, com o aumento da renda pessoal das famílias nas

últimas décadas, sobretudo nos países desenvolvidos, a sensibilidade dos consumidores aos preços dos combustíveis automotivos se reduziu ainda mais, pois o peso do combustível no orçamento das famílias diminuiu razoavelmente ao longo dos anos 80 e 90.

Assim, quando o atual ciclo de alta de preços se iniciou em 2002, a participação dos gastos com combustível (em especial, a gasolina) no orçamento das famílias nos países desenvolvidos encontrava-se num patamar bem reduzido, de tal forma que a alta do preço não atuou como um inibidor ou redutor da demanda. A alta dos preços foi absorvida no orçamento das famílias.

No caso dos EUA, por exemplo, conforme mostra o Gráfico 4, o peso da gasolina no gasto total das famílias representava apenas 2,0% no 1º trimestre de 2002 (BEA, 2008). Somente no 2º trimestre de 2008, quando o gasto com combustível atingiu 4,1% (peso próximo ao do I choque de petróleo), é que o consumidor americano começou a reagir, reduzindo o número de viagens nos veículos e a quilometragem média percorrida e, por conseguinte, a demanda por combustível (BEA, 2008; EIA, 2008b; EIA, 2008c).

A observação do Gráfico 4 no período dos choques do petróleo é bastante instrutiva sobre a inelasticidade-preço da demanda por gasolina nos EUA. Percebe-se que, num primeiro momento, como apenas uma pequena parcela do orçamento das famílias era gasto com gasolina, a alta do preço do combustível devido ao I choque do petróleo é absorvida pelas famílias. Com o II choque do petróleo, o patamar de preços tornou-se ainda mais elevado, bem como se consolidou a expectativa de persistência da alta de preços, o que levou as famílias a modificarem seus hábitos de mobilidade (prática do “*car pool*” ou “transporte solidário”, redução do número de viagens e da distância média percorrida, maior uso de transportes coletivos, deslocamentos não-motorizados etc.) e a adquirirem veículos menores e mais eficientes energeticamente.

Gráfico 4 – Peso da gasolina no orçamento das famílias nos EUA

Fonte: BEA (2008)

A “destruição de demanda” resultante das reações das famílias e a queda do patamar de preços no início dos anos 80 fizeram com que o peso da gasolina no orçamento familiar registrasse uma considerável redução. Aliada a um patamar de preços mais baixo, a forte alta da renda pessoal a partir dos anos 90 compensou a retomada do uso mais freqüente e intenso de veículos privados, mas induziu o aumento do tamanho médio dos veículos novos (fenômeno de vendas dos *SUVs* – *Sport Utility Vehicles*), deteriorando a eficiência média da frota de veículos nos EUA.

O início da atual alta de preços ocorreu num contexto em que o peso do gasto com gasolina no orçamento das famílias norte-americanas era baixo, permitindo à absorção dos preços no orçamento, à semelhança do que aconteceu no I choque do petróleo. Em outras palavras, a sensibilidade da demanda aos preços da gasolina era extremamente baixa, visto que a gasolina pesava pouco no orçamento das famílias.

Todavia, a expectativa de manutenção de preços elevados de gasolina levou, já a partir de 2004, à modificação do perfil de vendas de veículos nos EUA em favor de veículos menores e mais eficientes. As vendas de utilitários médios (*Vans*, *SUVs*, *Pickups* e *mini-vans*) nos EUA caíram cerca de 10% entre 2004 e 2006 (CBO, 2008). A ascensão dos preços para um patamar ainda mais alto em 2007 e 2008 levou as famílias norte-americanas, como já ocorrera no II choque do petróleo, a alterar seus hábitos de mobilidade. A atividade quilométrica (veículo-quilômetro) em viagens motorizadas, urbanas e interurbanas, sofreu queda de 3,6% entre julho

de 2007 e julho de 2008 nos EUA (FWA, 2008). Por outro lado, as viagens pessoais por metrô, ônibus e trens urbanos tiveram a maior alta dos últimos 50 anos nos EUA.

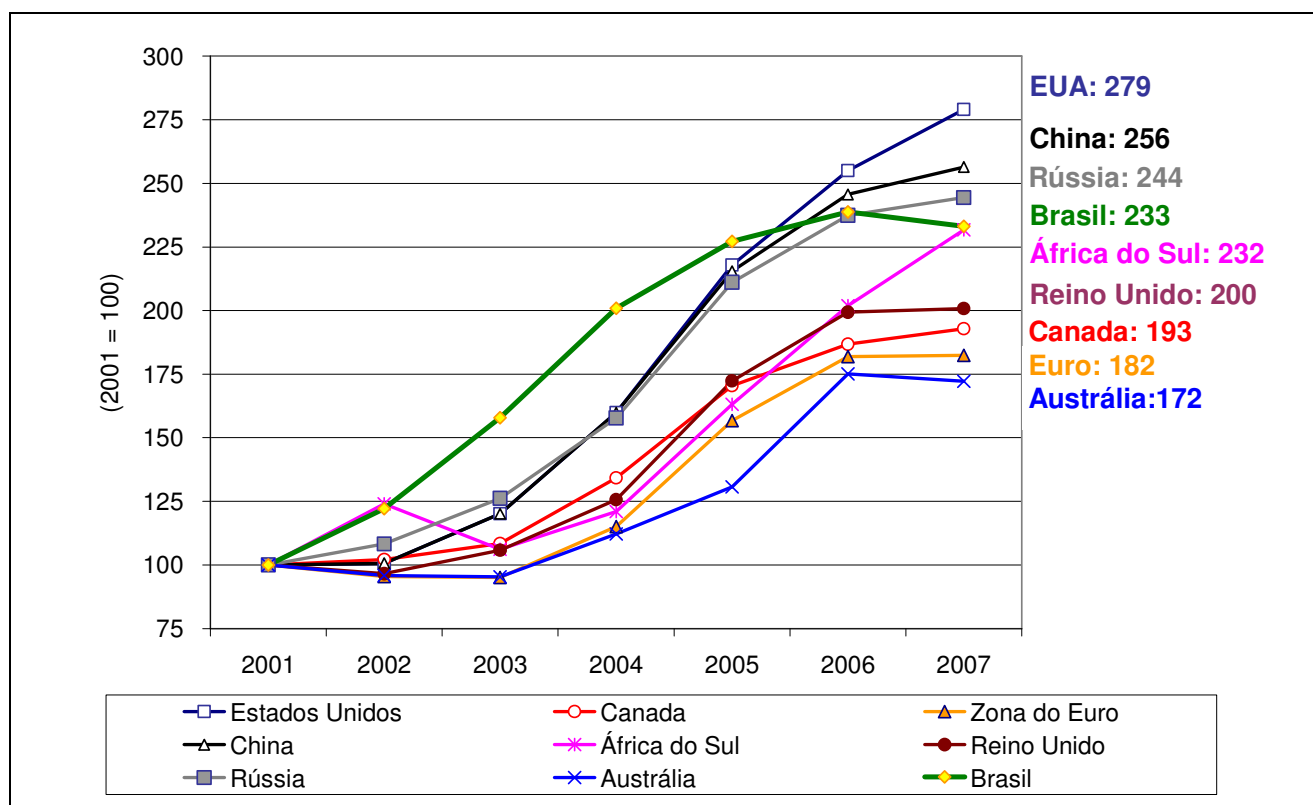
O resultado dessas mudanças de comportamento das famílias norte-americanas em resposta à alta dos preços dos combustíveis foi que, em 2006 e 2007, a demanda de gasolina nos EUA cresceu a taxas modestas de, respectivamente, 1,0% e 0,4%. Em 2008, os dados do primeiro trimestre registraram uma queda da demanda de gasolina de 0,4% em relação ao mesmo período de 2007. Para o ano de 2008 como um todo, estima-se um declínio de 0,3% na demanda norte-americana de gasolina (EIA, 2008b; 2008c).

Fenômenos semelhantes ocorreram em outros países desenvolvidos, ainda que em menor grau devido à depreciação do dólar frente a outras moedas (vide item sobre depreciação do dólar) e a diferenças na política energética e nos padrões de consumo dos países.

2.1.2.2. Depreciação do dólar frente a outras moedas

Outro fator que tem contribuído para a resistência da demanda aos altos preços do petróleo é a depreciação do dólar frente a outras moedas. De fato, como a cotação e as transações internacionais do petróleo são denominadas em dólar, a depreciação da moeda norte-americana amenizou a transmissão da alta dos preços internacionais para os preços em moedas locais fora dos EUA, tornando menos intensos os impactos sentidos pela demanda mundial por petróleo nos demais países. Por exemplo, se o preço internacional do petróleo subir 10%, mas o dólar se depreciar em 10% em relação à moeda de um determinado país, o resultado final, *coeteris paribus*, será que não haverá aumento de preços de petróleo na moeda desse país. Ou seja, como os consumidores pagam na bomba o preço em moeda local, a alta do preço internacional do petróleo não será sentida pela demanda desse país.

Conforme mostra o Gráfico 5, do período de 2001 a 2007, o preço do petróleo (WTI) nos EUA cresceu 179,1%, enquanto, na Zona do Euro, o crescimento foi bem inferior: 82,4% (Chodzicki, 2008). Na China, na Rússia e no Brasil os aumentos de preço do petróleo em moedas locais foram de, respectivamente, 156,4%, 144% e 133% no mesmo período (Chodzicki, 2008).

Gráfico 5 – Preço do WTI em moeda local (2001=base)

Fonte: Chodzicki (2008)

Em suma, fora dos EUA, a alta do preço do petróleo foi arrefecida pela depreciação do dólar, de tal forma que a demanda por petróleo em outros países sentiu de forma bem menos intensa o impacto dos preços.

2.1.2.3. Renúncia fiscal ou subsídios em países em desenvolvimento

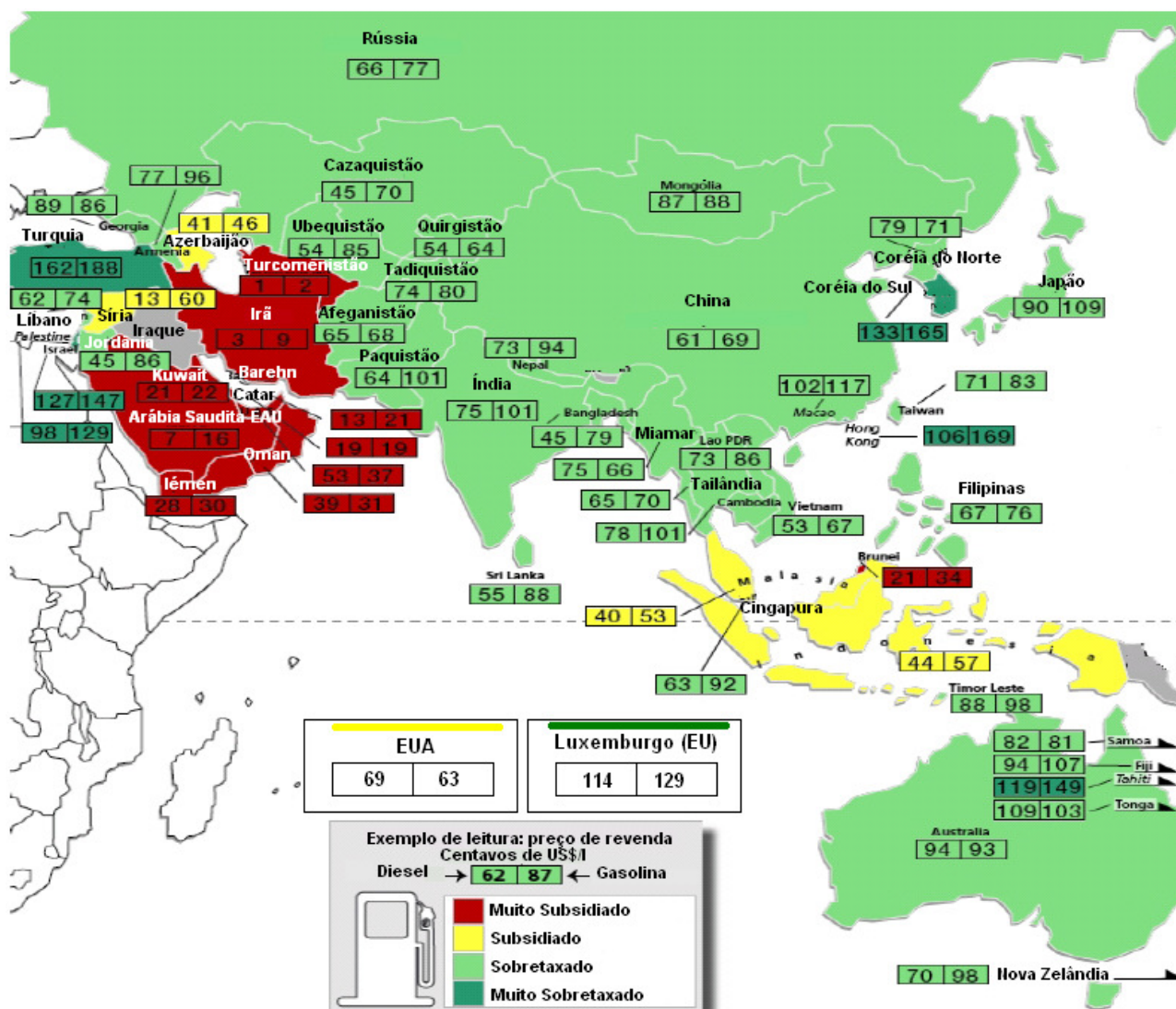
Outro fator que também atenuou a alta de preços percebida pela demanda mundial de petróleo foi a renúncia fiscal ou o subsídio aos preços dos combustíveis domésticos concedida em vários países em desenvolvimento, que têm puxado o crescimento da demanda mundial de petróleo.

De fato, mesmo com a alta dos preços internacionais do petróleo, a demanda incremental por petróleo dos países em desenvolvimento continuou robusta, alcançando 1.445 mil bpd em 2007, frente a uma queda de quase 450 mil bpd na demanda incremental dos países desenvolvidos no mesmo ano (BP, 2008).

Além da alta do preço internacional do petróleo ter sido atenuada localmente pela depreciação do dólar, vários governos de países em desenvolvimento optaram por absorver uma parte adicional da alta via renúncia fiscal ou concessão de subsídios, ao invés de repassarem a alta da cotação do petróleo aos preços dos combustíveis.

A Figura 1 mostra os preços de revenda na (bomba) de combustíveis (diesel e gasolina) na Ásia, Oceania e Oriente Médio, regiões onde tem se concentrado boa parte da demanda incremental por petróleo nos últimos anos, bem como os preços nos EUA e em Luxemburgo (referência para a Europa). Observa-se que, segundo GTZ (2007), os países da Península Arábica, o Irã, o Turcomenistão e Brunei apresentam preços "muito subsidiados" (i.e., o preço de revenda dos combustíveis encontra-se abaixo do preço do petróleo Brent no mercado internacional), enquanto a Indonésia, a Malásia, Cingapura, o Azerbaijão e a Síria registram preços subsidiados (i.e., o preço de revenda dos combustíveis encontra-se acima do preço do petróleo Brent, mas abaixo dos preços dos mesmos combustíveis nos EUA).

Figura 1 – Preços de revenda de combustíveis na Ásia, Oceania e Oriente Médio em Novembro de 2006 (Centavos de US\$/l)



Fonte: GTZ (2007)

Notas: Muito subsidiados = preço de revenda dos combustíveis abaixo do preço do Brent; Subsidiado = preço de revenda dos combustíveis acima do preço do Brent, mas abaixo dos preços dos combustíveis nos EUA; Sobretaxado = preço de revenda dos combustíveis acima dos preços dos EUA, mas abaixo dos preços de Luxemburgo (referência para a Europa); Muito Sobretaxado = preço de revenda dos combustíveis acima dos preços de Luxemburgo (referência para a Europa).

Cabe destacar que mesmo países classificados por GTZ (2007) como com preços “sobretaxados” (i.e., o preço de revenda dos combustíveis encontra-se acima dos preços dos EUA, mas abaixo dos preços de Luxemburgo – referência para a Europa) apresentaram renúncia fiscal em alguns momentos ou num dos combustíveis analisados.

A China, por exemplo, entre 2002 e 2006, registrou preços de diesel de 5% (2002) a 25% (2004) abaixo dos vigentes nos EUA, enquanto os preços de gasolina foram inferiores aos dos EUA apenas em 2004 (11% abaixo). Nota-se também que a China tem utilizado uma política de reajuste de preços em degrau, o que retarda a reação da demanda aos preços. Entre 2002 e 2004, os preços da gasolina subiram 14% na China contra 35% nos EUA, enquanto no período 2004-2006 o aumento foi de 44% na China e 17% nos EUA – variações em dólares correntes. No caso do diesel, os preços de revenda subiram 16% em 2002-2004 e 42% em 2004-2006 na China, enquanto nos EUA os reajustes foram de 46% e 21%, respectivamente (GTZ, 2007).

Já na Rússia, os preços de revenda da gasolina e do diesel eram menores do que os dos EUA em 2002 – respectivamente, 13% e 36% menores. No caso da gasolina, essa defasagem não só foi corrigida em 2004, como também invertida em 2006, quando os preços da gasolina superaram os vigentes nos EUA em 22%. Já no caso do diesel, a defasagem dos preços na Rússia vis-à-vis os dos EUA foi, progressivamente, reduzida para 21% em 2004 e 4% em 2006. Tal política de redução das defasagens nos preços dos combustíveis também tem sido seguida pela Malásia e pela Indonésia (GTZ, 2007).

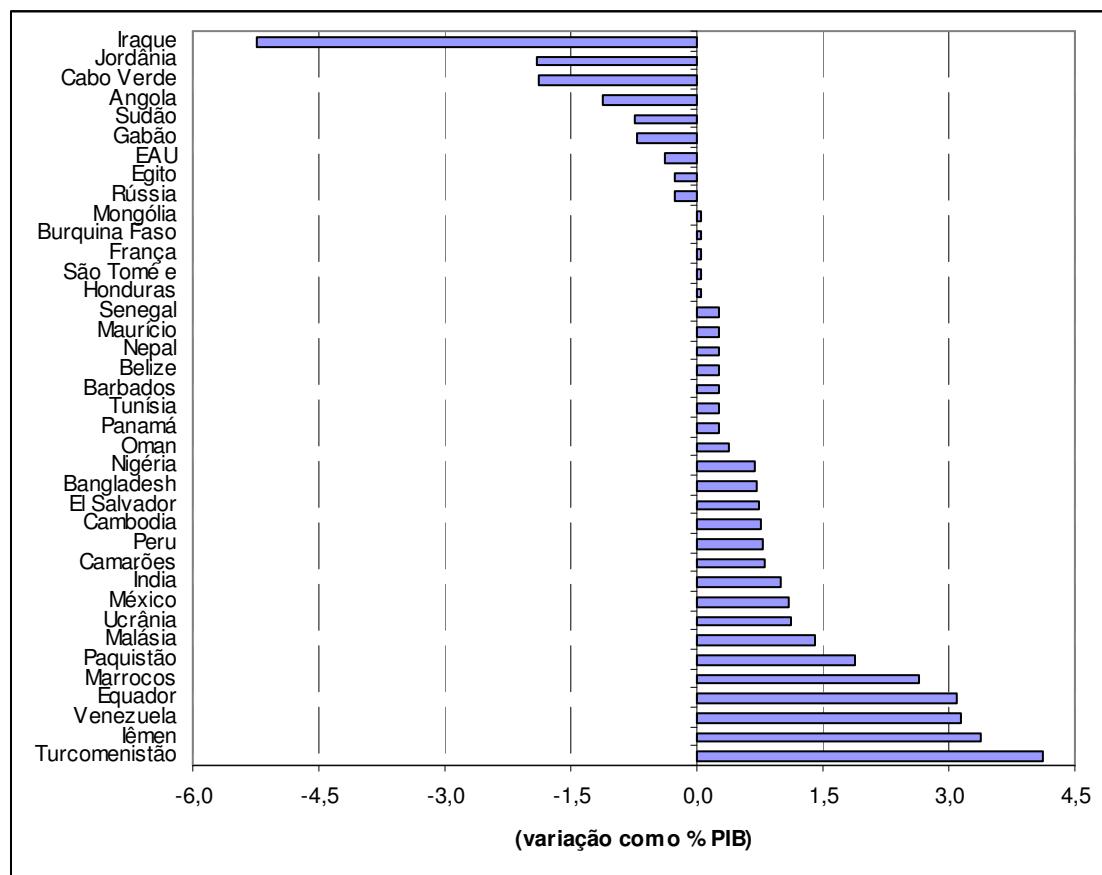
Outros países com preços de revenda já bem inferiores aos dos EUA como a Arábia Saudita e o Turcomenistão, simplesmente não reajustaram os preços entre 2002 e 2006. No caso da Arábia Saudita, isso gerou inclusive quedas acima de 30% dos valores em dólares da gasolina e do diesel localmente nesse período (GTZ, 2007).

De acordo com Morgan Stanley (apud. The Economist, 2008), as defasagens nos preços da gasolina em vários países, utilizando como base os preços norte-americanos, aumentaram novamente entre 2006 e 2008. Em 2006, cerca de 10% do consumo mundial de gasolina era “subsidiado”, contra 22% em 2008. Obviamente, o efeito da depreciação do dólar pode distorcer a avaliação da magnitude da defasagem dos preços combustíveis, mas há evidências que suportam a existência de defasagens além do nível da depreciação do dólar (The Economist, 2008).

Obviamente, políticas de preços de combustíveis que introduzem ou mantêm grandes defasagens em relação aos preços internacionais geram custos fiscais adicionais para os países que as adotam, colocando em dúvida a sustentabilidade de longo prazo de tais políticas. A Figura 2 mostra que nos últimos dois anos países como o Turcomenistão, Iêmen, Venezuela e

Equador gastaram volumes adicionais com subsídios ou renúncias fiscais da ordem de 3,0% a 3,5% do PIB.

Figura 2 – Mudança nos subsídios como percentual do PIB: 2006 a 2008



Fonte: IMF (2008b)

Cabe ressaltar que, em meados de 2008, países como Indonésia (29%), Malásia (20%), Taiwan (20%) e a China (18%) anunciaram novos reajustes de preços dos combustíveis, tendo em vista reduzir os custos fiscais associados às defasagens nos preços domésticos e internacionais de combustíveis (IMF, 2008b).

2.2. Fatores relacionados à oferta

Há três fatores fundamentais associados à oferta de petróleo, que têm contribuído para a alta dos preços: a defasagem no aproveitamento de recursos petrolíferos, os custos de E&P e a geopolítica. Na verdade, tais fatores estão bastante associados entre si, de tal forma que o próprio esforço de abordá-los isoladamente enfrenta dificuldades analíticas. Por exemplo, a defasagem no aproveitamento de recursos petrolíferos não pode ser entendida adequadamente sem se abordar a evolução dos custos de E&P e a questão geopolítica. Tampouco a alta dos

custos de E&P pode ser compreendida apropriadamente sem se discutir a defasagem no aproveitamento dos recursos e a questão geopolítica e vice-versa - o recrudescimento da geopolítica sem que se analise a defasagem no aproveitamento dos recursos e os custos de E&P.

O fato é que a produção mundial de petróleo não tem revelado o mesmo dinamismo da demanda. Os principais motivos para isso são: i) o declínio de várias regiões maduras fora da OPEP (doravante, não-OPEP), como o Mar do Norte (Reino Unido e Noruega), os EUA e o México; ii) o ritmo aquém do esperado do desenvolvimento e operação de novas áreas de fronteira, como o Mar Cáspio e a Costa Oeste Africana, e/ou da recuperação de áreas produtoras como a Rússia e o Iraque; iii) a alta dos custos de E&P; iv) a modificação da estratégia de mercado e de investimento da OPEP, que tem expandido marginalmente sua capacidade de produção; e, v) ocorrência de tensões sociais e interrupções operacionais reduzindo a produção e investimentos em importantes países produtores como a Venezuela, que ainda não recuperou o patamar de produção anterior ao da greve geral de 2003, e Nigéria, que tem sofrido interrupções operacionais devido à tumultos sociais, atentados e sabotagens às instalações.

Obviamente, a intensidade em que a alta (baixa) dos preços afeta a oferta futura de petróleo depende da possibilidade de acesso a recursos petrolíferos a custos competitivos, da disponibilidade de equipamentos, recursos humanos e financeiros para se empreender as atividades de E&P e da própria expectativa dos produtores sobre o preço e a demanda no futuro. Ou seja, o próprio patamar de preços e a percepção de manutenção do mesmo afetam a decisão de investimento em E&P de petróleo. De qualquer forma, deve-se considerar que há uma inércia temporal entre a decisão de investimentos em E&P e sua operacionalização, fazendo com que a sensibilidade da oferta de petróleo ao preço seja reduzida no curto prazo – ou seja, a oferta tem reduzida elasticidade-preço ou é preço-inelástica no curto prazo.

Nos itens a seguir, discutem-se a defasagem no aproveitamento de recursos petrolíferos, a evolução dos custos de E&P e o recrudescimento da geopolítica do petróleo.

2.2.1. Defasagem no aproveitamento de recursos petrolíferos

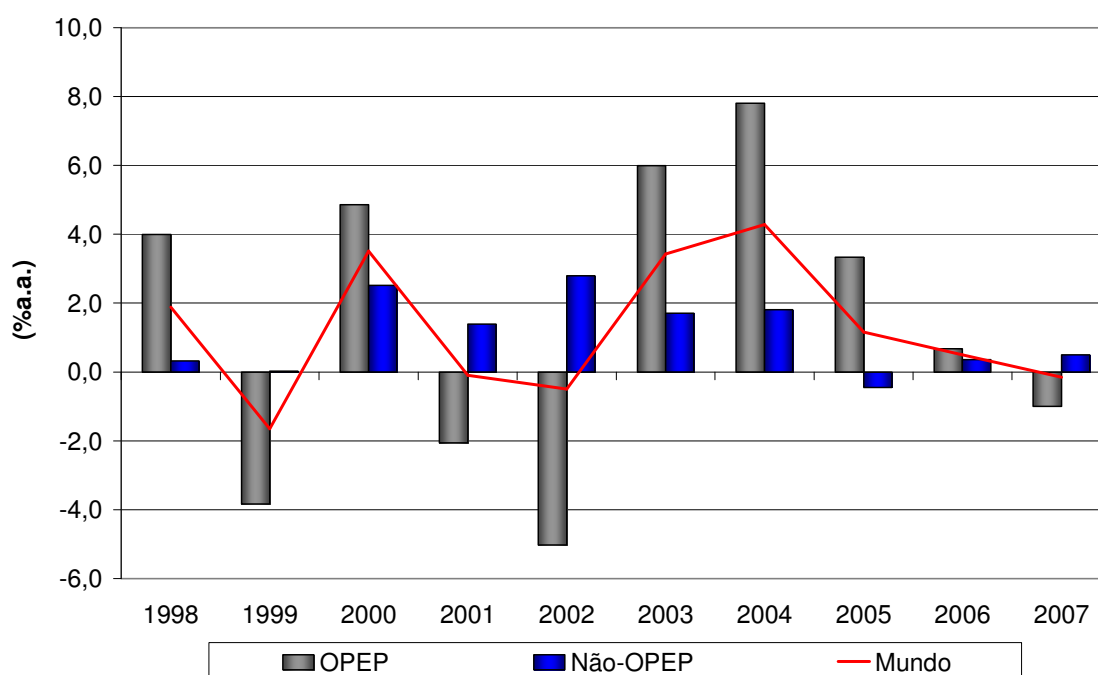
Conforme mencionado anteriormente, a expansão da produção mundial de petróleo nos últimos anos tem sido fraca (vide Gráfico 6), sobretudo quando comparada ao crescimento robusto da demanda.

Entre 2003 e 2007, a expansão da produção mundial de petróleo foi de 1,4% ao ano, contra um crescimento da demanda mundial de 1,9% ao ano no mesmo período, de acordo com BP

(2008). Essa fraca expansão foi motivada pelo declínio da produção de regiões maduras, pela expansão aquém do esperado em regiões de fronteira em países Não-OPEP e em países da OPEP. A taxa de crescimento da produção Não-OPEP no mesmo período foi de 0,6% a.a., sendo verificado o declínio da produção em vários países produtores relevantes: Reino Unido (-7,7% a.a.), Noruega (-5,9% a.a.), México (-2,1% a.a.) e EUA (-1,8% a.a.).

A queda da produção no Reino Unido e na Noruega tem refletido a maturidade exploratória do Mar do Norte, constituindo-se num efeito estrutural. O mesmo se aplica aos EUA, cuja produção vem declinando continuamente deste a década de 70, mas ainda se mantém em torno de 5,0 milhões de bpd. Adicionalmente, o aumento da frequência e intensidade de furacões no Golfo do México tem afetado a produção nos últimos anos (vide item Novos Fatores: especulação e eventos climáticos extremos), resultando em interrupções de produção não programadas. De qualquer forma, a produção *off-shore* do Golfo do México tem contribuído para suavizar o declínio da produção nos EUA (EIA, 2008).

Gráfico 6 – Crescimento da produção de petróleo no mundo (% a.a.)



Fonte: BP (2008)

No caso do México, além de o R/P ser de apenas 9-10 anos, 60% da produção vem do campo de Cantarell (o terceiro maior campo de petróleo do mundo), cuja produção atingiu o pico em 2004. A taxa de declínio de Cantarell é de 14% ao ano. Para compensar essa queda, a PEMEX tem que investir pesado em outros campos, sendo o campo de Ku-Maloob-Zaap seu principal

foco. Todavia, o crescimento da produção do campo de Ku-Maloob-Zaap não tem sido suficiente para compensar a queda de Cantarell. Entre 2006 e 2007, a produção em Ku-Maloob-Zaap passou de 403,8 mil bpd a 527,2 mil bpd (incremento de 30,6%), enquanto a de Cantarell caiu de 1.800,9 mil bpd para 1.496,5 mil bpd (queda de 16,9%). No mesmo período, a produção total de petróleo do México decresceu de 3.255,6 para 3.081,7, registrando uma redução de 5,3% (PEMEX, 2008).

Apesar de ainda haver boas perspectivas geológicas no México, há uma forte restrição na capacidade de investimento da PEMEX e barreiras institucionais para investimentos de estrangeiros – mesmo em associação com a PEMEX. A parcela do governo na renda petrolífera (considerando royalties, tributos e dividendos) é elevada, cerca de 60% da receita bruta em 2007 (chegou a 67% em 2005), deixando poucos recursos financeiros para investimento em E&P. Pior, como as reservas eram significativas nas áreas produtoras e as restrições financeiras, a PEMEX pouco ou nada investiu em tecnologia e pessoal para lâminas d'água mais profundas, que é a fronteira geológica mais promissora do México. Até 2007, as perfurações mais profundas da PEMEX estavam na faixa de 3.000 pés. Tomando com referência o Golfo do México nos EUA, as perfurações rotineiramente alcançam 6.500 pés, podendo chegar a 9.800 pés, o que revela o tamanho do desafio a ser enfrentado pelo México.

Por outro lado, o desenvolvimento de campos de novas áreas de fronteira, como o Mar Cáspio, e/ou da recuperação de áreas produtoras como a Rússia não tem ocorrido no ritmo que se esperava, a despeito da alta dos preços internacionais do petróleo. A produção da Rússia, por exemplo, que, entre 2000 e 2004, cresceu à taxa de 9,2% ao ano (de 6.536 mil bpd em 2000 para 9.287 mil bpd em 2004), perdeu ritmo, com a taxa de crescimento se reduzindo para 2,4% entre 2004 e 2007 (respectivamente, de 9.287 mil bpd para 9.978 mil bpd), de acordo com BP (2008). Similarmente, no Cazaquistão, a taxa média de crescimento da produção de petróleo caiu de 14,9% ao ano entre 2000 e 2004 (respectivamente, de 744 mil bpd para 1.297 mil bpd) para 4,8% ao ano entre 2004 e 2007 (respectivamente, de 1.297 mil bpd para 1.490 mil bpd), segundo BP (2008). No caso da Rússia, tal arrefecimento deveu-se, sobretudo, ao ambiente de incertezas regulatórias e políticas para novos investimentos decorrente da rediscussão de contratos e participações societárias de empresas estrangeiras em grandes projetos no país nesse período. No Cazaquistão, a perda de ritmo está mais associada a complexidades técnicas para o desenvolvimento de alguns projetos de porte, como Kashagan e Tengiz (EIA, 2008d).

Cabe destacar também, entre os fatores que explicam a fraca expansão da produção dos países Não-OPEP, o efeito estatístico decorrente da entrada de Angola para OPEP em 2007 (janeiro), cuja produção mais que dobrou entre 2000 e 2007 – passando de 746 mil bpd para 1.723 mil bpd, respectivamente (BP, 2008).

Já a produção dos países da OPEP cresceu a uma taxa de 2,6% a.a entre 2003-2007. Embora não seja uma taxa baixa para valores médios históricos, não foi suficiente para manter o mercado estável, dados o ritmo de crescimento da demanda e a modesta expansão dos países Não-OPEP. A taxa de crescimento do maior produtor mundial, a Arábia Saudita, foi de apenas 0,6% a.a. nesse período, passando de 10.164 mil bpd em 2003 para 11.114 mil bpd em 2005 antes de cair para 10.413 mil bpd em 2007 (BP, 2008).

Outros países produtores OPEP relevantes, como a Venezuela, a Nigéria e Iraque, enfrentaram dificuldades para manter o nível de produção nesse período. A Venezuela não conseguiu retomar plenamente o nível de produção anterior ao da greve geral de 2002, em parte devido a redefinições no marco legal, que gerou conflito com empresas estrangeiras e incerteza no ambiente de negócios, em parte devido à própria reestruturação organizacional profunda da PDVSA (EIA, 2007b). A Nigéria tem passado por tensões sócio-políticas e atentados às instalações produtoras, o que tem afetado as operações normais das instalações e prejudicado o ambiente de investimentos em E&P. O Iraque só em 2007 (2.145 mil bpd) superou o nível de produção de 2002 (2.116 mil bpd), ano anterior ao da Guerra (BP, 2008).

Ressalte-se, finalmente, que a defasagem do aproveitamento de recursos petrolíferos, apesar do elevado patamar de preços, não deve ser interpretada meramente como esgotamento de potencial geológico, embora esse fenômeno também esteja ocorrendo em algumas áreas de produção importante como o Mar do Norte e os EUA. A fraca expansão da produção de petróleo não pode ser tampouco dissociada de condicionantes de mercado - como o efeito dos custos sobre a rentabilidade dos projetos - e de aspectos geopolíticos - como o acesso às reservas e a estratégia de produção da OPEP.

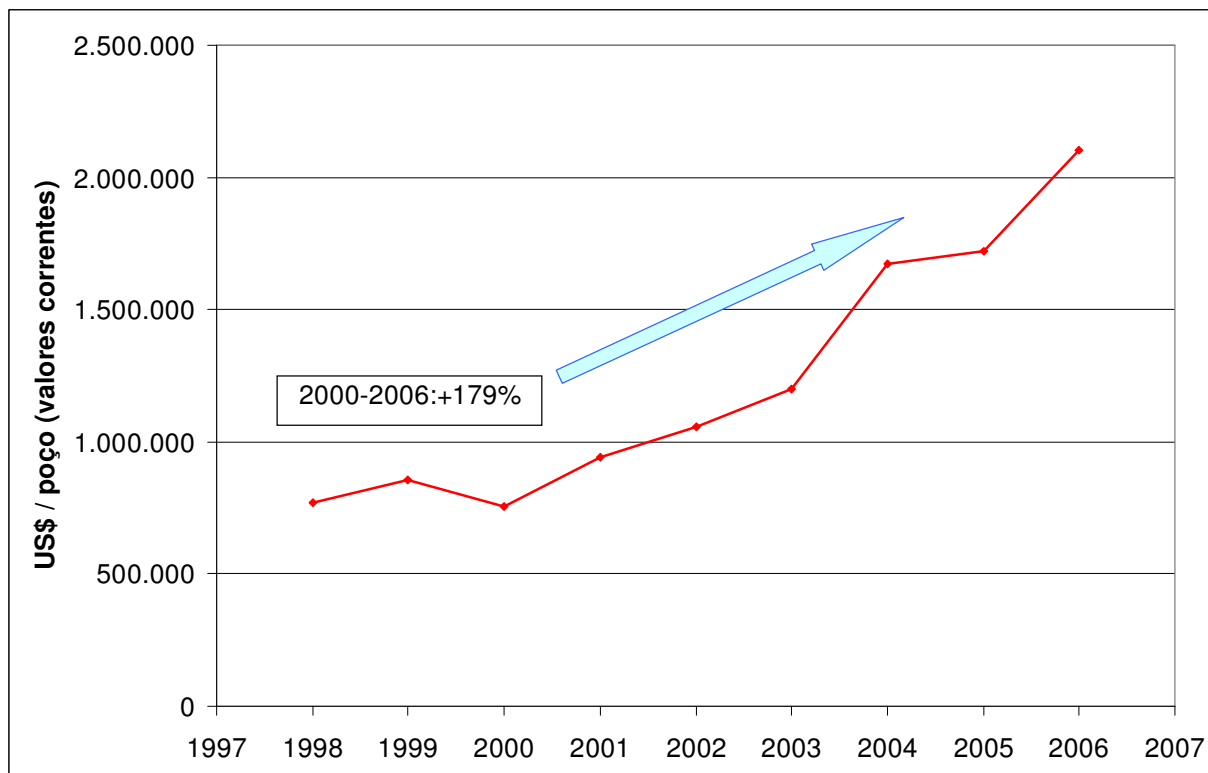
2.2.2. Alta dos custos de exploração e produção de petróleo

A alta dos custos de E&P também tem pressionado os preços internacionais do petróleo, à medida que eleva o piso requerido das cotações para que a oferta incremental possa atender a demanda. Obviamente, isso só ocorre porque a demanda tem se mostrado pouco sensível aos preços, pois, do contrário, a alta dos custos de E&P seria totalmente absorvida pela margem do produtor, ao invés de ser repassada à demanda, e a necessidade de oferta incremental seria menor (devido à “destruição de demanda” pelos altos preços).

Há dois aspectos relacionados à alta dos custos de E&P. Por um lado, a elevação do patamar de preços do petróleo catalisou as atividades de E&P em vários países, incrementando a procura por sondas, equipamentos, embarcações, plataformas e mão-de-obra qualificada. Tal aquecimento do mercado fornecedor de bens e serviços para a indústria do petróleo pressionou significativamente os custos de E&P. No caso dos EUA, por exemplo, os custos médios de

perfuração de poços (exploratórios e de desenvolvimento) subiram 179% entre 2000 e 2006 (vide Gráfico 7) em valores correntes.

Gráfico 7 – Evolução dos custos de perfuração por poço nos EUA



Fonte: EIA (2007a)

Nota: Média entre custos de perfuração para poços de petróleo, gás natural e seco

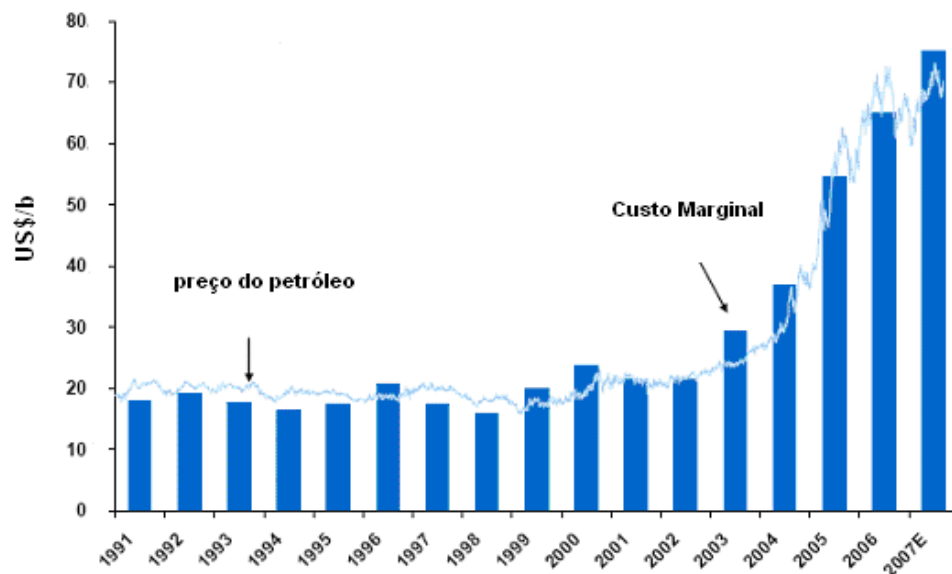
Essa alta de custos de perfuração reflete, sobretudo, o aluguel de sondas de perfuração e o custo do aço, matéria prima base para a indústria (equipamentos, embarcações, plataformas etc.). A tendência de alta desses componentes dos custos se manteve em 2007 e 2008. O aluguel de sonda de perfuração *off-shore* para lâmina d'água até 3.000 metros alcançou US\$ 600 mil ao dia em 2008, contra US\$ 500 mil ao dia em 2007 e US\$ 150 mil ao dia em 2002 (Mouawad e Fackler, 2008; ODS-Petrodata apud Phillips, 2008). Adicionalmente, o preço do aço triplicou desde 2000 (SB, 2008).

Por outro lado, a alta do patamar de preços do petróleo tornou viáveis vários projetos com custos de produção mais elevados, inclusive óleos de lâminas d'água ultra-profundas e óleos não-convencionais (como areias betuminosas do Canadá), tendo em vista complementar o atendimento da demanda por petróleo (dada a escassez de projetos convencionais nos países não-OPEP). Isto tem contribuído para elevar o custo médio de produção de petróleo no mundo, uma vez que tais recursos trazem complexidades técnicas adicionais (por exemplo, dificuldades

de acesso, transporte e escoamento, necessidade de pré-processamento, maiores custos ambientais etc.).

A Figura 3 mostra a evolução do custo do produtor marginal de petróleo, revelando que o mesmo encontrava-se em torno de US\$ 70/b em 2007.

Figura 3: Evolução do custo marginal de petróleo

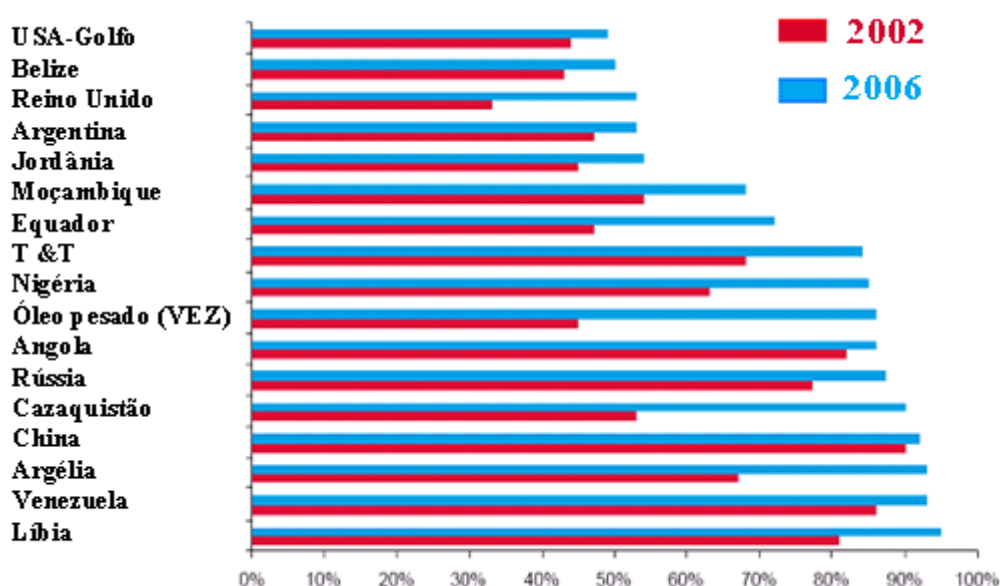


Fonte: Currie (2008)

Nota: Custo marginal é definido em Currie (2008) como a média dos custos de produção mais altos (último quartil).

Ademais, face à alta dos preços do petróleo, os governos dos países produtores têm elevado as participações governamentais (royalties, participação especial etc.) cobradas às empresas de petróleo. Naturalmente, isto aumenta ainda mais os custos de E&P, o que acaba sendo, em boa medida, repassado aos preços de mercado do petróleo.

A Figura 4 mostra que a parcela do governo sobre a renda petrolífera aumentou de forma generalizada no período de 2002 a 2006. Tal processo continuou entre 2006 e 2008 (Johnston, 2008). Por exemplo, em 15/04/2008, a Assembleia Venezuelana estabeleceu que, quando o preço do Brent for superior a US\$ 70,00/barril, terá que ser paga uma contribuição especial de 50% sobre a diferença que exceder os US\$70/b. Quando o preço do Brent for superior a US\$ 100/b, a contribuição será de 60% sobre a diferença que exceder os US\$100/b (Venezuela, 2008). Mesmo nos EUA, ocorreram novos aumentos nas participações governamentais em 2007 – vide os aumentos nos royalties no Alasca e no Golfo do México (GAO, 2007).

Figura 4: Evolução da parcela do governo (government take)

Fonte: Cera apud. Chevron (2007)

Por fim, cabe ressaltar que a alta de custos de E&P se refletirá nos preços internacionais do petróleo sempre que a demanda sancionar o nível de preços. Em outras palavras, enquanto o atendimento da demanda por petróleo requerer a entrada de produtores com custos mais elevados, a alta de custos de E&P será refletida no patamar de flutuação dos preços de petróleo. Numa visão de longo prazo, pode-se considerar que o custo do produtor marginal estabelece o piso de flutuação dos preços. Ressalve-se que parte da alta dos custos é resultado da maior demanda por atividades de E&P e, por conseguinte, da própria alta dos preços do petróleo. Dessa forma, a reversão do nível de preços tende a reduzir a pressão sobre os custos.

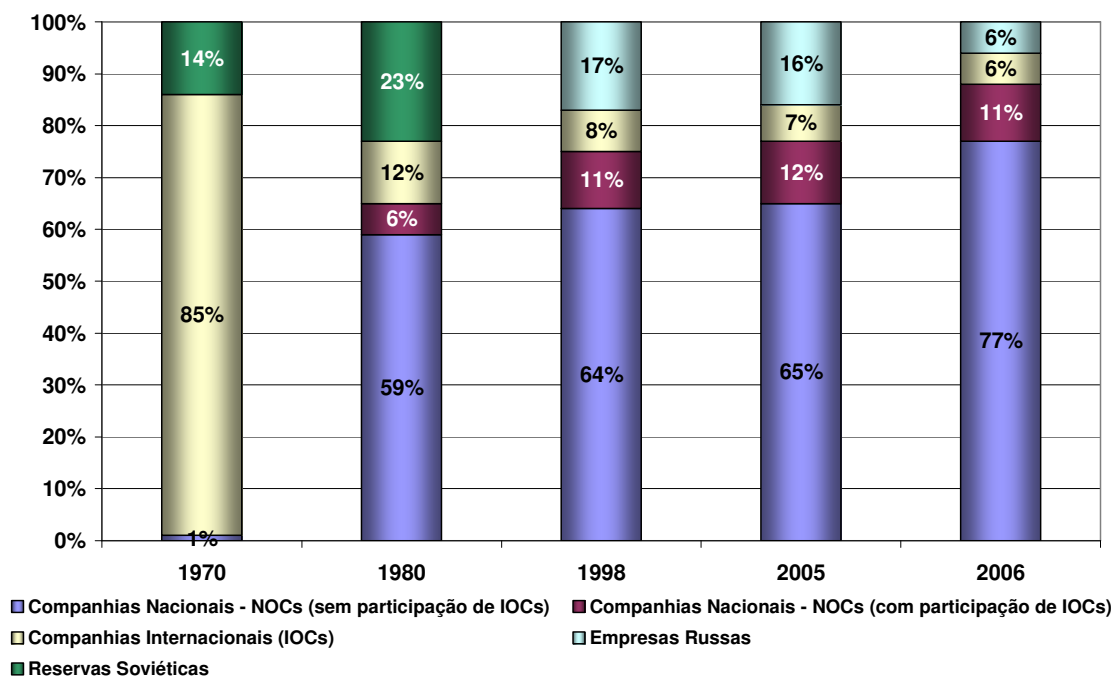
2.2.3. Recrudescimento da geopolítica: acesso às reservas de petróleo, capacidade ociosa e eventos sócio-políticos

Outro fator que explica a progressiva alta dos preços internacionais do petróleo é o recrudescimento da geopolítica como elemento fundamental da produção mundial de petróleo. Após um período em que o petróleo era visto como “uma commodity como outra qualquer”, fruto de uma dinâmica de mercado balanceada, os aspectos geopolíticos recuperaram sua relevância na determinação dos preços de petróleo.

Um dos aspectos geopolíticos que tem afetado a expansão da produção de petróleo no mundo nos últimos anos - e, por conseguinte, contribuído para a alta de preços - é a dificuldade de acesso às reservas de petróleo de menor custo por parte das companhias internacionais de

petróleo (*International Oil Companies* – IOCs) vis-à-vis as companhias nacionais de petróleo (*National Oil Companies* – NOCs), como mostra o Gráfico 8.

Gráfico 8 – Acesso às reservas de petróleo e gás natural pelas companhias nacionais e internacionais



Fonte: PCF Energy (2006 e 2007)

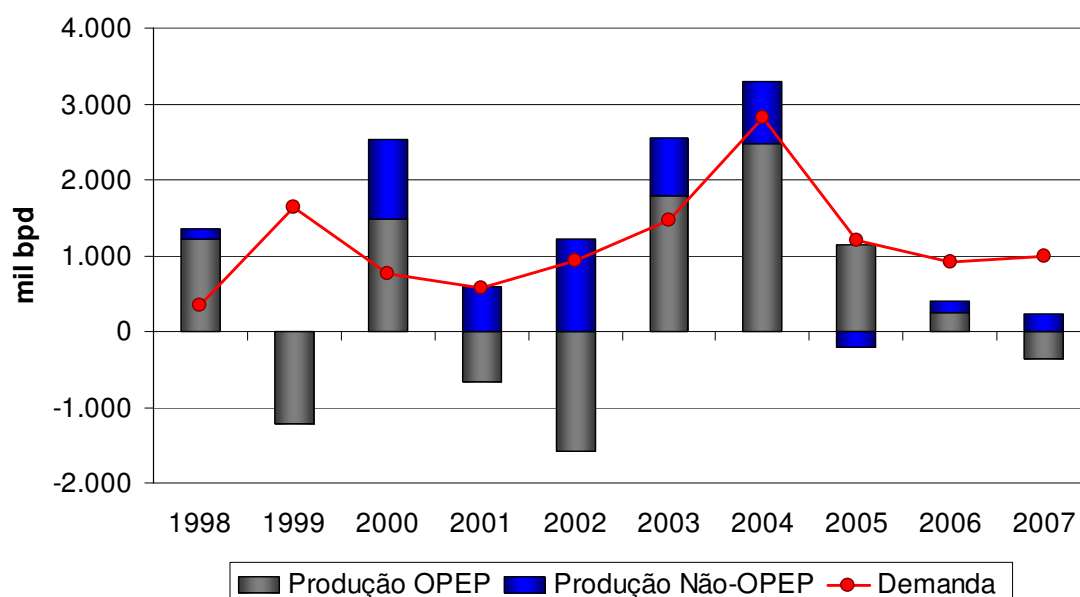
Nos anos 70, as IOCs tinham acesso a 84% das reservas mundiais. Esse quadro que se inverte já nos anos 80, com o acesso das IOCs se reduzindo a 18% das reservas mundiais. Mais recentemente, no ano de 2005, aproximadamente 65% das reservas mundiais estavam sobre controle integral de companhias nacionais - NOCs, sobretudo em países-membro da OPEP. Em 2006, devido a alterações nos marcos legais de vários países (Venezuela, Bolívia e Rússia, por exemplo), o controle integral das NOCs alcançou 77% das reservas mundiais, enquanto o acesso integral às reservas pelas IOCs atingiu apenas 6% e o acesso em associações ou partilha com as NOCs manteve-se em torno de 11%. Os 6% restantes ficaram com empresas independentes russas.

Essa maior dificuldade de acesso às reservas pelas IOCs tem tornado a produção de petróleo mais sujeita às estratégias de produção definidas pelos governos dos países produtores de petróleo (boa parte, países-membro da OPEP), que detêm o controle das NOCs. Além das estratégias dos governos, as próprias restrições financeiras e tecnológicas as quais várias das NOCs são submetidas, visto que devem disputar recursos financeiros com outras prioridades desses países, também limitam o ritmo de investimento em E&P.

A retomada do poder de intervenção da OPEP sobre o mercado de petróleo é outro aspecto fundamental para o recrudescimento da geopolítica como elemento de determinação dos preços internacionais do petróleo. Tal retomada é explicada, em boa medida, por condicionantes abordados anteriormente: crescimento robusto da demanda por petróleo e fraca expansão da produção em países Não-OPEP. Estes condicionantes básicos de mercado, aliados ao realinhamento político-estratégico dos países da OPEP a partir de 2000², ampliaram a dependência do mercado à provisão da oferta marginal de petróleo pela OPEP (*"call on OPEC"*) e, por conseguinte, o poder da OPEP de influenciar os preços internacionais.

O Gráfico 9 mostra a evolução da produção incremental de petróleo pelos países da OPEP e Não-OPEP e da demanda incremental de combustíveis líquidos no mundo.

Gráfico 9 – Evolução da produção incremental OPEP e Não-OPEP e da demanda incremental de combustíveis líquidos no mundo



Fonte: BP (2008)

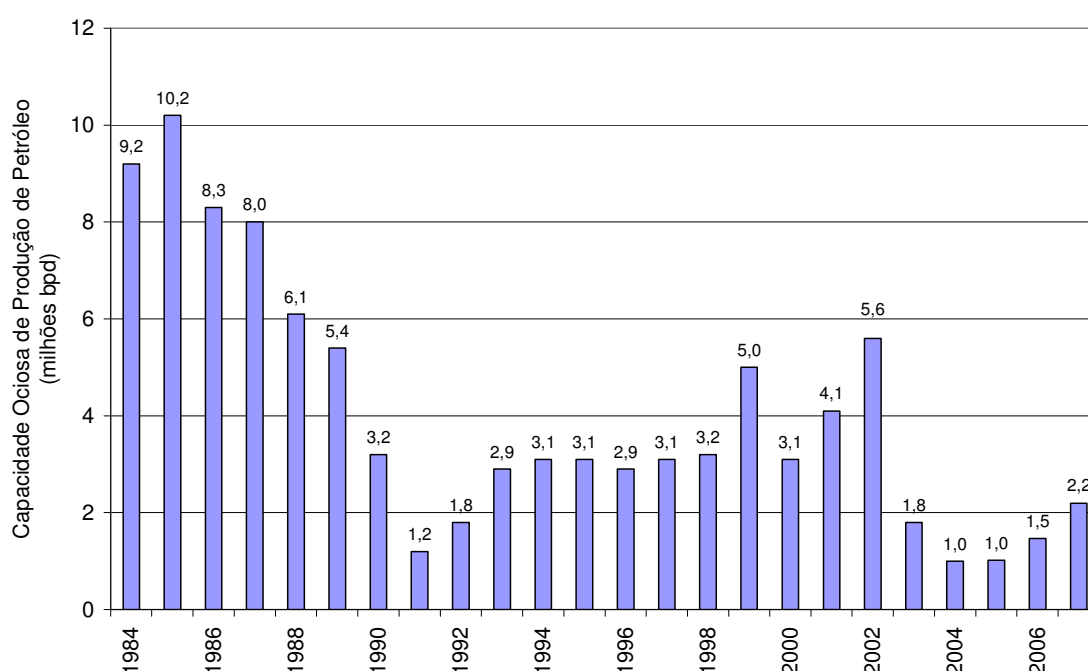
Nota: Por produção e demanda incrementais entenda-se a variação da produção e da demanda em relação ao ano anterior.

Entre 2003 e 2004, a OPEP parece ter tentado estabilizar o mercado e os preços do petróleo, expandindo sua produção incremental para atender ao crescimento da demanda incremental, à

² O realinhamento político-estratégico da OPEP foi formalizado pela criação do mecanismo de bandas de preços para a cesta OPEP, na tentativa de estabilizar os preços de mercado no longo prazo. Isto porque as crises econômicas nos anos 90 (México, Sudoeste Asiático, Rússia e Brasil) e as disputas por participação de mercado (*market-share*) entre os países-membro (em particular, Arábia Saudita e Venezuela) fizeram com que os preços do petróleo atingissem cotações bem abaixo dos US\$ 20/b, em vários momentos (US\$ 10/b em 1998), afetando, fortemente, os fluxos de caixa dos empreendimentos e as próprias finanças dos países da OPEP. O objetivo do mecanismo de bandas era manter os preços do petróleo, melhor, da cesta de referência da OPEP (ORB), no intervalo de US\$ 22-28/b (OPEC, 2003). A partir de 2004, com o desbalanceamento entre oferta e demanda de petróleo, a cesta de referência da OPEP passou a registrar cotações consistentemente acima do teto da banda de preços (US\$ 28/b), levando a OPEP a abandonar o mecanismo em 2005 (OPEC, 2005).

custa da ocupação de sua capacidade ociosa - vide Gráfico 10. No entanto, entre 2005 e 2007, a estratégia de produção da OPEP parece ter sido a de não prover integralmente a oferta marginal do mercado de petróleo (*"call on OPEC"*), deixando que a demanda incremental pressionasse os preços de petróleo e que o equilíbrio do mercado fosse alcançado pela entrada de produtores de líquidos com maior custo marginal – águas ultra-profundas, areias betuminosas, combustíveis sintéticos de gás (GTL) e carvão (CTL) e biocombustíveis. Tal reversão de estratégia da OPEP contribuiu fortemente para a progressiva alta dos preços de petróleo.

Gráfico 10 - Evolução da capacidade ociosa mundial de produção de petróleo



Fonte: IMF (2007), para 1984-2004; EIA (2008e), para 2005-2007.

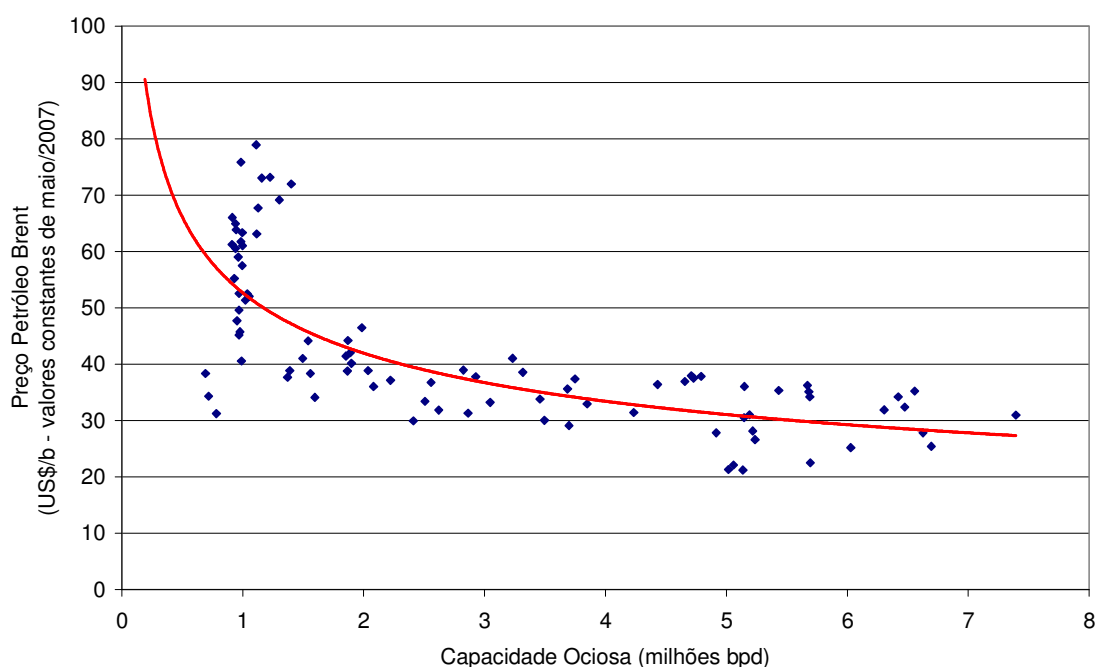
Ressalte-se que, apesar da demanda robusta e da significativa redução da capacidade ociosa de produção em 2003-2005, não houve por parte da OPEP um esforço efetivo para expandir sua capacidade de produção de petróleo. Assim, o mercado de petróleo permaneceu "apertado" (demanda muito próxima da capacidade de produção mundial), introduzindo uma pressão estrutural sobre os preços do petróleo. Isto porque, num mercado de concorrência imperfeita como o do petróleo, a capacidade ociosa, similarmente aos estoques, funciona como uma variável de "folga" para ajustar eventuais desbalanceamentos entre oferta e demanda, tornando o preço mais estável. De tal forma que os eventuais desbalanceamentos de oferta e demanda de petróleo sobre os preços de mercado serão arrefecidos ou ampliados em função da existência ou não de capacidade ociosa.

Por conseguinte, a manutenção de baixos patamares de ociosidade levou a uma forte volatilidade dos preços nos últimos anos. Mais ainda, com a capacidade ociosa num nível tão reduzido, a mera possibilidade de ocorrência de restrições de oferta (paradas de unidades de produção devido a acidentes, furacões e eventos geopolíticos) ou de um crescimento adicional inesperado da demanda (inverno mais frio ou maior mobilidade das famílias no verão) é suficiente, não só para gerar volatilidade, mas também para adicionar componentes de demanda por precaução (garantia do fornecimento futuro) e por especulação (arbitragem dos preços presente e futuro), exacerbando o viés de alta dos preços por petróleo. Em outras palavras, o temor ou a expectativa de ocorrência de um evento negativo *per se* já eleva o patamar de preços do petróleo.

De fato, num “mercado apertado”, já pressionado por custos mais elevados de E&P e com demanda pouco elástica ao preço, a correlação de forças no mercado fica a favor do vendedor, estabelecendo um viés de alta do patamar de preços. Assim, à medida que a capacidade ociosa atinge níveis reduzidos, os preços de petróleo vão se tornando, progressivamente, mais altos e vice-versa, como revela o

Gráfico 11.

Gráfico 11 – Relação entre preços de petróleo Brent e capacidade ociosa de produção de petróleo nas últimas décadas



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2008e) e Shore e Harckworth (2007)

Não por outro motivo, a baixa capacidade ociosa de produção da OPEP (na prática, da Arábia Saudita) tem sido apontada como um dos principais fatores que explicam a alta de preços do

petróleo nos últimos anos (Shore e Harckworth, 2004; Shore e Harckworth, 2007; Al-Soof, 2007; Fattouh, 2007).

Cabe destacar o papel da modificação da estratégia de mercado e de investimentos da OPEP sobre a manutenção de um “mercado apertado”. Historicamente, a OPEP assumia o papel de manter capacidade ociosa para estabilizar o mercado de petróleo. Com uma capacidade ociosa de 4 milhões bpd, era possível assegurar uma boa margem para acomodar pressões de demanda de curto prazo. Todavia, quando a demanda caía, a OPEP cortava a produção para sustentar o preço e, por conseguinte, ampliava sua capacidade ociosa bem além da margem de segurança (4 milhões bpd).

Naturalmente, a operação desse sistema e a antecipação dos investimentos para manter a margem de segurança têm custos financeiros associados, os quais eram assumidos basicamente pela Arábia Saudita, que realizava o papel de produtor *swing* – i.e., aquele que estabiliza o mercado: amplia a produção quando há pressão de demanda e restringe a produção quando a demanda arrefece. A partir de 2003, contudo, a Arábia Saudita passou a expandir marginalmente sua capacidade de produção, sem buscar recuperar a margem de segurança de capacidade ociosa que foi ocupada para atender o forte crescimento da demanda dos últimos anos. Tal movimento, como já mencionado, empurrou os preços de petróleo para patamares ainda mais elevados, pois não havia mais margem de acomodação no mercado internacional.

Por fim, cabe destacar que, se os fundamentos de oferta e demanda por si só já configuravam uma situação de mercado “apertado”, o surgimento de tensões sócio-políticas em áreas produtoras importantes como a Venezuela, a Nigéria, o Iraque, o Irã, e a Rússia gerou novas dificuldades para a expansão da produção mundial nos últimos anos. Num mercado que já se encontrava “apertado”, tais eventos ampliaram a percepção de vulnerabilidade da oferta (maior risco de interrupção do fornecimento), o que, obviamente, somou um prêmio adicional significativo ao preço internacional do petróleo.

2.3. Novos Fatores: especulação e eventos climáticos extremos

O incremento de posições em petróleo no portfólio de investimento de fundos financeiros também adicionou um prêmio extra aos preços do petróleo no mercado internacional. Esse movimento se iniciou com a crise da “nova economia” (simbolizada no forte ajuste da NASDAQ em 2000), segundo Machado e Szklo (2006) quando os investidores de mercado de capitais passaram a buscar alternativas financeiras para aplicar seus recursos. Assim, tais investidores passaram a aumentar suas operações no mercado de futuro de petróleo, derivados e gás natural, bem como em outras commodities (alimentos, metais etc.).

O resultado desse movimento foi a adição de um forte componente especulativo à demanda de petróleo, buscando obter valorização financeira na arbitragem entre preços presente e futuro³. Assim, o petróleo passou a assumir também uma função de reserva de valor (ativo financeiro). Tal função foi ampliada em decorrência do processo de depreciação do dólar nos últimos anos, catalisado no primeiro semestre de 2008 pela crise da sub-prime e pelos déficits gêmeos (público e externo) crescentes nos EUA.

Por conseguinte, verificou-se no mercado um aumento drástico nas transações envolvendo papéis de petróleo nos últimos anos. A relação de papéis de petróleo negociada no NYMEX para cada barril de petróleo vendido no mercado aumentou de 6 para 18 nos últimos cinco anos. Em outras palavras, pode-se dizer que no início de 2008 já exista para cada barril “físico” de petróleo negociado o volume de 18 barris “de papel” no mercado de futuro (OPEC, 2008).

No contexto do mercado de petróleo (baixa capacidade ociosa, tensão geopolítica e demanda robusta) e de liquidez financeira dos últimos anos, “qualquer notícia” associada à capacidade de oferta ou a variações na demanda de petróleo geravam movimentos especulativos significativos (Machado e Szklo, 2006). Tal fenômeno gerou não apenas maior volatilidade, ampliando a incerteza sobre as cotações futuras, mas também elevou o patamar de preços de petróleo⁴, associado à demanda especulativa no mercado futuro. Isto porque o especulador traz para o presente a condição de escassez ou abundância esperada para o futuro, buscando lucrar com a arbitragem dos preços (Bernanke, 2004; Short, 2008). Em vários momentos, as posições contratadas se revelam compatíveis com os fundamentos de mercado em seu vencimento, e o especulador ganha; em outros momentos, as posições contratadas se mostram equivocadas na data da liquidação, e o especulador perde.

Num mercado apertado e marcado pela ocorrência de tensões sócio-políticas e eventos geopolíticos, não se deve estranhar que as posições especulativas se concentrem na perspectiva de elevação dos preços do petróleo. Além disso, o próprio mercado *spot* passou a ser influenciado pelos movimentos no mercado futuro, contaminando o presente (Stevens, 2004; OPEC, 2005), bem como criando uma espécie de “profecia auto-realizável”⁵. Tal situação

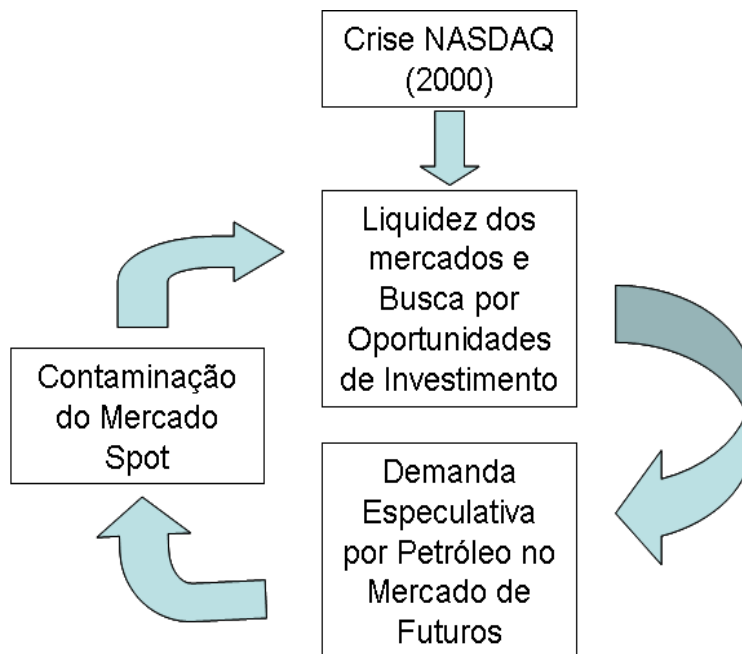
³ Os mercados futuros são utilizados de forma defensiva por produtores e consumidores (hedge de operações comerciais) e de forma especulativa por investidores financeiros (arbitragem de preços presente e futuro). Todavia, hedge e especulação são duas faces da mesma moeda: é a especulação que fornece a liquidez necessária para o hedge.

⁴ A OPEP, em 2005, estimou em US\$ 15/b o prêmio nos preços de petróleo decorrente de movimentos especulativos. O Senador norte-americano Joe Lieberman estimou, recentemente, que sem a demanda especulativa o preço do petróleo poderia cair de US\$ 140/b para US\$ 60/b, atribuindo o sobrepreço de US\$ 80/b à especulação (Lieberman, 2008).

⁵ Na teoria econômica, “profecia auto-realizável” ocorre quando agentes econômicos estabelecem um cenário que altera suas próprias ações e, provavelmente de outros agentes, o que acaba por tornar verdadeiro o cenário estabelecido inicialmente. Por exemplo, se um conjunto de agentes acredita num cenário de preço alto de petróleo e, por isso, aumentam suas posições em petróleo, o preço do petróleo subirá. Posteriormente, se a premissa de alta de preços não se confirmar, haverá um ajuste na carteira de investimento, reduzindo a posição em petróleo, de tal forma que os preços cairão.

criou um espiral de alta de preços, vide Figura 5, exacerbando a visão de escassez estrutural no mercado de petróleo.

Figura 5 - Esquema de interação entre mercados spot e futuros de petróleo

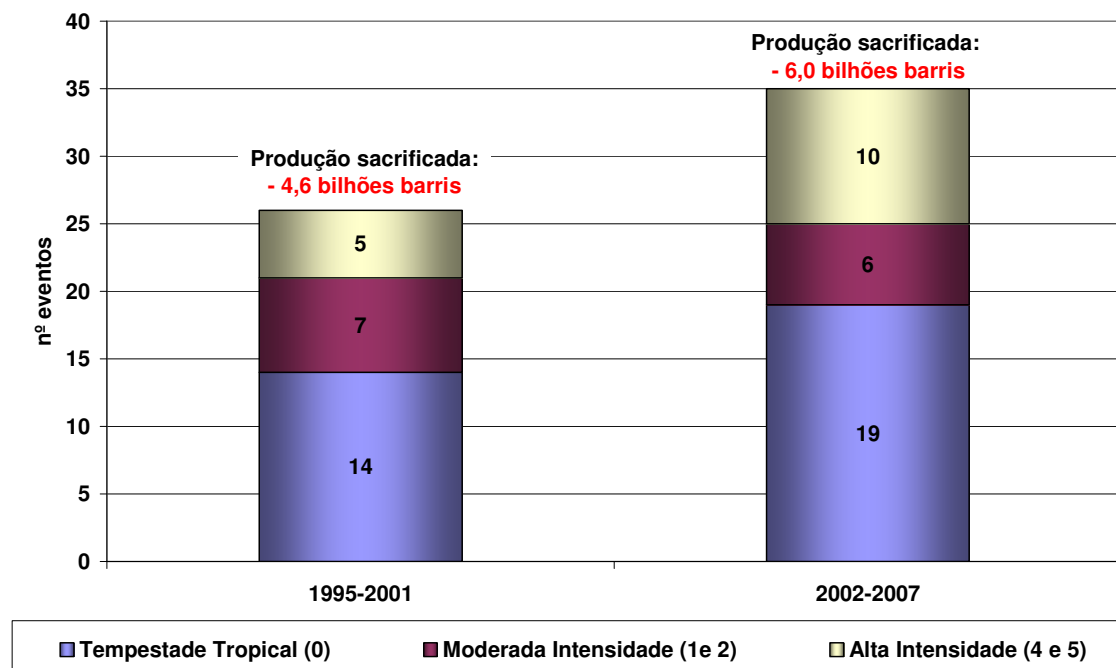


Fonte: Machado e Szklo (2006)

Além de fatores geopolíticos (como guerras, greves, decisões unilaterais de empresas ou governos etc.), aumento do risco de restrições adicionais de oferta de petróleo também se associou à ocorrência de eventos climáticos extremos que pudessem interromper as atividades de E&P no Golfo do México. Assim, pode-se dizer que a maior frequência e intensidade de furacões e tempestades tropicais no Golfo do México nos últimos anos também contribuíram para as oscilações e acirrar as altas no preço do petróleo.

É interessante observar que, no período de 1995 a 2001, ocorreram 26 eventos, sendo 2 de alta intensidade (nenhum de categoria máxima), que resultaram na interrupção do fornecimento de 4,6 bilhões de barris de petróleo no Golfo do México. Já no período de 2002 a 2007 foram verificados 35 eventos, sendo 9 de alta intensidade (4 de categoria máxima), são eles: Isidore (2002), Ivan (2004), Katrina (2005), Rita (2005) e Dean (2007). A produção de petróleo sacrificada neste período foi de 6,0 bilhões de petróleo, um valor 29% superior ao período 1995-2001 (Gráfico 12).

Gráfico 12 – Produção de petróleo sacrificada por eventos climáticos (furacões e tempestades tropicais)



Fonte: EIA (2008e)

Nota: A escala de intensidade dos eventos climáticos extremos é classificada em categorias que vão de 0 (zero), tempestade tropical, a 5 (cinco), furacões de altíssima intensidade.

Os números finais da passagem dos furacões Katrina (agosto/2005) e Rita (setembro/2005) foram 113 plataformas totalmente destruídas e 52 severamente danificadas e interrupção de 25% da produção de petróleo do Golfo do México (103 milhões barris). No abastecimento (*downstream*), o custo da interrupção na oferta de derivados foi o equivalente a 6,9 milhões barris/dia, seja pela falta de petróleo para processamento, seja pela danificação direta das refinarias e da rede de distribuição (EIA, 2008e).

Naturalmente, deve-se considerar que a importância que a especulação e os eventos climáticos extremos adquiriram nos últimos anos está muito relacionada ao contexto de mercado apertado. Num mercado folgado (maior capacidade ociosa), esses fatores não teriam a mesma relevância, pois haveria margem para a absorção dos choques de oferta e de demanda.

3. Perspectivas de mercado e do preço do petróleo: visão de longo prazo

Após discutir os motivos que levaram a alta de preços de petróleo entre 2003 e 2008, cabe, então, avaliar as perspectivas de mudanças nos fundamentos de mercado nas próximas décadas.

O objetivo desta seção é apresentar a visão de longo prazo da EPE sobre a trajetória de evolução dos fundamentos do mercado de petróleo, bem como a própria projeção do preço do petróleo. Para tal, esta seção é dividida em três itens: cenário de demanda, cenário de oferta e, finalmente, a projeção do preço internacional do petróleo. Aspectos metodológicos da projeção são apresentados em anexo.

3.1. Cenário de demanda

O primeiro ponto a ser considerado para definir a trajetória de preço do petróleo no mercado internacional é a perspectiva de crescimento da economia mundial. No curto prazo, optou-se por utilizar a trajetória esperada pelo FMI da economia mundial, que levando em conta a desaceleração da economia norte-americana, projetou um crescimento médio de 3,8% a.a. em 2008 e 2009 (IMF, 2008c). No médio prazo, também será utilizada a perspectiva do FMI (IMF, 2008c), na qual há a hipótese de que a economia mundial consiga equacionar a crise financeira internacional ainda em 2009 e que volte a crescer nos níveis dos últimos 3 anos já entre 2010 e 2013, à medida que as políticas econômicas se revelem bem sucedidas (IMF, 2008c). No período de 2014 a 2035, a premissa é de convergência para a taxa média de 4% a.a. (a análise da série das últimas décadas revela uma tendência progressiva da taxa média histórica em direção a este valor).

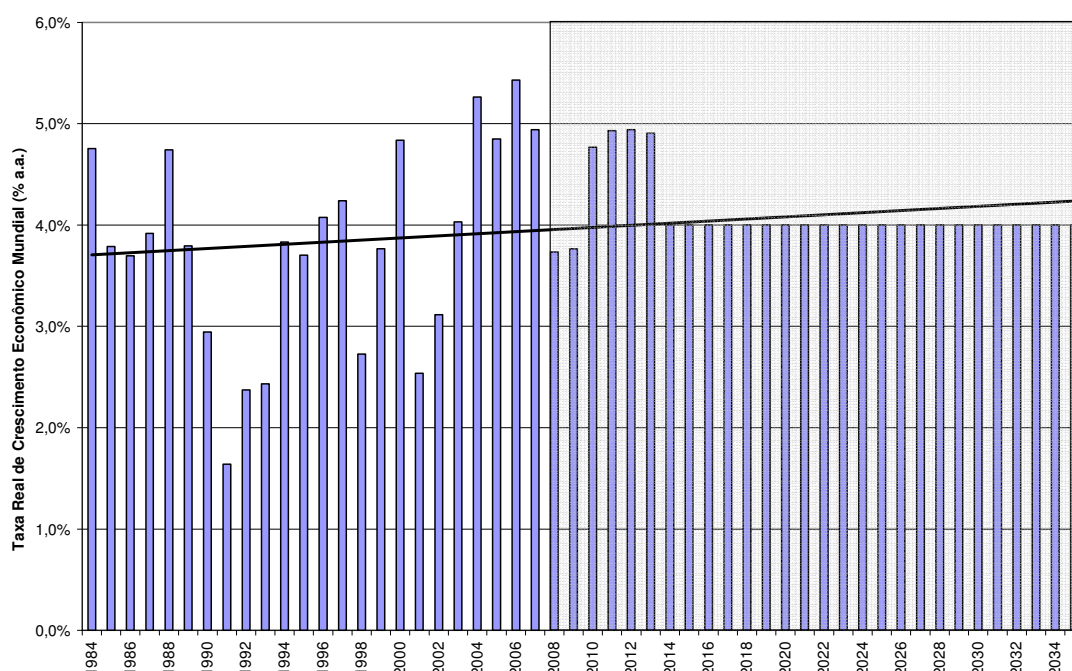
Nos próximos 5 anos, há a hipótese, considerada otimista, por alguns especialistas, de que a desaceleração das economias desenvolvidas, de duração igual a dois anos, sejam parcialmente compensadas pelo crescimento das economias em desenvolvimento, cuja desaceleração seria bem menor. Tal tese, embora relativizada pelos impactos recentes da crise americana sobre a economia mundial, inclusive sobre economias em desenvolvimentos, permanece aceita por muitos analistas econômicos, ainda que tenha aumentado, nos últimos meses, o risco de que o nível de atividade também cai mais fortemente nos países em desenvolvimento – vide, por exemplo, IMF (2008d).

No que se refere às perspectivas de longo prazo, há que se considerar o papel cada vez mais relevante dos países dos BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China), especialmente, no que concerne

às projeções de participação percentual na economia mundial. WILSON *et al* (2004) projetam que em 2025, os BRICs participarão com, aproximadamente, 30% da economia mundial; sendo a China a grande responsável por este incremento.

O Gráfico 13 mostra a evolução histórica e a projeção da taxa de crescimento real do PIB mundial.

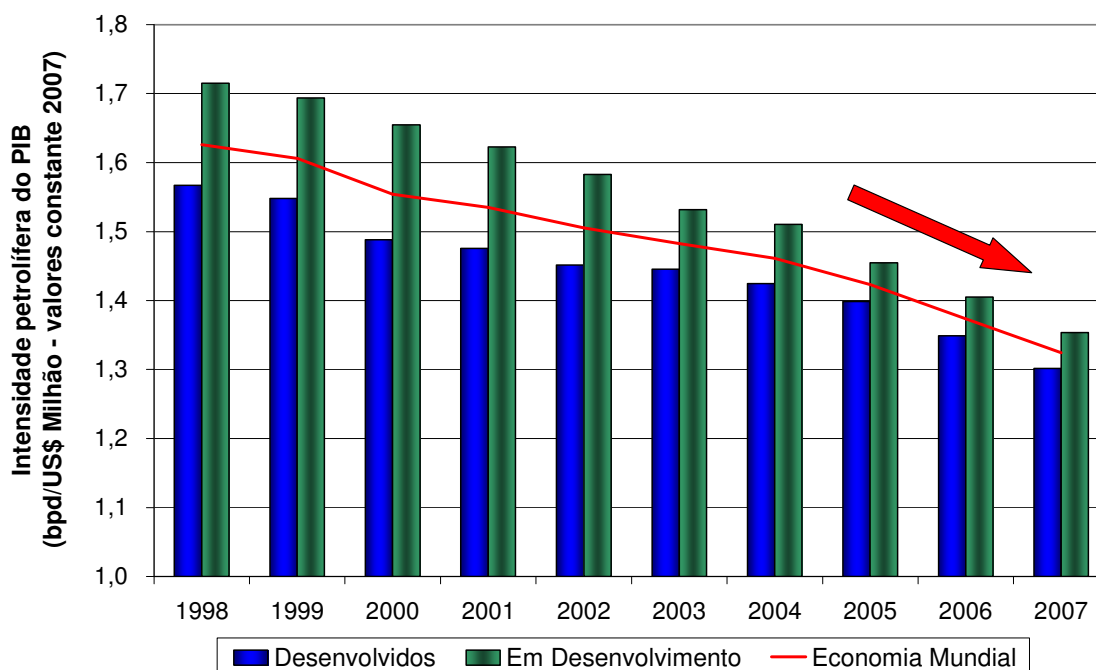
Gráfico 13 – Taxa de crescimento real mundial



Fonte: IMF (2008a), 1970-2007; IMF (2008c) 2008-2013; EPE (2008a), 2014-2035

Outro ponto de fundamental importância para definir a evolução de preços do petróleo é o comportamento da intensidade petrolífera, isto é, da necessidade de petróleo para a geração de valor econômico (barril de petróleo dia para a produção de US\$ 1,0 milhão). A evolução da intensidade petrolífera funciona como uma *proxy* para os impactos sobre a demanda por petróleo associados a processos de substituição de petróleo por outras fontes de energia e ao aumento da eficiência energética. O Gráfico 14 mostra que a intensidade petrolífera mundial caiu de 1,63 bpd/US\$ milhão, em 1998, para 1,32 bpd/US\$ milhão, em 2007. Nos países desenvolvidos, a queda foi de 1,57 bpd/US\$ milhão para 1,30 bpd/US\$ milhão, e nos países em desenvolvimento de 1,72 bpd/US\$ milhão para 1,35 bpd/US\$ milhão.

Gráfico 14 – Evolução recente da intensidade petrolífera

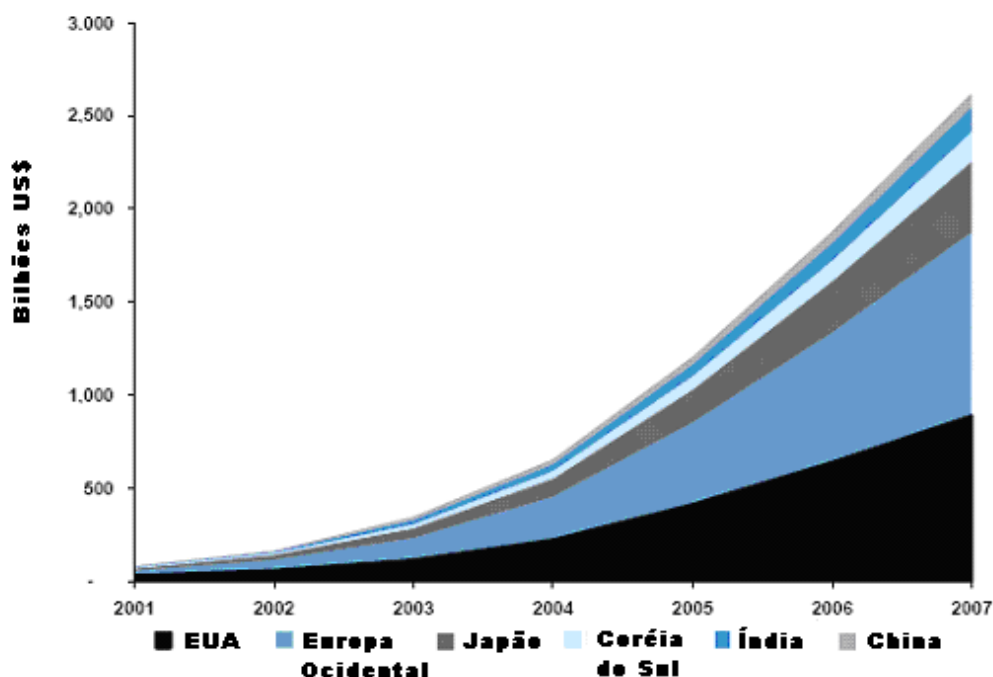


Fonte: IMF (2008a), BP (2008) e EIA (2008b)

O estudo considera a manutenção da tendência de queda da intensidade petrolífera, dada a perspectiva de políticas voltadas para maior eficiência energética (veículos híbridos, motores avançados, veículos mais leves etc.) e substituição inter-energética (biocombustíveis, combustíveis sintéticos etc.). O governo dos EUA, por exemplo, instituiu, em 2007, o *US Energy Independence and Security Act of 2007*, programa que almeja reduzir a dependência norte-americana por petróleo importado através de ganhos de eficiência energética e processos de substituição do petróleo por outros energéticos. Tal Ato estabelece entre outras metas um aumento do padrão de eficiência média de veículos nos EUA (*Corporate Average Fuel Efficiency* - CAFE) que resultarão, segundo estimativas do próprio governo, em uma redução do consumo em 2 milhões bpd em 2025 (USA, 2007).

Uma forte justificativa para a redução da intensidade petrolífera é o forte incremento no dispêndio com importação de petróleo e gás natural incorrido pelos países consumidores para satisfazer suas respectivas demandas domésticas. O montante acumulado transferido pelos seis maiores consumidores de petróleo (EUA, Europa, Japão, Coreia do Sul, Índia e China) para os países exportadores de petróleo e gás natural entre 2001 e 2007 foi da ordem de US\$ 3 trilhões, segundo Currie (2008) – vide Figura 6.

Figura 6 – Montante acumulado transferido por países consumidores para produtores de petróleo e gás natural devido à alta dos preços



Fonte: Currie (2008)

Apesar de não se esperar no horizonte de projeção alterações drásticas na matriz energética mundial (mesmo que ocorram rupturas tecnológicas, existe uma inércia estrutural para sua adoção), acredita-se que as políticas energéticas voltadas para redução da dependência petrolífera contribuam para moderar o crescimento da demanda, tornando pouco provável a manutenção no longo prazo de preços excessivamente elevados. O *US Energy Independence and Security Act of 2007*, reflete justamente a preocupação do governo norte-americano com o estabelecimento de políticas energéticas que reduzam o crescimento da demanda de petróleo do país.

Em relação aos subsídios a combustíveis em países em desenvolvimento, cabe destacar que, desde final de maio de 2008, vários países têm anunciado reduções nos subsídios, gerando, inclusive, protestos de suas populações. O governo da Indonésia aumentou o preço dos combustíveis em 28,7% em início de junho. Taiwan e Malásia estão considerando aumentar os preços dos combustíveis em 20%. Aproximadamente, o mesmo percentual de alta, foi anunciado na China em 19 de junho (18%).

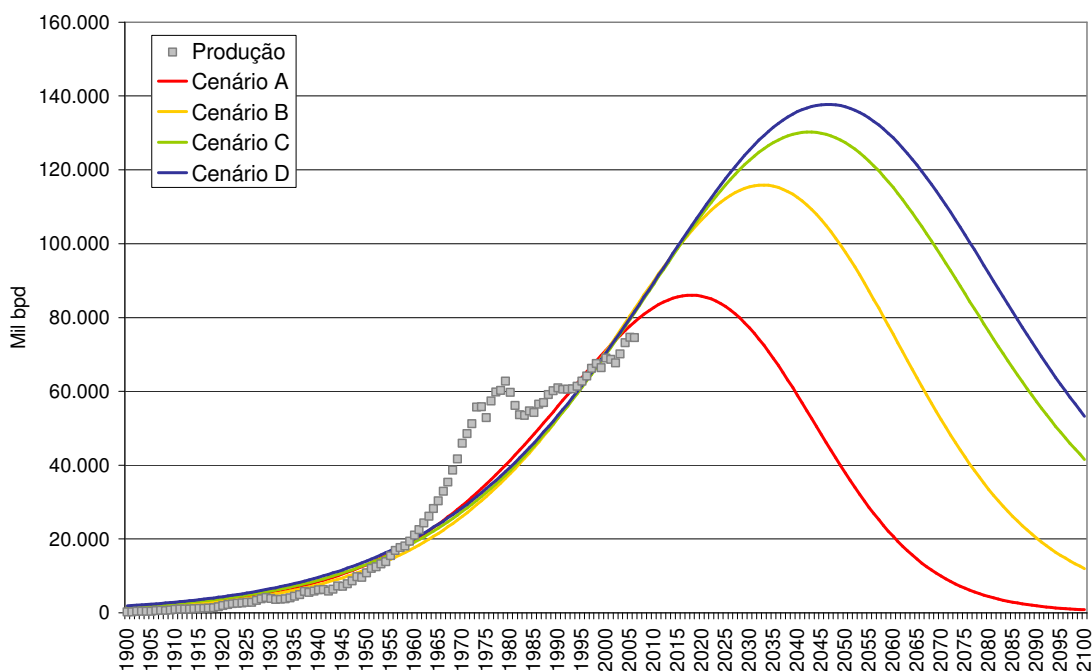
Todos esses fatores contribuem para um cenário de arrefecimento da demanda por petróleo.

3.2. Cenário de Oferta

As premissas de crescimento da produção mundial de petróleo derivam das projeções realizadas em EPE (2008b).

No referido estudo, desenvolveu-se um método baseado num modelo matemático de processo de descarga aplicado a um estoque finito (caso de combustíveis fósseis e jazidas minerais), elaborado por Silva e Rodrigues (1996), a fim de projetar a produção mundial de petróleo. Os resultados encontrados nos estudos indicam que a ocorrência do “pico de produção” de petróleo no mundo poderia se situar entre os anos 2018 e 2046, em função da adoção de premissas de incorporação futuras de reservas (se mais ou menos otimistas), como mostra o Gráfico 15.

Gráfico 15 – Projeções EPE de produção mundial de petróleo



Fonte: EPE (2008b)

Para o presente trabalho, adotaram-se as previsões do Cenário D (cenário otimista), a partir de 2010, por considerá-la mais de acordo com o alto patamar de preços de petróleo vigente desde 2003, que estimula atividades de E&P, e com cenários de referência de produção mundial disponibilizadas por outras instituições, como por exemplo (EIA, 2007a; OPEC, 2007; IEA, 2006).

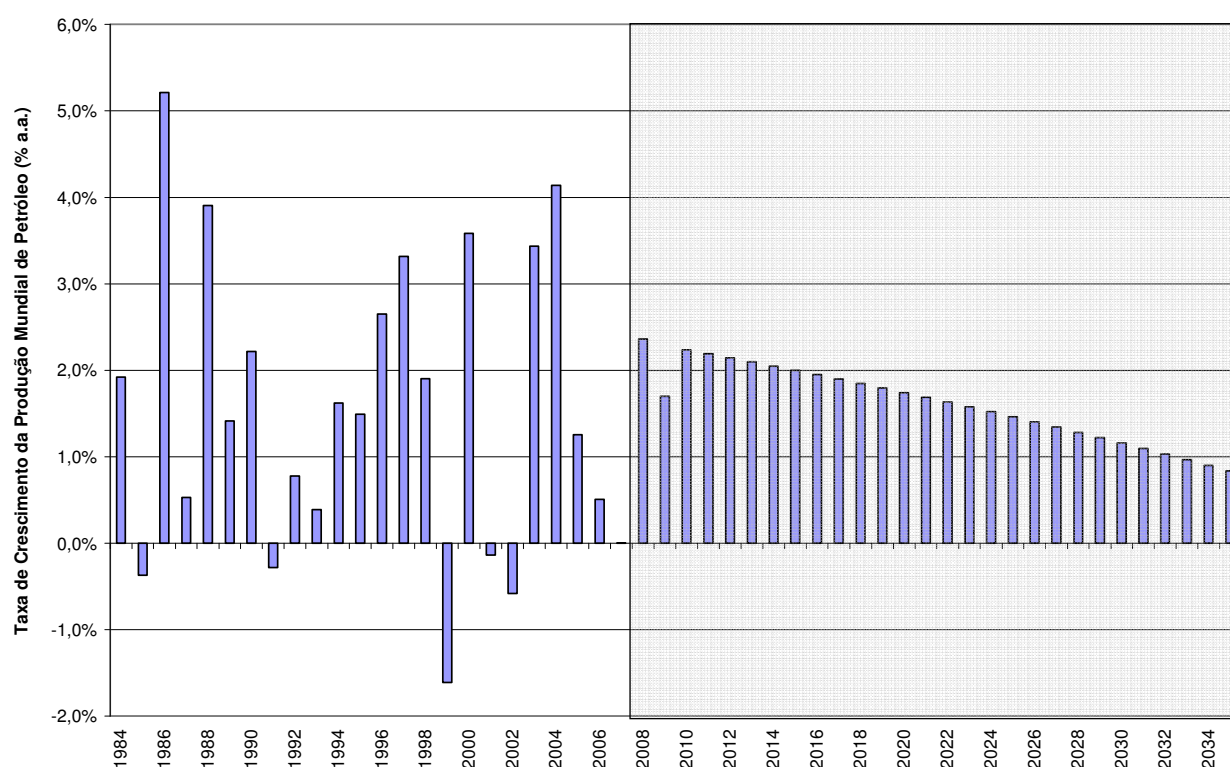
As expectativas subjacentes a estes cenários são de que haverá entrada de capacidade adicional de oferta de petróleo (sobretudo, na Arábia Saudita, Angola e na região do Cáspio) nos próximos anos, de tal forma que a queda de produção em áreas maduras (em particular,

Mar do Norte e EUA)⁶ serão mais do que compensadas nos próximos anos. As próprias descobertas ocorridas no horizonte geológico do pré-sal no Brasil parecem apontar nessa direção, isto é, que as áreas em declínio serão compensadas pelas descobertas nas novas áreas.

Nos anos de 2008 e 2009, considerou-se as projeções de expansão da produção mundial de petróleo realizadas pelo EIA.

A fim de qualificar melhor essas premissas, o gráfico 16 fornece a evolução da variação anual da produção mundial de petróleo no período 1984-2006 e as premissas de projeção.

Gráfico 16: Evolução histórica e projeção da variação anual da produção mundial de petróleo



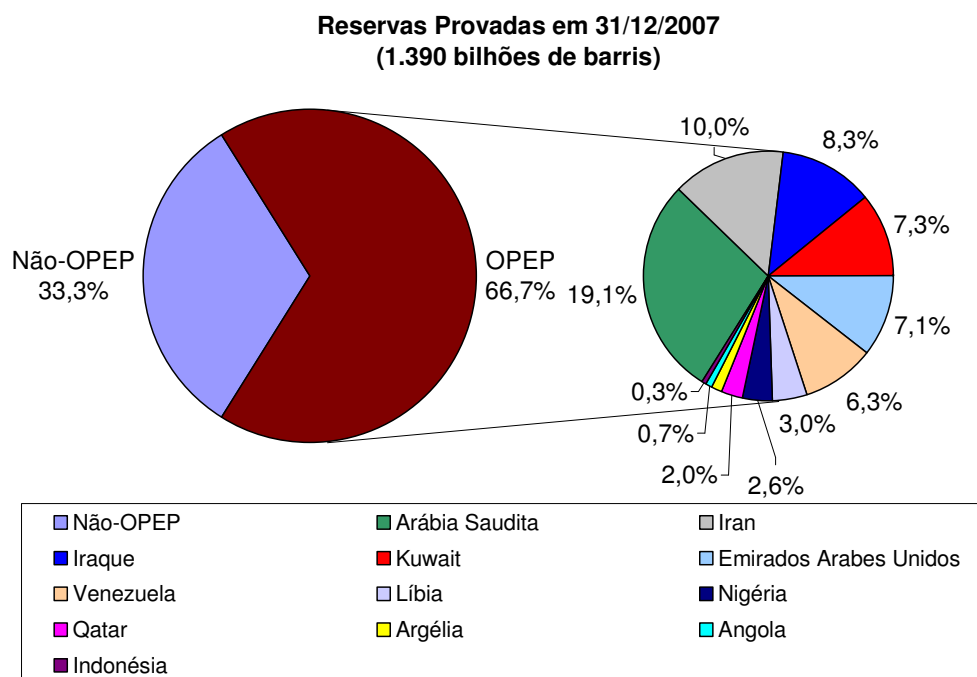
Fonte: BP (2008), para 1984-2007; EPE (2008b), para 2008-2035

Uma hipótese implícita no comportamento da produção mundial de petróleo é que, em virtude das evidências de destruição de demanda em vários países desenvolvidos em meados de 2008 devido aos altos preços do petróleo, a OPEP defina uma nova banda de preços, formal ou informalmente, e procure estabilizar o mercado de petróleo. Essa nova estratégia seria consistente com a visão, outrora vigente na OPEP, de evitar a destruição de demanda no longo

⁶ Obviamente, novas descobertas em áreas de fronteira exploratória, como o Mar de Barents (na fronteira da Noruega com a Rússia), e estímulos a áreas maduras podem prolongar as perspectivas de produção no Reino Unido e na Noruega, mas é pouco provável que novos desenvolvimentos nessas áreas consigam reverter a tendência de queda de produção desses países (DTI, 2007; MPE, 2008).

prazo. Como a maior parte das reservas provadas de petróleo encontram-se na OPEP (vide Gráfico 17), parece razoável assumir que a OPEP terá no futuro um grande poder para “gerenciar o mercado”.

Gráfico 17 – Reservas provadas de petróleo



Fonte: BP (2008)

No que se refere à projeção da capacidade ociosa, assumiu-se que o mercado se torne progressivamente mais “folgado”, moderando os preços do petróleo, como resultado da maturação dos investimentos em E&P ocorridos nos últimos anos e da desaceleração da economia mundial. A ampliação da capacidade ociosa de produção da OPEP também se justifica por motivos geopolíticos.

A Arábia Saudita tem dois tipos de motivações geopolíticas para investir na manutenção de capacidade ociosa: uma global e outra regional (Oriente Médio). A motivação global diz respeito à retomada do papel de produtor *swing* de petróleo visando os benefícios econômicos e de política externa associados. Os benefícios econômicos estão relacionados à estabilização do mercado, garantindo que o preço de longo prazo seja adequado tanto a rentabilidade dos investimentos, quanto a manutenção de uma demanda mundial por petróleo robusta.

Tal estratégia era historicamente adotada pela Arábia Saudita, mas parecia abandonada nos últimos anos (2005-2007). As evidências de “destruição de demanda” em 2007 e 2008 e as perspectivas de investimento em outros combustíveis líquidos parecem estar contribuindo para

uma reavaliação da estratégia produtiva da Arábia Saudita (Fattouh, 2008) a fim de retomar uma postura mais ativa no gerenciamento de longo prazo do mercado, ao invés de simplesmente atender à demanda.

Ademais, a retomada da estratégia de estabilização do mercado via a manutenção de capacidade ociosa apropriada também dota a Arábia Saudita de um instrumento de política externa relevante. O gerenciamento da capacidade ociosa pode ser utilizado para a obtenção de contrapartidas de política externa em favor das aspirações de inserção internacional⁷ e desenvolvimento econômico do governo Saudita (diversificação para petroquímica etc.).

Já a motivação regional relaciona-se a preocupações da monarquia Saudita com a crescente influência do Irã na geopolítica do Oriente Médio. De acordo com especialistas em Oriente Médio, devido ao preço do petróleo alto, o governo do Irã estaria conseguindo ampliar sua influência regional financiando grupos políticos Shiitas no Iraque e no Líbano, bem como avançar em seu programa nuclear, o que estaria alterando a correlação geopolítica local (Obaid, 2006; Talley, 2007; Jaffe e Ellass, 2007). Tais eventos estariam causando preocupações na monarquia Saudita, de origem Sunita, acerca do balanceamento de forças entre os grupos Sunitas e Shiitas, de tal forma que já haveria correntes internas defendendo a utilização da oferta de petróleo “como arma” (Obaid, 2006; Talley, 2007; Jaffe e Ellass, 2007). Nessa lógica, a Arábia Saudita expandiria sua capacidade produtiva ao ponto de manter a capacidade ociosa necessária para estabilizar o mercado num patamar mais baixo de preços. Num patamar entre US\$70-90/b⁸, a Arábia Saudita ainda teria uma receita adequada às necessidades de recursos para o seu desenvolvimento econômico, mas reduziria significativamente o excedente de receita do Irã e, por conseguinte, sua capacidade de influir na geopolítica regional.

Embora o governo Saudita tenha desmentido tal estratégia, tendo inclusive dispensado o consultor de segurança nacional que vinculou a notícia em artigo no *Washington Post* (Obaid, 2006), o Plano Estratégico de Longo Prazo da Arábia Saudita prevê investimentos significativos em E&P, propiciando um incremento na capacidade de produção de 3,6 milhões bpd em 2011 (EIA, 2008f). A Saudi Aramco também tem anunciado que planeja manter uma capacidade ociosa entre 1,5 e 2,0 milhões bpd para lidar com eventos inesperados que possam restringir a oferta mundial de petróleo (Karan, 2008; Mufti, 2008). Todavia, especialistas têm comentado que a capacidade ociosa pode ultrapassar 3,0 milhões bpd até 2011 (Talley, 2007).

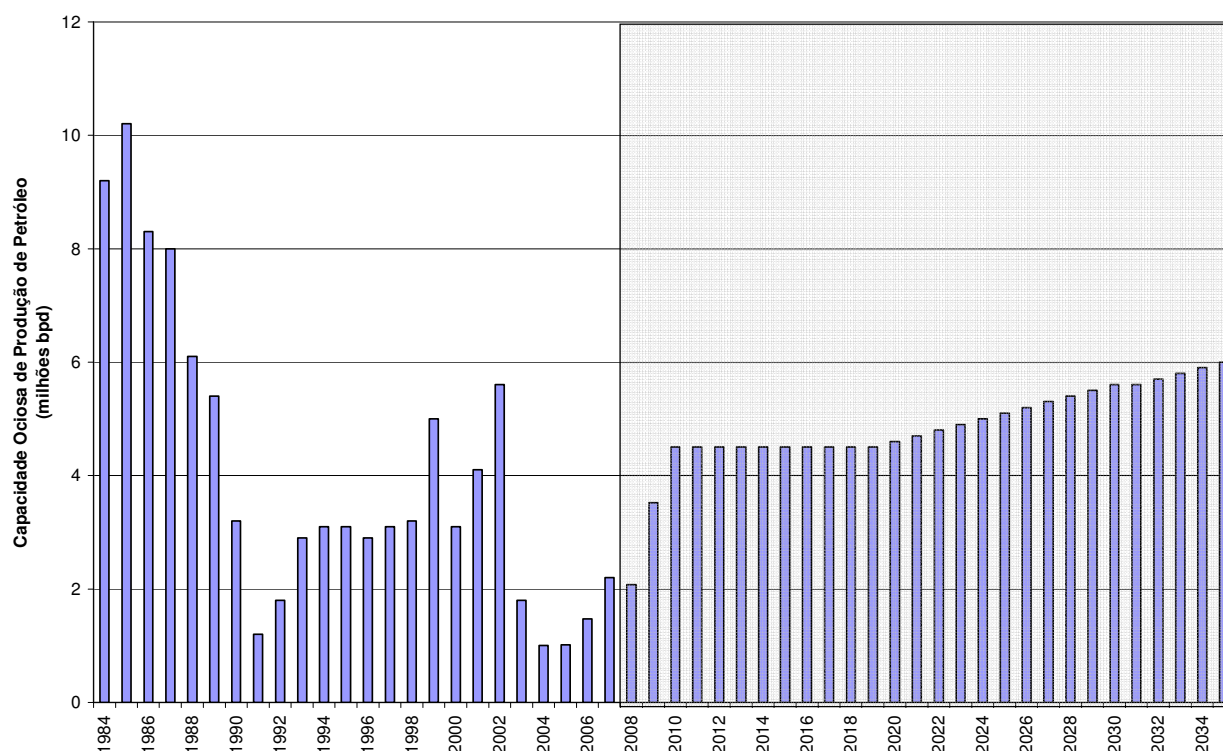
O Gráfico 18 mostra a evolução histórica e as premissas de projeção da capacidade ociosa mundial de produção de petróleo. De 2008 a 2009, considerou-se as projeções do EIA. A partir

⁷ Em 2005, por exemplo, a Arábia Saudita entrou na OMC.

⁸ O próprio presidente da OPEP, Ministro Chakib Khelil, declarou recentemente que uma banda ideal seria entre US\$ 70-90/b (Fattouh, 2008), o que é consistente com uma eventual mudança de estratégia da Arábia Saudita, conforme discutido.

de então a relação capacidade ociosa-produção volta a oscilar em torno de 4,8%, média histórica verificada entre 1993 e 2003. Implicitamente, assume-se, portanto, que a Arábia Saudita adotará uma estratégia que favoreça a estabilidade do mercado e um patamar de preços que não comprometa investimentos da indústria e as necessidades de renda do país, nem leve à destruição de demanda no longo prazo.

Gráfico 18 - Evolução histórica e projeção da capacidade ociosa mundial de produção de petróleo



Fonte: IMF (2007), para 1984-2004; EIA (2008c), para 2005-2007.

Como consequência do aumento da capacidade ociosa, os preços de petróleo devem ficar menos sensíveis aos movimentos especulativos derivados de eventos negativos geopolíticos e climáticos extremos, que ajudaram a exacerbar o viés de alta dos preços entre 2003 e meados de 2008.

3.3. Projeção do preço internacional do petróleo – Cenário de Referência

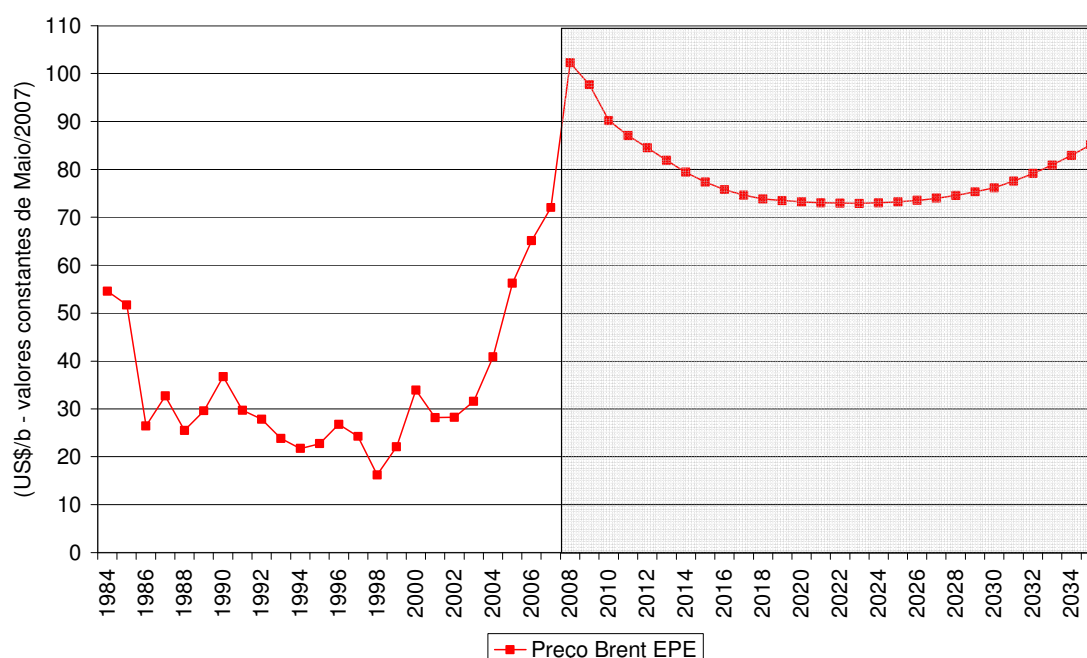
Conforme nos itens anteriores, o cenário de evolução do mercado mundial para as projeções dos preços de petróleo realizadas pela EPE levou em conta as seguintes premissas:

- Desaceleração do crescimento econômico mundial (sobretudo, devido aos países desenvolvidos) reduz a pressão sobre os preços nos próximos anos. No médio e longo prazo, converge-se para a tendência histórica de crescimento mundial;

- Expansão da produção mundial em resposta ao ciclo de alta de preços dos últimos anos;
- Aumento da capacidade ociosa (Arábia Saudita) também contribui para tornar o mercado “menos apertado”, ampliando a capacidade de absorção de eventos negativos de oferta e estabilizando o mercado no longo prazo;
- Mercado físico “mais folgado” reduz a demanda especulativa e, por conseguinte, a volatilidade e o viés de exacerbação da alta dos preços;

O Gráfico 19 apresenta o resultado das projeções de preços de Brent da EPE para o horizonte de 2035.

Gráfico 19 - Evolução histórica e projeção do preço internacional do Brent (US\$/barril – valores constantes de maio de 2007)



Fonte: EIA (2008b), BLS (2008) e EPE (2008a)

Nota: A projeção considera as perspectivas de mercado vigentes em junho de 2008

Como resultado de um mercado mais “folgado” (capacidade de oferta mais distante da demanda) já em 2009, os preços do petróleo sofrem uma correção de patamar até 2015 (vide Gráfico 19). Entre 2016 e 2026, os preços se estabilizam no patamar de US\$ 75/b, voltando a subir a partir de então (2026) devido aos aumentos nos custos de E&P decorrentes da maturidade geológica das atuais áreas de fronteira, maior peso dos custos dos óleos não-convencionais e maior internalização de custos ambientais.

O patamar piso entre 2016 e 2026 fundamenta-se na avaliação de diversos especialistas de que houve uma elevação do patamar mínimo de preços para colocação de petróleo no mercado

internacional. Atualmente, considera-se que o preço de mercado que viabiliza a oferta do produtor marginal⁹, ou o custo marginal de produção do mercado, esteja em torno de US\$ 65-70/b - vide Figura 3 (Currie, 2008; Lescaroux e Saniere, 2008). Em outras palavras, é necessário adicionar à oferta mundial a produção de petróleo de empreendimentos com custos mais elevados a fim de satisfazer o nível vigente de demanda mundial por petróleo. Nesse sentido, mantido o contexto vigente (demanda adicional atendida por produtores de maior custo), mesmo que o mercado fique mais folgado no longo prazo, não se deve esperar uma queda nos preços para um patamar inferior à US\$ 65-70/b de maneira sustentada.

⁹ Denomina-se produtor marginal o produtor que equilibra o mercado “na margem”, i.e., aquele que oferta os últimos volumes requeridos para igualar a oferta e a demanda de mercado. De acordo com a racionalidade econômica, em geral, tal produtor tem custos maiores do que os anteriores, o que implica no aumento do preço de mercado quando sua oferta adicional é requerida para equilibrar oferta e demanda. Ressalte-se que, no mercado de petróleo, há produtores da OPEP (sobretudo, a Arábia Saudita) que poderiam atender a demanda a custos mais baixos que o produtor marginal atual (óleos extra-pesados canadenses). Todavia, faz parte da estratégia dos países da OPEP permitir que o atendimento da demanda adicional seja feito pelo produtor de maior custo, de tal forma que os países-membros da OPEP, com menor custo, se apropriem da renda econômica (ricardiana) gerada no mercado.

4. Considerações Finais

Em meados de 2008, com os preços do petróleo atingindo US\$ 147/b, muitos analistas previram que as cotações petróleo alcançassem US\$ 150-200/b em final de 2008 e US\$ 400/b em 2009. Ainda que o preço internacional do petróleo dos últimos anos refletissem, em boa medida, os fundamentos de mercado, alguns analistas do setor consideravam o patamar de preços acima de US\$ 100/b particularmente altos para o longo prazo. Essa também era a visão da EPE.

O elevado patamar do preço internacional do petróleo em meados de 2008 explicava-se, na visão da EPE, por uma soma de fatores, tanto conjunturais como estruturais, dentre os quais devem ser ressaltados: i) o crescimento acentuado da demanda mundial de derivados (com ênfase nos países em desenvolvimento); ii) a fraca expansão da produção mundial de petróleo; iii) o ambiente conflituoso do Oriente Médio e as tensões sócio-políticas em vários países produtores; iv) os eventos climáticos que sucessivamente afetaram a oferta de petróleo no Golfo do México; v) a baixa capacidade ociosa dos países produtores da OPEP; vi) e, não menos importante, o surgimento de uma forte demanda especulativa nos mercados futuros de petróleo em função de uma alta liquidez nos mercados internacionais.

Embora fatores estruturais como conflitos no Oriente Médio e crescimento da demanda chinesa, entre outros, possam permanecer afetando os fundamentos de mercado por longo período, acredita-se num mercado menos apertado no futuro. Tal folga ocorrerá tanto pela redução da pressão de demanda (desaceleração da economia mundial, processos de substituição e ganhos de eficiência), quanto pela ampliação da oferta (maturação de investimentos de E&P) e da capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita (alteração da estratégia geopolítica). Por isso, espera-se que os preços do petróleo se mantenham em patamares menores que os US\$ 100/b vigentes na média acumulada de 2008. Na visão da EPE, o preço médio anual do petróleo Brent dever-se-á estabilizar entre US\$ 70/b e US\$ 75/b em termos reais no médio prazo e retomar um viés moderadamente ascendente no longo prazo.

Todavia, há incertezas relevantes que podem alterar os cenários considerados neste estudo e as próprias projeções de longo prazo do preço do petróleo, sobretudo a magnitude e a duração da crise econômica mundial detonada pelo colapso do mercado hipotecário de segunda categoria (*sub-prime*) nos EUA. Nesse momento, vários analistas têm traçado cenários extremamente pessimistas para o crescimento econômico mundial, levando à introdução de um viés de baixa nas projeções de preço internacional do petróleo.

No entanto, considera-se que ainda não houve tempo suficiente para se avaliar adequadamente os efeitos das ações governamentais em todo o mundo sobre a magnitude e a duração da crise e a dimensão da destruição de demanda para 2009 e 2010. Da mesma forma que a EPE julgava haver uma exacerbação do viés de preços do petróleo em julho (*"overshooting"*), quando a cotação estava a US\$ 140/b e algumas analistas previam cotações a US\$ 200/b até o fim de 2008 e US\$ 400/b em 2009, acredita-se haver agora uma inversão demasiadamente forte das expectativas (*"undershooting"*) para 2009, antes que haja evidências efetivas do impacto na economia real.

Em julho, já havia indícios de destruição de demanda nos EUA e de degradação das perspectivas econômicas mundiais, sendo este um dos fatores que levaram a EPE a acreditar que havia um *"overshooting"* nas projeções de preços do petróleo realizadas pelos analistas de mercado. O agravamento da crise financeira internacional fez com que alguns analistas de mercado corrigissem fortemente, já em outubro, suas projeções do preço do petróleo para 2009 em -30,0%. Obviamente, o impacto da crise econômica mundial sobre os fundamentos do mercado de petróleo pode vir a justificar tal revisão, mas, nesse momento, parece precoce empreender uma correção dessa dimensão, em apenas três meses, e sem uma base de informações mais sólida (é um cenário possível, mas não é o único). As necessidades intrínsecas de análises realizadas para agentes econômicos que operam no mercado de petróleo no curto prazo parecem justificar essas revisões tão bruscas antes que informações mais detalhadas sobre os efeitos da crise financeira sobre a economia real venham à tona.

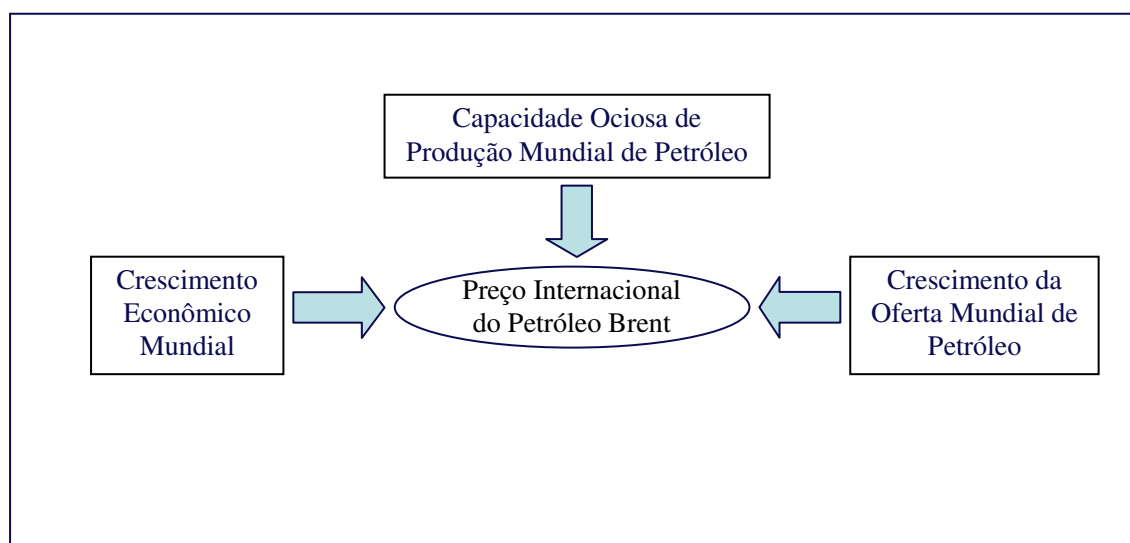
Como o objetivo desse estudo é prover uma visão de longo prazo, optou-se por aguardar até a consolidação das estatísticas econômicas mundiais do quarto trimestre de 2008, previstas para março-abril de 2009, antes de se reavaliar as premissas utilizadas pela EPE na projeção de longo prazo do preço internacional do petróleo.

5. Anexo: Aspectos Metodológicos da projeção de preços internacionais do petróleo Brent

Para projetar a evolução do preço do petróleo Brent, optou-se por uma formulação matemática simplificada que formalizasse as variáveis consideradas chaves para a determinação do preço do Brent no mercado internacional, a saber: i) crescimento econômico mundial; ii) produção mundial de petróleo; e iii) capacidade ociosa da produção mundial de petróleo. Utilizaram-se ainda variáveis *dummies* para ajustar eventos extremos de “destruição de demanda” (substituição de petróleo por outros energéticos e ganhos de eficiência) e de exacerbação de alta de preços (tensões geopolíticas, especulação etc.) a partir de avaliações exógenas.

A figura 7 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo elaborado pela EPE.

Figura 7: Esquema geral do sistema de projeção de preços do petróleo Brent



A escolha do petróleo Brent como referência para a projeção de preços da EPE decorre do fato do Brent ser um dos petróleos “marcadores” (*crude marker*) do mercado internacional, juntamente com o WTI e o Dubai. O Brent é um petróleo de leve (38° API) e doce (0,45% de teor de enxofre) produzido pela Grã-Bretanha no Mar do Norte (Platts, 2008), sendo referência para preços de petróleo na *International Petroleum Exchange* (IPE), a bolsa internacional de petróleo de Londres. Ademais, o Brent é um petróleo, particularmente, importante para o mercado brasileiro por se tratar da base de referência de preço internacional de petróleo

definida nas portarias/resoluções da ANP para o cálculo das participações governamentais no Brasil.

A seguir são apresentadas as bases de dados utilizadas neste estudo, bem como a especificação genérica do modelo de projeção de preços do Brent.

5.1. Bases de Dados

Para as cotações do petróleo Brent, optou-se por utilizar a base EIA (EIA, 2008b), que fornece a série em valores correntes em dólares norte-americanos. Para deflacionar os preços, colocando-as em valores constantes, utilizou-se o índice agregado de preços ao produtor dos EUA (PPI – *Producer Price Index*), publicado pelo *Bureau of Labor Statistics* (BLS, 2008).

Além dos preços do Brent, foram utilizadas ainda as séries de dados de taxa real de crescimento do PIB mundial, de capacidade ociosa da produção mundial de petróleo, disponibilizadas por IMF (2007) e EIA (2008c), e de produção mundial de petróleo, fornecida por BP (2008).

5.2. Especificação do Modelo

A especificação funcional definida para projetar a evolução do petróleo Brent compreende as seguintes variáveis-chave: crescimento econômico mundial; produção mundial de petróleo e capacidade ociosa da produção mundial de petróleo (na prática, consiste basicamente na capacidade ociosa da OPEP). Ressalte-se que se optou por uma especificação que, à exceção da capacidade ociosa e das variáveis *dummies*, considerasse a taxa de variação das variáveis (preço do Brent, crescimento econômico e produção de petróleo), minimizando os riscos de regressão espúria por não-estacionaridade da série.

A equação a seguir revela a especificação do modelo de preço do Brent:

$$\Delta P = -\alpha + \beta \Delta Y - \phi \Delta Q - \delta O_t + \theta \Delta \text{Alta}_t - \kappa \Delta \text{Subs}_t + \varepsilon$$

Onde:

ΔP = taxa de variação anual do preço real do Brent (entre os anos “t” e “t-1”);

ΔY = taxa de crescimento real do PIB mundial ao ano (entre os anos “t” e “t-1”);

ΔQ = taxa de variação anual da produção mundial de petróleo (entre os anos "t" e "t-1");

O_t = capacidade ociosa da produção mundial de petróleo no ano "t";

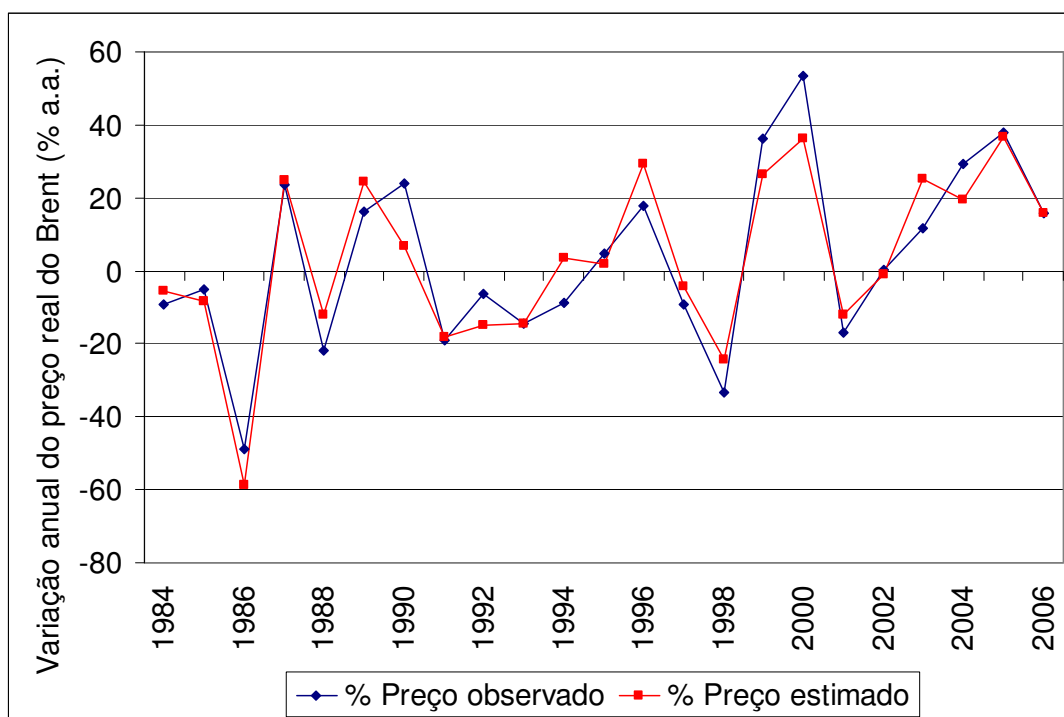
$dAlta_t$ = *dummy* "alta", colocada em anos em que eventos exógenos exacerbaram as altas dos preços de petróleo (inclusive demanda especulativa);

$dSubs_t$ = *dummy* "subs", colocada para ajustar "destruições de demanda" associadas a substituições de petróleo por outros energéticos e aumentos da eficiência energética.

α , β , φ , δ , θ e κ são parâmetros da função e ε é o erro aleatório.

O gráfico 20, a seguir, mostra o ajustamento do modelo, contrastando os preços do Brent observados e estimados.

Gráfico 20: Teste de Ajustamento da equação de projeção do preço do Brent



Fonte: BP (2008), para dados de preços observados do Brent;

elaboração própria a partir de BP (2007), IMF (2007), para dados de preços estimados do Brent

6. Referências

N.º	TÍTULO
1.	Al-Soof, N.B.A., 2007. The Role of OPEC Spare Capacity. Apresentação realizada pelo Analista da OPEP Dr. Nimat Al-Soof na Offshore Technology Conference 2007, maio. Disponível em: http://www.opec.org . Acessado em: 28/01/2008.
2.	BEA, 2008. U.S. Economic Accounts: Personal Income and Outlays. Washington, D.C.: Bureau of Economic Analysis, US Department of Commerce. Disponível em: http://www.bea.gov . Acessado em 05/09/2008.
3.	BERNANKE, B., 2004. Oil and the Economy: Remarks by Governor Ben Bernanke at he Distinguished Lecture Series, Darton College, Albany, Georgia, Oct 21, 2004.
4.	BLS, 2008. Producer Price Index. Washington, D.C.: Bureau of Labor Statistic of Economic Analysis, US Department of labor. Disponível em: http://www.bls.gov . Acessado em 05/06/2008.
5.	BP, 2008. BP Statistical Review of World Energy 2008. British Petroleum. Disponível em: http://www.bp.com/statisticalreview . Acessado em 13/07/2007.
6.	CBO, 2008. Effects of Gasoline Prices on Driving Behavior and Vehicle Markets. Washington, D.C.: Congressional Budget Office, The Congress of the United States.
7.	CHEVRON, 2007. Alberta Royalty Review Panel. Apresentação realizada pelo Presidente da Chevron Canada Mark Nelson em Edmonton, AB em 15/05/2007.
8.	CHODZICKI, W., 2008. Oil and Gas Prices: The Exchange Rate Impact. In 19 th World Petroleum Congress Newsletter – April. 2008. Madrid: World Petroleum Congress. Disponível em: https://www.19wpc.com . Acessado em 05/09/2008
9.	CURRIE, J., 2008. Globalization in commodity demand, but fragmentation in commodity investment. Apresentação realizada pelo analista da Goldman Sachs Internationalno evento <i>Oil Price Volatility, Economic Impacts, and Financial Management: Risk-Management Experience, Best Practice, and Outlook</i> , organizado por George Washington University e World Bank Institute, em Washington D.C. March 10 - 11, 2008. Disponível em: http://www.worldbank.org . Acessado em: 05/05/2008.
10.	DTI, 2007. Meeting the Energy Challenge A White Paper on Energy - May 2007. Norwich: UK Department of Trade and Industry. Presented to Parliament by the Secretary of State for Trade and Industry By Command of Her Majesty. Disponível em: http://www.dti.gov.uk . Acessado em: 05/05/2008.
11.	EIA, 2004. International Energy Outlook 2004. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 05/05/2008.
12.	EIA, 2007a. International Energy Outlook 2007. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 05/05/2008.
13.	EIA, 2007b. Country Analysis Briefs - Venezuela. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 05/05/2008.
14.	EIA, 2008a. Annual Energy Outlook 2008 – Early edition. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 05/05/2008.
15.	EIA, 2008b. Petroleum statistics. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 05/09/2008.
16.	EIA, 2008c. Short Term Energy Outlook Supplement - April 2008: Motor Gasoline Consumption 2008. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 23/09/2008.

N.º	TÍTULO
17.	EIA, 2008d. Country Analysis Briefs - Kazakhstan. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 23/09/2008.
18.	EIA, 2008e. Short Term Energy Outlook Supplement - June 2008. The 2008 Outlook for Hurricane Production Outages in the Gulf of Mexico. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 23/09/2008.
19.	EIA, 2008f. Country Analysis Briefs – Saudi Arabia. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 23/09/2008.
20.	EPE, 2008a. Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia (PDE 2009/2018) – Cenários de preços de petróleo e gás natural no longo prazo. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia.
21.	EPE, 2008b. Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia - PDE 2008/2017 - Oferta de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Metodologias para Previsões da Oferta e Demanda de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia.
22.	FATTOUH, B., 2007. Spare Capacity, Oil Prices and the Macroeconomy. Apresentação realizada no Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: http://www.oxfordenergy.org . Acessado em 02/06/2008.
23.	FATTOUH, B., 2008. To Cut or not to Cut: The Dilemma Facing OPEC. Oxford Energy Comment - October. Disponível em: http://www.oxfordenergy.org . Acessado em 31/10/2008.
24.	FWA, 2008. Traffic Volume Trends: July 2008. Washington, D.C.: Federal Highway Administration, US Department of Transportation.
25.	GAO, 2007. Oil and Gas Royalties: A comparison of the share of revenue received from oil and gas production by the federal government and other resource owners. Washington, D.C.: US Government Accountability Office.
26.	GTZ, 2007. International Fuel Prices 2007. Eschborn: German Technical Cooperation - GTZ.
27.	IEA, 2006. World Energy Outlook 2006. Paris: International Energy Agency.
28.	IEA, 2008. Key World Energy Statistics 2008. Paris: International Energy Agency.
29.	IMF, 2007. World Economic Outlook - September. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em: http://www.imf.org . Acessado em 02/06/2008.
30.	IMF, 2008a. World Economic Outlook Database. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em: http://www.imf.org . Acessado em 02/06/2008.
31.	IMF, 2008b. Food and Fuel Prices — Recent Developments, Macroeconomic Impact, and Policy Responses - June. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em: http://www.imf.org . Acessado em 05/09/2008
32.	IMF, 2008c. World Economic Outlook - April. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em: http://www.imf.org . Acessado em 02/06/2008.
33.	IMF, 2008d. World Economic Outlook – October. Washington, D.C.: International Monetary Fund. Disponível em: http://www.imf.org . Acessado em 31/10/2008.
34.	JAFFE, A.M., e ELASS, J., 2007. Saudi Aramco: National Flagship with Global Responsibilities. Houston: The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University. Disponível em: http://www.rice.edu/energy . Acessado em 02/06/2008.
35.	KARAM, S., 2008. Saudi 2009 Oil Capacity Plan on Track: Official, Reuters, Jan 6, 2008. Disponível em: http://www.reuters.com . Acessado em 21/10/2008.
36.	LESCAROUX, F., SANIERE, A. 2008. Oil supply and demand Oil. Paris: IFP (Panorama 2008). Disponível em: http://www.ifp.fr/ . Acessado em 21/10/2008.
37.	LIEBERMAN, J., 2008. Lieberman, Collins Say Commodities Market Speculation Contributes to High Cost of Food, Oil. Disponível em: http://lieberman.senate.gov . Acessado em 02/06/2008.

N.º	TÍTULO
38.	MACHADO, G., e SZKLO, A., 2006. Diálogo socrático sobre a tendência do preço do petróleo: as perguntas certas. Artigo apresentado no evento Rio Oil & Gas 2006, Rio de Janeiro, RJ, organizado pelo IBP, em 11-14 de Setembro de 2006.
39.	MOUAWAD, J. e FACKLER, M., 2008. Dearth of ships delays drilling of offshore oil, New York Times, June 19 th 2008. http://www.nytimes.com . Acessado em 21/10/2008.
40.	MPE, 2008. The Norwegian petroleum sector – Facts 2008. Oslo: Ministry of Petroleum and Energy. Disponível em: http://www.npd.no . Acessado em 31/10/2008.
41.	MUFTI, Y. 2008. Saudi Aramco's Role in the World of Energy. Presented to Global Finance Forum on Oil Price Volatility, Economic Impacts and Financial Management. Disponível em: http://www.saudi-us-relations.org . Acessado em 31/10/2008.
42.	OBAID, N., 2006. Stepping into Iraq: Saudi Arabia will Protect Sunnis if the US Leaves, The Washington Post, November 29, 2006. Disponível em: http://www.washingtonpost.com . Acessado em 21/10/2008.
43.	OPEC, 2003. Monthly oil market report, May, 2003. Vienna: OPEC. Disponível em: http://www.opec.org . Acessado em 22/11/2007.
44.	OPEC, 2005. World Oil Outlook to 2025. Vienna: OPEC. Disponível em: http://www.opec.org . Acessado em 22/11/2007.
45.	OPEC, 2007. World Oil Outlook to 2025, Vienna: OPEC. Disponível em: http://www.opec.org . Acessado em 22/11/2007.
46.	PEMEX, 2008. Petroleum and Gas Statistics – Exploration & Production. México: PEMEX.
47.	PFC Energy, 2006. Global Supply Through 2010: Complacency Before The Storm? Apresentação realizada por Jamal Qureshi para o evento EIA Energy Outlook And Modeling Conference em 27/03/2006. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 23/09/2008.
48.	PFC Energy, 2007. World Oil HPHT Conference. Apresentação realizada por Jason Nunn em 13/04/2007.
49.	PHILLIPS, D., 2008. Energy Industry: Cost of offshore drilling rising as fast as oil prices. http://industry.bnet.com . Acessado em 21/10/2008.
50.	PLATTS (2008). Methodology and Specifications Guide: Crude Oil. Disponível em: http://www.platts.com . Acessado em: 05/09/2008.
51.	SB, 2008. Steel Business. Disponível em: http://www.steelbb.com . Acessado em 21/10/2008.
52.	SHORE, J., HARCKWORTH, J., 2004. World Petroleum Market Changes and Impact on U.S.. Apresentação realizada em OPIS Supply Summit October 2004. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 28/01/2008.
53.	SHORE, J., HARCKWORTH, J., 2007. Are Refiners Entering a Golden Age or a Short Cycle? Apresentação realizada em Global Refining Strategies 2007, Barcelona, Spain, April 2007. Disponível em: http://www.eia.doe.gov . Acessado em: 28/01/2008.
54.	SHORT, J., 2008. Written Testimony of Johnathan Short before the House Appropriations Committee.
55.	SILVA, R., RODRIGUES, M., 1996. Depleção de Recursos Petrolíferos: Modelagem para Decisões Estratégicas. Rio de Janeiro: Petrobras (Nota Técnica Interna).
56.	TALLEY, I., 2007. Saudis Adjust Long-Term Oil Strategy, Dow Jones Newswires, 01/10/2007. Disponível em: http://www.rigzone.com . Acessado em 21/10/2008.
57.	THE ECONOMIST, 2008. Fuel subsidies: crude measures – not everybody is paying higher prices for oil. May, 29 th 2008. Disponível em: http://www.economist.com . Acessado em 22/05/2008.
58.	USA, 2007. US Energy Independence and security Act of 2007. Washington, D.C.: US Senate Committee on Energy & Natural Resources Department of Energy.
59.	VENEZUELA, 2008. Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Caracas: La Asamblea Nacional de La República Bolivariana de Venezuela (Asamblea Nacional No 621).

N.º	TÍTULO
60.	WILSON, D.; PURUSHOTHAMAN, R.; FIOTAKIS, T., 2004. The BRICs and Global Markets: Crude, Cars and Capital. New York: Goldman Sachs (Global Economics Paper No: 118, outubro de 2004). Disponível em: https://www.gs.com . Acessado em 02/06/2008.