



UFRJ

**Marcelo Marinho Simas**

**O NOVO PAPEL DAS NATIONAL OIL COMPANIES - NOCs NOS MERCADOS  
INTERNACIONAIS DE ENERGIA  
UM ESTUDO DE CASO DOS BRICS**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário à obtenção do grau de Mestre em Ciências (Geologia).

Área de concentração:

Geologia Regional e Econômica

Orientador:

Prof. Dr. José Mário Coelho

Co-orientador:

Prof. Dr. Regis da Rocha Motta

Rio de Janeiro

Março 2012

Marcelo Marinho Simas

**O NOVO PAPEL DAS NATIONAL OIL COMPANIES - NOCs NOS MERCADOS  
INTERNACIONAIS DE ENERGIA  
UM ESTUDO DE CASO DOS BRICS**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário à obtenção do grau de Mestre em Ciências (Geologia).

Orientador:

Prof. Dr. José Mário Coelho

Co-orientador:

Prof. Dr. Regis da Rocha Motta

Aprovada em: 27 de março de 2012

Por:

---

Presidente: Cláudio Bettini, UFRJ

---

Gilberto Dias Calaes, UFRJ

---

Thereza Cristina Nogueira de Aquino, UFRJ

## FICHA CATALOGRÁFICA

Simas, Marcelo Marinho

O Novo Papel das National Oil Companies – NOCs nos Mercados Internacionais de Energia: um estudo de caso dos BRICS [Rio de Janeiro] 2012.

xix, 137 p. (Instituto de Geociências – UFRJ, M.Sc., Programa de Pós-Graduação em Geologia, 2012).

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, realizada no Instituto de Geociências.

1. Indústria Petrolífera; 2. Geopolítica; 3. Política Internacional

I – IG/UFRJ

II - Título (série)

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, de Quem recebi: ambiente familiar acolhedor e pais maravilhosos, Guilherme Simas (*in memoriam*) e Carmita Simas; plena capacidade física, mental e intelectual; - oportunidades de aprendizado ao longo da vida e, neste momento, ensino de excelência em geologia, mestres dedicados e impulsionadores, com destaque especial, para meus orientadores José Mario Coelho e Regis Motta; amigos de sempre e desta jornada na Geologia; minha filha, Marcella Rodrigues Simas, fonte de energia e inspiração; e minha esposa, Karla da Rocha Rodrigues Simas, cujo amor incondicional promove o apoio preciso para que eu possa me dedicar aos meus sucessivos projetos profissionais e acadêmicos.

## RESUMO

SIMAS, Marcelo Marinho. **O Novo Papel das *National Oil Companies* - NOCs nos Mercados Internacionais de Energia – Um Estudo de Caso dos BRICS**. Rio de Janeiro, 2012, 137 f. Dissertação de Mestrado em Geologia Regional e Econômica apresentada como requisito necessário para obtenção do grau de Mestre em Geologia no Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Observa-se uma mudança significativa no ambiente competitivo da indústria de óleo e gás a partir do início desta década, em função de vários fatores: aumento da capacidade técnica e dos investimentos em P&D pelas *National Oil Companies* (NOCs); tendência ascendente do preço do petróleo - fruto da expansão econômica da China e Índia - apesar de quedas momentâneas; nacionalização das reservas de óleo e gás em diversos países e da migração da tecnologia das empresas de petróleo para as empresas de serviços. Com isso passou-se a ter um alto grau de concentração das reservas e da produção de óleo e gás na direção de poucas empresas e países. Segundo a PFC Energy, em 2009, as NOCs detinham 77% das reservas mundiais de óleo e 51% de gás contra 7% e 9% respectivamente das *International Oil Companies* (IOCs), com um impacto sobre a geopolítica do petróleo e os mercados de energia. Em contraposição, as IOCs também estão redefinindo seus papéis neste “jogo de xadrez” da geopolítica do petróleo, sobretudo devido ao direcionamento dos programas de exploração para águas profundas nas poucas áreas que lhes restaram, aos altos investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento para aumento do fator de recuperação de campos maduros e à prestação de serviços especializados para as NOCs. O objetivo da pesquisa é avaliar as novas estratégias das NOCs, seus reflexos nas políticas energética e econômica dos países-sede das empresas, bem como das IOCs, seus reflexos na concentração das reservas e produção, integração da cadeia produtiva e participação nos diversos setores da indústria.

Palavras-chave: Indústria do Petróleo; *National Oil Companies* - NOCs; Energia

## ABSTRACT

SIMAS, Marcelo Marinho. **O Novo Papel das *National Oil Companies*- NOCs nos Mercados Internacionais de Energia – Um Estudo de Caso dos BRICS.** *The New Role of National Oil Companies- NOCs in the International Markets of Energy – A Study Case of BRICS.* Rio de Janeiro, 2012, 137 f. Dissertação de Mestrado em Geologia Regional e Econômica. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

*A remarkable change is observed in the environment of the oil and gas industry from the beginning of this decade, in view of several factors: raise of technical ability and investments in P&D by the National Oil Companies (NOCs); rising tendency of oil price – result of economical expansion of China and India – despite momentary falls; nationalization of oil and gas reserves in several countries and technological transfer from oil companies to services companies. Herewith a high degree of reserves concentration of oil and gas production was acquired toward a few companies and countries. According the PFC Energy, in 2009 NOCs held 77% of world reserves of oil and 51% of gas against 7% and 9% respectively of the International Oil Companies (IOCs), with impact on oil geopolitics and energy market. Contrarily, IOCs are also redefining their role in this “chess game” of oil geopolitics due above all to the direction of exploitation programs for deep waters in the few remaining areas, to the high investments in Research&Development to raise the recovery factor of mature fields and to rendering specialized services to the NOCs. The objective of this research is to consider the new strategies of the NOCs, their influences in the economic and energetic policies of the home countries of the companies as well as the IOCS, their influences in the concentration of the reserves and production, integration with the productive chain and participation in several sectors of industry.*

*Key-Words: Oil Industry; National Oil Companies – NOCs; Energy.*

## Lista de Figuras

*Figura 1: Acesso às Reservas de óleo no mundo NOCs x IOCs -2009*

*Figura 2: Matriz Energética Mundial 2009 e 2030*

*Figura 3: Histórico dos Preços do Petróleo 1861-2010 e as Sete Fases da Indústria de O&G no mundo*

*Figura 4: Consumo de Energia para 2030 dos Países OCDE x Não OCDE*

*Figura 5: Cenário de países exportadores x importadores líquidos de O&G e carvão em 2030*

*Figura 6: Grau de dependência por tipo de combustível em 2030 – Índia, China, UE e EUA*

*Figura 7: Produção mundial de óleo, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 8: Consumo mundial de óleo, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 9: Reservas provadas mundiais de óleo, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 10: Fluxo do Comércio Mundial de Óleo - 2010*

*Figura 11: Produção mundial de gás natural, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 12: Consumo mundial de gás natural, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 13: Reservas provadas mundiais de gás natural, segundo Regiões Geográficas – 2010*

*Figura 14: Fluxo do Comércio Mundial de Gás Natural - 2010*

*Figura 15: Contratos Fiscais do Setor Petrolífero*

*Figura 16: Classificação das NOCs segundo metodologia da PFC Energy*

*Figura 17: Taxas de Crescimento do PIB Real dos BRICS x Mundo 1993-2012*

*Figura 18: Decomposição do Crescimento do PIB brasileiro 2002 -2011*

*Figura 19: Evolução da Matriz Energética brasileira por fonte 1940-2010*

*Figura 20: Produção de Óleo, LGN e Gás Natural da PETROBRAS no Brasil e Exterior 0 2008-2020*

*Figura 21: Produção x Consumo de Óleo Bruto no Brasil 1970-2003*

*Figura 22: Portal do Programa PROGREDIR*

*Figura 23: Província do Pré-sal conforme Lei 12.351/10*

*Figura 24: Produção, Refino e Demanda de Derivados no Brasil 2009-2020*

*Figura 25: Investimentos da PETROBRAS e suas peers 2009-2011*

*Figura 26: Investimentos da PETROBRAS por Segmento de Negócio 2011-2015*

*Figura 27: Matriz Energética russa – 2010*

*Figura 28: Relação entre o crescimento da economia russa x Preço Médio do Brent 1991-2010*

*Figura 29: Principais bacias sedimentares e países produtores de óleo e gás na ex-União Soviética*

*Figura 30: Atividades da Gazprom na Rússia e no Mundo*

*Figura 31: Reservas da Gazprom – 2010*

*Figura 32: Consumo per Capita de Gás Natural no Mundo - 2010*

*Figura 33: Produção de Óleo e Gás da Gazprom 2006-2010*

*Figura 34: Produção de Óleo russa x Preço Médio do Brent 1991-2010*

*Figura 35: Densidade Populacional dos BRICS – 2010*

*Figura 36: Pirâmides Demográficas da Índia e China – 2010*

*Figura 37: Renda per Capita dos BRICS – 2000 e 2010*

*Figura 38: Crescimento do PIB indiano 1980-2006*

*Figura 39: Matriz Energética da Índia - 2010*

*Figura 40: Previsão da Matriz Energética chinesa - 2015*

*Figura 41: Áreas de atuação das Big 3 chinesas (CNPC/PetroChina, Sinopec e CNOOC)*

*Figura 42: Projeção da Intensidade Energética chinesa – 2030*

*Figura 43: Projeção da Taxa de Motorização Chinesa - 2030*

*Figura 44: Projeção do Consumo de combustível de carros chineses – 2030*

*Figura 45: Contribuição da China para o crescimento da demanda de óleo no mundo 2010-2015*

*Figura 46: Previsão de longo prazo para produção de óleo e importações chinesas até 2030*

*Figura 47 – Participação na Produção Mundial de Óleo por Tipo de Companhia – 2010*

*Quadro 1: As Novas Formas de Atuação das NOCs*

*Quadro 2: BRICS selecionados, suas respectivas NOCs e relação entre papéis na Tese BRICS e classificação PFC Energy*

*Quadro 3: Pontos Fortes e Pontos Fracos da PETROBRAS*

*Quadro 4: Pontos Fortes e Pontos Fracos da Gazprom*

*Quadro 5: Pontos Fortes e Pontos Fracos da Rosneft*

*Quadro 6: Pontos Fortes e Pontos Fracos da ONGC*

*Quadro 7: Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNPC/PetroChina*

*Quadro 8: Pontos Fortes e Pontos Fracos da Sinopec*

*Quadro 9: Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNOOC*

## Lista de Tabelas

*Tabela 1: Países Membros da OCDE*

*Tabela 2: 20 Maiores Produtores Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora*

*Tabela 3: Produção e participação % das Supermajors na Produção Mundial de Petróleo – 1950-2010*

*Tabela 4: 20 Maiores Consumidores Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos.*

*Tabela 5: 20 Maiores Reservas Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora.*

*Tabela 6: 20 Maiores Produtores Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora*

*Tabela 7: 20 Maiores Consumidores Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos.*

*Tabela 8: 20 Maiores Reservas Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora.*

*Tabela 9: Os Grupos Estratégicos de Óleo e Gás*

*Tabela 10: Indicadores selecionados dos BRICS – 2010*

*Tabela 11: Comparação Taxas de Crescimento do PIB dos BRICS x Mundo 1993–2012*

*Tabela 12: Evolução da Matriz Energética brasileira por fonte 1940 – 2010*

*Tabela 13: Indicadores Selecionados do Brasil e da PETROBRAS – 2010*

*Tabela 14: Participação dos Principais Grupos de Produtos no Total das*

*Exportações russas – 1995-2006*

*Tabela 15: Indicadores Macroeconômicos da Rússia 1989-2010*

*Tabela 16: Indicadores Seleccionados do Rússia e da Gazprom – 2010*

*Tabela 17: Indicadores Seleccionados do Rússia e da Rosneft – 2010*

*Tabela 18: Composição do PIB da Índia por Setores Econômicos – 2007*

*Tabela 19: Investimento Estrangeiro Direto na Índia 1980-2007*

*Tabela 20: Indicadores Seleccionados da Índia e da ONGC – 2010*

*Tabela 21: Indicadores Seleccionados da China e das Big 3 – 2010*

*Tabela 22: Comparação das NOCs dos BRICS x Supermajors - 2010*

### **Lista de Abreviaturas e Glossário**

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – Escala hidrométrica utilizada para medir a densidade relativa de líquidos, idealizada pelo American Petroleum Institute, juntamente com National Bureau of Standards

bbl – Barris de petróleo

Bid – Leilão

BIRD – Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento, também conhecido como Banco Mundial, cujo objetivo é promover o desenvolvimento econômico nos países subdesenvolvidos. Criado pelo Acordo de Bretton Woods nos EUA em 1944, pouco antes do fim da 2ª Guerra Mundial, juntamente com o FMI e o Acordo Geral de Tarifas e Comércio (GATT, atualmente Organização Mundial do Comércio - OMC)

bpd – Barris por dia de petróleo

Bloco – Parte da bacia com área determinada aonde se desenvolvem atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BOE - Barril de óleo equivalente

BRICS – Acrônimo criado pelo Banco Goldman Sachs para designar o um grupo de países emergentes de características mais ou menos semelhantes, com taxas de crescimento superiores a dos países desenvolvidos (equivalentes aos países da OCDE) desde a década de 80/90 do século passado. Composto pelo Brasil, Rússia, Índia, China e mais recentemente África do Sul

Campo – Conjunto de um ou mais reservatórios de petróleo e/ou gás natural, com reservas economicamente viáveis

CAPEX (ou Capex) - Capital expenditures (Investimentos)

Downstream - Conjunto de atividades de refino, transporte, logística, distribuição e revenda de petróleo, gás natural e derivados

EAU – Emirados Árabes Unidos

E&P - Exploração e Produção de petróleo

EIA – Energy Information Administration do US Department of Energy – DoE

EUA – Estados Unidos da América

Expertise – Competência de especialista

FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

FMI – Fundo Monetário Internacional. Seu objetivo é auxiliar os países com desequilíbrios temporários no seu Balanço de Pagamentos. Veja também BIRD

Government Take – Montante total que o governo de um país recebe em tributos a partir da produção de petróleo em seus domínios

Global 500 Fortune – Revista especializada em finanças que elabora anualmente um ranking com as 500 maiores empresas do mundo baseado no faturamento

Hedge – Cobertura ou proteção a operações financeiras contra o risco de grandes variações de preço de determinado ativo

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

IEA – International Energy Agency da OCDE

IED – Investimento Estrangeiro Direto

IF – Instituição Financeira

INOC – International National Oil Company

IOC - International Oil Company

Majors – Grandes empresas de petróleo

MM bpd – Milhões de barris por dia de petróleo

MME - Ministério de Minas e Energia

NOC – National Oil Company

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

O&G – Óleo e Gás Natural

Offshore – Costa afora (termo oceanográfico)

OMC – Organização Mundial do Comércio. Veja também BIRD

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Onshore – Em terra

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

OPEX (ou Opex) - Operational Expenditures (Custos Operacionais)

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PE - Participação Especial

PFC Energy - uma das maiores consultorias do mundo no setor de energia que elabora anualmente um ranking com as maiores empresas globais de energia, incluindo a indústria parapetrolífera, baseado no valor de mercado das empresas

PIW – Petroleum Intelligence Weekly – ranking com as maiores empresas de petróleo do mundo elaborado anualmente pela consultoria Energy Intelligence baseada em seis critérios: produção de óleo, produção de gás, reservas de óleo, reservas de gás, venda de derivados e capacidade de refino

Players – Empresas atuantes no mercado petrolífero

PMEs – Pequenas e Médias Empresas

Poço – Segmento que liga o reservatório petrolífero e/ou gás natural à superfície

PRMS – Petroleum Resources and Management System

PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

Round Zero – Rodada Zero - blocos exploratórios selecionados pela Petrobras e que não foram conformados, enquanto outros posteriormente foram colocados em leilão em parceria com empresas do mundo inteiro

*Royalties* – Imposto relativo à extração de recursos naturais minerais, metálicos ou fósseis, ou pelo uso de recursos naturais como água

SPE – Society of Petroleum Engineers

TIC – Tecnologias da Informação e da Comunicação

UE – União Européia

Upstream – Conjunto de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás

URSS – União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

US\$/bbl – Dólar por barril

Volume de Óleo “In-Place” ou “In Situ” (VOIP) - Estimativa da quantidade de óleo em uma área

WEO/FMI – World Economic Outlook do FMI

WEO/IEA – World Energy Outlook da IEA

WPC – World Petroleum Council

## Sumário

|   |            |
|---|------------|
| <b>Agradecimentos</b>   |            |
| <b>IV</b>   |            |
| <b>Resumo</b>   | <b>V</b>   |
| <b>Abstract</b>   | <b>VI</b>  |
| <b>Lista de Figuras</b>   |            |
| <b>VII</b>  |            |
| <b>Lista de Quadros</b>   |            |
| <b>XI</b>   |            |
| <b>Lista de Tabelas</b>   |            |
| <b>XII</b>  |            |
| <b>Lista de Abreviaturas e Glossário</b>  | <b>XIV</b> |
| <br>  |            |
| <b>INTRODUÇÃO</b>   | <b>1</b>   |
| <br>  |            |
| <b>1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL NOS MERCADOS DE ENERGIA</b> |            |
| <b>6</b>  |            |
| <b>1.1 Energia: um pouco de história</b>  | <b>6</b>   |
| <b>1.2 O Mercado Global de Energia</b>  | <b>7</b>   |
| <b>1.3 Peculiaridades da Indústria de Óleo e Gás</b>                              | <b>8</b>   |
| <br>  |            |
| <b>2 A QUESTÃO GEOPOLÍTICA DO ÓLEO E GÁS NATURAL</b>                              | <b>11</b>  |
| <b>2.1 Histórico</b>  | <b>11</b>  |
| <b>2.2 Os Players do Mercado de Óleo e Gás</b>                                    | <b>14</b>  |
| 2.2.1 International Oil Companies - IOCs ou Majors                                | <b>14</b>  |
| 2.2.2 National Oil Companies - NOCs   | <b>15</b>  |
| 2.2.3 Companhias de Petróleo Independentes  | <b>15</b>  |
| 2.2.4 Minors  | <b>16</b>  |
| 2.2.5 Traders   | <b>16</b>  |
| 2.2.6 Organizações Internacionais   | <b>16</b>  |
| 2.2.7 OPEP e as "Sete Irmãs"  | <b>16</b>  |
| 2.2.8 Indústria Parapetrolífera   | <b>19</b>  |
| <b>2.3 Grupos Geopolíticos e a Nova Ordem Mundial</b>                             | <b>20</b>  |
| 2.3.1 Países da OCDE  | <b>20</b>  |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.3.2 Países Não OCDE  | 23        |
| 2.3.2.1 BRICS  | 23        |
| <b>3 ANÁLISE DO MERCADO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO</b>                   | <b>26</b> |
| 3.1 Produção Mundial de Óleo   | 26        |
| 3.2 Consumo Mundial de Óleo  | 29        |
| 3.3 Reservas Mundiais de Óleo  | 31        |
| 3.4 Fluxo do Comércio Mundial de Óleo  | 33        |
| 3.5 Produção Mundial de Gás Natural  | 34        |
| 3.6 Consumo Mundial de Gás Natural   | 36        |
| 3.7 Reservas Mundiais de Gás Natural   | 38        |
| 3.8 Fluxo do Comércio Mundial de Gás Natural                                 | 40        |
| <b>4 O PAPEL DAS NOCS NOS MERCADOS GLOBAIS DE ENERGIA</b>                    | <b>42</b> |
| 4.1 OS Grupos Estratégicos   | 42        |
| 4.2 Regulação no Upstream: Experiências Internacionais                       | 42        |
| 4.3 As Novas Estratégias das NOCs  | 43        |
| 4.4 As Novas Formas de Atuação das NOCs                                      | 46        |
| 4.5 Papel e Prespectivas das NOCs  | 48        |
| 4.6 Implicações Geopolíticas do Novo Cenário Mundial de Energia              | 49        |
| <b>5 ESTUDO DE CASO DOS BRICS</b>  |           |
| 5.1 Ascensão Econômica e Política dos BRICS na Nova Ordem Mundial Multipolar | 52        |
| 5.2 Brasil   | 55        |
| 5.2.1 A Dinâmica da Economia Brasileira                                      | 55        |
| 5.2.2 A Origem do Setor de O&G no Brasil e a PETROBRAS                       | 59        |
| 5.3 Rússia   | 77        |
| 5.3.1 A Dinâmica da Economia Russa   | 77        |
| 5.3.2 A Origem do Setor de O&G na Rússia e a Gazprom e Rosneft               | 83        |
| 5.3.2.1 Gazprom  | 83        |
| 5.3.2.2 Rosneft  | 92        |
| 5.4 Índia  | 97        |
| 5.4.1 A Dinâmica da Economia Indiana   | 97        |

|   |            |
|---|------------|
| 5.4.2 A Origem do Setor de O&G na Índia e a ONGC                                | 106        |
| <b>5.5 China</b>  | <b>110</b> |
| 5.5.1 A Dinâmica da Economia Chinesa  | 110        |
| 5.5.2 A Origem do Setor de O&G na China e a CNPC/PetroChina,<br>Sinopec e CNOOC | 113        |
| <b>5.6 Comparações entre as NOCs dos BRICS e as Majors</b>                      | <b>126</b> |
| <b>6.CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES</b>  | <b>129</b> |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>   | <b>133</b> |

## INTRODUÇÃO

Uma mudança no ambiente competitivo da indústria de óleo e gás em todo o mundo vem ocorrendo a partir do início deste século, segundo JAFFE e SOLIGO (2007) e THE JAMES A. BAKER III INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY OF RICE UNIVERSITY (2007), devido a diversos fatores, mas principalmente a:

- Nacionalização das reservas de óleo e gás em diversos países, fruto da necessidade de segurança energética e/ou da vontade de tornar-se importante *player* na geopolítica do petróleo, que ensejou a criação das NOCs em vários momentos do século passado, mas, sobretudo, a partir da década de 70;
- Apropriação do segmento *upstream*, o mais lucrativo da indústria, pelas NOCs dos países produtores no processo de desverticalização provocado pelas nacionalizações, que pôde então financiar a melhora de sua capacidade técnica e seus investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento. Este processo propiciou a ascensão de seu poder de mercado;
- Perda progressiva do poder de mercado das *International Oil Companies* - IOCs, as *Majors* herdeiras das antigas Sete Irmãs, que na desverticalização da indústria ficaram restritas ao segmento menos rentável de *downstream* nos países consumidores. Este processo, aliado às restrições cada vez maiores dos países produtores para acesso às reservas (intervenção maior dos Estados para concessões de O&G), vem deixando as IOCs em situação vulnerável em termos de reservas perante os mercados de energia nos próximos anos, demandando uma redefinição de seu papel;
- Tendência ascendente do preço das commodities desde o início do século, principalmente o petróleo, fruto da expansão econômica da China e da Índia, o que tornou as NOCs ainda mais rentáveis e com capitais disponíveis para novos investimentos em sua capacidade produtiva, a fim de fazer frente ao aumento da demanda;
- Alianças estratégicas, sendo um de seus reflexos a migração da tecnologia das companhias de petróleo para as empresas de serviços - também

conhecidas como indústria para petrolífera. Aquelas promovidas entre as próprias NOCs, no caso dos BRICS, podem gerar vantagens competitivas.

Segundo AQUINO (2008), indústria para petrolífera é “...um conjunto de empresas que atuam como fornecedoras de serviços e equipamentos às empresas de petróleo; compreendendo serviços de geologia, geofísica, perfuração, engenharia, equipamentos de tubulação, plataformas de perfuração e produção, dentre outros”.

Neste cenário, passou-se a ter um alto grau de concentração das reservas e da produção de óleo e gás na direção de poucas empresas e países. Segundo a PFC Energy, uma das maiores consultorias do mundo no setor de energia, em 2009 as NOCs detinham 77% das reservas mundiais de óleo e 51% de gás contra 7% e 9% respectivamente das IOCs, conforme Figura 1, com um impacto sobre a geopolítica do petróleo, originando uma série de conflitos internacionais envolvendo os mercados de energia como, por exemplo, a Guerra do Golfo em 1991, a Invasão do Iraque pelos EUA em 2003 e as crescentes tensões entre EUA e Irã atualmente.

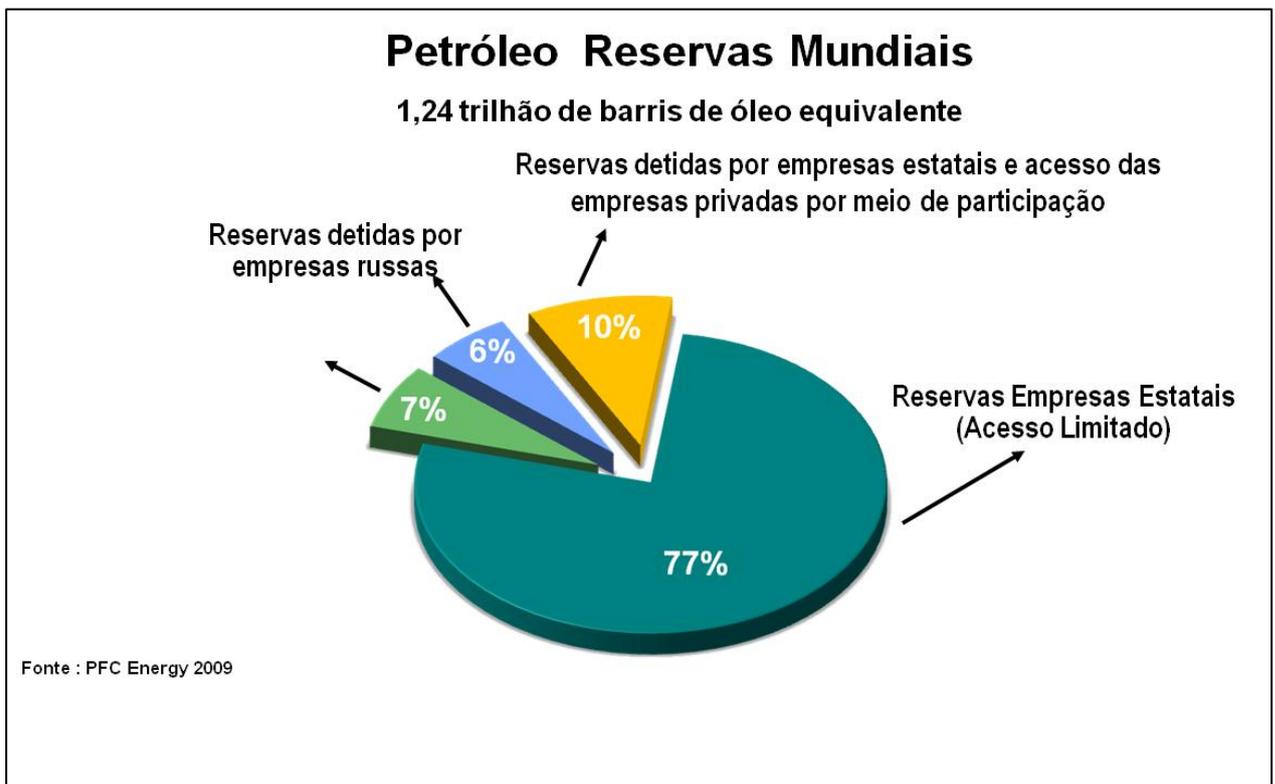


Figura 1 – Acesso às Reservas de óleo no mundo NOCs x IOCs - 2009

Fonte: PFC Energy (2009)

Em contraposição, as IOCs também estão redefinindo seus papéis neste “jogo de xadrez” da geopolítica do petróleo devido às seguintes razões:

- Direcionamento dos programas de exploração para águas profundas nas poucas áreas que lhes restaram, cujo impacto são custos de produção cada vez mais altos (efeito *creaming*<sup>1</sup>);
- Altos investimentos em P&D para aumento do fator de recuperação de campos maduros;
- Prestação de serviços especializados para as NOCs.

Na visão de AQUINO (2008), os *players* do setor de O&G – NOCs, IOCs, indústria para petrolífera, etc. – coexistem num ambiente de “coopetição”, um comportamento híbrido de competição em alguns momentos e cooperação em outros, num novo tipo de interdependência estratégica entre as empresas por meio de alianças estratégicas e *Joint Ventures*.

Nesse contexto, o presente trabalho busca avaliar o seguinte problema: qual o(s) novo(s) papel (is) das NOCs no grupo de países emergentes conhecido por BRICS, já que estas empresas estão sendo utilizadas como instrumento de política econômica, visando alcançar o desenvolvimento econômico? Qual a forma de utilização destas empresas por seus governos e como elas podem cooperar entre si a partir do atual ambiente competitivo da indústria do petróleo e gás neste início de século? A análise dos movimentos de reestruturação empresarial do setor, ocorridos principalmente após o 1º Choque Do Petróleo e a apreciação das tendências do mercado internacional de energia é o objetivo geral desta pesquisa.

Em termos instrumentais, o trabalho segue o modelo de pesquisa bibliográfica efetuada em livros, artigos científicos, artigos publicados em revistas, anais acadêmicos e empresarias, pronunciamentos de autoridades do setor, *sites* oficiais

---

<sup>1</sup> Efeito *Creaming* (AQUINO, 2008) – “...quando a taxa de descoberta (sucesso) e os volumes descobertos (tamanho dos campos) tendem a decair com o avanço da exploração. A previsão é feita com base nestas análises e usa como indicador o número de poços a serem perfurados. Os resultados são fornecidos na forma de uma curva de distribuição de probabilidades, que inclui o número e o volume total de futuras descobertas. Basicamente o método se aplica às áreas com avançado estágio exploratório, onde já foram perfurados um número relativamente grande de poços e as descobertas estão geralmente em declínio ou, em curto prazo, em uma tendência de crescimento constante.”

do governo brasileiro, *sites* de entidades voltadas à pesquisa nacionais e estrangeiros, além de entrevistas com especialistas e executivos do setor de O&G.

Além da Introdução, a dissertação contempla mais cinco capítulos, seguidos da conclusão.

O Capítulo 1 faz uma contextualização da indústria de O&G no setor energético no mundo, sua evolução desde a 2ª Revolução Industrial, a Matriz Energética mundial, bem como a participação das fontes renováveis (hidrelétrica, biomassa, biocombustíveis, eólica, etc.) e não renováveis (óleo, gás, carvão e nuclear) na geração de energia primária e as características dos mercados internacionais de energia e a sua precificação. Em seguida, são analisadas as peculiaridades da indústria de O&G, que somente são encontradas nesta indústria e na mineração, e as a distinguem de todas as demais.

O Capítulo 2 estuda a questão geopolítica, que sempre esteve associada ao petróleo desde o alvorecer da indústria em 1859 nos EUA e vem aumentando cada vez mais até a atualidade. Serão estudados os *players* deste mercado (NOCs, IOCs, etc.) e os grupos geopolíticos associados (OCDE, BRICS, etc.).

O Capítulo 3 faz uma análise do mercado de O&G no mundo, analisando-se os produtores, os consumidores e os detentores das reservas, além do fluxo do comércio mundial destes produtos.

O Capítulo 4 aborda o papel das NOCs nos mercados de energia em relação aos demais *players* como as IOCs e as próprias NOCs, as experiências internacionais de regulação no *upstream*, as novas estratégias e formas de atuação destas empresas e seus desafios.

O Capítulo 5 apresenta o Estudo de Caso dos BRICS, onde é analisada a relação destas empresas com seus governos no que diz respeito a sua utilização para atingir objetivos de políticas públicas como controle da inflação, geração de emprego e renda, política de conteúdo nacional, fortalecimento de empresas nacionais, geração de caixa para o Tesouro, etc. Serão estudadas as economias do Brasil, Rússia, Índia e China, excetuando-se a África do Sul por não possuir uma indústria de O&G tão relevante como nos seus pares. Para cada um, procura-se entender sua dinâmica, sua matriz energética e a importância da indústria de O&G local, sua(s) respectiva(s) NOCs e seus pontos fortes e fracos (Brasil –

PETROBRAS, Rússia – Gazprom e Rosneft, Índia – ONGC e China – CNPC/PetroChina, Sinopec e CNOOC). Ademais, descrevem-se também como estes países modificaram seus ambientes macroeconômicos nas décadas de 80 e 90 do século passado, tornando-se alvo de atenção no cenário mundial (investimentos, crescimento de mercados, etc.), além da sua luta por mais espaço e influência na nova ordem mundial nos próximos anos (representação nos órgãos multilaterais como Conselho de Segurança da ONU, FMI, BIRD, OMC, etc.).

O Capítulo 6 é dedicado à conclusão, onde serão analisados os resultados da pesquisa com base na hipótese levantada e também serão descritas algumas tendências e desafios para as NOCs nos anos vindouros e algumas recomendações para futuras pesquisas.

## 1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL NOS MERCADOS DE ENERGIA

### 1.1 Energia: um pouco de história

Inicialmente na Inglaterra, depois amplamente disseminada na Europa Ocidental, a Revolução Industrial no final do Século XVIII, na visão de GIANNETTI (2002), “... assinala uma clara ruptura em relação às ideias dominantes no mundo antigo, medieval e renascentista”. A partir de então, houve uma enorme demanda por matérias-primas para os novos produtos lançados que buscavam avidamente novos mercados, os quais se expandiam freneticamente.

Mudanças significativas ocorreram nos modos e processos de produção, que passaram das corporações de ofício para as fábricas, do trabalho artesanal para o especializado e padronizado, do esforço humano para o das máquinas e das matérias-primas vegetais para os minerais, tudo visando ao aumento da produtividade. As indústrias-chaves da Revolução Industrial foram as de produtos têxteis, ferro, aço, química pesada, transporte ferroviário e as máquinas a vapor. A partir de então, segundo PINTO JÚNIOR et al. (2007), “... ter acesso à energia (máquinas a vapor) passou a ser sinônimo de progresso, desenvolvimento econômico e social e bem-estar; ao passo que não ter acesso a ela passou a representar o atraso, a pobreza e o desconforto”.

Ao final do Século XIX, estas indústrias atingiram seu grau de maturidade e perderam seu dinamismo, cedendo lugar aos novos ramos da química, eletricidade e, principalmente, aos motores a combustão para geração de energia. Este período, conhecido, como a 2ª Revolução Industrial, marcou mudanças ainda mais profundas que a própria Revolução Industrial, pois, o domínio da energia, passou a ser o eixo em torno do qual gravitam todas as demais indústrias, e sem o qual uma nação está condenada ao subdesenvolvimento.

É neste contexto que surgem as indústrias de petróleo e de energia elétrica e a importância do controle das fontes de energia como estratégia geopolítica que vai perdurar até hoje.

## 1.2 O Mercado Global de Energia

A necessidade da sociedade por energia baseia-se na sua utilização em máquinas e equipamentos para a satisfação das mais diversas finalidades como iluminação, transporte, transformação de matérias-primas em produtos, etc.

O segmento de energia engloba uma vasta gama de atividades, desde a produção, transformação, estoque, passando pelo transporte, comercialização até a distribuição e a utilização pelo consumidor final.

Na visão de PINTO JÚNIOR et al. (2007), “*A história demonstra que as tecnologias de uso (energético) sempre apresentaram uma flexibilidade baixa no que diz respeito às fontes de energia que elas utilizam como insumo*”. Ou seja, mudar de combustível significava mudar o equipamento. Recentemente, no entanto, a demanda por maior flexibilidade levou as tecnologias a construírem equipamentos que se utilizam de dois ou mais combustíveis diferentes. Atualmente, então, trocar a fonte de energia não implica necessariamente a troca do equipamento, como é o caso, por exemplo, dos carros *flexfuel* que funcionam com até três tipos de combustível (gasolina, álcool e gás). Assim, os produtos energéticos passaram a ser substitutos muito próximos entre si e também concorrentes, gerando uma total interdependência.

As indústrias, antes rigidamente segmentadas entre petróleo, gás, carvão, eletricidade e mais recentemente etanol, passaram a fazer parte de um único segmento e a formar um mercado global de energia. Sua origem remonta ao 1º Choque do Petróleo em 1973, devido à busca por eficiência energética em todo o mundo desde então, para mitigar o efeito da alta dos preços do petróleo no mercado internacional.

Os combustíveis fósseis representam hoje cerca de 80% do total da matriz energética mundial, conforme a Figura 2, e mesmo ainda nos próximos 20 anos este cenário terá pouca mudança, apesar de todos os esforços empreendidos no sentido do uso das energias renováveis, segundo várias entidades de pesquisa como a IEA, EIA, BP, etc. Mais recentemente, a redução do uso da energia nuclear em países como a Alemanha e o Japão, por conta do acidente de Fukushima, também contribuirá para este quadro. Por ser o petróleo ainda a base da matriz energética mundial, ele é tomado como referência de preço para as demais fontes, assim como

no mercado financeiro nacional toma-se a taxa SELIC como piso das demais taxas de juros praticadas, ou a taxa dos *Fed Funds* americanos no mercado internacional, e por isso a importância desta *commodity*<sup>2</sup> no longo prazo.

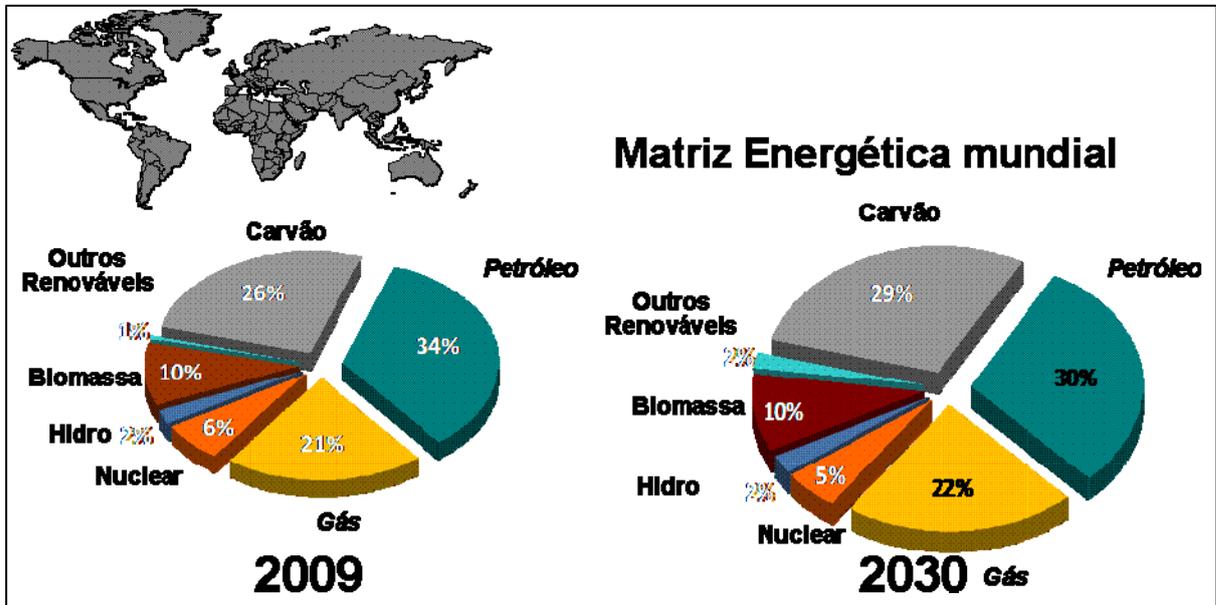


Figura 2- Matriz Energética Mundial 2009 e 2030  
Fonte: WEO/IEA (2010)

### 1.3 Peculiaridades da Indústria de Petróleo e Gás

Segundo CAMPOS (2007), a indústria de petróleo e gás possui algumas características, compartilhadas apenas pela mineração, que a distinguem das demais em vários aspectos:

- Exaustão dos recursos – é a não renovabilidade dos recursos, ou seja, as jazidas possuem um volume de óleo e gás fixos que não se renovará;
- Fator de recuperação - há limitações técnicas para extrair todo óleo e gás da jazida, pois existe uma grande diferença entre o Volume de Óleo Recuperável – VOR e o Volume de Óleo *In Place* - VOIP e cuja proporção é o Fator de Recuperação (VOR/VOIP). A média mundial da indústria situa-se em torno de 30 a 40% para o óleo e 80% para o gás, segundo BRET-ROUZAUT e FAVENNEC (2011). Assim, se o VOIP de uma jazida é de dois e meio bilhões

<sup>2</sup> Commodity – um produto que possui características padronizadas bem definidas que é comercializável e pode ser transportado, especialmente aqueles de origem agrícola ou de mineração.

de barris, por exemplo, tecnicamente só se conseguirá extrair no máximo um bilhão, que corresponde ao Fator de Recuperação de 40%;

- Distribuição geográfica irregular – é a rigidez locacional das jazidas. Uma vez localizadas, sua exploração necessariamente se dará naquela área já que elas não são móveis;
- Peculiaridade da jazida – a qualidade do óleo da região é uma característica implícita que não se pode alterar, como por exemplo um óleo do tipo *Arabian Light* do Oriente Médio e um da Bacia de Campos com graus API diferentes;
- Renda petrolífera – aquela que é apropriada pelas companhias de petróleo e os governos como diferença entre o custo de extração do óleo numa região e o seu preço de venda no mercado internacional. Por exemplo, se custo em uma região é de US\$ 2/bbl e noutra US\$ 20/bbl e o preço no mercado é de US\$ 100/bbl, as empresas e os estados vão se apropriar de US\$ 98 ou 80/bbl respectivamente;
- Altos riscos - geológicos, operacionais, econômicos, ambientais, políticos, mercadológicos entre outros. Além de serem de alto risco, poucos deles podem ser mitigados;
- Incerteza na etapa de exploração – por mais que seja utilizada alta tecnologia, não há garantia de que haja óleo no local prospectado;
- Longo tempo de maturação dos investimentos – considerando as fases de aquisição do bloco numa concessão, exploração, desenvolvimento até a produção efetiva, bem como o retorno do capital, este tempo de maturação pode ser de dez anos ou mais. Assim, a empresa deve contar com um grande volume de recursos próprios para arcar com o ônus deste período;
- Altos investimentos - grande volume de capital é necessário para desenvolver toda infraestrutura para a exploração da jazida, caracterizando-se como indústria capital-intensiva e geradora de poucos empregos, se considerada apenas a indústria de óleo e gás em si mesma, quando de sua operação. Entretanto, ao considerarem as fases anteriores de projeto, aquisição dos equipamentos, contratação e construção e montagem e todo efeito de encadeamento para frente dos investimentos petrolíferos (empregos indiretos, etc.), que são superiores à dos demais setores industriais, então ocorre o

inverso, haverá uma enorme geração de emprego e renda na economia, de acordo com TORRES et al. (2010);

- Pouca flexibilidade na determinação e modificação da escala de produção – uma vez determinada a escala de produção de uma plataforma ou refinaria, por exemplo de 100.000 bbl/dia, para sua ampliação são necessários significativos volumes de capital, bem como longo prazo para entrega;
- Seu produto é simultaneamente de várias naturezas – recurso nacional, ambiental, natural e insumo industrial. Desta forma, há várias implicações em termos de regulamentações ambientais, fiscais, sociais, estratégias corporativas e, mais recentemente, na questão do desenvolvimento sustentável da atividade de óleo e gás (aspectos econômico, ambiental e social);
- Indústria com características transnacionais – são as questões relativas à competitividade entre as empresas, à tecnologia, às políticas públicas do país como, por exemplo, a questão do conteúdo nacional nos projetos de desenvolvimento da produção e à geopolítica do petróleo.
- Demanda e oferta inelásticas em curto prazo – devido às dificuldades de substituição dos derivados de petróleo e também para o aumento da capacidade produtiva depois de atingida sua plena utilização (senão por meio de novos investimentos que levarão tempo para expandi-la), a demanda e a oferta são inelásticas aos preços, ou seja, variações de preços no curto prazo pouco alteram as quantidades demandadas/produzidas, segundo BRAZ (2006).

## 2 A QUESTÃO GEOPOLÍTICA DO ÓLEO E GÁS NATURAL

### 2.1 Histórico

A geografia política surgiu como disciplina na Alemanha para justificar o acesso a novos mercados e o protecionismo à indústria nascente, num contexto em que esta nação despontava como nova potência mundial no final do Século XIX, promovendo seu desenvolvimento econômico. Conceito formulado pelo jornalista alemão Friedrich Ratzel (1844-1904), posteriormente foi rebatizado para “geopolítica” pelo político sueco Johan Rudolf Kjellen (1864-1922), que o definiu em sua obra *Geopolitics* (1899) como “a teoria do Estado como um organismo ou fenômeno geográfico no espaço” cuja aplicabilidade seria fundamental para entender as relações internacionais e o mercado de petróleo e, posteriormente, de energia. As características peculiares destas indústrias remetem à assimetria da distribuição dos recursos energéticos entre os países, bem como à necessidade de acesso da população às fontes de energia para o desenvolvimento econômico do país.

Baseado nas visões de BRET-ROUZAUT e FAVENNEC (2011) e CAMPOS (2007) pode-se traçar uma trajetória do petróleo em sete fases, representadas na Figura 3 inclusive com a data de criação dos principais *players* e NOCs ao longo dos anos:

- O alvorecer da indústria nos EUA (1859)
- Competição Predatória (1859-1870)
- Oligopolização e Verticalização (1870-1928) – Ascensão da Standard Oil
- Cartel das “7 Irmãs” (1928-1973)
- Cartel da OPEP (1973-1986)
- Reestruturação da Indústria Pós-Choques do Petróleo (1986-2000)
- Reposicionamento Estratégico com a transformação das companhias de petróleo em empresas de energia (2000 aos dias atuais)

Após um período de quase 100 anos em que o preço do petróleo situou-se entre US\$ 2,00 e 3,00/bbl em termos nominais (1870-1970), conforme a Figura 3, os

questionamentos ao chamado cartel das Sete Irmãs, que será visto no item 2.2.7, originou na década de 60 a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, passando o mercado a coexistir dois tipos de cartéis: um das empresas que queriam maximizar seus ganhos, outro dos países hospedeiros que também estavam ávidos para ter um quinhão maior das rendas petrolíferas por meio de royalties, preço do óleo no mercado internacional, etc.

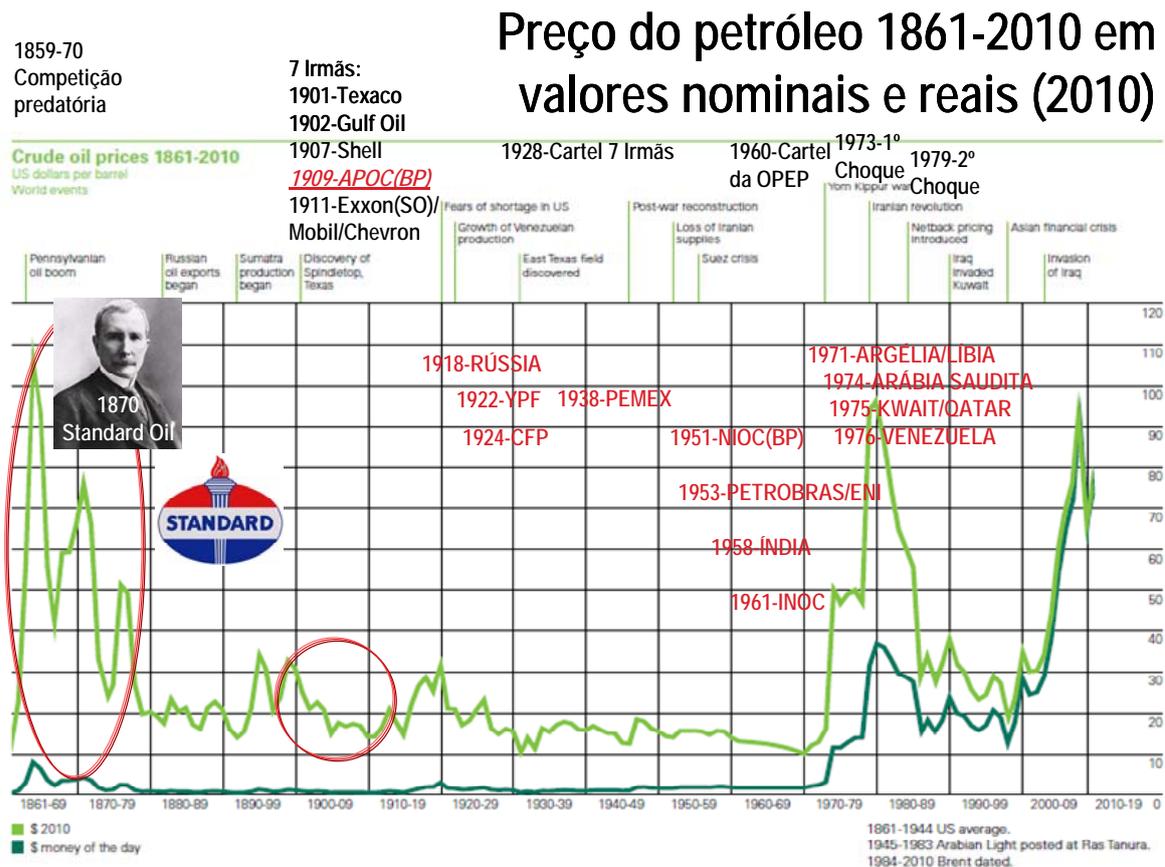


Figura 3 – Histórico dos Preços do Petróleo 1861-2010 e as Sete Fases da Indústria de O&G no mundo Fonte: BP Statistical Review (2011).

A OPEP tornou-se efetivamente um cartel com poder unilateral de impor preços a partir da 1ª Crise do Petróleo em 1973, quando se iniciou a guerra árabe-israelense do *Yom Kippur* com o apoio dos EUA a Israel. Os países árabes vislumbraram o petróleo como uma oportunidade para pressionar os EUA, e o barril de petróleo chegou a quadruplicar de preço, indo de quase US\$ 3,00 para cerca de US\$ 12,00 entre fins de 73 e o início de 74. Com isso, motivou-se a nacionalização das reservas de óleo e gás em vários países do Oriente Médio, como a Líbia e a Arábia Saudita, entre outros, que se sentiam prejudicados pela política de preços

das Sete Irmãs. Os ativos destas empresas naqueles países foram então transferidos para a constituição das chamadas National Oil Companies (NOCs).

Neste momento é aberta a “caixa de pandora” da geopolítica do petróleo. Ela atinge seu ápice, pois, uma simples *commodity*, cujo preço era relativamente estável nos quase 100 anos anteriores e propiciou “energia barata” para os países, passava a ser utilizada com objetivos políticos para impor os interesses dos países produtores aos países consumidores. Esta nova realidade trouxe consequências graves aos países consumidores como recessão, inflação e desemprego, tornado-se assim o petróleo numa *commodity* estratégica.

Com a 1ª Crise do Petróleo foi quebrada também a verticalização da indústria, que ia do “poço ao posto”, ficando o *upstream* (exploração e produção) com os países produtores e suas novas empresas – NOCs e o *downstream* (refino, comercialização, distribuição e varejo) com os países consumidores e as empresas herdeiras das Sete Irmãs, as chamadas *International Oil Companies* – IOCs, também conhecidas como *Majors*.

A 2ª Crise do Petróleo em 1979 se deu a partir da saída do Irã do mercado devido à desestruturação da indústria na Revolução Islâmica e à Guerra Irã-Iraque no ano seguinte. Um novo patamar de preços passou a ser praticado - de US\$ 13,50 em fins de 78 para cerca de US\$ 36,00 em fins de 80. A partir daí e até 1986, o poder de mercado da OPEP se consolidou, mas, devido a desentendimentos entre os próprios membros e à entrada de novos produtores, o preço caiu a menos de US\$ 20,00 (Contrachoque), afetando a rentabilidade das empresas e levando a questionamentos se as NOCs seriam a melhor opção para o aproveitamento desta riqueza.

Na década de 90, com a queda nos preços e a necessidade de redução de custos, a saída encontrada para melhoria do desempenho do setor foram as Fusões & Aquisições entre grandes IOCs como Exxon-Mobil, BP-Amoco-Arco, Elf-Total-Fina, Chevron-Texaco além da Repsol-YPF e Conoco-Phillips. Neste contexto, as *Majors* voltaram a ganhar espaço no mercado devido à falta de tecnologia de alguns países produtores para exploração do petróleo, além da exigência de abertura de mercados, desregulação, privatizações e flexibilização de monopólios promovidos no mundo inteiro pelas ideias neoliberais lideradas por Margareth Thatcher (Reino Unido) e Ronald Reagan (EUA) – em especial no setor de O&G de vários países

como a Argentina, Brasil, Colômbia, etc. Estas ideias foram introduzidas nos “pacotes de assistência” aos países em dificuldades nos seus balanços de pagamentos, que recorriam ao FMI e BIRD para renegociar suas dívidas externas.

Ao final do Século XX, as IOCs buscaram a diversificação de seu portfólio, principalmente na direção do gás natural, promovendo um reposicionamento estratégico com o objetivo de tornarem-se empresas de energia e não apenas companhias de petróleo. Seu objetivo, no entanto, era a recomposição das reservas perdidas nas nacionalizações para as NOCs cujos resultados não foram efetivos, pois, estas empresas continuaram detentoras da maior parte das reservas apesar dos movimentos de privatização na década de 90.

A partir do início deste século, vários governos comprometidos com políticas nacionalistas ascenderam em diversos países revertendo assim a onda privatizante no setor de O&G da década anterior, além da recuperação do preço do petróleo devido ao aumento da demanda da China e Índia, contribuíram para a melhoria do desempenho das NOCs e o seus papéis destacados no mercado de energia e como instrumento de política econômica de seus governos.

## **2.2 Os Players do Mercado de Óleo e Gás**

### **2.2.1 International Oil Companies – IOCs ou Majors**

Estas empresas definiram o modelo de desenvolvimento da indústria desde o seu início, tendo como características entre outras, segundo CAMPOS (2007):

- Longa tradição profissional;
- Grande tamanho em termos absoluto e relativo;
- Alto nível de diversificação geográfica e de produção (atuação em segmentos não petrolíferos e não energéticos como etanol e petroquímica, por exemplo);
- Alto grau de integração vertical, partindo da altamente rentável atividade de *upstream*;
- Alto nível de controle sobre os baixos custos dos campos;
- Estrutura fundamentalmente privada de gerenciamento, mesmo no caso de companhias que foram controladas pelo Estado como a BP, por exemplo;
- Alta capacidade de gerenciamento de projetos;

- Domínio de tecnologia.

Estas características as levaram a adquirir vantagens competitivas sobre as demais empresas até sua perda de poder de mercado na década de 70, devido aos dois Choques do Petróleo e às nacionalizações das reservas pelos países hospedeiros. A consequência foi sua perda de espaço nos mercados internacionais de O&G, restringido-as basicamente ao *downstream* e possibilitando assim a ascensão das NOCs a partir dos anos 80 do século passado. Elas são herdeiras das “Sete Irmãs”, cartel das empresas que será visto adiante.

São exemplos destas empresas a ExxonMobil, Royal Dutch-Shell, BP, Chevron, TotalFina, Conoco-Phillips, Eni, Statoil, BG e Repsol.

### 2.2.2 National Oil Companies – NOCs

São empresas pertencentes aos Estados produtores ou consumidores que são utilizadas como instrumento de política econômica por seus governos. Atualmente suas estratégias agressivas as colocam em pé de igualdade com as *Majors*, com a vantagem de possuírem acesso às reservas, algo que está limitado a estas empresas. Por vezes competem com as *Majors*, em outras cooperam por meio de parcerias e ainda adquirem empresas no exterior, podendo se tornar *International NOCs* - INOCs como, por exemplo, as chinesas e indianas, a serem vistas adiante.

Algumas motivações para suas criações foram:

- A necessidade de segurança energética e abastecimento ao mercado doméstico,
- A consolidação da indústria nacional de petróleo, diversificando a economia na direção de indústrias de base como as de refino e petroquímica;
- O controle dos recursos petrolíferos;
- Exercer o papel de alternativa ao cartel das “Sete Irmãs”.

Alguns exemplos destas empresas são a PEMEX, Saudi Aramco, PDVSA e as NOCs objetos deste estudo – PETROBRAS, Gazprom, Rosneft, CNPC/PetroChina, Sinopec, CNOOC e ONGC.

### 2.2.3 Companhias de Petróleo Independentes

São aquelas que não participam do cartel das *Majors* sendo menores que estas e caracterizando-se por ter estrutura verticalizada, mas concentrada no *downstream*, limitada diversificação geográfica e enfoque mais nacional. Exemplos de companhias independentes: Occidental, Amerada Hess e Getty Oil.

#### 2.2.4 Minors

São empresas de pouco impacto no mercado, que atuam em países individuais, ocupando nichos de mercado. Exemplo: HRT no Brasil.

#### 2.2.5 Traders

São empresas que somente atuam no comércio de óleo cru e derivados. Com a desverticalização da indústria nos anos 70, elas passaram a ter acesso às informações de mercado que, juntamente com os contratos futuros de petróleo, ajudaram a desestabilizar os preços no mercado internacional, tornando-os ainda mais voláteis.

#### 2.2.6 Organizações Internacionais

São entidades que possuem funções importantes e contribuem para o planejamento de longo prazo e/ou exercem influência geopolítica, que são características desta indústria, com suas projeções e estudos.

Como exemplos destas entidades pode-se citar a OCDE e a IEA, foi criada para ser um contraponto ao cartel da OPEP, que também é uma organização internacional, mas, por sua importância, será tratada em separado a seguir. Outras entidades: EIA do *US Department of Energy*, IBP no Brasil, Instituto Francês do Petróleo - IFP, etc.

#### 2.2.7 OPEP e as “Sete Irmãs”

A Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP) foi criada em 1960 por cinco países (Irã, Arábia Saudita, Kuwait, Iraque e Venezuela) para fazer frente ao cartel das “Sete Irmãs” formado pelas seguintes empresas:

- 1- Standard Oil of New Jersey - depois Exxon (EUA);
- 2- Standard Oil of New York - depois Mobil (EUA);
- 3- Standard Oil of Califórnia – SOCAL – depois Chevron (EUA);
- 4- Texaco (EUA);
- 5- Gulf Oil (EUA);
- 6- Royal Dutch Shell (Anglo-holandesa);
- 7- Anglo-Persian Oil Company - depois British Petroleum (Reino Unido);
- 8- Compaigne Française des Pétroles – CFP (França) posteriormente.

Estas empresas dominavam desde 1928 cerca de 80% da produção mundial de petróleo fora do bloco comunista e dos EUA, segundo PERTUSIER (2004), e viram seu poderoso oligopólio internacional ser questionado pela OPEP a fim de gerar maior receita petrolífera para os países produtores. Depois de várias fusões e aquisições nas décadas de 80 e 90, as Sete Irmãs transformaram-se nas quatro maiores *Majors*: ExxonMobil, Shell, BP e Chevron. Hoje, as Sete Irmãs são todas NOCs.

Segundo PERTUSIER (2004) e o Estatuto da OPEP (2008), a finalidade de sua criação era:

- A coordenação da política petrolífera entre os países-membros para assegurar preços justos e estáveis para os produtores;
- A escolha das melhores formas de proteger seus interesses, individual e coletivamente;
- Obter meios de garantir a estabilização dos preços no mercado internacional de petróleo, eliminando flutuações desnecessárias e danosas, em função dos interesses dos países produtores e da necessidade de lhes garantir um fluxo estável de receitas;
- Prover um suprimento eficiente, econômico e regular de óleo para os países consumidores;
- Garantir o retorno justo de capital para os investimentos da indústria.

Muito embora a literatura e o senso comum classifiquem a OPEP como um cartel, o estudo de PERTUSIER (2004) busca mostrar que “...a caracterização da

*OPEP como cartel, a aplicação do conceito de cartel à Organização é controversa, e seus objetivos sofreram mudanças substanciais ao longo das décadas de sua existência*". Há uma grande assimetria de países e interesses que ali se aglutinam, bem como a relação da organização com os preços do petróleo é uma questão controversa na visão deste autor.

Na visão de REPSOLD JÚNIOR (2003), a OPEP opera como um cartel, mas a questão são as estratégias adotadas, que mudaram ao longo do tempo. Entre 1973 e 1986, no auge do poder da OPEP, a estratégia era o controle de preços, pois, devido à baixa elasticidade-preço da demanda do óleo, por não haver substitutos próximos, os países consumidores reduziam pouco a procura frente às altas de preços ou, quando reduziam, causavam retração na atividade econômica. Isto ocorreu ao longo das décadas de 70 e 80, com um custo social associado altíssimo (desemprego, estagflação, etc.). A partir de 1986, o mundo aprendeu com a escassez nas duas crises do petróleo, passando a praticar políticas públicas ativas de eficiência e conservação energética de máquinas e equipamentos, buscando novas fronteiras exploratórias fora da OPEP para aumentar a oferta (Mar do Norte, Bacia de Campos, África, Alaska, Golfo do México, etc.) - que foram viabilizadas paradoxalmente pelos altos preços do óleo no mercado -, e pesquisando novas alternativas energéticas como o etanol, no caso brasileiro. Deste momento em diante, a elasticidade-preço da demanda aumentou, ficando a procura mais sensível a preços e, por conseguinte, reduziu-se o poder de mercado da OPEP. Sua estratégia se alterou desde então, mantendo-se até hoje o mecanismo de colocar uma parcela fixa no mercado e não mais buscar estipular preço como antes – em 2011 a OPEP respondeu por cerca de 40% da oferta de óleo no mercado segundo IBP (2012).

O atual *modus operandi* da OPEP se dá da seguinte forma:

- Cada país-membro tem uma quota de produção no montante ofertado pela Organização, que é uma parcela fixa do mercado, a fim de regular o suprimento mundial de óleo. A Arábia Saudita, por ser o detentor das maiores reservas, volume de produção e capacidade ociosa, atua como "fiel da

balança” neste mecanismo – ela é também chamada de produtor *swing* - uma vez que ela ajusta sua produção para compor a oferta total da OPEP;

- Cada país restringe a produção de sua empresa (NOC) se houver excesso de oferta e aumenta se houver falta para estar em conformidade com sua quota;
- Os países tomam decisão conjunta, como um cartel, para afetar os preços de mercado, procurando determinar o *gap* entre a demanda mundial e a oferta dos países não OPEP. Assim, se a quota total de produção da OPEP é maior que o somatório do *call on* de cada país-membro, o preço tende a cair e quando ocorre o contrário, ou seja, o somatório do *call on* de cada país-membro é maior que a cota total de produção, o preço tende a subir.
- Para ser membro da OPEP há ainda duas outras condições: o país deve ser exportador de petróleo e deve ter baixo custo de produção.

Atualmente, doze países fazem parte da OPEP e detêm em conjunto cerca de 77% das reservas provadas e mais de 41% da produção mundiais, segundo BP (2011):

- Argélia;
- Angola;
- Equador;
- Irã;
- Iraque;
- Kwait;
- Líbia;
- Nigéria;
- Qatar;
- Arábia Saudita;
- Emirados Árabes Unidos;
- Venezuela.

#### 2.2.8 Indústria Parapetrolífera

A indústria parapetrolífera é fornecedora de serviços bastante heterogêneos para o segmento *upstream* da indústria de O&G. Entre estes se podem elencar os de geofísica (desde a aquisição, passando pelo processamento até a interpretação

de dados sísmicos), sondas e perfuração de poços, engenharia e projetos, engenharia submarina, construção e montagem de unidades de produção (estaleiros), além de fabricantes de equipamentos para geofísica e perfuração, construção e montagem metálica e engenharia mecânica.

Políticas de conteúdo nacional, que visam maximizar a participação da indústria nacional no setor de O&G, têm sido fundamentais para assegurar a máxima geração de benefícios para as economias emergentes, além de ampliar a competitividade da cadeia de fornecedores e criar as condições para novos entrantes com a Itália, a Coreia do Sul, o México, o Japão e do próprio Brasil. Os maiores polos desta indústria atualmente estão nos EUA, Reino Unido, França e Noruega.

Esta é uma indústria muito concentrada e estima-se que as três empresas-líderes – Halliburton, Baker Hughes e Schlumberger - detenham mais de 50% do total do *market share* do setor. Elas também são conhecidas como as *Majors* dos serviços de petróleo.

## **2.3 Grupos Geopolíticos**

### **2.3.1 Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE**

Sua origem remonta a 1948, como Organização para a Cooperação Econômica Europeia – OECE, criada para ajudar a gerir o Plano Marshall dos EUA para a reconstrução da Europa após a Segunda Guerra Mundial. Em 1961 a Organização para a Cooperação Econômica e Desenvolvimento Econômico – OCDE foi criada para suceder à OECE, e posteriormente a filiação à entidade foi estendida a estados não europeus, sendo sua sede em Paris até os dias de hoje.

Trata-se de uma organização internacional de 34 países – Tabela 1 - que aceitam os princípios da democracia representativa e da economia de livre mercado. Seus membros são economias de alta renda, alto Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e são considerados países desenvolvidos, exceto México, Chile e Turquia. Também é chamada de "Grupo dos Ricos"

porque os países participantes produzem juntos cerca de metade de todo PIB mundial. A OCDE influencia a política econômica e social de seus membros.

Seus objetivos são:

- Apoiar um crescimento econômico duradouro;
- Desenvolver o emprego;
- Elevar o nível de vida da população;
- Manter a estabilidade financeira;
- Ajudar os outros países a desenvolverem as suas economias;
- Contribuir para o crescimento do comércio mundial.

A OCDE também partilha os seus conhecimentos e troca de ideias com mais de 100 outros países e economias, desde o Brasil, China e Rússia até os países menos desenvolvidos da África.

Tabela 1 - Países Membros da OCDE

| Países Membros  | Ano de Admissão |
|-----------------|-----------------|
| Austria         | 1948            |
| Bélgica         | 1948            |
| Dinamarca       | 1948            |
| França          | 1948            |
| Grécia          | 1948            |
| Islândia        | 1948            |
| Irlanda         | 1948            |
| Itália          | 1948            |
| Luxemburgo      | 1948            |
| Noruega         | 1948            |
| Holanda         | 1948            |
| Portugal        | 1948            |
| Reino Unido     | 1948            |
| Suécia          | 1948            |
| Suíça           | 1948            |
| Turquia (*)     | 1948            |
| Alemanha        | 1955            |
| Espanha         | 1959            |
| Canadá          | 1961            |
| EUA             | 1961            |
| Japão           | 1964            |
| Finlândia       | 1969            |
| Austrália       | 1971            |
| Nova Zelândia   | 1973            |
| México (*)      | 1994            |
| República Checa | 1995            |
| Hungria         | 1996            |
| Polónia (*)     | 1996            |
| Coreia do Sul   | 1996            |
| Eslováquia      | 2000            |
| Chile (*)       | 2010            |
| Eslovênia       | 2010            |
| Israel          | 2010            |
| Estônia (**)    | 2010            |

## Notas:

Os Membros fundadores da OCDE são os 16 países ingressados em 1948.

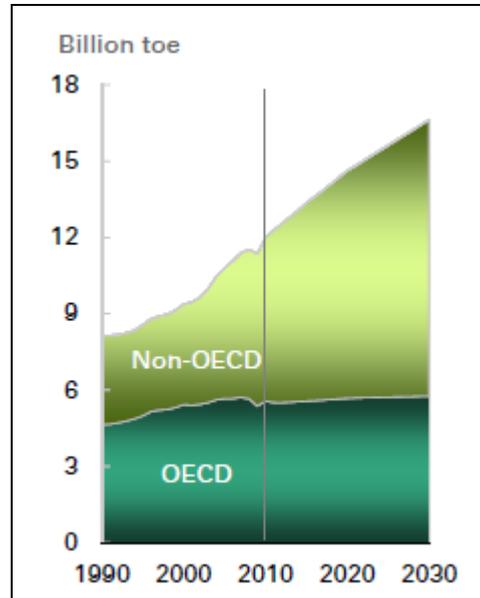
(\*) Todos os membros são economias de renda alta, segundo critérios do Banco Mundial, exceto estes quatro países que são de renda média alta.

(\*\*) Convidado a ingressar.

Fonte: [www.ocde.org](http://www.ocde.org)

Comparando-se no entanto a projeção do consumo de energia dos países da OCDE x Não OCDE para 2030 na Figura 4, segundo a BP, vê-se que o crescimento ficará praticamente estabilizado para o grupo da OCDE, enquanto

que nos países Não OCDE o crescimento será muito maior, puxado pelos países emergentes, principalmente os BRICS.



*Figura 4 – Consumo de Energia para 2030 dos Países OCDE x Não OCDE (bilhões toe) Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)*

### 2.3.2 Países Não OCDE

São todos os demais países que não são membros da OCDE, destacando-se aqui o grupo dos BRICS, objeto deste estudo.

#### 2.3.2.1 BRICS

Um grupo de países emergentes se destaca atualmente no cenário econômico mundial pelo seu rápido crescimento e, embora não se organizem num bloco econômico como a União Européia, por exemplo, este grupo tem buscado formar uma aliança a fim de converter seu crescente poder econômico em maior influência geopolítica. São os BRICS, cuja sigla se refere ao Brasil, Rússia, Índia, China e mais recentemente à África do Sul. O termo foi criado por Jim O'Neil economista-chefe do Banco Goldman Sachs em um estudo de 2001 (Building Better Global Economic BRICs). Desde então, a sigla tem sido usada como símbolo da mudança do poder econômico global, para ser uma alternativa às economias desenvolvidas do G7 e da OCDE. Atualmente estes cinco países em conjunto representam mais de 25% da

área do planeta, mais de 40% da população mundial (quase 3 bilhões de habitantes) e um PIB combinado que gira em torno de US\$ 19 trilhões, superior ao da economia americana em 2010 (US\$ 15 trilhões) e que representa mais de 25% do PIB mundial comparado aos quase 50% dos países da OCDE.

Segundo a Tese dos BRICS de O'Neil, em 2050 os BRICS vão ofuscar as economias dos países mais ricos do mundo, estabelecendo uma nova ordem mundial multipolar bastante distinta da atual. Brasil e Rússia se tornarão dominantes como fornecedores de matéria-prima, principalmente exportadores líquidos de óleo e gás fora da OPEP nos próximos 20 a 25 anos, conforme BP (2012) e EIA (2009) apresentados na Figura 5. China e Índia, além de tornarem fornecedores mundiais de produtos manufaturados e serviços, serão também grandes importadores líquidos de óleo e gás, cuja complementaridade no âmbito dos BRICS poderá ser bastante vantajosa para todos do grupo, como será abordado no Estudo de Caso. Neste cenário, as NOCs destes países terão um papel de destaque.

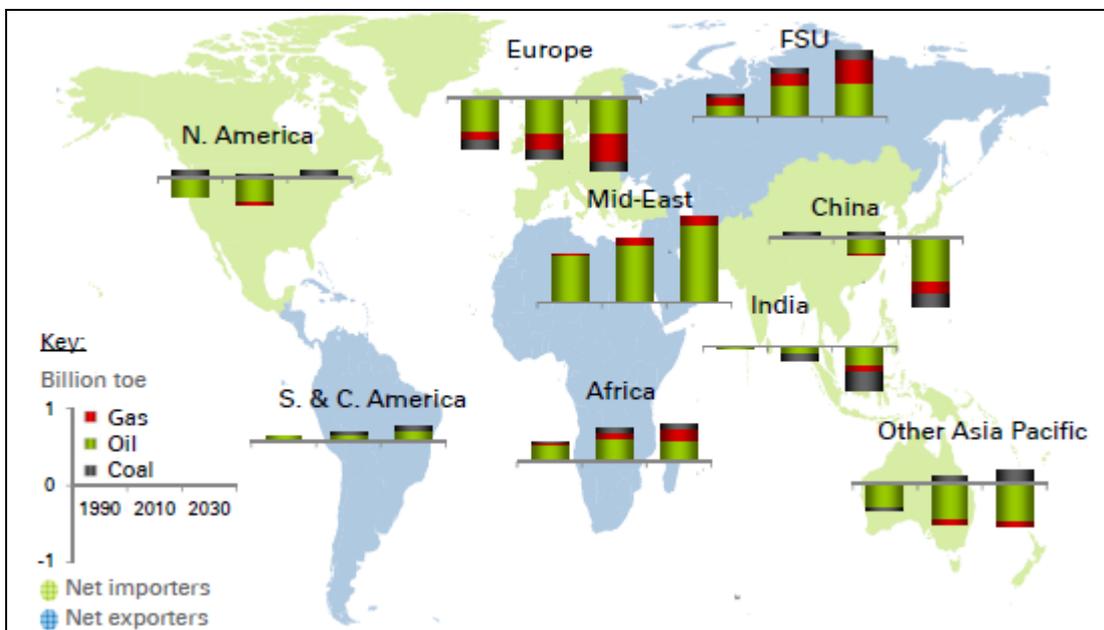


Figura 5 – Cenário de países exportadores x importadores líquidos de O&G e carvão em 2030 Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)

A Figura 6 demonstra o grau de dependência por tipo de combustível e, por conseguinte, a vulnerabilidade da Índia e da China em 2030, quando cada qual importará, respectivamente, 91 e 80% da sua demanda de óleo.

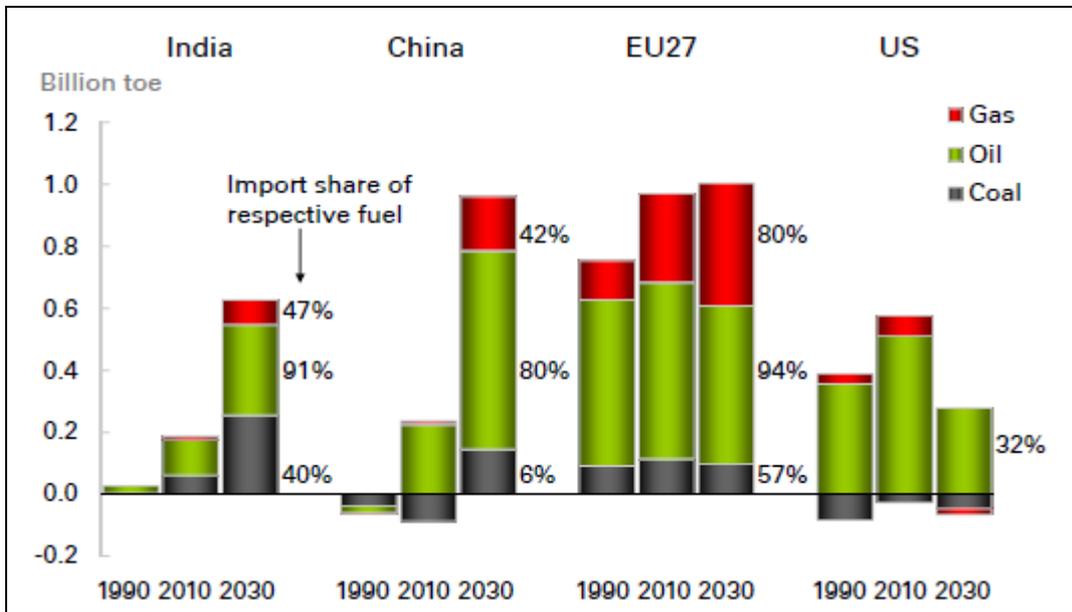


Figura 6 – Grau de dependência por tipo de combustível em 2030 – Índia, China, UE e EUA Fonte: Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)

Embora a participação dos BRICS seja bastante relevante no cenário global e as previsões são de que sua importância aumentará cada vez mais nos próximos anos, há que se atentar para a disparidade dentro do próprio grupo uma vez que a China representa atualmente cerca de 59% do total do PIB agregado, seguida da Índia com 23%, Brasil e Rússia com 8% cada um e a África do Sul com 2% do total (FERNANDES, 2011). Isto pode levar a desequilíbrios em termos de estratégias geopolíticas conjuntas.

### 3 ANÁLISE DO MERCADO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO

#### 3.1 Produção Mundial de Óleo

A produção mundial de petróleo foi da ordem de 82,1 milhões de bpd em 2010, sendo a Rússia, Arábia Saudita, EUA e Irã os quatro maiores produtores com uma razão de concentração - CR(4)<sup>3</sup> neste mercado de quase 39% do total. Considerando os oito maiores – incluindo mais China, Canadá, México e EAU - a razão de concentração - CR(8) sobe para 55% do total. Os outros países produtores detêm os 45% restantes da produção mundial, evidenciando o altíssimo grau de concentração da produção, segundo os parâmetros da economia industrial para medir concentração.

Na Tabela 2 observa-se que, em termos geopolíticos, 78% da produção se origina dos países Não OCDE (sendo 22% dos BRICS), apenas 22% vêm do grupo dos países da OCDE ou, de outra forma, em torno de 42% origina-se dos países da OPEP e os restantes 58% dos países Não OPEP. Em 17 dos 20 maiores países produtores o tipo majoritário de empresa operadora são as NOCs, demonstrando a queda da participação das IOCs na produção mundial. Na Figura 7, têm-se a produção mundial, onde mais da metade se origina do Oriente Médio e dos países da antiga URSS (cerca de 43 MM bpd ou mais de 52% do total).

---

<sup>3</sup> Razão de concentração é uma das medidas de concentração industrial consagradas pela literatura econômica para apurar a parcela de mercado em geral das quatro ou oito maiores empresas no setor, refletindo assim seu poder de mercado. Quanto maior o valor do índice, maior o poder de mercado. O seu uso também será utilizado mais adiante para as reservas, uma vez que elas são de fundamental importância para o setor de O&G. As respectivas razões de concentrações são conhecidas como CR(4) e CR(8). KUPFER e HANSENCLEVER (2002).

*Tabela 2 - 20 Maiores Produtores Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora*

| Posição                 | Grupo Geopolítico    | País                   | Volume MM bpd | % do Total    | Razão de Concentração CR (n) ou % do Total Cumulativo | Tipo Majoritário de Empresa Operadora no país | Empresas                                    |
|-------------------------|----------------------|------------------------|---------------|---------------|---|---|---|
| 1                       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa        | 10,3          | 12,9%         | 12,9%   | NOCs  | GAZPROM<br>ROSNEFT                          |
| 2                       | OPEP                 | Arábia Saudita         | 10,0          | 12,0%         | 24,9%   | NOC   | SAUDI ARAMCO                                |
| 3                       | OCDE                 | EUA                    | 7,5           | 8,7%          | 33,5%   | IOCs  | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)              |
| 4                       | OPEP                 | Irã                    | 4,2           | 5,2%          | 38,7%   | NOC   | NIOC  |
| 5                       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | China                  | 4,1           | 5,2%          | 43,9%   | NOCs  | PETROCHINA<br>CNOOC<br>SINOPEC              |
| 6                       | OCDE                 | Canadá                 | 3,3           | 4,2%          | 48,1%   | IOCs  | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)              |
| 7                       | OCDE                 | México                 | 3,0           | 3,7%          | 51,8%   | NOC   | PEMEX                                       |
| 8                       | OPEP                 | Emirados Árabes Unidos | 2,8           | 3,3%          | 55,1%   | NOC   | ADNOC                                       |
| 9                       | OPEP                 | Kuwait                 | 2,5           | 3,1%          | 58,3%   | NOC   | KPC   |
| 10                      | OPEP                 | Venezuela              | 2,5           | 3,1%          | 61,4%   | NOC   | PDVSA                                       |
| 11                      | OPEP                 | Iraque                 | 2,5           | 3,1%          | 64,4%   | NOC   | INOC  |
| 12                      | OPEP                 | Nigéria                | 2,4           | 2,9%          | 67,4%   | NOC   | NNPC  |
| 13                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Brasil                 | 2,1           | 2,7%          | 70,1%   | NOC   | PETROBRAS                                   |
| 14                      | OCDE                 | Noruega                | 2,1           | 2,5%          | 72,6%   | NOC/IOCs                                      | STATOIL e<br>Majors (Exxon, Shell, BP, etc) |
| 15                      | OPEP                 | Angola                 | 1,9           | 2,3%          | 74,9%   | NOC   | SONANGOL                                    |
| 16                      | OPEP                 | Argélia                | 1,8           | 2,0%          | 76,9%   | NOC   | SONATRACH                                   |
| 17                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Casaquistão            | 1,8           | 2,1%          | 79,0%   | NOC   | Kazmunaygas                                 |
| 18                      | OPEP                 | Líbia                  | 1,7           | 2,0%          | 81,0%   | NOC   | Libia NOC                                   |
| 19                      | OPEP                 | Qatar                  | 1,6           | 1,7%          | 82,7%   | NOC   | Qatar Petroleum                             |
| 20                      | OCDE                 | Reino Unido            | 1,3           | 1,6%          | 84,3%   | IOCs  | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)              |
| <b>Total Mundo</b>      |                      |                        | <b>82,1</b>   | <b>100,0%</b> |   |   |   |
| OCDE                    |                      |                        | 18,5          | 22,1%         |   |   |   |
| Não-OCDE                |                      |                        | 63,6          | 77,9%         |   |   |   |
| OPEP                    |                      |                        | 34,3          | 41,5%         |   |   |   |
| Não-OPEP exceto ex-URSS |                      |                        | 34,3          | 41,7%         |   |   |   |
| Antiga URSS             |                      |                        | 13,5          | 16,8%         |   |   |   |
| União Européia          |                      |                        | 1,9           | 2,4%          |   |   |   |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

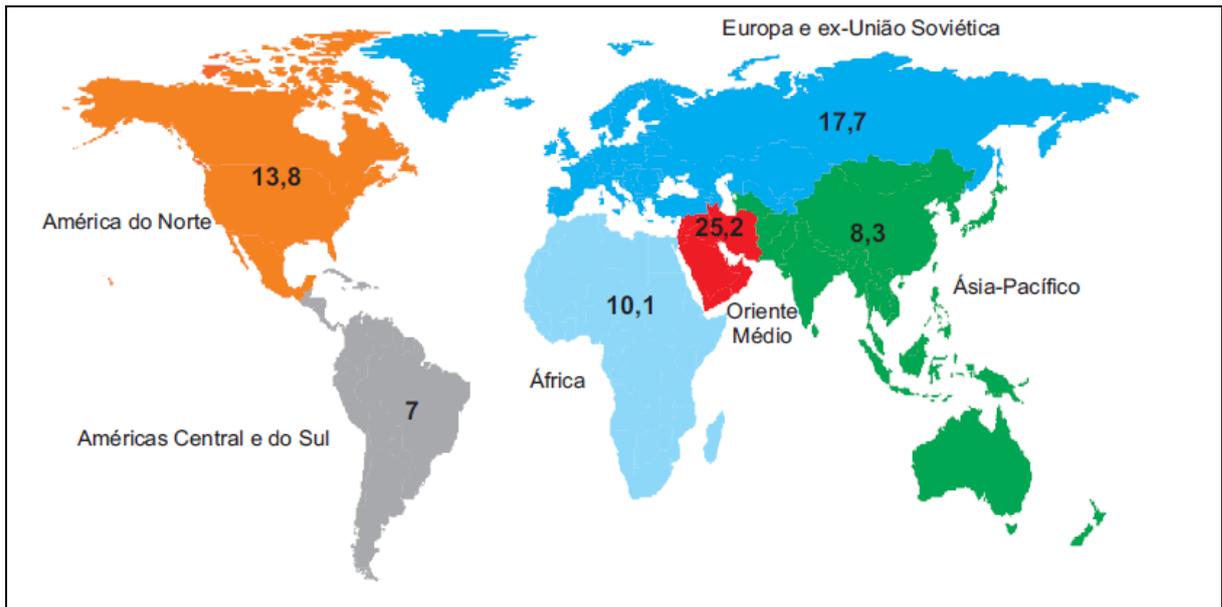


Figura 7 - Produção mundial de óleo, segundo Regiões Geográficas (MM bpd - Total 82,1) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

Na década de 50, as “Sete Irmãs” detinham cerca de 55% da produção mundial até atingir o pico de 66% na década de 70. Desde então, vêm perdendo participação até chegar em 2010. Depois das várias fusões e aquisições ocorridas no setor, elas transformaram-se nas quatro maiores *Majors* (ExxonMobil, Shell, BP e Chevron), respondendo na atualidade por menos de 10% da produção e cerca de 3% das reservas mundiais, levantando a questão de sua sobrevivência em longo prazo, como pode ser visto na Tabela 3.

*Tabela 3 - Produção e participação % das Supermajors na Produção Mundial de Petróleo 1950-2010 (MM bpd)*

| COMPANHIAS                        | 1950 | % Total | 1960 | % Total | 1970 | % Total | 1980 | % Total | 1990 | % Total | 2000 | % Total | 2010 | % Total |
|-----------------------------------|------|---------|------|---------|------|---------|------|---------|------|---------|------|---------|------|---------|
| Exxon                             | 1,3  | 15%     | 2,2  | 12%     | 6,1  | 15%     | 4,0  | 8%      | 1,7  | 3%      | 2,6  | 4%      | 2,4  | 3%      |
| Gulf Oil                          | 0,5  | 6%      | 1,6  | 9%      | 3,2  | 8%      | 1,2  | 3%      | -    | -       | -    | -       | -    | -       |
| Chevron                           | 0,4  | 5%      | 1,1  | 6%      | 2,6  | 7%      | 3    | 6%      | 0,9  | 2%      | 2,0  | 3%      | 1,9  | 2%      |
| Texaco                            | 0,5  | 6%      | 1,5  | 8%      | 3,2  | 8%      | 3,3  | 7%      | 0,8  | 2%      | -    | -       | -    | -       |
| Mobil Oil                         | 0,3  | 4%      | 0,8  | 4%      | 2,1  | 5%      | 2,0  | 4%      | 0,9  | 2%      | -    | -       | -    | -       |
| Royal Dutch-Shell                 | 0,9  | 11%     | 2,1  | 11%     | 5,1  | 13%     | 3,7  | 8%      | 1,9  | 4%      | 2,3  | 4%      | 1,7  | 2%      |
| BP                                | 0,8  | 9%      | 1,6  | 9%      | 4,1  | 10%     | 2,4  | 5%      | 1,3  | 3%      | 1,9  | 3%      | 2,4  | 3%      |
| Total das Supermajors (a)         | 4,7  | 55%     | 10,9 | 58%     | 26,4 | 66%     | 19,6 | 41%     | 7,5  | 15%     | 8,8  | 13%     | 8,4  | 10%     |
| Total mundo (b)                   | 8,5  | 100%    | 18,7 | 100%    | 40   | 100%    | 47,9 | 100%    | 51,3 | 100%    | 65,7 | 100%    | 82,1 | 100%    |
| Quota das Supermajors (c)=(a)/(b) | 55%  | -       | 58%  | -       | 66%  | -       | 41%  | -       | 15%  | -       | 13%  | -       | 10%  | -       |

*Fontes: Campos (2007), BP Statistical Review (2011) e Relatórios das Companhias (2010), modificada.*

### 3.2 Consumo Mundial de Óleo

Assim como a produção está concentrada, o consumo também o está, mas desta vez na direção dos países da OCDE. Entre os 20 maiores consumidores, onze são da OCDE correspondendo a 45% do total, conforme Tabela 4 e Figura 8. Considerando todos os países da OCDE, 52,5% do consumo se originam deles. Os BRICS atualmente demandam quase 20% do total. Isto revela uma forte assimetria entre produtores e consumidores e a origem dos vários conflitos mundiais, principalmente após a 2ª Guerra Mundial, para o controle das fontes da matéria prima.

Tabela 4 - 20 Maiores Consumidores Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos

| Posição | Grupo Geopolítico    | País               | Volume MM bpd | % Total       | % Total Cumulativo |
|---------|----------------------|--------------------|---------------|---------------|--------------------|
| 1       | OCDE                 | EUA                | 19,1          | 21,1%         | 21,1%              |
| 2       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | China              | 9,1           | 10,6%         | 31,7%              |
| 3       | OCDE                 | Japão              | 4,5           | 5,0%          | 36,7%              |
| 4       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Índia              | 3,3           | 3,9%          | 40,6%              |
| 5       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa    | 3,2           | 3,7%          | 44,3%              |
| 6       | OPEP                 | Arábia Saudita     | 2,8           | 3,1%          | 47,4%              |
| 7       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Brasil             | 2,6           | 2,9%          | 50,3%              |
| 8       | OCDE                 | Alemanha           | 2,4           | 2,9%          | 53,1%              |
| 9       | OCDE                 | Coréia do Sul      | 2,4           | 2,6%          | 55,8%              |
| 10      | OCDE                 | Canadá             | 2,3           | 2,5%          | 58,3%              |
| 11      | OCDE                 | México             | 2,0           | 2,2%          | 60,5%              |
| 12      | OPEP                 | Irã                | 1,8           | 2,1%          | 62,6%              |
| 13      | OCDE                 | França             | 1,7           | 2,1%          | 64,7%              |
| 14      | OCDE                 | Reino Unido        | 1,6           | 1,8%          | 70,5%              |
| 15      | OCDE                 | Itália             | 1,5           | 1,8%          | 72,3%              |
| 16      | OCDE                 | Espanha            | 1,5           | 1,8%          | 74,1%              |
| 17      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Indonésia          | 1,3           | 1,5%          | 75,6%              |
| 18      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Cingapura          | 1,2           | 1,5%          | 77,2%              |
| 19      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Tailândia          | 1,1           | 1,2%          | 79,8%              |
| 20      | OCDE                 | Holanda            | 1,1           | 1,2%          | 81,1%              |
|         |                      | <b>Total Mundo</b> | <b>87,4</b>   | <b>100,0%</b> |                    |
|         |                      | <b>OCDE</b>        | <b>46,4</b>   | <b>52,5%</b>  |                    |
|         |                      | <b>Não-OCDE</b>    | <b>40,9</b>   | <b>47,5%</b>  |                    |
|         |                      | União Européia     | 13,9          | 16,4%         |                    |
|         |                      | Antiga URSS        | 4,3           | 5,0%          |                    |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

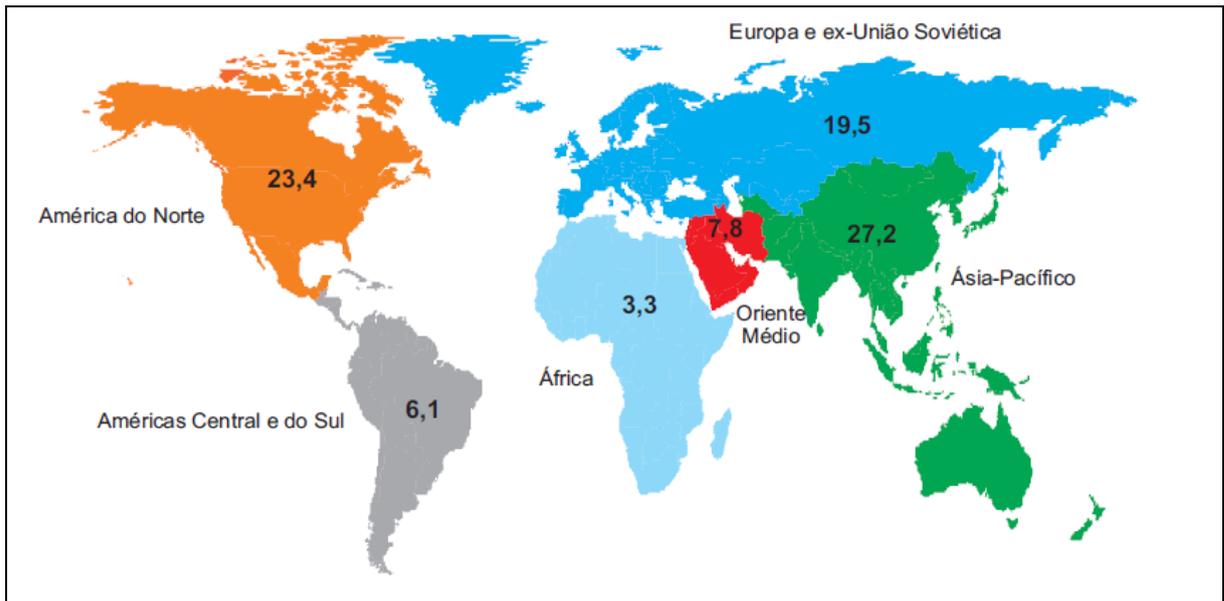


Figura 8 - Consumo mundial de óleo, segundo Regiões Geográficas (MM bpd - Total 87,4) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.3 Reservas Mundiais de Óleo

O nível de concentração neste quesito é ainda maior do que na produção. Os países da OPEP respondem por mais de três quartos das reservas mundiais conforme Tabela 5 e Figura 9. Os BRICS por menos de 10% do total. Os países da União Europeia e os EUA apresentam-se altamente vulneráveis com volumes de reservas de 0,5 e 2,2% do total, respectivamente.

Tabela 5 - 20 Maiores Reservas Mundiais de Petróleo em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora

| Posição                 | Grupo Geopolítico    | País                   | Volume Bilhões bbl | % do Total    | Razão de Concentração CR (n) ou % do Total Cumulativo | Relação Reservas/ Produção Anos | Tipo Majoritário de Empresa Operadora no país | Empresas                       |
|-------------------------|----------------------|------------------------|--------------------|---------------|---|---------------------------------|---|--------------------------------|
| 1                       | OPEP                 | Arábia Saudita         | 264,5              | 19,1%         | 19,1%   | 72,4                            | NOC   | SAUDI ARAMCO                   |
| 2                       | OPEP                 | Venezuela              | 211,2              | 15,3%         | 34,4%   | *                               | NOC   | PDVSA                          |
| 3                       | OPEP                 | Irã                    | 137,0              | 9,9%          | 44,3%   | 88,4                            | NOC   | NIOC                           |
| 4                       | OPEP                 | Iraque                 | 115,0              | 8,3%          | 52,6%   | *                               | NOC   | INOC                           |
| 5                       | OPEP                 | Kuwait                 | 101,5              | 7,3%          | 59,9%   | *                               | NOC   | KPC                            |
| 6                       | OPEP                 | Emirados Árabes Unidos | 97,8               | 7,1%          | 67,0%   | 94,1                            | NOC   | ADNOC                          |
| 7                       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa        | 77,4               | 5,6%          | 72,6%   | 20,6                            | NOCs  | GAZPROM<br>ROSNEFT             |
| 8                       | OPEP                 | Líbia                  | 46,4               | 3,4%          | 76,0%   | 76,7                            | NOC   | Libia NOC                      |
| 9                       | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Casaquistão            | 39,8               | 2,9%          | 78,8%   | 62,1                            | NOC   | Kazmunaygas                    |
| 10                      | OPEP                 | Nigéria                | 37,2               | 2,7%          | 81,5%   | 42,4                            | NOC   | NNPC                           |
| 11                      | OCDE                 | Canadá                 | 32,1               | 2,3%          | 83,9%   | 26,3                            | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc) |
| 12                      | OCDE                 | EUA                    | 30,9               | 2,2%          | 86,1%   | 11,3                            | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc) |
| 13                      | OPEP                 | Qatar                  | 25,9               | 1,9%          | 88,0%   | 45,2                            | NOC   | Qatar Petroleum                |
| 14                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | China                  | 14,8               | 1,1%          | 89,0%   | 9,9                             | NOC   | PETROCHINA<br>CNOOC<br>SINOPEC |
| 15                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Brasil                 | 14,2               | 1,0%          | 90,1%   | 18,3                            | NOC   | PETROBRAS                      |
| 16                      | OPEP                 | Angola                 | 13,5               | 1,0%          | 91,0%   | 20,0                            | NOC   | SONANGOL                       |
| 17                      | OPEP                 | Argélia                | 12,2               | 0,9%          | 91,9%   | 18,5                            | NOC   | SONATRACH                      |
| 18                      | OCDE                 | México                 | 11,4               | 0,8%          | 92,7%   | 10,6                            | NOC   | PEMEX                          |
| 19                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Índia                  | 9,0                | 0,7%          | 93,4%   | 30,0                            | NOC   | ONGC                           |
| 20                      | Não-OCDE<br>Não-OPEP | Azerbaijão             | 7,0                | 0,5%          | 93,9%   | 18,5                            | NOC   | SOCAR                          |
| <b>Total Mundo</b>      |                      |                        | <b>1.383,2</b>     | <b>100,0%</b> |   | <b>46,2</b>                     |   |                                |
| <b>OCDE</b>             |                      |                        | <b>91,4</b>        | <b>6,6%</b>   |   | <b>13,5</b>                     |   |                                |
| <b>OPEP</b>             |                      |                        | <b>1.068,4</b>     | <b>77,2%</b>  |   | <b>85,3</b>                     |   |                                |
| Não-OPEP exceto ex-URSS |                      |                        | 188,7              | 13,6%         |   | 15,1                            |   |                                |
| União Européia          |                      |                        | 6,3                | 0,5%          |   | 8,8                             |   |                                |
| Antiga URSS             |                      |                        | 126,1              | 9,1%          |   | 25,6                            |   |                                |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

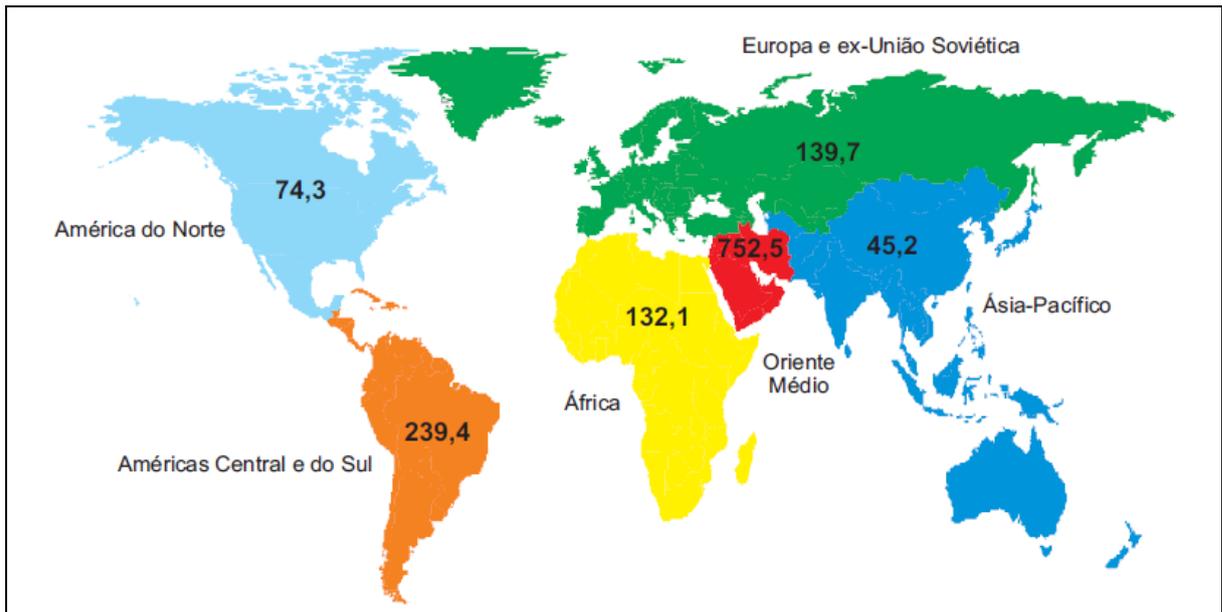


Figura 9 - Reservas provadas mundiais de óleo, segundo Regiões Geográficas (bilhões bbl - Total 1.383,2) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.4 Fluxo do Comércio Mundial de Óleo

Os maiores movimentos de comércio de óleo do mundo estão representados na Figura 10. Todos os maiores produtores mundiais fornecem para os EUA (Canadá, México, Venezuela, África, Oriente Médio, América do Sul e Rússia). Para a Europa fornecem a Rússia, Oriente Médio, África e Venezuela. Para a China fornecem principalmente África, Oriente Médio, Ásia, e Rússia. Para a Índia e Japão, sobretudo o Oriente Médio.

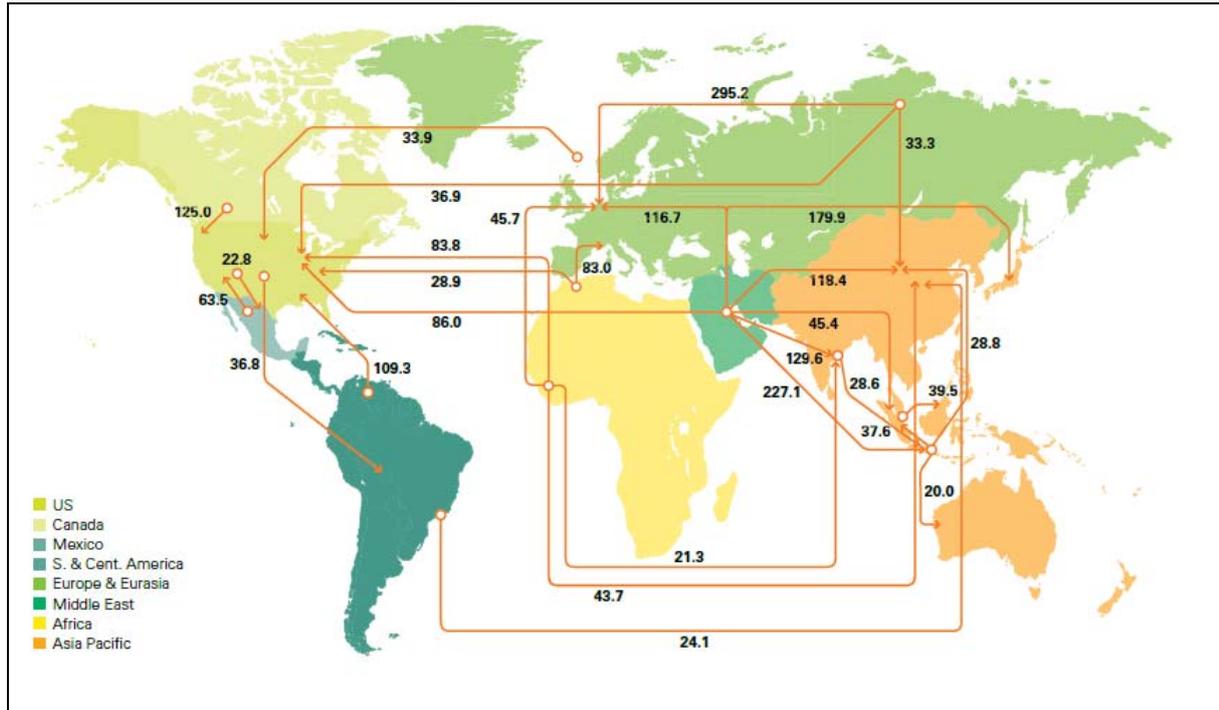


Figura 10 – Fluxo do Comércio Mundial de Óleo (MM ton/ano) – 2010  
 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.5 Produção Mundial de Gás Natural

A produção mundial de gás natural foi da ordem de 3,2 trilhões m<sup>3</sup> em 2010, sendo os EUA, Rússia, Canadá e Irã os quatro maiores produtores com uma razão de concentração de 47% do total. Considerando os oito maiores – incluindo mais Qatar, Noruega, China e Arábia Saudita, a concentração sobe para quase 60% do total. Os outros países produtores detêm os 40% restantes da produção mundial, evidenciando assim um mercado ainda mais concentrado que o de petróleo.

Na Tabela 6 observa-se que em termos geopolíticos, quase um quarto da produção se origina dos países da Antiga URSS, principalmente a Rússia, tendo a OPEP menor influência neste mercado em relação ao óleo. Isto se deve, em parte, à grande produção dos EUA, sobretudo o *Shale Gas*. Embora as NOCs estejam em menor número em relação ao mercado de óleo - 14 contra 17 entre os 20 maiores países produtores – este tipo de empresa ainda predomina no mercado de gás. Na Figura 11, têm-se a produção mundial, onde mais da metade se origina do Oriente Médio e dos países da antiga URSS (cerca de 1.503,8 bilhões m<sup>3</sup> ou 47% do total).

*Tabela 6 - 20 Maiores Produtores Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora*

| Posição               | Grupo Geopolítico    | País                   | Volume bilhões m3 | % Total       | Razão de Concentração CR (n) ou % do Total Cumulativo | Tipo Majoritário de Empresa Operadora no país | Empresas                                 |
|-----------------------|----------------------|------------------------|-------------------|---------------|---|---|--|
| 1                     | OCDE                 | EUA                    | 611,0             | 19,3%         | 19,3%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 2                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa        | 588,9             | 18,4%         | 37,7%   | NOC   | Gazprom<br>Rosneft                       |
| 3                     | OCDE                 | Canadá                 | 159,8             | 5,0%          | 42,7%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 4                     | OPEP                 | Irã                    | 138,5             | 4,3%          | 47,0%   | NOC   | NIOC                                     |
| 5                     | OPEP                 | Qatar                  | 116,7             | 3,6%          | 50,7%   | NOC   | Qatar Petroleum                          |
| 6                     | OCDE                 | Noruega                | 106,4             | 3,3%          | 54,0%   | NOC/IOCs                                      | Statoil e Majors (Exxon, Shell, BP, etc) |
| 7                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | China                  | 96,8              | 3,0%          | 57,0%   | NOC   | CNPC<br>Sinopec<br>CNOOC                 |
| 8                     | OPEP                 | Arábia Saudita         | 83,9              | 2,6%          | 59,7%   | NOC   | Saudi Aramco                             |
| 9                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Indonésia              | 82,0              | 2,6%          | 62,2%   | NOC   | PERTAMINA                                |
| 10                    | OPEP                 | Argélia                | 80,4              | 2,5%          | 64,7%   | NOC   | SONATRACH                                |
| 11                    | OCDE                 | Holanda                | 70,5              | 2,2%          | 66,9%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 12                    | Não OCDE<br>Não-OPEP | Malásia                | 66,5              | 2,1%          | 69,0%   | NOC   | PETRONAS                                 |
| 13                    | Não OCDE<br>Não-OPEP | Egito                  | 61,3              | 1,9%          | 70,9%   | NOC   | EGPC                                     |
| 14                    | Não OCDE<br>Não-OPEP | Uzbequistão            | 59,1              | 1,8%          | 72,8%   | NOC   | Uzbekneftegas                            |
| 15                    | OCDE                 | Reino Unido            | 57,1              | 1,8%          | 74,6%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 16                    | OCDE                 | México                 | 55,3              | 1,7%          | 76,3%   | NOC   | PEMEX                                    |
| 17                    | OPEP                 | Emirados Árabes Unidos | 51,0              | 1,6%          | 77,9%   | NOC   | ADNOC                                    |
| 18                    | Não OCDE<br>Não-OPEP | Índia                  | 50,9              | 1,6%          | 79,5%   | NOC   | ONGC                                     |
| 19                    | OCDE                 | Austrália              | 50,4              | 1,6%          | 81,0%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 20                    | Não OCDE<br>Não-OPEP | Trinidade & Tobago     | 42,4              | 1,3%          | 82,4%   | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| <b>Total Mundo</b>    |                      |                        | <b>3.193,3</b>    | <b>100,0%</b> |   |   |  |
| <b>OCDE</b>           |                      |                        | <b>1.159,8</b>    | <b>36,5%</b>  |   |   |  |
| <b>Não OCDE</b>       |                      |                        | <b>2.033,5</b>    | <b>63,5%</b>  |   |   |  |
| <b>União Européia</b> |                      |                        | <b>174,9</b>      | <b>5,5%</b>   |   |   |  |
| <b>Antiga URSS</b>    |                      |                        | <b>757,9</b>      | <b>23,7%</b>  |   |   |  |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

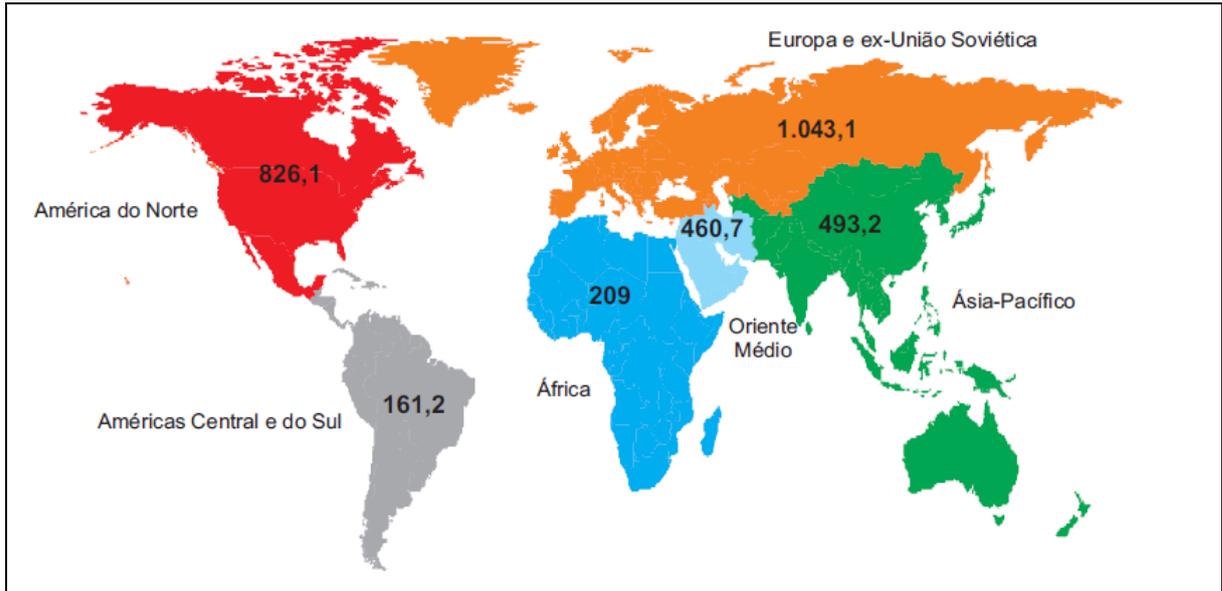


Figura 11 - Produção mundial de gás natural, segundo Regiões Geográficas (bilhões m<sup>3</sup> – Total 3.193,3 ) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.6 Consumo Mundial de Gás Natural

Assim como a produção de óleo, o consumo também está concentrado na direção dos países da OCDE, mas em grau um pouco menor. Considerando todos os países da OCDE, cerca de 49% do consumo se origina deles, conforme Tabela 7 e Figura 12. Os BRICS atualmente demandam pouco mais de 18% do total.

Tabela 7 - 20 Maiores Consumidores Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos

| Posição                | Grupo Geopolítico    | País                   | Volume bilhões m3 | % Total       | % Total Cumulativo |
|------------------------|----------------------|------------------------|-------------------|---------------|--------------------|
| 1                      | OCDE                 | EUA                    | 683,4             | 21,7%         | 21,7%              |
| 2                      | Não OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa        | 414,1             | 13,0%         | 34,8%              |
| 3                      | OPEP                 | Irã                    | 136,9             | 4,3%          | 39,1%              |
| 4                      | Não OCDE<br>Não-OPEP | China                  | 109,0             | 3,4%          | 42,5%              |
| 5                      | OCDE                 | Japão                  | 94,5              | 3,0%          | 45,5%              |
| 6                      | OCDE                 | Reino Unido            | 93,8              | 3,0%          | 48,4%              |
| 7                      | OCDE                 | Canadá                 | 93,8              | 3,0%          | 51,4%              |
| 8                      | OPEP                 | Arábia Saudita         | 83,9              | 2,6%          | 54,0%              |
| 9                      | OCDE                 | Alemanha               | 81,3              | 2,6%          | 56,6%              |
| 10                     | OCDE                 | Itália                 | 76,1              | 2,4%          | 59,0%              |
| 11                     | OCDE                 | México                 | 68,9              | 2,2%          | 61,2%              |
| 12                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Índia                  | 61,9              | 1,9%          | 63,1%              |
| 13                     | OPEP                 | Emirados Árabes Unidos | 60,5              | 1,9%          | 65,0%              |
| 14                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Ucrânia                | 52,1              | 1,6%          | 66,7%              |
| 15                     | OCDE                 | França                 | 46,9              | 1,5%          | 68,1%              |
| 16                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Uzbequistão            | 45,5              | 1,4%          | 69,6%              |
| 17                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Egito                  | 45,1              | 1,4%          | 71,0%              |
| 18                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Tailândia              | 45,1              | 1,4%          | 72,4%              |
| 19                     | OCDE                 | Holanda                | 43,6              | 1,4%          | 73,8%              |
| 20                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Argentina              | 43,3              | 1,4%          | 75,2%              |
| <b>Total Mundo</b>     |                      |                        | <b>3.169,0</b>    | <b>100,0%</b> |                    |
| OCDE                   |                      |                        | 1.546,2           | 48,9%         |                    |
| Não OECD               |                      |                        | 1.622,8           | 51,1%         |                    |
| União Européia         |                      |                        | 492,5             | 15,5%         |                    |
| Antiga União Soviética |                      |                        | 596,8             | 18,8%         |                    |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

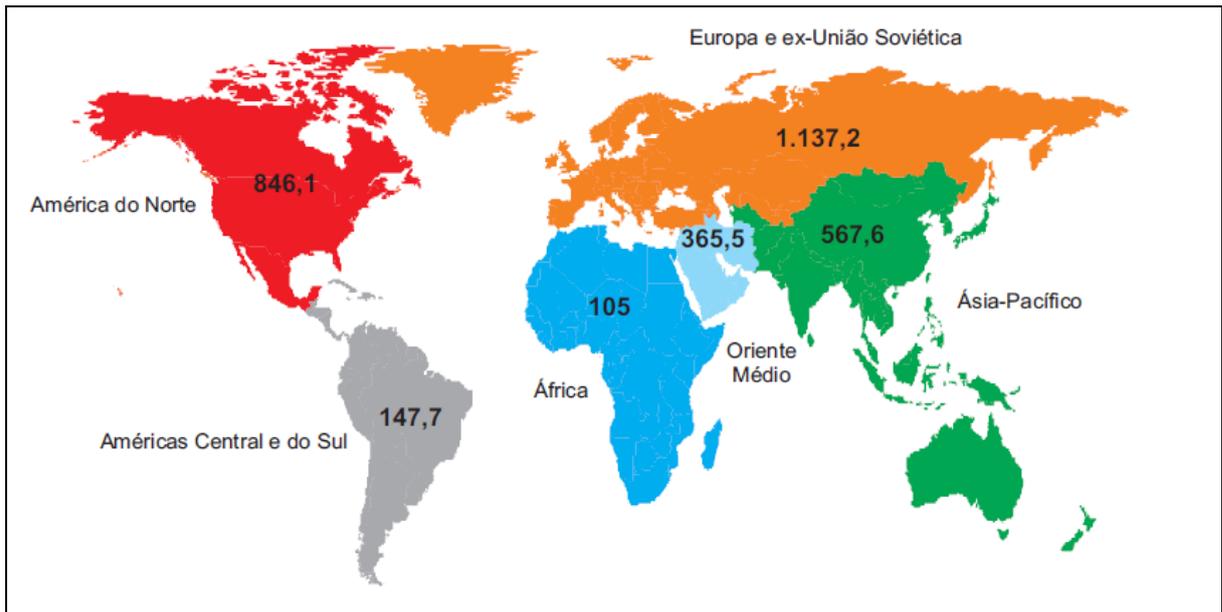


Figura 12 - Consumo mundial de gás natural, segundo Regiões Geográficas (bilhões m<sup>3</sup> – Total 3.169,0) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.7 Reservas Mundiais de Gás Natural

O nível de concentração neste quesito é ainda maior que no óleo. Apenas três países – Rússia, Irã e Qatar – respondem por mais de 57% das reservas mundiais conforme Tabela 8 e Figura 13. Os países da União Europeia apresentam-se altamente vulneráveis com relação às suas reservas que representam pouco mais de 1% do total. Isto revela a alta dependência e o aspecto geopolítico que os liga à Rússia, sua principal fornecedora.

**Tabela 8 - 20 Maiores Reservas Mundiais de Gás Natural em 2010 segundo os Grupos Geopolíticos e Tipo Majoritário de Empresa Operadora**

| Posição                | Grupo Geopolítico    | País                        | Volume trilhões m3 | % Total       | Razão de Concentração CR (n) ou % do Total Cumulativo | Relação Reservas/ Produção Anos | Tipo Majoritário de Empresa Operadora no país | Empresas                                 |
|------------------------|----------------------|-----------------------------|--------------------|---------------|---|---------------------------------|---|--|
| 1                      | Não OCDE<br>Não-OPEP | Federação Russa             | 44,8               | 23,9%         | 23,9%   | 76,0                            | NOC   | Gazprom<br>Rosneft                       |
| 2                      | OPEP                 | Irã                         | 29,6               | 15,8%         | 39,7%   | *                               | NOC   | NIOC                                     |
| 3                      | OPEP                 | Qatar                       | 25,3               | 13,5%         | 53,3%   | *                               | NOC   | Qatar Petroleum                          |
| 4                      | Não OCDE<br>Não-OPEP | Turcomenistão               | 8,0                | 4,3%          | 57,6%   | *                               | NOC   | Turkmengaz                               |
| 5                      | OPEP                 | Arábia Saudita              | 8,0                | 4,3%          | 61,8%   | 95,5                            | NOC   | Saudi Aramco                             |
| 6                      | OCDE                 | EUA                         | 7,7                | 4,1%          | 66,0%   | 12,6                            | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 7                      | OPEP                 | Arab Emirados Arabes Unidos | 6,0                | 3,2%          | 69,2%   | *                               | NOC   | ADNOC                                    |
| 8                      | OPEP                 | Venezuela                   | 5,5                | 2,9%          | 72,1%   | *                               | NOC   | PDVSA                                    |
| 9                      | OPEP                 | Nigéria                     | 5,3                | 2,8%          | 74,9%   | *                               | NOC   | NNPC                                     |
| 10                     | OPEP                 | Argélia                     | 4,5                | 2,4%          | 77,3%   | 56,0                            | NOC   | SONATRACH                                |
| 11                     | OPEP                 | Iraque                      | 3,2                | 1,7%          | 79,0%   | *                               | NOC   | INOC                                     |
| 12                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Indonésia                   | 3,1                | 1,6%          | 80,7%   | 37,4                            | NOC   | PERTAMINA                                |
| 13                     | OCDE                 | Austrália                   | 2,9                | 1,6%          | 82,2%   | 58,0                            | IOC   | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| 14                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | China                       | 2,8                | 1,5%          | 83,7%   | 29,0                            | NOC   | CNPC<br>Sinopec<br>CNOOC                 |
| 15                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Malásia                     | 2,4                | 1,3%          | 85,0%   | 36,1                            | NOC   | PETRONAS                                 |
| 16                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Egito                       | 2,2                | 1,2%          | 86,2%   | 36,0                            | NOC   | EGPC                                     |
| 17                     | OCDE                 | Noruega                     | 2,0                | 1,1%          | 87,3%   | 19,2                            | NOC/IOCs                                      | Statoil e Majors (Exxon, Shell, BP, etc) |
| 18                     | Não OCDE<br>Não-OPEP | Casaquistão                 | 1,8                | 1,0%          | 88,3%   | 54,9                            | NOC   | Kazmunaygas                              |
| 19                     | OPEP                 | Kuwait                      | 1,8                | 1,0%          | 89,2%   | *                               | NOC   | KPC                                      |
| 20                     | OCDE                 | Canadá                      | 1,7                | 0,9%          | 90,2%   | 10,8                            | IOCs  | Majors (Exxon, Shell, BP, etc)           |
| <b>Total World</b>     |                      |                             | <b>187,1</b>       | <b>100,0%</b> |   | <b>58,6</b>                     |   |  |
| OCDE                   |                      |                             | 17,1               | 9,1%          |   | 14,7                            |   |  |
| Não OCDE               |                      |                             | 170,0              | 90,9%         |   | 83,6                            |   |  |
| União Europeia         |                      |                             | 2,4                | 1,3%          |   | 14,0                            |   |  |
| Antiga União Soviética |                      |                             | 58,5               | 31,3%         |   | 77,2                            |   |  |

Fonte: BP Statistical Review (2011).

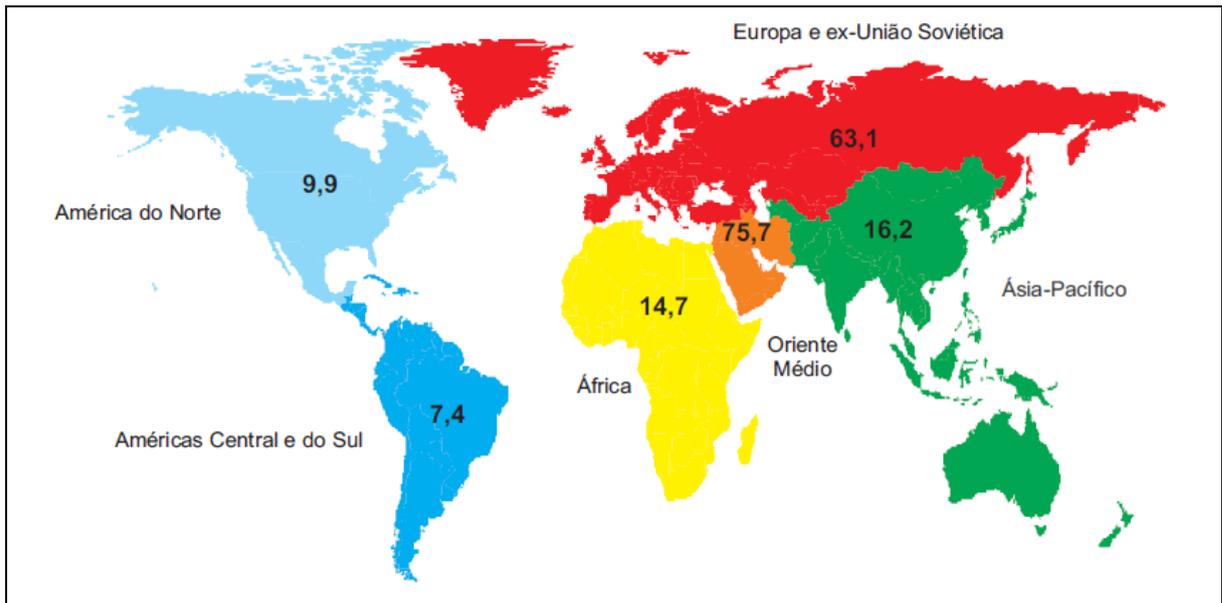


Figura 13 - Reservas provadas mundiais de gás natural, segundo Regiões Geográficas (trilhões m<sup>3</sup> – Total 187,1) – 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011).

### 3.8 Fluxo do Comércio Mundial de Gás Natural

Os maiores movimentos de comércio de gás natural do mundo estão representados na Figura 14, seja por meio de gasodutos, seja por meio de Gás Natural Liquefeito – GNL. As interligações por meio de gasodutos demonstram a componente geopolítica e alta interdependência entre os países como no caso da Rússia citada anteriormente, a maior fornecedora para a Europa, os EUA, o Canadá e o México, e a Bolívia e o Brasil. Os demais são fornecimentos via GNL.

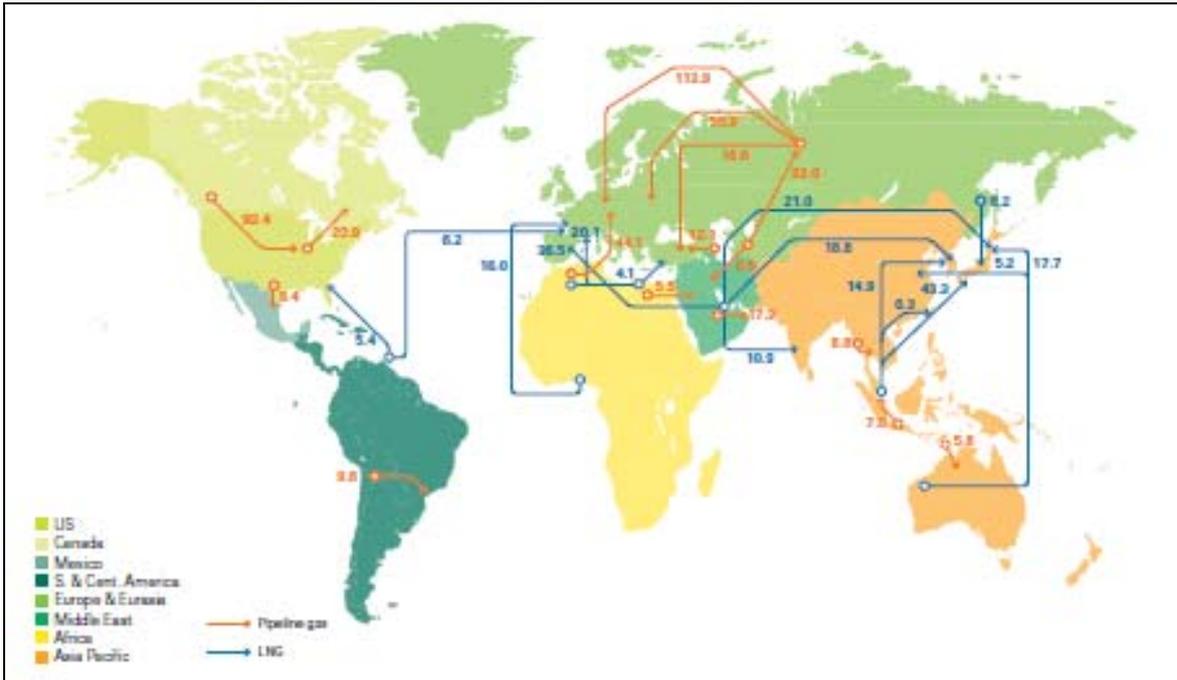


Figura 14 – Fluxo do Comércio Mundial de Gás Natural (bilhões m<sup>3</sup>/ano) – 2010  
 Fonte: BP Statistical Review (2011).

## 4 O PAPEL DAS NOCs NOS MERCADOS GLOBAIS DE ENERGIA

### 4.1 Os Grupos Estratégicos

Baseado no *Energy Information Administration* do *Department of Energy - DoE* dos EUA (2010), a Tabela 9 apresenta quatro tipos de companhias de petróleo quanto à propriedade e ao controle, a saber:

*Tabela 9 – Os Grupos Estratégicos de Óleo e Gás*

| GRUPO   | PROPRIEDADE/<br>CONTROLE   | OBJETIVO   | ESTRATEGIA   | EXS.:  |
|---|--|--|--|--|
| IOCs<br>International Oil<br>Companies          | Privada  | Maximizar o<br>retorno dos<br>acionistas   | Desenvolver reservas<br>e produzir para<br>mercados<br>competitivos  | ExxonMobil<br>Royal Dutch Shell<br>British Petroleum -<br>BP               |
| NOCs<br>"híbridas"<br>National Oil<br>Companies | Estatual mas com<br>significativo número de<br>acionistas privados | Equilibrar retorno<br>dos acionistas e<br>metas de<br>desenvolvimento<br>do país | Contribuir para o<br>desenvolvimento<br>econômico do país<br>(política industrial,<br>cadeia de valor do<br>petróleo, exigência<br>de conteúdo nacional,<br>etc)   | PETROBRAS<br>Statoil (Noruega)   |
| NOCs<br>puras National<br>Oil Companies         | Majoritariamente<br>estatal  | Atuar como<br>extensão do<br>governo ou<br>agência<br>governamental              | - Suportar programas<br>governamentais<br>financeira ou<br>estrategicamente<br>- Fornecer<br>combustíveis aos<br>consumidores<br>domésticos a preços<br>subsidiados<br>- Não tem incentivos<br>para desenvolver<br>suas reservas de<br>forma comercial<br>devido a sua atuação<br>política | Saudi Aramco<br>(Arábia Saudita)<br>Pemex (México)<br>PDVSA<br>(Venezuela) |
| Independentes                                   | Privada  | Maximizar o<br>retorno dos<br>acionistas   | Atuar em segmentos<br>específicos do<br>mercado como<br>exploração,<br>produção, refino, etc.<br>pois não são<br>empresas<br>verticalizadas/<br>integradas   | Duke Energy  |

*Fonte: EIA/DoE EUA (2010)*

### 4.2 Regulação no Upstream: Experiências Internacionais

Entre os tipos de contratos fiscais utilizados no setor de O&G podemos destacar dois grandes gêneros conforme Figura 15: os de concessão, mais usados em países com alto risco exploratório e menor potencial de produção (ex.: EUA, Reino Unido, etc.), e os contratuais, usados em países com baixo risco exploratório e maior potencial de produção (caso dos BRICS, onde alguns também coexistem com o tipo concessão).

Os contratuais podem ainda se dividir em duas espécies, a partilha de produção e os de serviços (puro ou de risco). Há ainda, como no caso da Índia, uma espécie híbrida de contratos que pode misturar elementos de concessão e contratuais. Na prática, os países se utilizam de vários tipos de contratos, mas os de maior potencial petrolífero em geral usam os tipos contratuais (partilha ou serviços), a fim de ter um controle maior sobre os recursos petrolíferos.

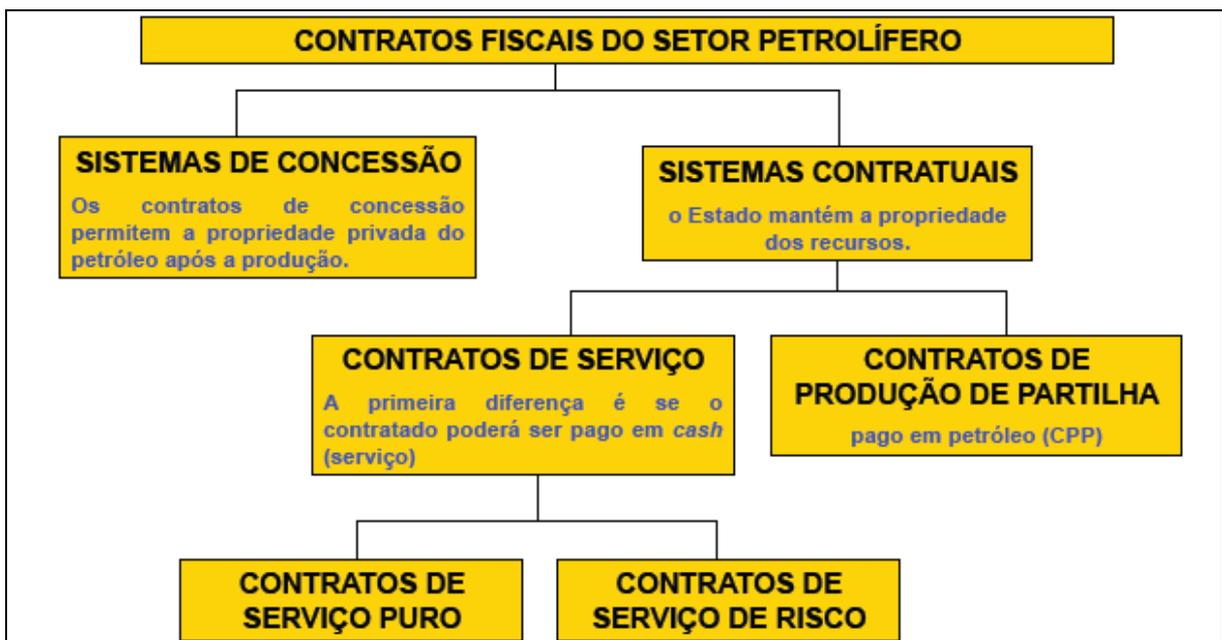


Figura 15 – Contratos Fiscais do Setor Petrolífero Fonte: Elaboração própria

### 4.3 As Novas Estratégias das NOCs

Pode-se distinguir os Estados quanto à sua atuação na indústria de óleo e gás, dada sua relevância para a economia de qualquer país, e classificá-los em dois grandes grupos:

- Estados liberais, que deixam a atuação da indústria por conta da iniciativa privada e se utilizam da regulação econômica como, por exemplo, EUA, Reino Unido, Canadá e Austrália, onde dominam principalmente as *Majors* ou as IOCs.
- Estados desenvolvimentistas, que se dividem por sua vez em outros dois subgrupos. Um em que eles atuam mais fortemente no mercado por meio de suas NOCs puras, que chamaremos de “desenvolvimentistas interventores”

como, por exemplo, Venezuela, México, Arábia Saudita, Índia, China, Angola, Nigéria, Rússia e o Brasil que também está indo para este grupo, onde há pouco ou nenhum espaço para as IOCs e a busca do aprimoramento da cadeia de fornecimento para a indústria combinada com fortes políticas de conteúdo nacional, além de parcerias preferenciais com outras NOCs. E outro, que chamaremos de “desenvolvimentistas reguladores”, como a Noruega, onde há espaço para coexistência entre NOCs “híbridas” e as IOCs, inclusive com parcerias além das parcerias entre as próprias NOCs e também políticas de conteúdo nacional. Há ainda o caso particular da Argentina que, embora possa ser classificada no segundo grupo, privatizou a YPF em 1999 e ainda está tentando recriar sua NOC para afetar o mercado (Energia Argentina Sociedade Anônima – ENARSA), segundo Campos (2007).

As NOCs puras ou “híbridas” enfrentam, em maior ou menor grau, um dilema de existência entre sua atuação política versus empresarial. Uma vez que passam a ser um “braço” da política econômica de seus países, visam à segurança energética e, por conseguinte, fazem política energética, contribuem com as rendas petrolíferas para elevar a arrecadação fiscal e são fonte perene de financiamento para os gastos públicos, além de contribuir para o desenvolvimento do país por meio da política industrial. As funções públicas se sobressaem em relação às corporativas e algumas se tornam verdadeiras agências governamentais como nos casos da Corporação Nacional de Petróleo Nigeriana (NNPC), da Sociedade Nacional de Petróleos de Angola (SONANGOL) e da Petróleos de Venezuela (PDVSA).

Muitas NOCs como as chinesas (CNPC/PetroChina, Sinopec e CNOOC), a indiana (ONGC), a venezuelana (PDVSA), a mexicana (PEMEX) e as russas (Gazprom e Rosneft), por exemplo, preferem parcerias com outras NOCs com financiamentos em que a taxa de retorno não seja o principal critério (mas também a possibilidade de cooperação tecnológica, a questão ideológica, etc.). Muitas das operações são subsidiadas pelos respectivos governos ou têm objetivos geopolíticos. O acesso privilegiado às reservas e o mercado tornado cativo por seus governos como por meio dos contratos de partilha são outro diferencial das NOCs.

Em função da ascensão das NOCs no cenário energético global nos últimos anos, algumas das maiores consultorias do mundo propõem novas posturas das

IOCs visando sensibilizar as NOCs para conseguir parcerias e, por conseguinte, acesso a novas reservas, sua principal vulnerabilidade e origem de muita competição e dos grandes conflitos desde o fim da 2ª Guerra Mundial. Num ambiente em que elas se encontram não mais como cliente-fornecedor, mas como competidoras globais de igual para igual em concorrência agressiva por ativos e empresas, é preciso repensar o relacionamento entre elas.

Claire Lawrie (2007), Gerente Sênior de Estratégia da Accenture, no seu discurso no Baker Institute (NOCs Capstone Event em 02/03/2007), recomenda o desenvolvimento por parte da IOCs de algumas novas capacidades a fim de responder a esta rápida ascensão das NOCs, se elas quiserem estabelecer parcerias:

- A IOC deve se inserir na cultura local e compreendê-la para oferecer uma proposta comercial diferenciada para a NOC;
- A IOC deve traçar uma estratégia sob medida para o país hospedeiro, onde o valor do relacionamento perpassa a estrutura comercial, ou seja, propor um relacionamento de longo prazo na base do ganha-ganha, sendo o cerne mais que óleo e gás;
- A IOC deve propiciar à NOC uma integração da sua cadeia de valor do óleo e gás, permitindo que ela se torne uma companhia internacional integrada, compartilhando riscos e trazendo sua *expertise* em tecnologia, gestão de projetos e mercados;
- A IOC deve propor uma parceria que vise a uma integração da cadeia de valor, maximizando o conteúdo local e, com isso, aumentando a competitividade nacional e contribuindo para o desenvolvimento econômico do país (criando empregos e serviços), pois as NOCs sempre levam isto em consideração – as IOCs devem conectar o sucesso empresarial com o sucesso do país;
- As IOCs devem prestar serviços de alta tecnologia para as NOCs, fazendo isso com excelência.

Finalmente, ela termina sua apresentação com uma frase final, no mínimo surpreendente mostrando todo desequilíbrio da relação entre as NOCs e IOCs, parafraseando o Presidente americano John Kennedy: “*Não pergunte o que a NOC pode fazer por você, mas o que você pode fazer pela NOC*”?!

#### 4.4 As novas formas de atuação das NOCs

A PFC Energy desenvolveu uma metodologia que classifica as NOCs em sete grupos estratégicos de acordo com duas dimensões: acesso a Recursos Domésticos (reservas) e Tecnologia e Capital. Nos BRICS há claramente uma divisão entre dois países num grupo e dois no outro.

No grupo dos National Asset Holders (Agentes Domésticos Dominantes) estão empresas com grandes reservas, tecnologia e recursos para atuar de forma independente, necessitando de capacitação em tecnologias específicas, como as russas Gazprom e Rosneft e a PETROBRAS, que também está no grupo Entrepreneurial NOC (com perfil mais empresarial).

Já as chinesas (CNPC/PetroChina, CNOOC e Sinopec) e a indiana (ONGC) são do grupo das Strategic Resources Seekers (Agentes de Segurança Energética compradores de Ativos no Exterior), empresas que vivem uma dicotomia no ambiente doméstico: declínio da produção e simultaneamente rápido crescimento da demanda. Nele, as empresas precisam de acesso a reservas e o fazem por meio das internacionalizações por meio da compra de ativos no exterior, por isso são também conhecidas por INOCs – International NOCs, além de capacitação tecnológica, pois visam garantir a segurança energética frente ao rápido crescimento de seus países. Consequentemente, as visões complementares destes grupos abre perspectivas para alianças estratégicas, proporcionando grandes oportunidades e sinergias.

A Figura 16 representa as classificações da PFC Energy em destaque para as sete NOCs dos BRICS posicionadas:

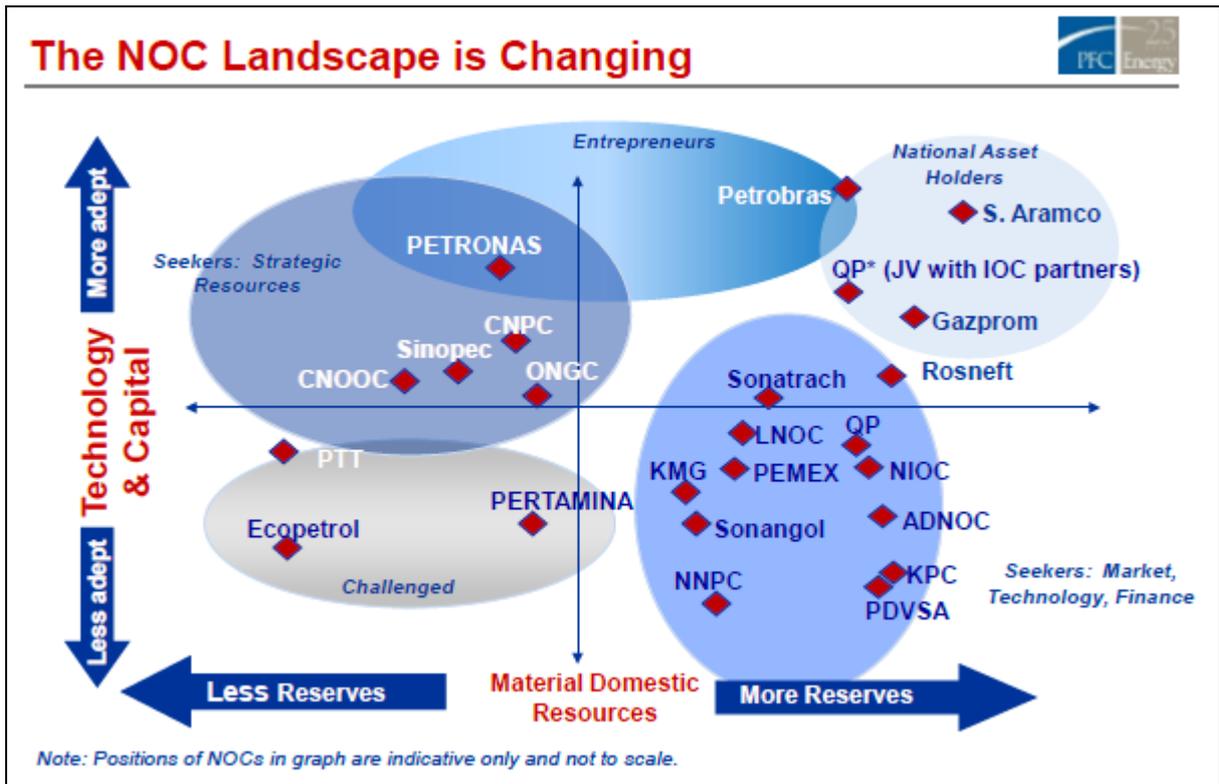


Figura 16 – Classificação das NOCs segundo metodologia da PFC Energy  
Fonte: PFC Energy (2011)

Desde 2002, as maiores NOCs do mundo se reúnem a cada 18 meses em média, a fim de compartilhar ideias, soluções e disseminar as melhores práticas da indústria de óleo e gás no *National Oil Companies Forum*. BRAGA e PERTUSIER (2009) sintetizam as quatro formas de atuação para as NOCs, conforme apresentado abaixo no Quadro 1:

Quadro 1 – As Novas Formas de Atuação das NOCs

| Forma de Atuação  | Características   | Exemplos de Empresas   |
|---|---|--|
| Parceiro Doméstico Compulsório                                  | Empresas inteiramente estatais que atuam como extensão do governo.  | Lybia (LNOC)<br>Qatar Petroleum (QP)<br>EGPC<br>NNPC<br>SONANGOL<br>SONATRACH (SPS)<br>SOCAR |
| Agente Doméstico Dominante                                      | Empresas inteiramente ou parcialmente estatais com posição dominante em seu mercado doméstico; grande base de recursos e bastante seletivas nas parcerias com as empresas privadas. | Gazprom<br>Saudi Aramco<br>KPC<br>NIOC<br>PEMEX<br>PERTAMINA<br>PDVSA<br>Rosneft             |
| Agente de Segurança Energética (Comprador de Ativo no Exterior) | Empresas inteiramente ou parcialmente estatais com tendência de internacionalização como suplemento ou em substituição às suas atividades domésticas.                               | ONGC<br>CNPC (PetroChina)<br>Sinopec<br>CNOOC  |
| Comportamento Semelhante às Empresas Privadas                   | Empresas com participação limitada do Estado; pouca ou limitada influência dos governos nas estratégias e gestão das empresas.  | Statoil-Hydro<br>Petronas  |

Fonte: BRAGA & PERTUSIER<sup>1</sup>

#### 4.5 Papel e perspectivas das IOCs

Uma das consequências do reposicionamento estratégico das IOCs de companhias de petróleo para empresas de energia na entrada deste século (ExxonMobil, BPAmoco, etc.) foram as diversas fusões e aquisições que geraram um altíssimo grau de concentração entre elas. As cinco Supermajors (Exxon, Shell, BP, Chevron e Conoco-Philips) detinham, em 1995, 69% das reservas e produziam 45% do volume das IOCs. Dez anos depois, detinham 82% das reservas e 88% da produção, de acordo com JAFFE e SOLIGO (2007).

Duas visões para as IOCs emergem dos debates acerca de seu papel neste mercado global de energia:

- Uma visão mais pessimista aponta para um papel diminuído no futuro, já que sua *expertise* repousa em grandes projetos, os quais elas não terão, ou por falta de reservas ou por deterem reservas cujo custo é cada vez mais alto

(óleo não convencional, águas profundas, etc.). As que conseguirem operar em grandes projetos, estes estarão sob o controle das NOCs, o que leva a crer que elas atuarão como prestadoras de serviços.

As fusões continuariam neste cenário? Com o declínio desta indústria, os lucros seriam mantidos mais por corte de custos que por expansão, conforme aponta num estudo da Deloitte, *O&G reality check*.

Ademais, há uma dificuldade para migração na direção de produtos substitutos, apesar do discurso em algumas delas como a BP e a Chevron, por exemplo.

- A visão otimista vê na resposta das fusões e aquisições aos baixos preços do petróleo no final da década de 90 uma troca do crescimento pela eficiência. Numa queda de preços ou no caso de os governos drenarem recursos significativos das NOCs, estas podem recepcionar e adotar os padrões das IOCs para seus investimentos. Além disso, o papel das *Majors* nos casos onde tecnologia e escala são importantes continuaria (óleo não convencional, águas profundas, etc.) e elas poderiam competir com as NOCs no mercado global.

#### 4.6 Implicações Geopolíticas do Novo Cenário Mundial de Energia

A atuação das NOCs está provocando um impacto significativo na dinâmica do mercado global de energia. As NOCs estão rapidamente surgindo como as maiores direcionadoras do mercado, já que elas detêm o maior volume de reservas a serem desenvolvidas e produzidas (77% das reservas provadas mundiais), comparadas às IOCs que controlam apenas 7% do total. As cinco *Supemajors* detêm parcela significativa das reservas das IOCs, espelhando um alto grau de concentração, embora elas ainda tenham cerca de 20% da produção mundial por força de arranjos comerciais com as NOCs. Segundo a PFC Energy, em 2009, no quesito reservas provadas de óleo e gás, 17 das 20 maiores companhias de petróleo eram NOCs, para se ter uma ideia do desequilíbrio de forças entre os dois grupos.

Com a crescente demanda mundial por energia - sobretudo por conta da China e Índia - os fundamentos do mercado estão mudando. Com problemas pelo lado da oferta e demanda ascendente, os papéis históricos das NOCs e IOCs estão

trocando rapidamente. Muitas NOCs estão passando de agências governamentais e polo mais fraco para verdadeiras companhias de petróleo internacionalizadas. Elas estão no mercado desenvolvendo e captando recursos e comprando empresas no mercado internacional, tanto no *upstream* como no *downstream*. Muitas delas estão indo na direção de uma presença global, rapidamente rivalizando com as IOCs. Elas estão negociando preferencialmente mais com seus pares - NOC para NOC – e estão competindo globalmente com as IOCs em pé de igualdade fora das suas fronteiras e se expandindo cada vez mais. De fato, elas estão se transformando em “*International National Oil Companies (INOCs)*”, uma nova realidade para elas mesmas.

Elas não são um grupo uniforme e podem existir dentro de um variado espectro, desde uma agência governamental, “braço” da política econômica de seu governo, até o outro extremo que é uma companhia focada em rentabilidade. As NOCs compreenderam a dinâmica dos mercados e a questão da competição, estabelecendo as condições e as bases para as alianças estratégicas com as IOCs, conforme as colocações de Claire Lawrie (2007), da Consultoria Accenture. Algumas ainda operam de forma ineficiente, pois sofrem interferências políticas na sua gestão e se ressentem de recursos para reinvestimentos, devido ao excesso de rendas petrolíferas que lhes são extraídas por seus governos. Há necessidade de separação das atividades de governo e empresariais, já que ainda estão aprisionadas pelo dilema do conflito de papéis – busca do desenvolvimento econômico do país, como geração de emprego e renda, política de conteúdo nacional, etc., concorrendo com a busca por eficiência e rentabilidade para seus acionistas. Gestão de riscos, processos e projetos e acesso ao capital são outras questões ainda sensíveis para as NOCs, pois muitas delas são a verdadeira locomotiva das suas economias, sendo a principal fonte de receita para seus governos.

As NOCs como *players* do mercado global de energia, têm um novo papel a cumprir, tendo que equilibrar transparência, boas práticas de mercado e eficiência operacional, a fim de sustentar e justificar em longo prazo sua atuação política. Estes são os novos desafios para as NOCs no futuro próximo.

Algumas questões cujas soluções não estão claras neste momento se colocam para este mercado de energia num cenário de contraposição das IOCs e NOCs:

- Por uma questão de segurança nacional e por ser o maior consumidor mundial de óleo, os EUA deveriam ter uma NOC? Questões ideológicas permitirão este debate?
- Há interesse de os Estados Nacionais manterem as IOCs?
- Em função das posturas sugeridas por *experts* e consultorias do setor de energia para as IOCs, como ficarão as parcerias IOCs-NOCs?
- Como fica a questão da “doença holandesa” no caso de mercados em ascensão como o do Brasil com o Pré-Sal”? E a “maldição do petróleo”, estes países aprenderam algumas lições com os países exportadores de petróleo para evitar repetir os mesmos erros? Há projetos de desenvolvimento para aproveitar as oportunidades do mercado?
- Quanto ao aquecimento global, presente desde a década de 80 nos debates sobre os combustíveis fósseis, vai contribuir para o endurecimento da legislação ambiental?
- Qual a magnitude do impacto ambiental, regulatório e financeiro do desastre no Golfo do México em 2010, não só para a BP, mas para a indústria de petróleo como um todo? E a questão das maiores restrições à exploração em águas profundas e do aumento dos custos de produção, como seguros sobre as plataformas, mais segurança, etc.?

## 5 ESTUDO DE CASO DOS BRICS

### 5.1 Ascensão Econômica e Política dos BRICS na Nova Ordem Mundial

#### Multipolar

Em função da presença cada vez mais relevante destas nações no cenário econômico mundial – veja Tabela 10 -, é de se esperar uma Nova Ordem Mundial Multipolar até 2050, em que os países desenvolvidos da OCDE e do Grupo dos Sete Países mais ricos do mundo cederão espaço geopolítico aos países emergentes. Os reflexos disso já se fazem sentir hoje com a demanda por mais representatividade em organismos multilaterais como o Fundo Monetário Internacional, o Banco Mundial e o Conselho de Segurança da Organização das Nações Unidas.

*Tabela 10 – Indicadores selecionados dos BRICS - 2010*

| Indicador                   | Brasil | Rússia | Índia | China | África do Sul | Total BRICS | Resto do Mundo | Mundo | %BRICS/Mundo |
|-----------------------------|--------|--------|-------|-------|---------------|-------------|----------------|-------|--------------|
| PIB US\$ Trilhões PPC       | 2,2    | 2,2    | 4,0   | 10    | 0,5           | 18,9        | 55,5           | 74,4  | 25,4         |
| Posição PIB Mundial         | 8a     | 6a     | 4a    | 2a    | 25a           | -           | -              | -     | -            |
| População MM                | 192    | 147    | 1.200 | 1.322 | 48            | 2.909       | 3.887          | 6.796 | 42,8         |
| Posição População Mundial   | 5a     | 9a     | 2a    | 1a    | 25a           | -           | -              | -     | -            |
| PIB per Capita Nominal US\$ | 10.814 | 8.614  | 1.115 | 4.394 | 7.264         | -           | -              | -     | -            |

*Fonte: World Economic Outlook/FMI (2011)*

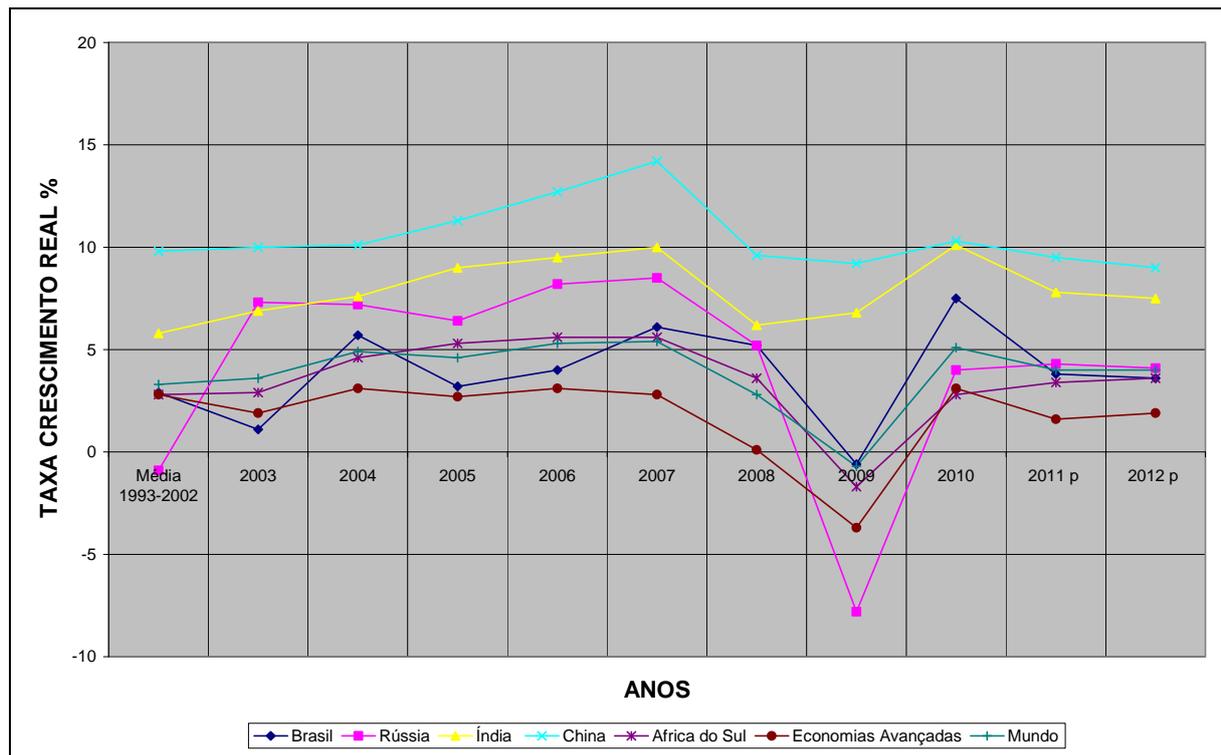
Numa visão retrospectiva dos últimos 20 anos – vide Tabela 11 - dos cinco países, China e Índia cresceram mais que a média mundial. Rússia se recuperou após a crise dos anos 90 (saída da economia socialista) e cresceu mais que a média, embora em menos anos que nestes dois países. Brasil e África do Sul cresceram de forma mais errática, abaixo de seu potencial. Quanto às Economias

Avançadas, nestes anos cresceram abaixo da média mundial (conceito do FMI que equivale aproximadamente aos países da OCDE).

*Tabela 11 – Comparação Taxas de Crescimento do PIB dos BRICS x Mundo 1993-2012*

| Países              | Média 1993-2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 p | 2012 p |
|---------------------|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------|--------|
| Brasil              | 2,9             | 1,1  | 5,7  | 3,2  | 4,0  | 6,1  | 5,2  | -0,6 | 7,5  | 2,7    | 2,7    |
| Rússia              | -0,9            | 7,3  | 7,2  | 6,4  | 8,2  | 8,5  | 5,2  | -7,8 | 4,0  | 4,3    | 4,1    |
| Índia               | 5,8             | 6,9  | 7,6  | 9    | 9,5  | 10   | 6,2  | 6,8  | 10,1 | 7,8    | 7,5    |
| China               | 9,8             | 10   | 10,1 | 11,3 | 12,7 | 14,2 | 9,6  | 9,2  | 10,3 | 9,5    | 9      |
| Africa do Sul       | 2,8             | 2,9  | 4,6  | 5,3  | 5,6  | 5,6  | 3,6  | -1,7 | 2,8  | 3,4    | 3,6    |
| Economias Avançadas | 2,8             | 1,9  | 3,1  | 2,7  | 3,1  | 2,8  | 0,1  | -3,7 | 3,1  | 1,6    | 1,9    |
| Mundo               | 3,3             | 3,6  | 4,9  | 4,6  | 5,3  | 5,4  | 2,8  | -0,7 | 5,1  | 4,0    | 4,0    |

*Fonte: World Economic Outlook/FMI (2011) modificada.*



*Figura 13 – Taxas de Crescimento do PIB Real dos BRICS x Mundo 1993-2012*  
*Fonte: World Economic Outlook/FMI (2011)*

Além do tamanho destas economias, outras características se destacam, como o processo de transformação na virada do século XXI, já que os BRICS vêm seguindo estratégias distintas de desenvolvimento que se refletem na forma de se integrarem à economia global. Em todos, há um aumento da importância do setor de

serviços, exceto na China, cujo setor industrial ainda é muito relevante, segundo BRITTO (2009), por razões que serão examinadas à frente.

O que levou estes países ao rápido crescimento? Como suas NOCs foram utilizadas como instrumento de política econômica com relação a temas como política de conteúdo local, fortalecimento das cadeias produtivas nacionais, geração de emprego e renda, tecnologia, controle da inflação e regulação dos mercados de óleo e gás, visando ao alcance do desenvolvimento econômico? A seguir serão analisados como este processo se deu em cada um deles.

Para efeito deste estudo, trataremos das sete principais NOCs dos BRICS, sem considerar a África do Sul, por ter sido o último a se integrar no Grupo, além de sua economia ser bem menor que as demais e não possuir uma NOC no mesmo patamar dos seus pares (Petroleum Oil and Gas Corporation of South Africa Limited – PetroSA). Assim, será dado foco nas NOCs do Brasil, Rússia, China e Índia, cujos papéis serão vistos mais adiante e terão complementaridades importantes em relação a possíveis alianças estratégicas – vide Quadro 2.

*Quadro 2 – BRICS selecionados, suas respectivas NOCs e relação entre papéis na Tese BRICS e classificação PFC Energy*  
*Fonte: O’Neil (2001) e PFC Energy (2011)*

| País   | NOCs            | Papel segundo Tese BRIC   | Classificação PFC Energy   |
|--------|-----------------|---|--|
| Brasil | PETROBRAS       | Fornecedores de óleo e gás fora da OPEP   | National Asset Holder (Agente Doméstico Dominante)   |
| Rússia | Gazprom         |   |  |
| Índia  | Rosneft         |   |  |
| China  | ONGC            | Fornecedores de produtos manufaturados e serviços com demanda crescente de óleo e gás | Strategic Resources Seekers (Agente de Segurança Energética comprador de Ativos no Exterior) |
|        | CNPC/PetroChina |   |  |
|        | Sinopec         |   |  |
|        | CNOOC           |   |  |

## 5.2 Brasil

### 5.2.1 A Dinâmica da Economia Brasileira

Após cerca de três décadas de convivência com uma inflação crônica alimentada pela correção monetária, a economia brasileira tornou-se foco de atenção no cenário mundial após o Plano Real em 1994, que estabilizou a moeda e criou condições para um ambiente macroeconômico mais estável para o “desembarque” de investimentos estrangeiros no país. O divisor de águas que inseriu o país na chamada globalização econômica foi a renegociação da dívida externa brasileira também no mesmo ano de 1994, que se arrastava desde a década de 80, conhecida como Plano Brady em referência ao Secretário do Tesouro americano Nicholas Brady, mentor do processo. Outras alterações estruturais na economia brasileira na década de 90, decorrentes das reformas econômicas, foram as seguintes:

- Abertura ao capital estrangeiro em setores como automobilístico e bancos e às importações de mercadorias por meio da redução das alíquotas, que seria mais adiante a base do Plano Real para contenção dos preços;
- Política de privatizações de setores de infraestrutura (energia elétrica, telecomunicações, mineração, siderurgia, petroquímica, transportes, etc.), por inspiração dos modelos do Reino Unido e Estados Unidos desde a década de 80 e reafirmadas pelo Banco Mundial e FMI, quando o país se utilizava de financiamentos destes organismos multilaterais de crédito;
- Âncora cambial baseada na paridade da nova moeda nacional com o dólar americano e o câmbio fixo sob controle do Banco Central, além do mecanismo de importações para pressionar os preços internos para baixo, que faziam parte do Plano de Estabilização Econômica, o Plano Real;
- Expansão do crédito para financiar empresas e pessoas físicas e, desta forma, fortalecer o mercado interno;
- Universalização da educação e elevação do nível médio de escolaridade da população.

Sendo o Brasil o quinto maior país do mundo em extensão, com uma população de 192 milhões de habitantes, um PIB de US\$ 2,2 trilhões e 8º no *ranking* das economias em 2010, o crescimento nos últimos anos esteve fortemente alicerçado na demanda interna (sobretudo o consumo das famílias, os investimentos em habitação e bens duráveis), conforme figura 18, devido às políticas de inclusão social desde 2003, que tiveram como consequência o aumento considerável da classe média e, por conseguinte, do mercado interno.



Figura 18 - Decomposição do Crescimento do PIB brasileiro 2002 -2011 (% a.a.)

Fonte: Torres (2010)

A partir da crise cambial brasileira em 1998-1999, cujas consequências foram a necessidade de tomar mais de US\$ 40 bilhões emprestados do FMI para equilibrar o Balanço de Pagamentos e o abandono do câmbio fixo, o “tripé” que passou a sustentar a política econômica até a atualidade tem os seguintes componentes:

- Regime de Metas de Inflação que são estabelecidas pelo governo para os anos seguintes e devem ser perseguidas pelo Banco Central;
- Taxa de Câmbio Flutuante, sendo o mercado quem fixa o valor do câmbio em função da oferta e demanda de divisas, mas com a possibilidade de intervenção pontual do Banco Central quando necessário;
- Meta de Superávit Primário (diferença entre as Receitas e os Gastos do Governo, excetuando os Juros da Dívida Pública) para fazer frente ao

pagamento dos juros da Dívida Pública Interna e passar confiança ao mercado na capacidade de pagamento do governo.

Quanto à Matriz Energética Brasileira, o país possui uma posição ímpar no cenário global, sendo os grupos das fontes não renováveis (petróleo, gás natural, carvão e urânio) e renováveis quase que meio a meio em termos de oferta - 54% e 46% respectivamente em 2010, de acordo com a Tabela 12 e a Figura 19, o que coloca o país numa posição privilegiada sob a ótica da segurança energética quando comparado aos demais países, cuja relação é de cerca de 80% de fontes não renováveis e 20% de renováveis. A tendência das fontes de óleo e gás ao longo dos próximos 20 a 25 anos é de uma pequena redução que, somada ao aumento das fontes renováveis, levará a Matriz a uma posição mais equilibrada ainda em torno de 50/50 para cada grupo de fontes, segundo EIA e EPE.

*Tabela 12 – Evolução da Matriz Energética brasileira por fonte 1940 – 2010 (%)*

| FONTES                            | 1940  | 1950  | 1960  | 1970  | 1980  | 1990  | 2000  | 2005  | 2009  | 2010  |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DERIVADOS | 6,4   | 12,9  | 25,7  | 38,0  | 49,2  | 43,7  | 50,9  | 48,1  | 46,6  | 47,9  |
| CARVÃO MINERAL E DERIVADOS        | 6,4   | 4,8   | 2,9   | 3,6   | 5,1   | 6,8   | 7,1   | 6,3   | 4,7   | 5,2   |
| HIDRÁULICA E ELETRICIDADE         | 1,5   | 1,6   | 3,2   | 5,1   | 9,6   | 14,1  | 15,7  | 14,8  | 15,2  | 14,0  |
| LENHA E CARVÃO VEGETAL            | 83,3  | 78,1  | 63,9  | 47,6  | 27,1  | 20,1  | 12,1  | 13,0  | 10,1  | 9,7   |
| PRODUTOS DA CANA                  | 2,4   | 2,7   | 4,3   | 5,4   | 8,0   | 13,4  | 10,9  | 13,8  | 18,2  | 17,8  |
| OUTRAS <sup>1</sup>               | ND    | ND    | ND    | 0,3   | 0,9   | 1,9   | 3,3   | 4,1   | 5,2   | 5,5   |
| TOTAL                             | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

<sup>1</sup>Inclui outras fontes primárias renováveis e urânio. | Includes others primary renewable sources and uranium.

*Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN (2011)*

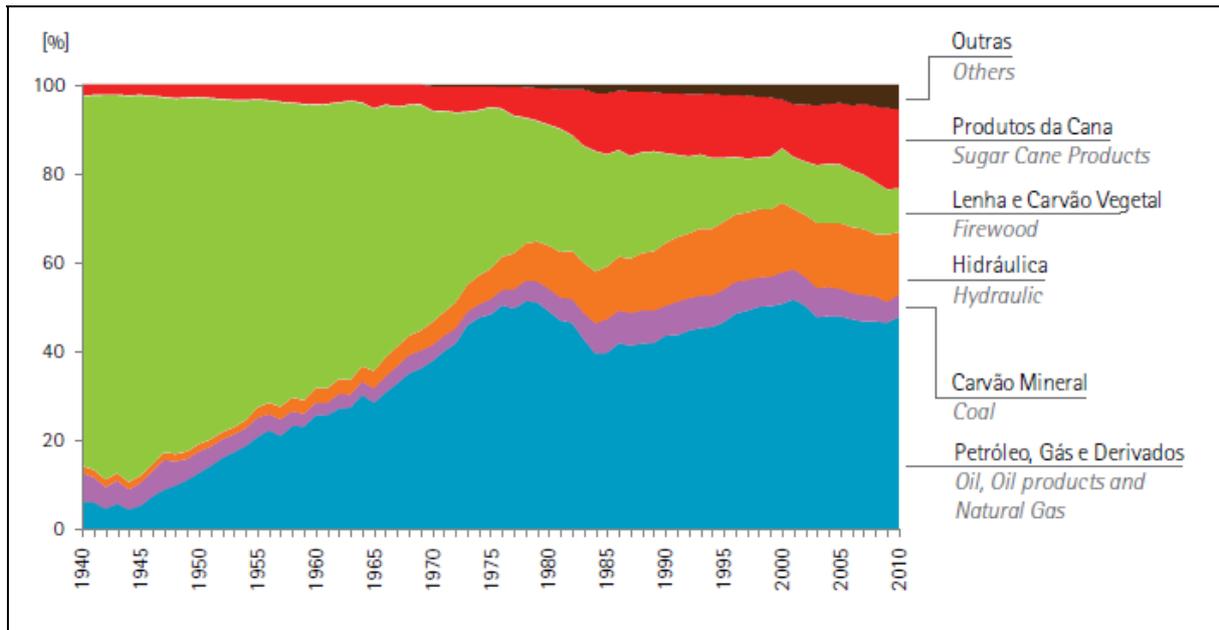


Figura 19 – Evolução da Matriz Energética brasileira por fonte 1940-2010 (%)  
 Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN (2011)

Desde a abertura do setor em 1997, a indústria vem experimentando altas taxas de crescimento que se refletem na sua importância para economia brasileira. Hoje ele representa 12% do PIB e 20% dos investimentos totais do país, segundo TORRES (2010).

Atualmente o Brasil é o 13º maior produtor mundial de óleo (2,1 MM bpd), o 7º maior consumidor (2,6 MM bpd incluindo biocombustíveis) e detentor de reservas provadas da ordem de 14,2 bilhões bbl podendo, num cenário conservador, dobrar este volume pelos próximos anos em função das novas descobertas da camada Pré-sal, a grande fronteira exploratória no mundo.

Entre 2005 e 2010, o Brasil foi responsável por um terço das novas descobertas em todo o planeta. Isto poderá situar o país como um grande *player* no mercado global de energia até 2020, posicionando-o entre os dez maiores produtores de óleo (4,91 MM bpd) e detentores de reservas do mundo, segundo as projeções do Plano Estratégico PETROBRAS 2020 – vide Figura 20.

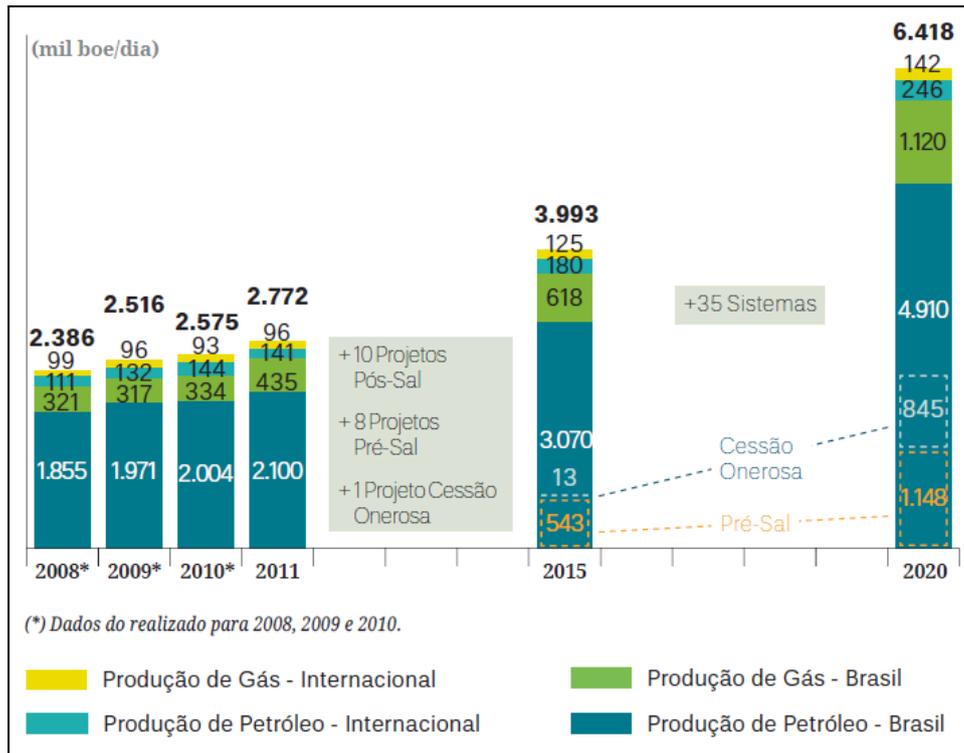


Figura 20 – Produção de Óleo, LGN e Gás Natural da PETROBRAS no Brasil e Exterior 2008-2020

Fonte: Plano Estratégico PETROBRAS 2020 – Plano de Negócios 2011-2015 (2011)

A produção do óleo do Pré-Sal iniciou-se em 2009 e a previsão da PETROBRAS é a sua participação saltar dos atuais 2% do total produzido no país em 2011 (cerca de 42 mil bpd) para 18% em 2015 (568 mil bpd incluindo a Cessão Onerosa, que será abordada adiante), até atingir mais de 40% da produção em 2020, com 1.993 mil bpd.

### 5.2.2 A Origem do Setor de O&G no Brasil e a PETROBRAS

Responsável por cerca de 93% da produção nacional em 2010, segundo Monitor IBP (2011), a história da indústria petrolífera brasileira se confunde com a própria PETROBRAS e pode ser dividida em quatro fases:

- Dos primórdios ao alvorecer da indústria: CNP e a Campanha “O Petróleo é nosso” (1938- 1953)
- Monopólio estatal (1954-1995)
- Flexibilização do monopólio (1996-2006)
- Pré-Sal e o novo Marco Regulatório (a partir de 2007).

Para CAMPOS (2007), o grande marco da indústria no país foi a criação do Conselho Nacional do Petróleo – CNP em 1938, para regular as atividades de pesquisa e lavra das jazidas, importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados e o funcionamento da indústria do refino, além de declarar de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo.

Em 1939 foi descoberta a 1ª ocorrência de petróleo em Lobato/BA e em 1941 o primeiro campo comercialmente viável em Candeias/BA. A questão da nacionalização dos recursos do subsolo e a atividade petrolífera exercida somente por brasileiros provocaram intensos debates que desaguaram na campanha “O Petróleo é nosso” a partir de 1946, quando a radicalização entre dois grupos, os nacionalistas (favoráveis ao monopólio estatal) e os “entreguistas” (favoráveis ao mercado petrolífero aberto a empresas estrangeiras) terminou com a promulgação da Lei 2.004 em 1953, que instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados e criou a PETROBRAS.

Com a implantação da PETROBRAS a partir do ano seguinte à sua criação, inaugura-se a fase do monopólio estatal que duraria até 1995. Para tanto, a empresa recebeu duas refinarias (BA e SP), 22 navios da Frota Nacional de Petroleiros – FRONAPE, e alguns campos no Recôncavo Baiano para exploração, todos antes pertencentes ao CNP (PETROBRAS, 2012). Nesta época, a Companhia produzia cerca de dois mil e setecentos mil bpd de derivados, que equivaliam a cerca de 2% do consumo nacional, e o restante era todo importado.

Em 1961 foi inaugurada a primeira refinaria construída pela própria empresa, a Refinaria Duque de Caxias – REDUC no Rio de Janeiro. Dois anos depois, o monopólio estatal foi estendido sobre as atividades de exportação e importação de óleo e derivados, ampliando ainda mais seu escopo de atuação. Em 1967 se inicia sua verticalização com a criação da subsidiária PETROQUISA, por meio do esforço tripartite de capitais nacional, estrangeiro e estatal para o surgimento da indústria petroquímica no país. No ano seguinte se dá a primeira descoberta de óleo no mar, mas seu aproveitamento ainda não era economicamente viável, pois o preço no mercado internacional era baixo para compensar tal empreitada – no entanto esta descoberta seria importante logo a seguir, devido à Crise do Petróleo.

Na década de 70 continuou o processo de verticalização da empresa com a criação da BR Distribuidora (1971) para a comercialização dos derivados, da

BRASPETRO (1972) para atuar no exterior, além da PETROFÉRTIL (1976), da INTERBRAS (*Trading Company* - 1976) e da PETROMISA (1977).

Com o 1º Choque do Petróleo em 1973, são adotadas medidas para reduzir o consumo interno e ampliar a oferta e aí estavam criadas as condições para os investimentos em E&P em bacias *offshore*. No ano seguinte, fez-se a primeira descoberta na Bacia de Campos e em 1975 a pesquisa pioneira do Brasil em biocombustíveis torna realidade o álcool como combustível e substituto da gasolina para redução da dependência energética externa. A flexibilização precoce do monopólio, nesta mesma época do PROÁLCOOL, por meio dos chamados Contratos de Risco com a iniciativa privada, acabou fracassando e não logrou êxito em expandir as fronteiras exploratórias. No entanto, a criação de inovações como os Sistemas de Antecipação da Produção antes que as plataformas definitivas estivessem prontas para os novos campos, cumpria o duplo papel de antecipar as receitas advindas da extração do óleo, bem como permitiu o domínio da tecnologia para a qual mais tarde a PETROBRAS seria referência mundial: a exploração em águas profundas e ultraprofundas.

A década de 80 foi pródiga para a empresa, devido ao grande esforço bem sucedido para o aumento da produção, que passou de 270 mil em 1980 para 500 mil bpd em 1986, quase dobrando em seis anos. Este aumento foi fruto da entrada de novos campos em operação e a descoberta de campos gigantes como Albacora e Marlim, reduzindo-se, assim, a grande vulnerabilidade externa do país, conforme Figura 21. A produção chegava a 50% do consumo nacional em meados desta década.

Em 1988, a nova Constituição Federal aprovada manteve o monopólio estatal das atividades petrolíferas com a PETROBRAS, mas no início da década de 90 o governo iniciou um processo de reformas do Estado e com elas vieram as privatizações. Várias subsidiárias da PETROQUISA foram privatizadas e a INTERBRAS, a PETROMISA e o CNP extintos. Paradoxalmente, em 1992, a PETROBRAS tem o primeiro reconhecimento mundial pelo domínio da tecnologia de exploração em águas profundas.

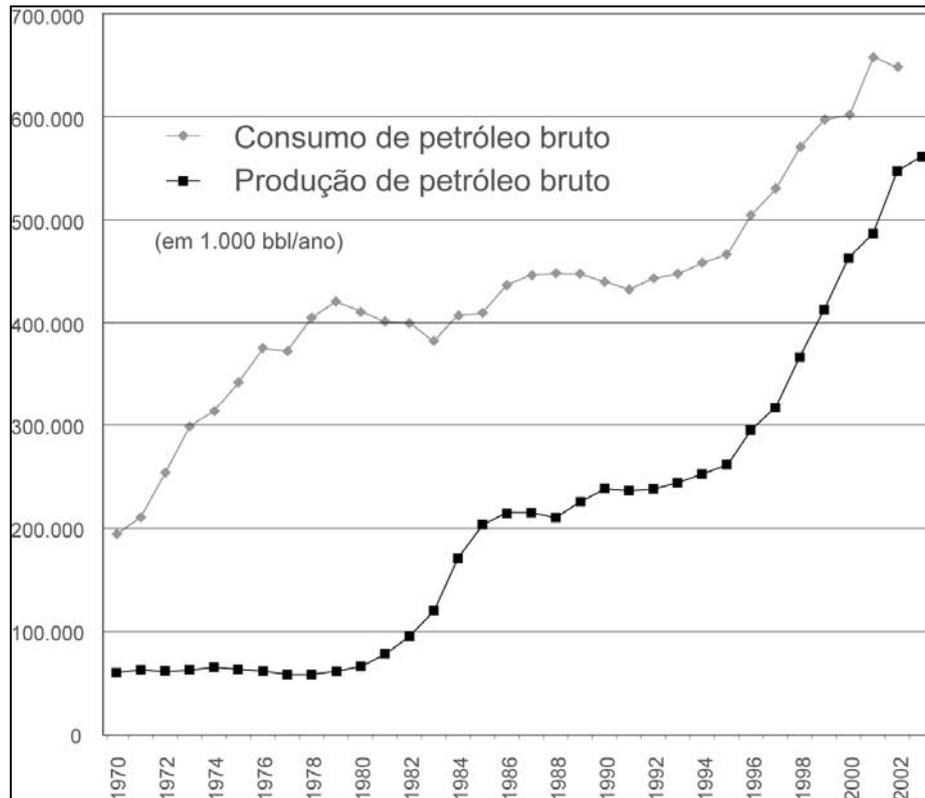


Figura 17 – Produção x Consumo de Óleo Bruto no Brasil 1970-2003  
Fonte: IFP (2011)

A terceira fase da indústria começa com a flexibilização do monopólio estatal do petróleo a partir da Emenda Constitucional No 5 em 1995. Regulamentada dois anos depois pela Lei 9.478/97, a nova Lei do Petróleo revogou a Lei 2.004/53, mantendo a PETROBRAS como empresa estatal, mas abrindo o setor de O&G à iniciativa privada e instituindo dali por diante a necessidade de as empresas se submeterem a leilões (*bids*) para aquisição de blocos exploratórios e à assinatura de contratos de concessão entre a União e Companhias de Petróleo sob a regulação da Agência Nacional do Petróleo – ANP, criada para fiscalizar o setor.

Foi criado também um novo órgão de assessoria ao Presidente da República, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Em 1998 se deu o chamado *Round Zero*, o primeiro antes dos leilões, quando a PETROBRAS pode escolher e recebeu, após análise da ANP, 397 áreas em exploração, desenvolvimento e em produção como uma transição ao fim do monopólio, uma vez que até aquele momento apenas ela tinha liberdade para prospectar óleo e gás no território nacional e em muitas delas já haviam sido feitos consideráveis investimentos.

A partir da desregulação do setor em 1997, houve uma crescente utilização do gás natural na matriz energética brasileira, o que ensejou a criação da subsidiária GASPETRO (1996). Esta nova empresa possuía participação nas empresas estaduais de gás, que a partir de então se tornaram responsáveis pela distribuição do produto no território nacional. Por força da Nova Lei do Petróleo, também foi criada outra subsidiária, a TRANSPETRO (1998), para cuidar dos dutos, terminais marítimos e navios, além da questão do “livre acesso” aos dutos da Companhia por outras empresas, a fim de evitar duplicação da infraestrutura.

Em 1999 é realizado pela ANP o primeiro leilão de blocos exploratórios e há uma mudança fundamental no *modus operandi* da PETROBRAS, por conta da necessidade das parcerias para mitigar os riscos exploratórios nas novas áreas adquiridas. Mais adiante esta nova forma de atuação lhe deu uma grande vantagem competitiva em relação às concorrentes por meio de sua *expertise* com relação ao conhecimento geológico do Brasil desde a década de 50, algo que nenhuma outra empresa possuía.

Neste momento também se dá a reestruturação da PETROBRAS e seu reposicionamento estratégico como empresa de energia na entrada do Século XXI, com as seguintes finalidades:

- A pulverização de seu capital na direção dos pequenos investidores, com a possibilidade de uso do FGTS para compra de ações;
- A redução da participação estatal pela venda de ações excedentes de propriedade da União, que ainda manteve seu controle, mas com o objetivo declarado ao mercado de ser vista como empresa privada (a União ficou com 40%, incluindo a maioria das ações com direito a voto e os restantes 60% ficaram com investidores privados, sendo 40% estrangeiros, principalmente americanos, e 20% nacionais);
- A abertura de capital para captação de recursos no mercado americano;
- A diversificação energética na direção de energias renováveis como eólica, além de biocombustíveis, e novos processos tecnológicos como a produção de biodiesel na refinaria como o H-BIO, por exemplo.

Em 2003 a empresa estava rumando para autossuficiência de petróleo, uma vez que sua produção já beirava 1,54 MM bpd, o equivalente a cerca de 91% do

consumo nacional, até chegar a esta meta em 2006, tão sonhada desde a criação da empresa, fechando assim a terceira fase da indústria no país.

Paralelamente, a política industrial do governo no sentido de capacitar as empresas nacionais e mão de obra para fornecerem materiais e equipamentos para a PETROBRAS foi um importante fator para a chamada política de conteúdo nacional e para geração de emprego e renda no país. Um exemplo deste movimento foi a reativação da indústria naval para que a PETROBRAS, em vez de contratar suas plataformas no exterior, passasse a comprá-las no país de empresas nacionais, a despeito de os equipamentos serem a princípio mais caros que os similares estrangeiros. Isto faria parte da “curva de aprendizado” da indústria nacional.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP foi o marco central desta política industrial – PROMINP (2012). Criado pelo Decreto Lei 4.925, de 19/12/2003, sendo seu objetivo maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no Brasil e no exterior, o PROMINP é coordenado pelo Ministério das Minas e Energia e composto por diversos outros ministérios (Ciência e Tecnologia, etc.), a PETROBRAS, o BNDES, o IBP, a ONIP, as Associações de Classe, o IBAMA e a FINEP. Estruturado por três grandes Temas Estratégicos como Capacitação, Instrumentos de Política Industrial e Desempenho Empresarial, o desafio transversal a todos é a maximização do conteúdo nacional nas diversas carteiras de projetos das operadoras de óleo e gás nacionais. Para tanto, há exigências de conteúdo nacional mínimo nos leilões da ANP, nas contratações da PETROBRAS, nos financiamentos do BNDES, etc. para incentivar a indústria nacional a fornecer para a cadeia de óleo e gás.

Um aspecto muito vulnerável, identificado pelo PROMINP, para formação de uma cadeia de fornecedores nacional para o setor de O&G com competitividade internacional foi a falta de crédito, tanto para capital de giro quanto para investimentos, principalmente para as pequenas e médias empresas. Assim, no ano passado foi estabelecida uma parceria entre o PROMINP, a PETROBRAS e as seis maiores instituições financeiras do país (Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal, Banco Santander, Banco Itaú, Bradesco e HSBC) para viabilizar o programa chamado de PROGREDIR, com vistas a preencher esta lacuna e permitir a

participação destas empresas no setor de uma forma simplificada. O programa é inédito em escala mundial, uma vez que visa o financiamento até o 4º elo da cadeia de fornecedores, indo da “plataforma ao parafuso”. A base dos financiamentos são os contratos destes fornecedores com a PETROBRAS (recebíveis não performados) que podem ser adiantados em no mínimo 50% (até 100% se a IF quiser), e são a garantia até o 4º nível da cadeia. Na Figura 22 é apresentada a estrutura do programa com seus atores e funcionalidades. Os benefícios esperados pelo Programa para a cadeia de suprimento de O&G são os seguintes:

- Maior agilidade na obtenção de financiamentos para os fornecedores;
- Redução do custo de captação para os fornecedores (de 20 a 40%);
- Maior robustez financeira e menor risco de insolvência para os fornecedores e subfornecedores da PETROBRAS;
- Redução do custo de bens e serviços pelo repasse de parte do ganho financeiro dos fornecedores e subfornecedores para a PETROBRAS;
- Menor risco de falhas e atrasos provocados por problemas financeiros dos fornecedores;
- Estímulo à entrada de novos fornecedores na cadeia de suprimento.
- 

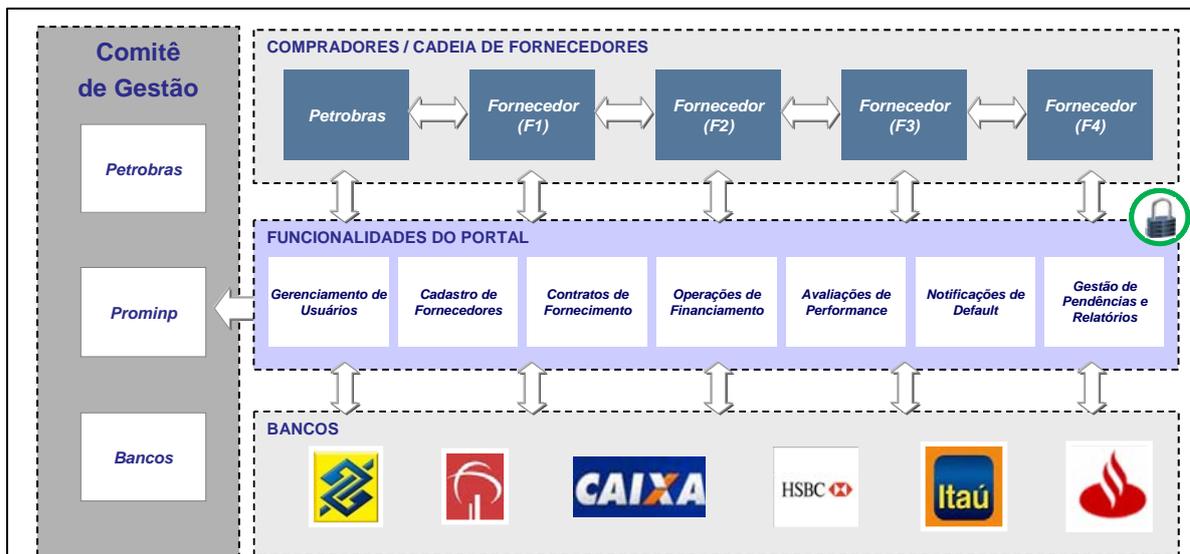


Figura 22 – Portal do Programa PROGREDIR

Fonte: [www.progredir.petronect.com.br](http://www.progredir.petronect.com.br)

O estímulo à abertura de novas linhas de crédito tem sido bem sucedido uma vez que o BNDES lançou em agosto/2011 o Programa de Apoio ao Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores de Bens e Serviços relacionados ao

setor de Petróleo e Gás Natural – BNDES P&G com orçamento de R\$ 4 bilhões até 2015 e a Caixa Econômica Federal – CEF se reestruturou há dois anos, criando uma Superintendência específica de O&G dedicada ao setor, já tendo concedido R\$ 10 bilhões em financiamentos até o momento e tendo outros R\$ 12,7 bilhões em projetos para análise. Ademais, o Programa PROGREDIR, inicialmente formado pela parceria dos seis bancos acima descritos, já possui demanda de várias IFs para entrar no Portal neste ano, segundo informações da PETROBRAS.

A quarta e atual fase da indústria no Brasil é marcada pela expectativa da confirmação das grandes reservas provenientes das descobertas do Pré-Sal em 2006/7, que está iniciando uma nova era para o Brasil, pois o país estará se tornando um importante *player* no mercado global de energia nos próximos anos. A chamada Província do Pré-sal é uma área de 149.000 km<sup>2</sup>, definida pela Lei 12.351/10, que se estende da Bacia do Espírito Santo, junto a Vitória, passando pela Bacia de Campos, indo até a Bacia de Santos na altura de Florianópolis, conforme destaque em azul na Figura 23. Do total, 28% desta área já foi concedida. A PETROBRAS tem participações em blocos e campos, sozinha ou em parcerias em 86% deles, ou seja, 24% do total. Considerando-se o atual volume de reservas provadas brasileiras de 14,2 bilhões bbl, apenas com os campos mais promissores e suas reservas estimadas como Iara (três a quatro bilhões bbl), Tupi (cinco a oito bilhões bbl, cujo nome foi modificado para Lula em 2010) e Parque das Baleias (um e meio a dois bilhões bbl), o país poderá dobrar o volume atual num cenário conservador, sem considerar os demais campos, até 2020, como é a previsão da Companhia no seu Plano Estratégico PETROBRAS 2020 (PETROBRAS, 2011).

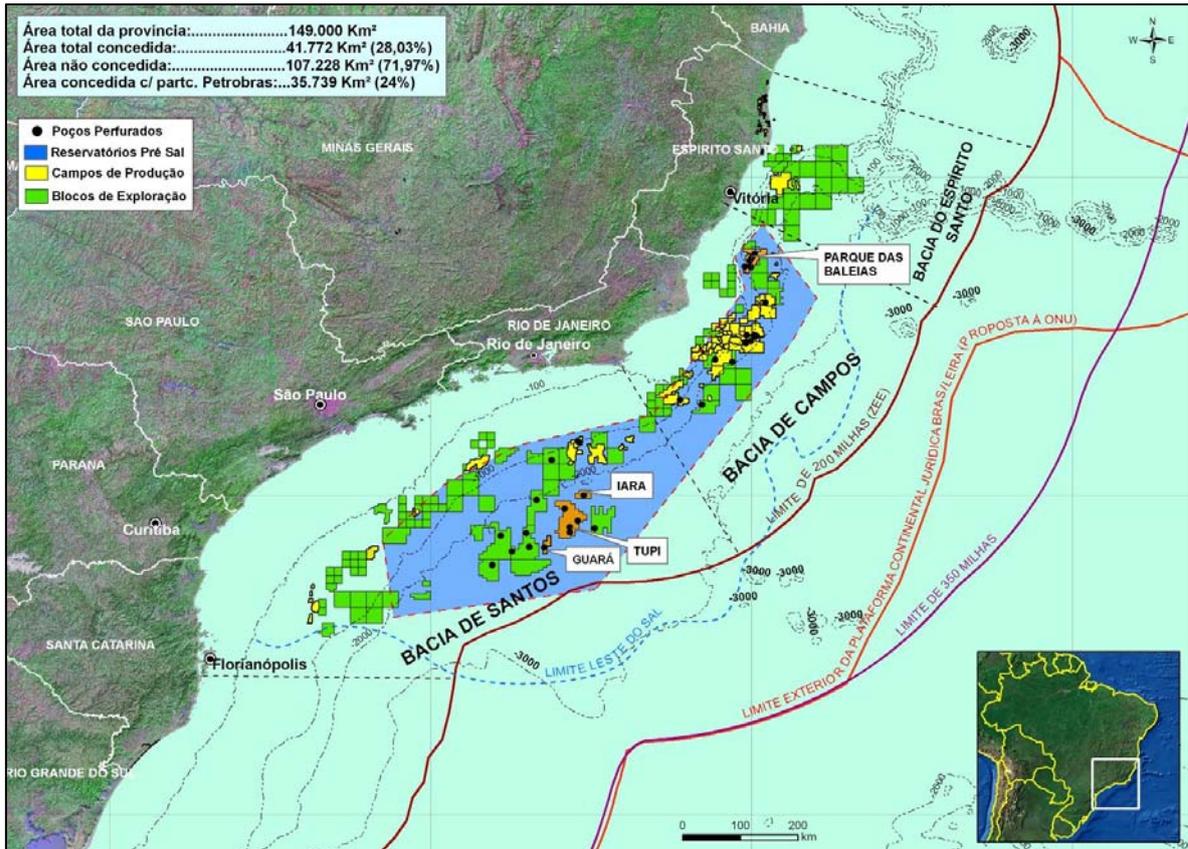


Figura 23 – Província do Pré-sal conforme Lei 12.351/10  
 Fonte: PETROBRAS, 2011

Devido ao grande volume de reservas descobertas na camada do Pré-sal, a partir de Setembro/2009 o governo abriu um amplo debate com a sociedade para criação de um novo regime fiscal para a indústria, mais compatível com o ambiente de baixo risco geológico, grandes volumes recuperáveis e alta produtividade que esta região potencialmente oferece no entender de LUCCHESI (2011). Tal ideia estava alinhada às práticas internacionais de países que dispõem grandes volumes de reservas como México, Venezuela, Arábia Saudita e Rússia, por exemplo, que dispensam tratamento diferenciado às suas NOCs. O objetivo do debate era como reverter para toda sociedade os ganhos advindos desta oportunidade, tornando-a instrumento para o desenvolvimento econômico do país, baseado na atuação diferenciada da PETROBRAS, na Política de Conteúdo Nacional e o Novo Marco Regulatório que previa o controle dos recursos petrolíferos com soberania, o qual seria aprovado no ano seguinte e será visto a seguir.

A grande maioria das áreas do Pré-sal são ainda inexploradas, conforme visto anteriormente, em torno de 72% do total. São áreas consideradas estratégicas pelo

governo, cuja vigência do novo modelo de partilha de produção, que foi proposto e aprovado, sinaliza a vontade do Estado de maximizar sua participação na exploração e produção de petróleo. O novo marco regulatório para as atividades de E&P nas áreas do Pré-sal é composto por três leis aprovadas em 2010:

- Lei 12.351/10 – Criação do regime de partilha de produção e do Fundo Social: O regime de partilha vigorará na área do Pré-Sal, de acordo com o mapa na Figura 23 anteriormente apresentado, e nas Áreas Estratégicas. A definição destas áreas estratégicas será da responsabilidade do CNPE, do MME e da Presidência da República. Quanto às demais áreas exploratórias do país (já licitadas ou não), continuarão sob o atual regime de concessão.

O monopólio das atividades continuará sendo da União, bem como a propriedade do subsolo e dos seus recursos minerais. O óleo produzido no novo regime da partilha de produção será dividido entre a União e as empresas do consórcio operador (o que coordena as atividades de E&P na área contratada).

No novo regime de partilha, o Operador será sempre a PETROBRAS, que terá no mínimo 30% de participação no consórcio de empresas que explorará o bloco. Os 70% restantes serão ofertados às demais empresas nos leilões (*bids*), inclusive a própria PETROBRAS, que poderá chegar a 100% do total se desejar operar sozinha, como já ocorre no atual regime de concessão. Os leilões continuarão a ser realizados pela ANP. O critério de escolha do vencedor do *bid* será a maior oferta de excedente em óleo (*profit-oil*) para a União.

O contrato de partilha será celebrado entre a União e o consórcio, com a interveniência do MME. A empresa contratada poderá ser somente a própria PETROBRAS, sem leilão, quando o CNPE entender que assim seja, em função de interesse nacional ou importante para atingir objetivos da política energética ou ainda um consórcio que tenha a PETROBRAS sempre como operadora e os demais sócios vencedores do leilão.

Será instituído o "Comitê Operacional" para exploração dos blocos, com representantes da União (por meio da nova empresa estatal criada, a PPSA, a ser

vista em seguida) e dos demais membros do consórcio (PETROBRAS e os outros sócios, quando houver). Ele será responsável pela gestão dos projetos exploratórios (plano de trabalho, orçamento anual, etc.).

A lei faculta ainda ao CNPE a definição do ritmo de contratação dos blocos sob o novo regime de partilha, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços (política de conteúdo nacional). O novo regime pressupõe então um controle maior das operações por parte do governo (por meio da PPSA), bem como uma parcela maior na renda petrolífera absorvida por ele (*Government Take*).

O motivo declarado pelo governo para adotar o regime de partilha de produção no Pré-Sal foi creditado ao menor risco exploratório na região, advindo da alta taxa de sucesso nas perfurações realizadas pela PETROBRAS na Bacia de Santos (quase 90% comparado a 20 a 30% na indústria mundial) e no volume potencial significativo das descobertas, conforme PETROBRAS (2012).

A matéria relativa à divisão dos Royalties entre os Entes Federativos (União, Estados e Municípios) ainda está em discussão no Congresso Nacional, por causa do veto presidencial, uma vez que não houve consenso sobre a sua distribuição, o que vem provocando intensos debates entre os Estados Produtores (principalmente Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo) e Não Produtores.

A outra matéria tratada por esta lei é a criação do Fundo Social para a administração da renda petrolífera arrecadada com a produção sob o novo regime de partilha de produção. Inspirado no modelo norueguês, o fundo receberá receitas advindas da venda do óleo que cabem à União, parte dos bônus de assinatura oferecidos pelas empresas nos *bids*, os royalties da União e os resultados de aplicações financeiras feitas pelo próprio fundo.

A finalidade do Fundo Social é constituir uma poupança pública de longo prazo, visando oferecer uma fonte regular de recursos para o desenvolvimento social (combate à pobreza, desenvolvimento da educação, cultura, ciência e tecnologia e sustentabilidade ambiental), além de diminuir as flutuações de renda e de preços na

economia nacional decorrentes das grandes entradas de recursos geradas pelas atividades de E&P. Um dos principais motivos para a instituição deste fundo é evitar a chamada "doença holandesa".

- Lei 12. 304/10 - Criação de nova empresa estatal, a PPSA:

A nova empresa estatal que vai representar a União na gestão dos contratos de partilha chama-se Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Ela não terá como escopo a execução de atividades de E&P, mas a gestão dos novos contratos representando a União nos consórcios formados para a esta finalidade, com direito a indicar membros para o Comitê Operacional, inclusive com poder de veto. Ademais, a PPSA também terá a função de contratar, em nome da União, a empresa que venderá o óleo-lucro (*profit-oil*) da União.

- Lei 12.276/10 - Cessão onerosa e capitalização da PETROBRAS:

Esta lei estabeleceu a cessão de novas áreas exploratórias pela União à PETROBRAS, sem licitação, que tivessem até cinco bilhões de barris de petróleo em reservas não desenvolvidas, precificadas segundo estimativas feitas por consultorias externas independentes contratadas pela ANP (em nome da União) e PETROBRAS. Este volume equivalia a mais de um terço das reservas provadas da Companhia na ocasião (14,2 bilhões bbl). A PETROBRAS por sua vez pagaria à União pela cessão, em títulos da dívida pública mobiliária federal. O preço acordado para estas reservas não desenvolvidas foi de R\$ 8,51/bbl. Para possibilitar este pagamento, foi realizado um processo de capitalização da empresa via abertura de capital em setembro/2010, por meio da qual a União e acionistas privados aportaram R\$ 120 bilhões (equivalente a US\$ 70 bilhões) pela subscrição de novas ações. Esta foi a maior oferta pública de ações do mundo até o momento.

Do total aportado, cerca de R\$ 72 bilhões foram utilizados para pagar à União pelas áreas cedidas e R\$ 43 bilhões líquidos efetivamente entraram no caixa decorrente da oferta para financiar seus investimentos de US\$ 224 bilhões, segundo o Plano de Negócios da PETROBRAS 2010-2014. Como efeito final desta operação, a União aumentou sua participação no capital da empresa de 40 para cerca de 49% e os

investidores privados tiveram sua participação reduzida de 60 para 51% (estrangeiros 31% e brasileiros 20% do total).

As atividades de E&P nas áreas de cessão onerosa da PETROBRAS serão geridas de forma diferente do atual regime de concessão, bem como do novo regime de partilha de produção. Assim, o Brasil passou a ter na prática três regimes fiscais: Concessão, Partilha de Produção e Cessão Onerosa. Pela Lei, a PETROBRAS terá o óleo produzido pagando royalties de 10%, com as regras e distribuição previstas no marco regulatório atual de concessão, além da previsão de um contrato a ser firmado entre o MME e a PETROBRAS, contendo cláusulas especiais para regular a área cedida como, por exemplo, índice de conteúdo nacional e metas de produção.

Na Tabela 13 seguem alguns dados consolidados da empresa em 2010. Responsável por cerca de 93% da produção nacional, posicionando o Brasil como 13ª maior produtor de óleo do mundo, e quase 97% da capacidade de refino no país, a grande maioria de suas operações é voltada para o mercado interno. Ocupa uma posição privilegiada nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a maior do país, a 34ª em faturamento e 8ª em lucro líquido pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 15ª posição e na *PFC Energy* a 3ª posição, consolidado-a como uma das maiores empresas de energia do mundo (O&G, biocombustíveis, eólica, solar, geotérmica, marés, etc.).

Tabela 13 – Indicadores Seleccionados do Brasil e da PETROBRAS - 2010

| Indicadores Seleccionados                                      | Brasil    |
|--|-----------|
|  | PETROBRAS |
| <b>Do País:</b>  |           |
| Produção Óleo - MM bpd   | 2,1       |
| Consumo de Óleo - MM bpd                                       | 2,6       |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl                                 | 14,2      |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 2,1       |
| <b>Da Empresa:</b>   |           |
| Core Business  | O&G       |
| Receita - US\$ bilhões   | 124,3     |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                                   | 19,2      |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões                      | 28,5      |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM                                | 45,1      |
| Produção Óleo - MM bpd   | 2,1       |
| Produção Gás - bilhões cf/d                                    | 2,6       |
| Produção Boe - MM boe/d  | 2,6       |
| Market Share Produção Óleo Nacional                            | 93,0%     |
| Market Share Produção Óleo Mundial                             | 2,7%      |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                                    | 10,8      |
| Reservas Gás - trilhões cf                                     | 11,9      |
| Reservas Boe - bilhões boe                                     | 12,8      |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 2,0       |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional                     | 96,6%     |
| Venda de Derivados - MM bpd                                    | 3,2       |
| Número de Empregados - mil                                     | 77        |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões                   | 229       |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010<br>Referência: Valor de Mercado | 3a        |
| Ranking Top 50 PIW 2010<br>Referência: 6 Indicadores           | 15a       |
| Ranking Top 500 Fortune 2010<br>Referência: Receita            | 34a       |
| Ranking Nacional 2010<br>Referência: Receita                   | 1a        |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011), PFC Energy (2011) e PIW (2011).

Para processar a produção nacional de óleo prevista no Plano de Negócios PETROBRAS 2020 (PETROBRAS, 2011), conforme visto anteriormente, que passará de cerca de dois MM bpd em 2011 para 4,91 MM bpd em 2020, ou seja, um incremento de quase 150% no período será necessário uma forte expansão do refino alinhada ao crescimento do mercado interno, além da necessidade da comercialização do excedente do óleo nacional no exterior. Segundo o Plano, estão previstos investimentos da ordem de US\$ 70,6 bilhões entre 2011 e 2015 para ampliar o parque de refino por meio da modernização das atuais refinarias, além da construção de quatro novas (Refinaria do Abreu Lima/PE, Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ/RJ e Refinarias Premium I e II no Maranhão e no Ceará) com suas respectivas capacidades e previsão de entrega de acordo com a Figura 24. O aumento da capacidade de refino será 395 mil bpd até 2015 e 1.065 mil bpd até 2020, levando a atual carga das refinarias nacionais de 1.811 mil bpd para 2.205 e 3.271 respectivamente.

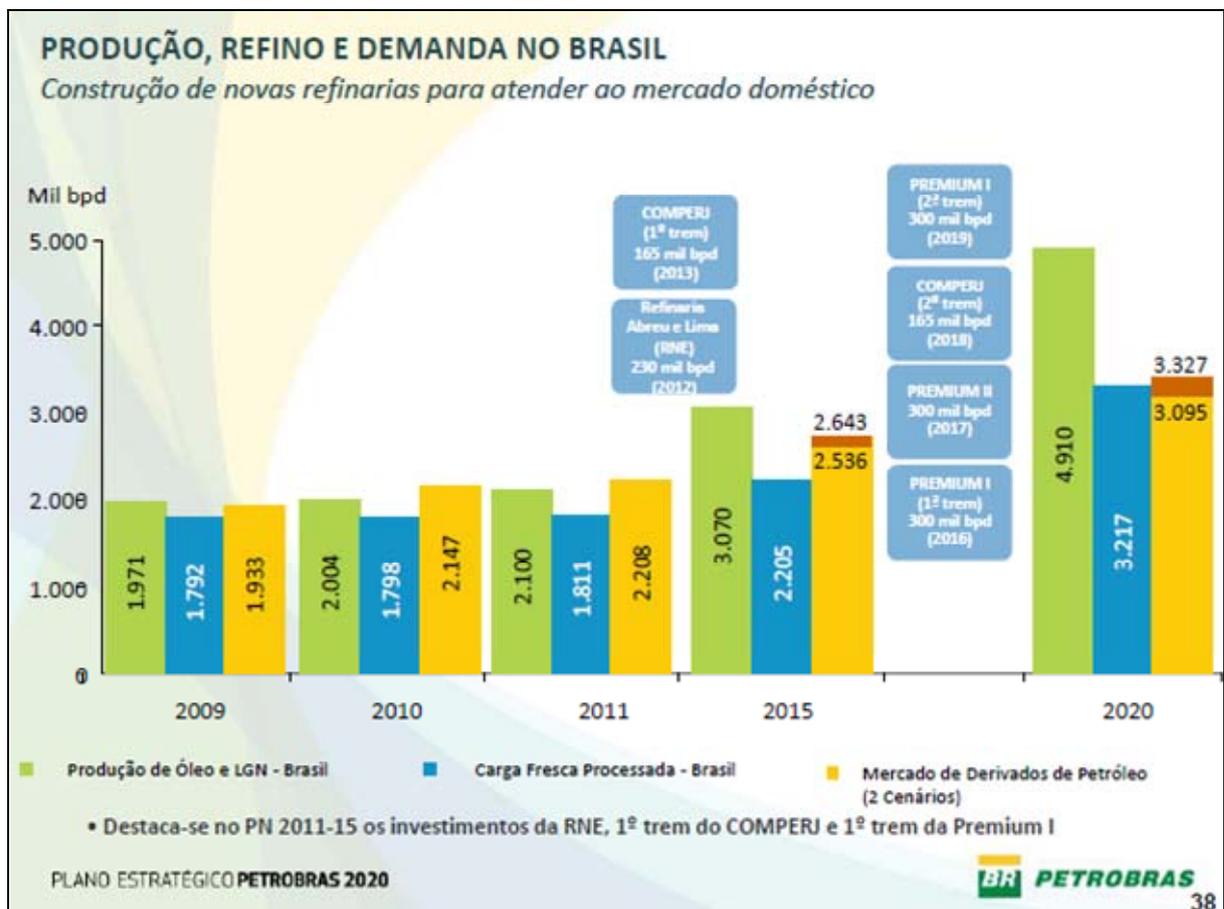


Figura 24 – Produção, Refino e Demanda de Derivados no Brasil 2009-2020  
 Fonte: PETROBRAS (2011)

Os investimentos totais da PETROBRAS previstos para o horizonte 2011-2015 estão estimados em US\$ 224,7 bilhões, com um valor médio de US\$ 45 bilhões/ano, o maior entre suas *peers*, conforme Figura 25.

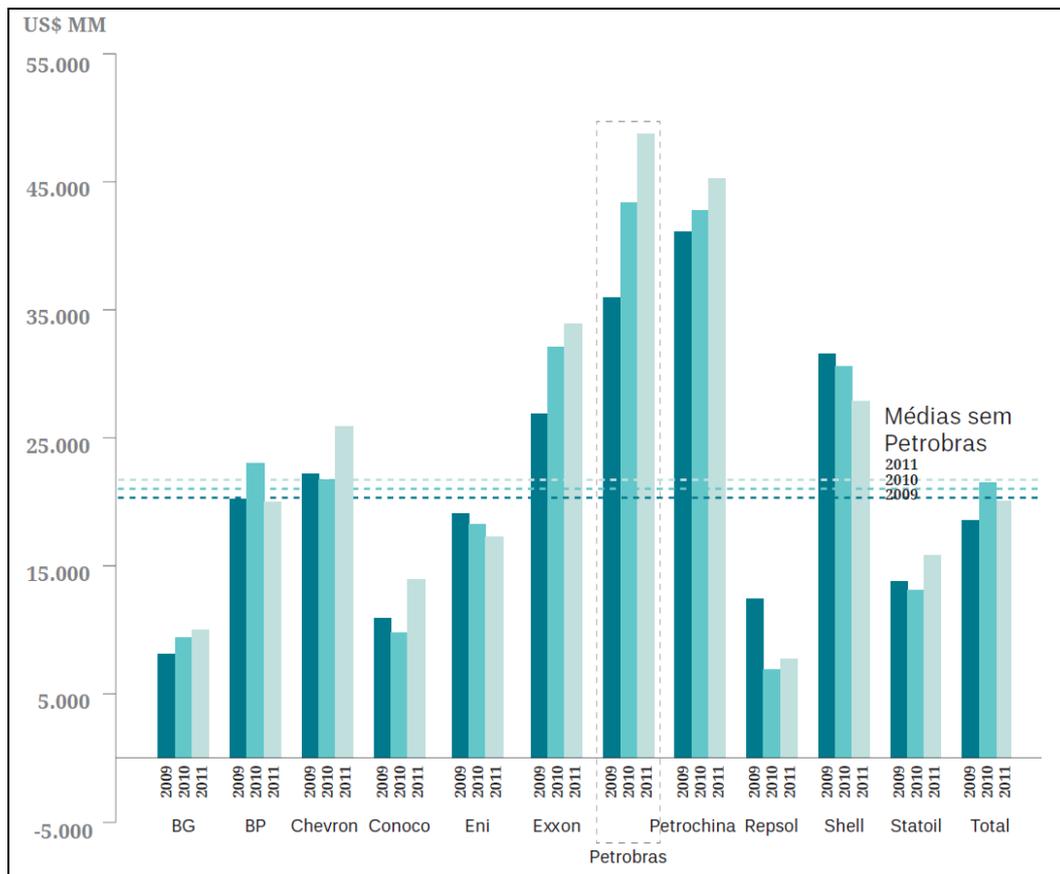
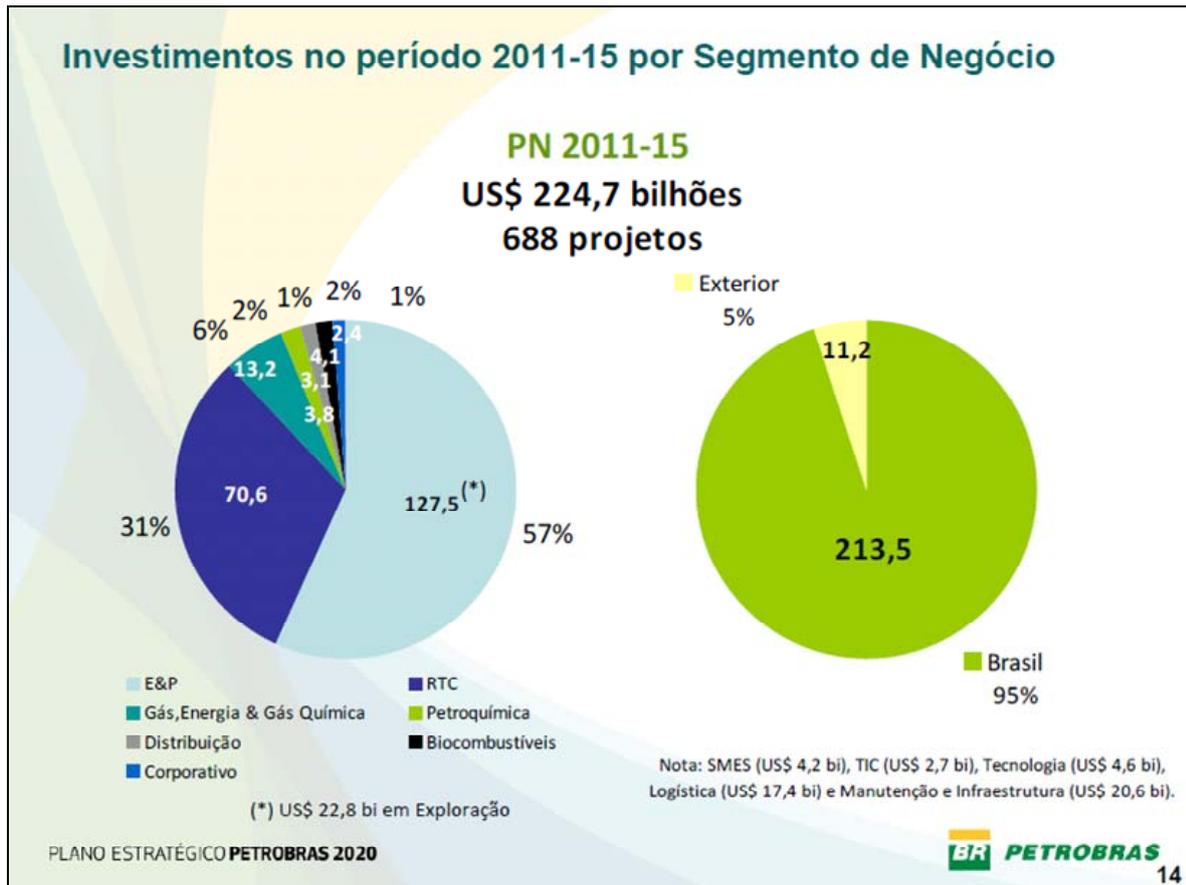


Figura 25 – Investimentos da PETROBRAS e suas *peers* 2009-2011  
Fonte: PETROBRAS (2011)

Deste volume de quase US\$ 225 bilhões, 57% (US\$ 127,5 bilhões) vão para o segmento de E&P e 31% (US\$ 70,6 bilhões) para Refino, Transporte e Comercialização - RTC. Juntos, apenas estes dois segmentos movimentarão quase 90% do total – Figura 26. Devido à alta rentabilidade dos projetos no próprio país, os investimentos vêm sendo redirecionados do exterior para o Brasil. Com isso, a previsão é que 95% do total sejam destinados ao mercado doméstico e apenas 5% ao externo.



*Figura 26 – Investimentos da PETROBRAS por Segmento de Negócio 2011-2015*  
 Fonte: PETROBRAS (2011)

Um outro segmento que vem merecendo destaque é o de biocombustíveis, por meio da PETROBRAS Biocombustíveis (PBIO), subsidiária criada em 2008 para atuar na produção, logística e comercialização do etanol e biodiesel de forma integrada com os demais, buscando, inclusive, assegurar o domínio tecnológico e a produção sustentável com a geração de emprego e renda. A estratégia para 2011-2015 é aumentar o *market share* por meio de parcerias nos dois tipos de combustíveis, visando abastecer o mercado interno.

No Quadro 3 são descritos os Pontos Fortes e Pontos Fracos da empresa.

| Pontos Fortes  | Pontos Fracos  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- Liderança absoluta na produção de óleo no país</li> <li>- Liderança absoluta na capacidade de refino no país</li> <li>- Grande capilaridade da rede de distribuição de combustíveis</li> <li>- Ser operador em todos os futuros Contratos de Partilha de Produção</li> <li>- Ter a maior fronteira exploratória do mundo nos últimos 5 anos com o pré-sal</li> <li>- Excelente potencial de incorporação de novas reservas, podendo dobrar até 2020</li> <li>- Líder mundial em tecnologia de águas ultraprofundas</li> <li>- Maior parte das operações vem do mercado interno, mitigando a volatilidade dos preços no mercado internacional</li> <li>- Situação financeira sólida e facilidade de financiamento para os investimentos</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Controle de preços de alguns derivados por parte do governo para segurar a inflação, impactando assim a receita da empresa</li> <li>- Vem apresentando custos operacionais elevados</li> <li>- Apoio a programas governamentais de política industrial que podem levar a ineficiências</li> <li>- Alta demanda de recursos humanos e financeiros para gerir as atuais e futuras unidades para construir e operar</li> <li>- Falta de mão de obra qualificada para a cadeia de fornecedores da empresa</li> <li>- Interferências políticas na gestão da empresa</li> </ul> |

*Quadro 3 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da PETROBRAS*  
*Fonte: Elaboração própria*

## 5.3 Rússia

### 5.3.1- A Dinâmica da Economia Russa

A Rússia é o maior país do mundo em extensão, com uma população de 147 milhões de habitantes, um PIB de US\$ 2,2 trilhões, sendo atualmente a 9ª no *ranking* das economias. Fortemente dependente dos recursos minerais e energéticos como ferro, aço, alumínio, adubos, fertilizantes e, sobretudo, óleo e gás, bem como da exportação destes produtos, sua pauta é especializada em commodities. A matriz energética russa é assentada em recursos fósseis não renováveis (97%), em especial o gás natural, com pouquíssimo espaço para energias renováveis, conforme Figura 27.

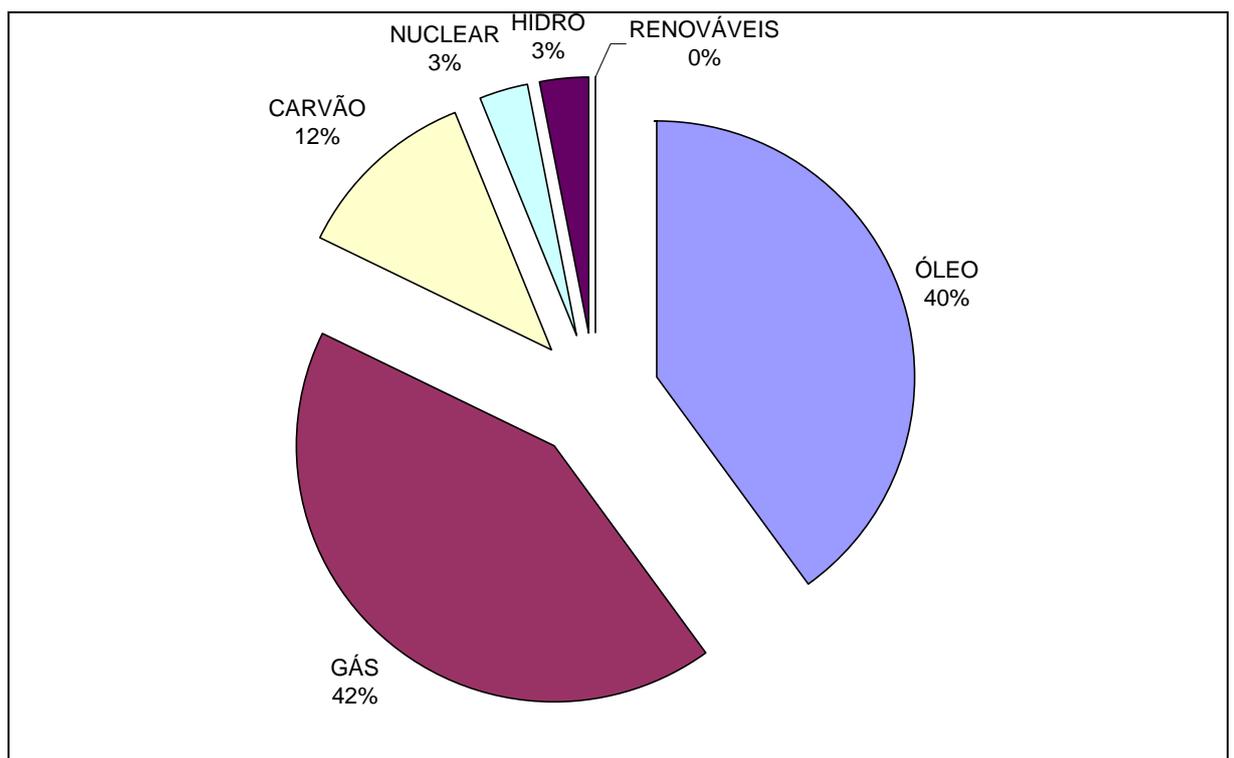


Figura 27 – Matriz Energética russa – 2010  
Fonte: BP Statistical Review (2011).

Na indústria petrolífera, a Rússia é o maior produtor mundial de óleo com um volume de 10,3 MM bpb em 2010 e a 7ª em reservas provadas (77 bilhões de bbl ou cerca de 6% do total). Em gás é o 2º maior produtor, com 589 bilhões m<sup>3</sup> (18,4% do

total) - atrás apenas do EUA – e o primeiro em reservas com 45 trilhões m3 (cerca de 24% do total).

Mais de 60% das suas exportações vem do setor de óleo e gás, conforme Tabela 14 fazendo com que a economia russa seja altamente atrelada ao preço do petróleo no mercado internacional e bastante vulnerável a choques externos.

*Tabela 14 – Participação dos Principais Grupos de Produtos no Total das Exportações russas – 1995-2006 (%)*

| ANO  | Agricultura | Produtos Químicos | Combustíveis | Ferro e Aço | Máquinas e Equipamentos de Transporte | Metais Não Ferrosos | Outras Manufaturas |
|------|-------------|-------------------|--------------|-------------|---------------------------------------|---------------------|--------------------|
| 1995 | 3,3         | 5,9               | 43,1         | 8,5         | 7,0                                   | 8,3                 | 13,1               |
| 1996 | 3,3         | 5,9               | 43,1         | 8,5         | 7,0                                   | 8,3                 | 13,1               |
| 1997 | 3,4         | 5,3               | 46,6         | 8,4         | 5,3                                   | 8,8                 | 13,1               |
| 1998 | 3,5         | 5,5               | 39,0         | 7,6         | 7,8                                   | 12,3                | 13,3               |
| 1999 | 3,7         | 5,4               | 42,8         | 6,5         | 7,0                                   | 9,4                 | 13,9               |
| 2000 | 3,1         | 6,0               | 50,6         | 6,0         | 6,2                                   | 7,9                 | 11,9               |
| 2001 | 3,1         | 4,9               | 51,8         | 5,6         | 6,4                                   | 6,8                 | 10,9               |
| 2002 | 3,4         | 4,4               | 52,5         | 6,0         | 7,5                                   | 6,2                 | 10,6               |
| 2003 | 3,2         | 4,4               | 54,5         | 6,1         | 6,9                                   | 5,7                 | 10,1               |
| 2004 | 3,0         | 4,4               | 54,7         | 8,2         | 5,9                                   | 5,8                 | 11,6               |
| 2005 | 2,8         | 4,2               | 61,8         | 7,0         | 4,1                                   | 4,9                 | 9,9                |
| 2006 | 2,6         | 3,8               | 62,9         | 5,7         | 4,1                                   | 6,2                 | 8,5                |

*Fonte: BRITTO (2009)*

Pode-se dizer que a economia russa vai bem quando o preço do óleo está em alta e vice-versa, como se pode notar nos Indicadores Macroeconômicos da Tabela 15 e na Figura 28, que relaciona o PIB ao preço do óleo.

Tabela 15 – Indicadores Macroeconômicos da Rússia 1989-2010

| ANO  | Crescimento<br>real PIB % | Brent<br>US\$/bbl | o %<br>a.a. | FBCF<br>% PIB | a<br>% PIB | a<br>% PIB | Serviços<br>% PIB |
|------|---------------------------|-------------------|-------------|---------------|------------|------------|-------------------|
| 1989 | -                         | -                 | -           | 33,8          | 16,8       | 50,2       | 33                |
| 1990 | -                         | -                 | 15,9        | 30,1          | 16,6       | 48,4       | 35                |
| 1991 | -5,0                      | 20,0              | 128,6       | 36,3          | 14,3       | 47,6       | 38,1              |
| 1992 | -14,5                     | 19,3              | 1490,4      | 34,6          | 7,4        | 43         | 49,6              |
| 1993 | -8,7                      | 17,0              | 887,8       | 27            | 8,3        | 44,6       | 47,1              |
| 1994 | -12,7                     | 15,8              | 307,3       | 25,5          | 6,6        | 44,7       | 48,6              |
| 1995 | -4,1                      | 17,0              | 144         | 25,4          | 7,2        | 37         | 55,9              |
| 1996 | -3,6                      | 20,7              | 45,8        | 23,7          | 7,2        | 38,7       | 54,1              |
| 1997 | 1,4                       | 19,1              | 15,1        | 22            | 6,4        | 38,1       | 55,5              |
| 1998 | -5,3                      | 12,7              | 18,5        | 15            | 5,6        | 37,4       | 57                |
| 1999 | 6,4                       | 18,0              | 72,4        | 14,8          | 7,3        | 37,2       | 55,5              |
| 2000 | 10,1                      | 28,5              | 37,7        | 18,7          | 6,4        | 37,9       | 55,6              |
| 2001 | 5,1                       | 24,4              | 16,5        | 21,9          | 6,6        | 35,7       | 57,7              |
| 2002 | 4,7                       | 25,0              | 15,6        | 20            | 5,7        | 34,1       | 60,2              |
| 2003 | 7,3                       | 28,8              | 13,9        | 20,8          | 5,4        | 34         | 60,7              |
| 2004 | 7,2                       | 38,3              | 20,1        | 20,9          | 5          | 35,2       | 59,8              |
| 2005 | 6,4                       | 54,5              | 19,2        | 20,1          | 5,5        | 39,1       | 55,3              |
| 2006 | 8,2                       | 65,1              | 15,7        | 21,3          | 5,1        | 38         | 57                |
| 2007 | 8,5                       | 72,4              | 13,5        | 24,5          | 4,8        | 38,6       | 56,7              |
| 2008 | 5,2                       | 97,3              | -           | -             | -          | -          | -                 |
| 2009 | -7,8                      | 61,7              | -           | -             | -          | -          | -                 |
| 2010 | 4,0                       | 79,5              | -           | -             | -          | -          | -                 |

Fonte: BRITTO (2009), World Economic Outlook/FMI (2011) e BP Statistical Review (2011) modificadas

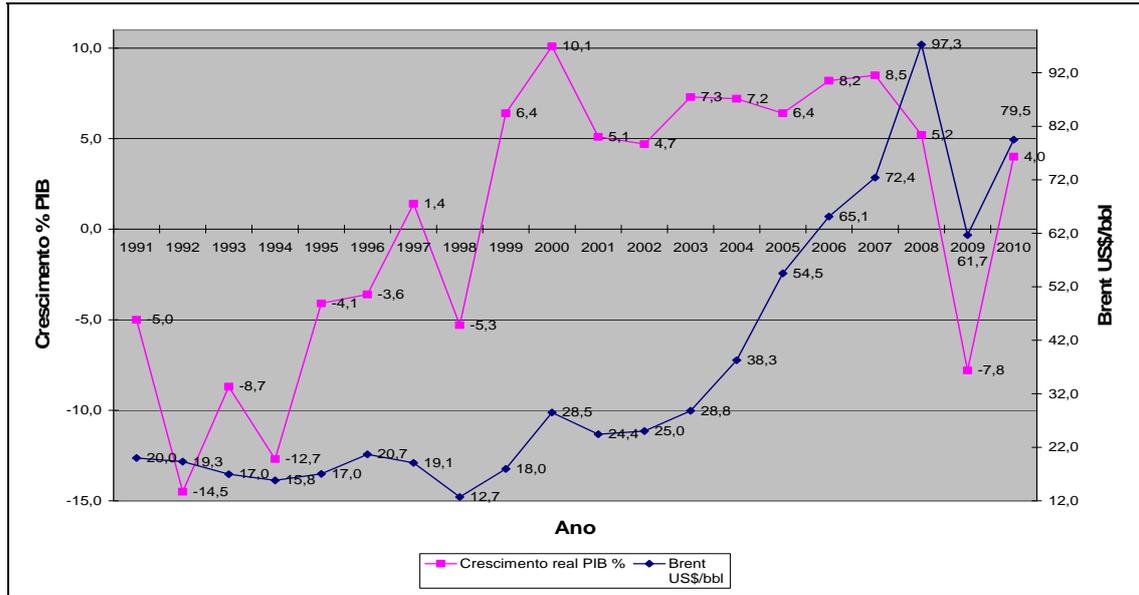


Figura 28 – Relação entre o crescimento da economia russa x Preço Médio do Brent 1991-2010.

Fonte: BRITTO (2009), World Economic Outlook/FMI (2011) e BP Statistical Review (2011)

A partir de 1991, com a dissolução da antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), foram implementadas diversas reformas econômicas de cunho neoliberal por Boris Yeltsin (primeiro presidente da Federação Russa de 1991 a 1999), visando à transição da economia comunista para a de mercado. As primeiras medidas foram as privatizações em massa e a abertura econômica. Na falta de uma política industrial, o país sofreu um colapso econômico, com desempenho negativo em quase toda década de 90 – em sete anos - que coincidiu também com a queda no preço do petróleo no mercado internacional - Tabela 12 e Figura 28.

Posteriormente, o setor de óleo e gás, no entanto, foi excluído destas privatizações por ser considerado estratégico. Na primeira fase das privatizações, poucos investidores estrangeiros foram atraídos, por falta de financiamento, mas sua autorização pelo governo e condução pelos banqueiros, aliada a pouca transparência do processo, ensejou várias denúncias de corrupção. Na 2ª fase das privatizações, a partir de 1994, investidores estrangeiros participaram, mas também se deu a nacionalização de algumas empresas anteriormente privatizadas, formando o *core business* das atuais estatais russas.

Com a crise russa de 1998, as finanças públicas foram duramente afetadas e o governo elevou a tributação, sobretudo das exportações de óleo e gás, cujos preços se recuperaram a partir do ano seguinte e, como consequência, as exportações do

setor e a economia voltaram a crescer fortemente até 2008 por conta do aumento da renda e do próprio mercado doméstico. Houve também um aumento do protecionismo que, aliado à desvalorização cambial e à grande concentração industrial<sup>4</sup>, reduziu a competitividade e a produtividade da indústria russa em relação aos padrões internacionais. A exceção são os setores mais dinâmicos do país ligados à exportação como óleo, gás e metais e os relativos a recursos naturais e energia.

A partir da recuperação econômica e das reformas institucionais de 1999 em diante, na chamada “*Era Putin*” (*Vladimir Putin, segundo Presidente da Federação Russa de 1999 a 2007*) há um redirecionamento da política industrial “... em especial para o complexo petróleo e gás, foi traçada tendo por base uma visão estratégica que considera aspectos geopolíticos da produção da indústria de petróleo e gás. Tal política não requer (necessariamente) a estatização da produção, mas o controle do Estado sobre a mesma. Enquanto no governo Yeltsin observou-se a passividade da política industrial, no governo Putin o Estado era visto como o indutor do desenvolvimento econômico, sendo o setor energético parte fundamental desta estratégia” BRITTO (2009).

O aumento da influência do Estado sobre o setor de energia se faz sentir por meio das aquisições de participações em empresas e óleo e gás como, por exemplo, na Yukos, que após ser privatizada foi novamente estatizada em 2007, e da Lei do Subsolo também do mesmo ano, “... segundo a qual os investidores estrangeiros e empresas russas com participação estrangeira de mais de 50% não poderão participar de licitações relacionadas com os depósitos estratégicos de petróleo e gás (UNCTAD, 2007). Assim, o Estado voltou a dominar o setor de petróleo e gás (...). O governo russo está usando sua política energética com vistas a se tornar um grande player no mercado internacional” (BRITTO, 2009). Além disso, as chamadas oligarquias surgidas a partir das privatizações – realizadas a preços muito baixos -

---

<sup>4</sup> Concentração industrial - a estrutura industrial russa atual, após a transição para a economia capitalista, tornou-se altamente concentrada e composta por um pequeno número de grandes grupos organizados em torno das exportações de commodities: os 10 maiores grupos privados e estatais russos, sobretudo de energia (estatais que serão vistas adiante, Gazprom e Rosneft) são responsáveis por cerca de 50% da produção industrial do país. Assim, as grandes empresas ou estão nas mãos da oligarquia russa ou do Estado.

passaram a afetar significativamente o cenário econômico, ou seja, a parcela do empresariado que controla recursos suficientes para influenciar a política nacional presentes nos setores de recursos naturais e automotivo exceto óleo, gás, energia e maquinaria, sendo os três primeiros, monopólio do Estado e este último ligado ao fornecimento de equipamentos para defesa.

Visando mitigar os efeitos do que se conhece na literatura econômica como “doença holandesa”<sup>5</sup>, em 2004 é criado o Fundo de Estabilização Fiscal – a exemplo da Noruega -, um fundo soberano para evitar a flutuação do orçamento fiscal por conta da alta volatilidade do preço do óleo e gás no mercado internacional que afeta as finanças públicas russas.

O setor de O&G, como foi visto anteriormente, tem uma posição importantíssima na economia russa, mas outros setores também são relevantes para compreender sua dinâmica. *“O setor militar russo foi, sem dúvida, um dos principais espólios deixados pela União Soviética... De acordo com Singer (2003), isso não significa que o papel do Estado tenha desaparecido deste setor tão estratégico na Rússia, o complexo militar-industrial funciona como importante articulador das diferentes capacitações setoriais, em especial do complexo eletrônico e da indústria de equipamentos como um todo. Na verdade, embora haja participação do setor privado, a indústria ainda se mantém demasiadamente fechada e controlada pelo Estado. O financiamento à atividade de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) na Rússia, por exemplo, é estatal, sendo que, quando se desagrega o setor de máquinas e equipamentos, constata-se que grande parte dos gastos com P&D neste setor destinou-se ao segmento da indústria bélica”* (BRITTO, 2009).

Ainda que o setor bélico russo tenha sido enfraquecido e a demanda governamental tenha diminuído, em escala global o complexo industrial militar ainda

---

<sup>5</sup> Doença holandesa - entrada de um grande volume de divisas no caixa do governo pela venda de commodities no mercado internacional, cujo efeito é apreciar a moeda nacional e a possibilidade de provocar a desindustrialização do país devido à concorrência dos produtos nacionais com produtos importados mais baratos. A “vacina” para a Doença Holandesa é a criação de um Fundo Soberano, a exemplo do Fundo Norueguês, criado para receptionar as receitas das exportações do petróleo, evitando com isso a entrada maciça de divisas no caixa do tesouro, que passa a ser controlada, evitando assim o efeito colateral da valorização da moeda nacional que prejudica a indústria local, podendo gerar quebra de empresas e desemprego.

é um dos maiores e mais produtivos. As exportações de equipamentos bélicos só perdem em termos de arrecadação de tributos para as de combustíveis, e os principais mercados são a China e a Índia - cerca de 80% do total, segundo o Instituto de Estudos Estratégicos Internacionais (International Institute for Strategic Studies – 2SS).

No governo Putin, o setor de defesa e o complexo de petróleo e gás tornaram-se prioridade da política industrial russa, mas a estrutura de financiamento da área de Pesquisa & Desenvolvimento não se alterou. Mais da metade dos recursos para P&D ainda vem do governo e o restante quase todo de estatais e grandes empresas privadas, mas os resultados em termos de progresso técnico não foram os melhores, exceto para o complexo de óleo e gás controlado pelo Estado, embora boa parte do sistema de inovações esteja vinculado ao complexo industrial-militar, já que ele age como um catalisador para diversos setores que gravitam no seu entorno.

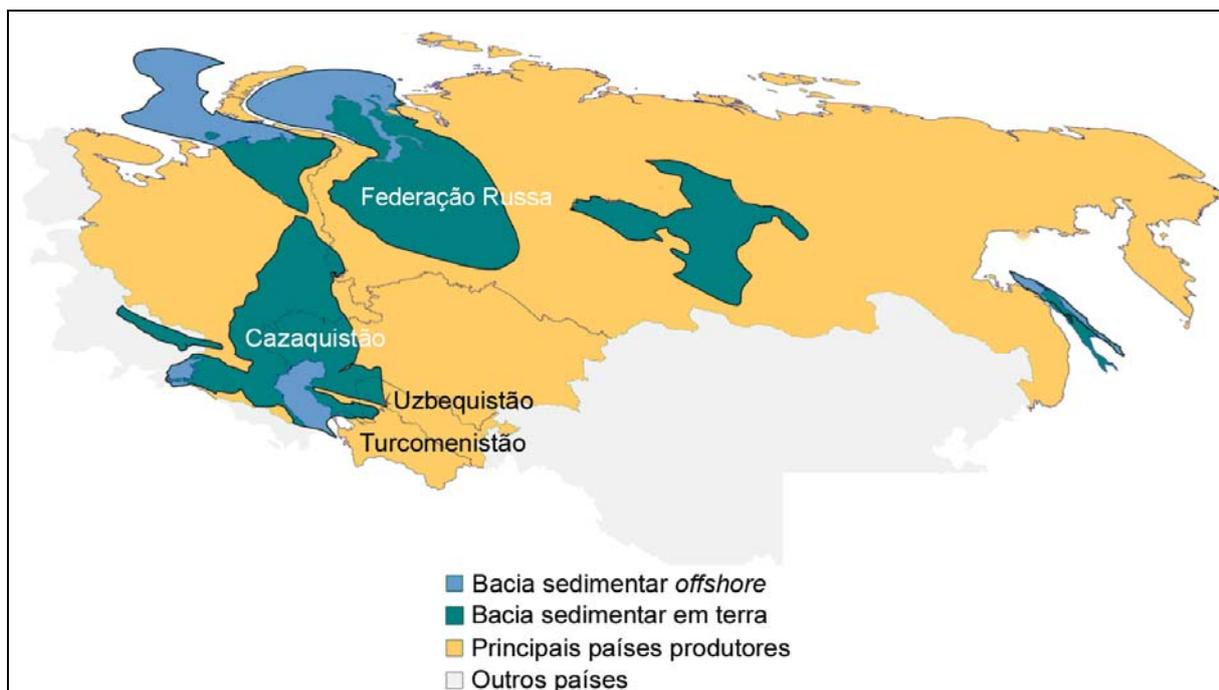
Uma vez que os setores científico, tecnológico e de produção são fragmentados, fruto ainda da estrutura herdada da era soviética, a excelência do nível educacional russo – em 2000 mais de 60% da população em idade escolar estava na universidade, segundo dados de BRITTO (2009), incomparavelmente maior que qualquer outro dos BRICS, como 16,2% no Brasil, 10,6 na Índia, 12,7% na China e 14,6% na África do Sul – não resultou no uso desta capacitação na produção, muito menos na inovação tecnológica.

### 5.3.2 A Origem do Setor de O&G na Rússia e a Gazprom e Rosneft

#### 5.3.2.1 Gazprom

Criada em 1992 e privatizada em 1994, a Gazprom é hoje a maior companhia de gás natural do mundo. Atualmente é um monopólio estatal em que o governo veio aumentando sua participação até se tornar novamente controlador em 2005, com mais de 50% das suas ações. Verticalizada, a empresa possui todos os segmentos da cadeia produtiva do gás, atuando na exploração, produção, transporte, refino e comercialização.

É responsável pela maior produção de gás do mundo (14,8%) e quase 80% da produção russa, além das maiores reservas (17,8%) e rede de gasodutos do mundo (mais de 162 mil km) com participação em mais de 70% nas distribuidoras de gás do país – vide Tabela 11. Quase três quartos das reservas russas estão concentradas nos Urais, Sibéria Ocidental e especificamente em três campos gigantes que respondem por 75% da produção da empresa e cerca de 65% da produção nacional – Urengoi, Yamburg e Medvezh'e – vide principais bacias sedimentares russas na Europa e Ásia na Figura 29. Seus mercados abrangem o fornecimento para União Europeia e Europa Central. Quase dois terços das exportações de gás vêm da Gazprom, as quais equivalem a aproximadamente 20% do total do país, além de um quarto das receitas tributárias do governo e algo como 8% do PIB.



*Figura 29: Principais bacias sedimentares e países produtores de óleo e gás na ex-União Soviética Fonte: BRET-ROUZAUT e FAVENNEC (2011).*

Na Tabela 16 seguem alguns dados consolidados da empresa em 2010. Posicionada como a maior empresa de gás do mundo, grande parte de suas operações vem das exportações para Europa e Ásia Central via gasodutos - o que destaca a questão geopolítica do abastecimento de energia para estes países – além de fornecer para o mercado interno. Também ocupa posições privilegiadas nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a maior do país, a 35ª em

faturamento pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 12ª posição e na *PFC Energy* a 6ª posição. Possui ainda uma subsidiária que produz principalmente óleo, a *Gazprom Neft*, auxiliando na segurança energética do país, cujos indicadores seguem em destaque.

Tabela 16 – Indicadores Seleccionados do Rússia e da Gazprom - 2010

| Indicadores Seleccionados                    | Rússia  |              |
|--|---------|--------------|
|  | Gazprom | Gazprom Neft |
| <b>Do País:</b>                              |         |              |
| Produção Óleo - MM bpd                       | 10,3    |              |
| Consumo de Óleo - MM bpd                     | 3,2     |              |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl               | 77,4    |              |
| Capacidade de Refino - MM bpd                | 5,6     |              |
| <b>Da Empresa:</b>                           |         |              |
|  |         |              |
| Core Business                                | Gás     | Óleo         |
| Receita - US\$ bilhões                       | 118,6   | 25,4         |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                 | 31,9    | 3,1          |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões    | 48,1    | 5,4          |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM              | 30,3    | 3,3          |
| Produção Óleo - MM bpd                       | 0,9     | 1,0          |
| Produção Gás - bilhões cf/d                  | 49,2    | 0,4          |
| Produção Boe - MM boe/d                      | 9,1     | 1,1          |
| Market Share Produção Óleo Nacional          | 8,4%    | 9,7%         |
| Market Share Produção Óleo Mundial           | 1,1%    | 1,2%         |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                  | 9,5     | 6,4          |
| Reservas Gás - trilhões cf                   | 670,7   | 6,5          |
| Reservas Boe - bilhões boe                   | 121,2   | 7,5          |
| Capacidade de Refino - MM bpd                | 0,9     | 0,9          |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional   | 16,6%   | 15,7%        |
| Venda de Derivados - MM bpd                  | 0,8     | 0,8          |
| Número de Empregados - mil                   | 401     | -            |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões | 149     | -            |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010               |         |              |
| Referência: Valor de Mercado                 | 6a      | -            |
| Ranking Top 50 PIW 2010                      |         |              |
| Referência: 6 Indicadores                    | 12a     | -            |
| Ranking Top 500 Fortune 2010                 |         |              |
| Referência: Receita                          | 35a     | -            |
| Ranking Nacional 2010                        |         |              |
| Referência: Receita                          | 1a      | -            |
|  |         |              |
| Market Share Produção Gás Mundial            | 14,8%   |              |
| Market Share Reservas Gás Mundial            | 17,6%   |              |
| Market Share Vendas Gás Mundial              | 20,1%   |              |
| Market Share Produção Gás Russa              | 78,1%   |              |
| Market Share Reservas Gás Russa              | 68,7%   |              |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011), PFC Energy (2011) e PIW (2011).

A empresa também possui o monopólio das exportações de gás, além ser monopsonista em relação às distribuidoras de gás e deter licença para explorar mais da metade das reservas russas, tendo assim uma posição ímpar na economia russa, similar à que PETROBRAS tem no Brasil. Veja as atividades da Companhia na Rússia e no Mundo na Figura 30.

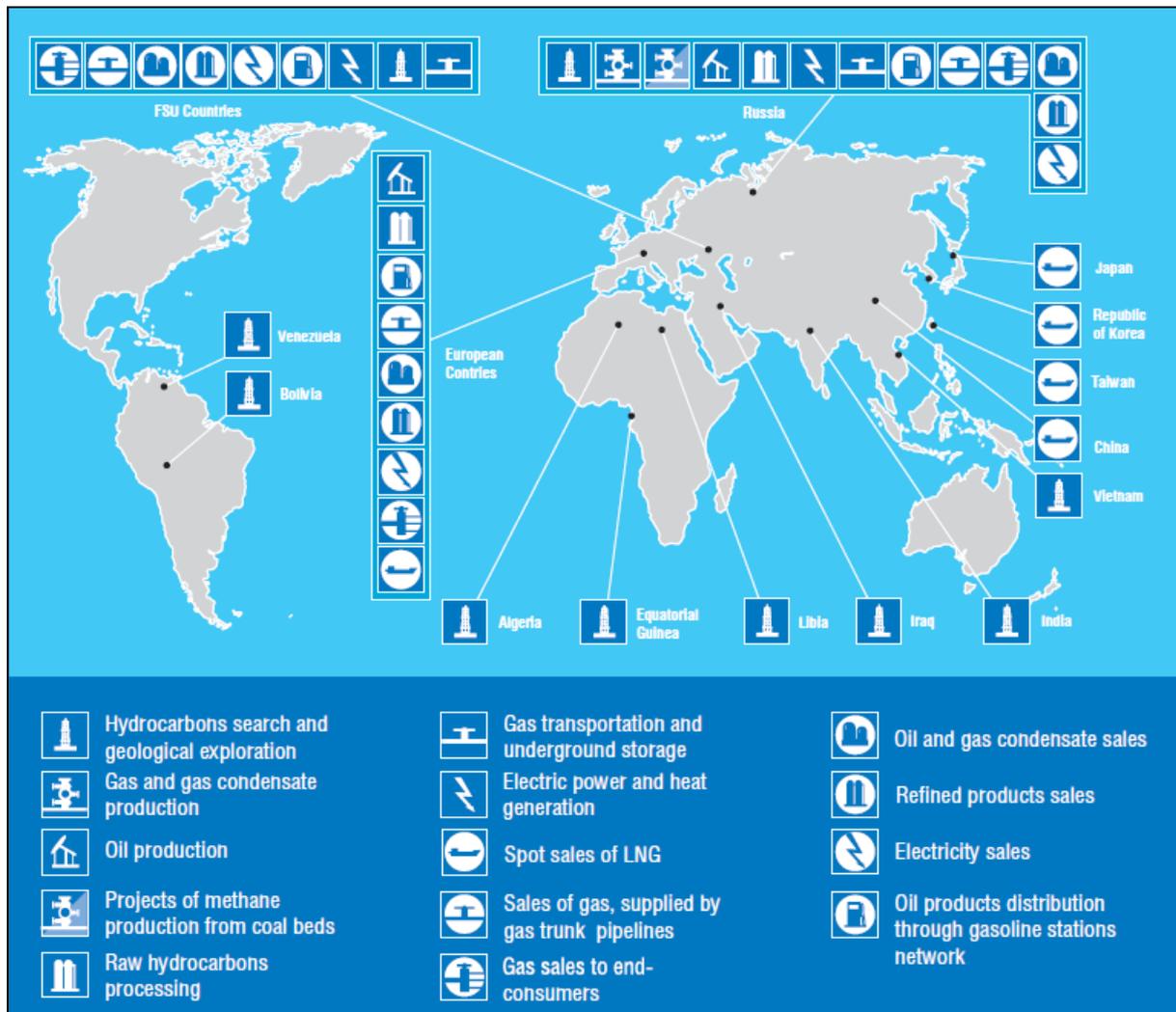
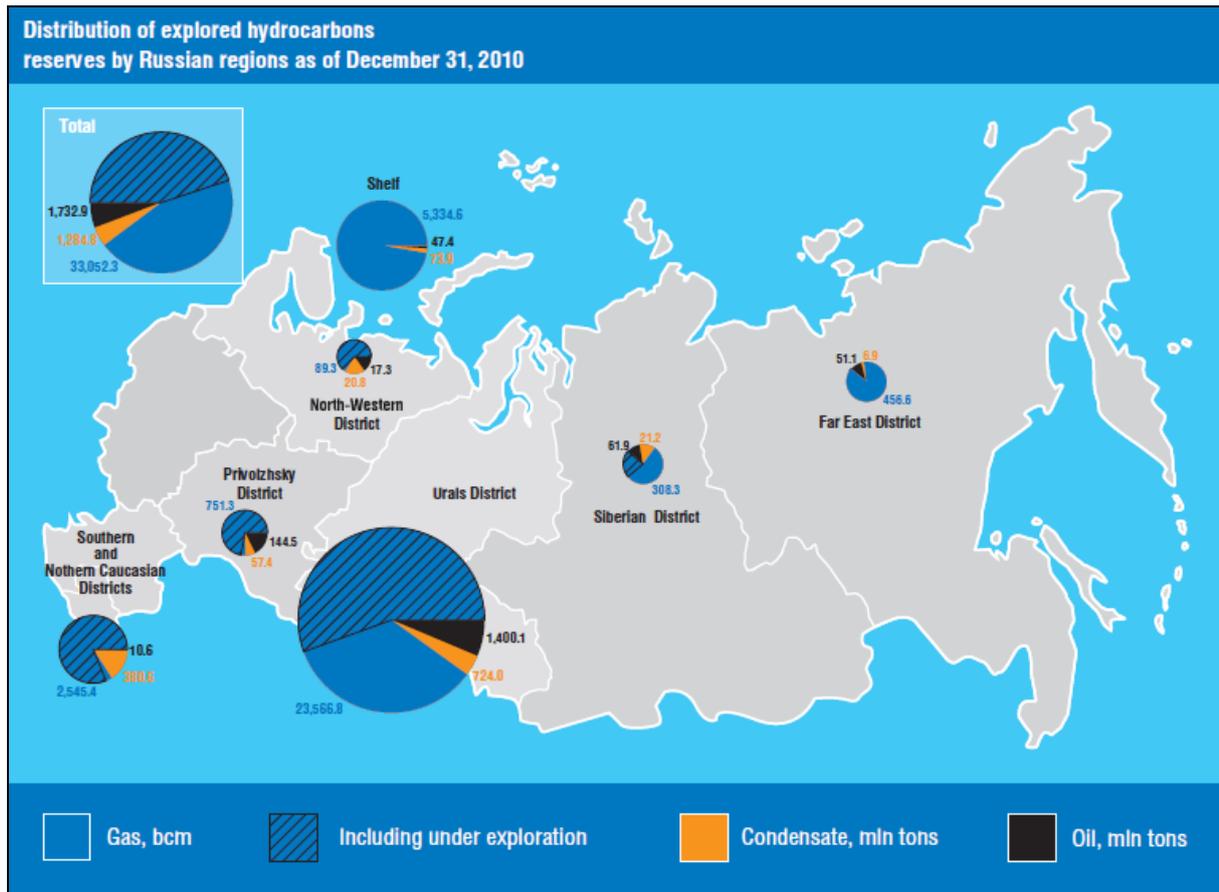


Figura 30 – Atividades da Gazprom na Rússia e no Mundo  
Fonte: Annual Report Gazprom (2010)

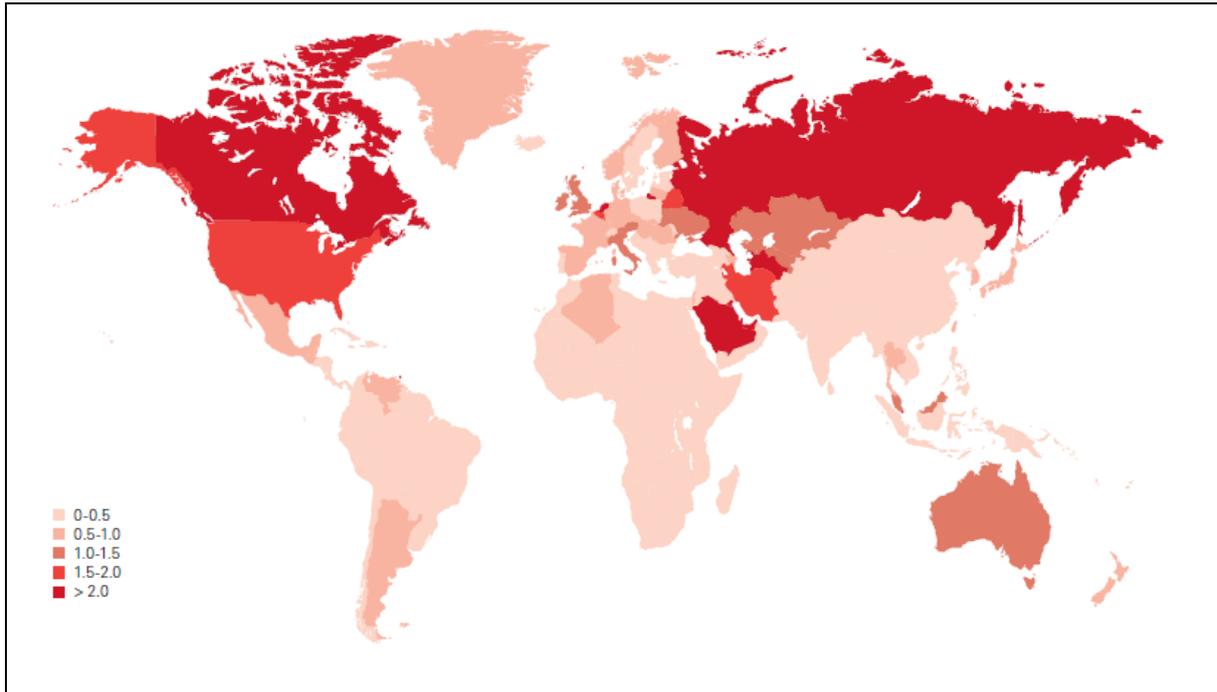
As reservas da Gazprom na Rússia estão destacadas na Figura 31.



*Figura 31 – Reservas da Gazprom – 2010*  
 Fonte: Annual Report Gazprom (2010)

Grande parte da produção de gás é vendida no mercado doméstico, mas seus preços são controlados pelo governo, gerando uma série de subsídios cruzados com as exportações, subsidiando o consumidor residencial, parecidos com os que houve no Brasil, em que a gasolina subsidiava o diesel e o etanol, embora isto venha diminuindo desde 2000 com a aproximação dos preços domésticos aos do mercado internacional, a fim de recompor as receitas da empresa e permitir novos investimentos e evitar queda na oferta no futuro.

Este impacto está sendo compensado com maior eficiência energética, pois a economia russa ainda é muito intensiva em energia, chegando a mais de duas vezes a média mundial – como se pode notar na Figura 32 - em função de uma série de fatores culturais, climáticos e pela herança de ineficiências do antigo regime soviético, além dos preços subsidiados. O governo utiliza a empresa como instrumento de política econômica para controlar a inflação e fomentar o crescimento econômico.



*Figura 32 - Consumo per Capita de gás natural no mundo (ton óleo equivalente) - 2010 Fonte: BP Statistical Review (2011)*

O gás é racionado, pois há uma negociação entre a empresa e o governo para o ano seguinte a preços regulados, e o interesse da Gazprom é manter a oferta doméstica em volume menor que o exportado. Este processo é gerido sem qualquer transparência, a indústria é privilegiada e os que precisam de gás além da sua cota precisam desembolsar mais. Na prática, a empresa determina unilateralmente o volume de gás, dando-se ainda maior poder de mercado. Ademais, não há contratos de longo prazo para as atividades mais intensivas em gás, nem para os produtores terem acesso à rede de gasodutos, o que aumenta ainda mais seu poder monopolista. Segundo a OCDE, citado em BRITTO (2009), “*A interferência do Estado na companhia é tal que “às vezes é difícil identificar onde termina o orçamento do Estado e onde começa o da Gazprom” (OECD, 2004, p. 145). A Gazprom suporta massiva infraestrutura social, mantendo cidades inteiras em regiões remotas e inóspitas do país*”. Assim, ela possui uma atuação social parecida com a que a BR Distribuidora - subsidiária da PETROBRAS dedicada à distribuição de combustíveis no Brasil - tem de atender a nichos de mercado não operados por nenhuma outra empresa do ramo, devido à baixa rentabilidade.

Nos últimos anos, face à necessidade imperiosa de o governo retomar sua posição monopolista, a Gazprom despendeu boa parte de seu Capex em um grande

programa de aquisições de empresas desde 2004, relegando ao segundo plano o desenvolvimento de novos campos. Isto explica a redução de sua produção nos últimos anos entre 2006 e 2010, como evidenciado na Figura 33, extraída do Relatório da Gazprom. Um dos segmentos onde ela investiu foi a aquisição da Sibneft, 5ª maior empresa russa de petróleo, rebatizada para Gazprom Neft, diversificando suas atividades em projetos de E&P de óleo em vários países como Índia, Uzbequistão, Venezuela, etc.

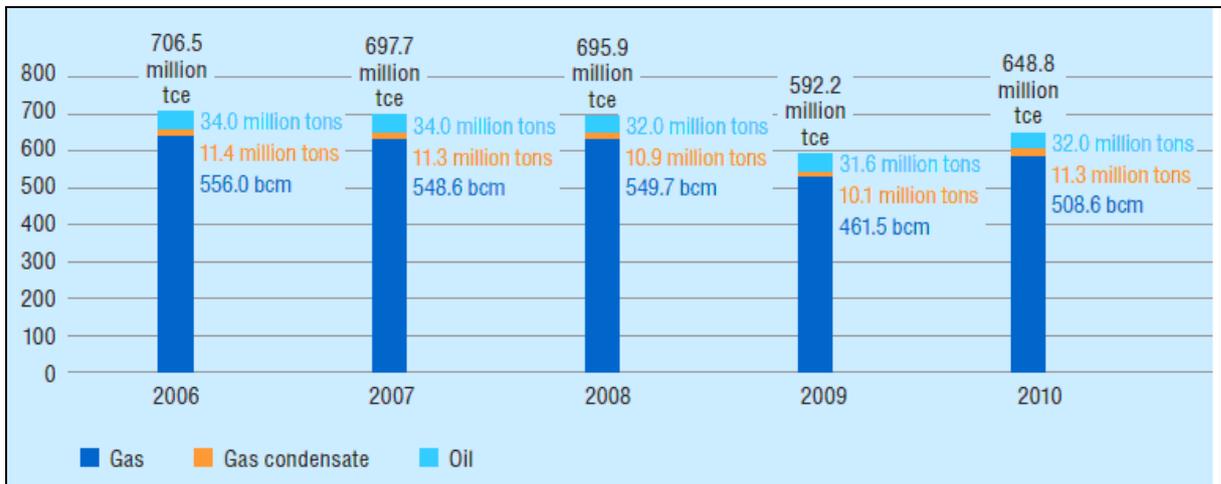


Figura 33 – Produção de Óleo e Gás da Gazprom 2006-2010  
 Fonte: Gazprom In Figures 2006-2010 Factbook

Fundamental na estratégia da empresa são os acordos de exportação e oportunidades de negócios fora da Rússia, como os fechados com o Cazaquistão, Uzbequistão e Turcomenistão para fornecimento de gás para Ásia Central (China e Coréia), a fim de remover potenciais concorrentes. Na verdade, o país precisa expandir a produção de gás por meio de novos produtores, já que os três maiores campos produtores citados anteriormente estão em declínio e os novos encontram-se em áreas cujas condições são difíceis, seja em função do acesso e logística, pois estão mais próximos do polo norte, seja em função do custo de desenvolvimento.

Embora reconhecida pela própria Gazprom e pelo governo, a posição da empresa dificulta esta entrada. Uma saída seria a elevação dos preços praticados, que atrairia novas empresas e frearia a demanda doméstica. No entanto, esta solução poderia inibir o crescimento e elevar a inflação. Desta forma, a estrutura monopolista se mantém, impedindo a entrada de novos produtores, bem como a possibilidade de escolha dos consumidores. Dado que esta é a típica indústria em

rede<sup>6</sup>, que é um caso especial do que é conhecido na literatura econômica como monopólio natural<sup>7</sup>, parece ser esta a forma mais eficiente de operação, sem falar no aspecto geopolítico, explicitado diversas vezes pelo governo para justificar o controle do Estado sobre esta atividade.

Com relação à questão geopolítica, o governo tem interesse em manter o funcionamento da Gazprom nestas condições, dada a boa reputação internacional da empresa em abastecer o ocidente desde 1968 ainda na época da Guerra Fria, embora os investimentos possam ficar distorcidos, uma vez que há maior incentivo em expandir a malha de gasodutos para exportação - face à sua rentabilidade - e não para o mercado interno. Este é um *trade-off* que o governo tem que administrar.

Apesar de seu poder de mercado, como o preço do gás acompanha o do óleo no mercado internacional, ela não é capaz de determinar seu preço, mas pode afetá-lo elevando ou reduzindo suas exportações e por isso mexer nesta equação é tão complicado para o governo como, por exemplo, fazer reformas no setor (proposta de fusão com a Rosneft, que será vista adiante) ou retirar suas funções regulatórias (como o controle da infraestrutura e das informações do setor).

---

<sup>6</sup> Indústria de Rede – caso particular de monopólio natural, típico em infraestrutura econômica caracterizado por três elementos que contribuem para a formação de um modo de organização industrial particular:

- Existência de externalidades de rede (benefício de um usuário depende do número de usuários interligados à rede)
- Importância da economia de escala de produção
- Articulação em torno da infraestrutura – no caso os gasodutos - dos diferentes tipos de serviços finais e o de coordenação da própria rede

Devido ao grande poder de mercado destas empresas por gerarem rendas extraordinárias, é necessária regulação por parte do governo para evitar abusos contra o consumidor final, além de duplicações ineficientes da infraestrutura e elevação de custos. No caso da Gazprom há uma simbiose já que a empresa regulada é também praticamente o próprio órgão regulador embora haja outras esferas administrativas de regulação governamental na área de energia na Rússia. KUPFER e HANSENCLEVER (2002)

<sup>7</sup> Monopólio Natural – quando a produção por meio de uma única empresa é a forma mais barata de fabricação do produto, ou seja, quanto maior o tamanho da empresa e sua escala de produção, menor o custo médio de fabricação do produto. Exs: energia elétrica, ferrovias, distribuição de água e esgoto, etc. KUPFER e HANSENCLEVER (2002).

No Quadro 4 é apresentada uma síntese dos pontos fortes e fracos deste grande *player* do mercado global de óleo e gás.

*Quadro 4 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da Gazprom*

| Pontos Fortes   | Pontos Fracos  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservas de gás abundantes: 17% das reservas mundiais.</li> <li>• Maior produtora mundial de gás.</li> <li>• Posição praticamente monopolista no mercado doméstico de GN, devido à posse da infra-estrutura nacional de transporte.</li> <li>• Controle absoluto (legal) sobre toda a exportação de gás russa, inclusive sobre GNL e GTL.</li> <li>• Forte suporte governamental para diversificação de seus negócios.</li> <li>• Exportação de gás para a Europa resulta em um forte fluxo de caixa.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle de preços no mercado doméstico.</li> <li>• Produção declinante nos campos de baixo custo, enquanto o desenvolvimento de novos campos é caro e apresenta desafios tecnológicos.</li> <li>• Posição monopolista não cria incentivos para maior eficiência gerencial, resultando em controle de custos ineficiente.</li> <li>• Permanece muito focada no segmento de gás, devendo enfrentar dificuldades em gerenciar novas posições em outros segmentos da cadeia de suprimentos.</li> </ul> |

*Fonte: Monitoração NOCs – PETROBRAS (2008)*

### 5.3.2.2 Rosneft

Após o colapso da antiga URSS, o governo manteve o controle sobre ativos petrolíferos espalhados em diversos ministérios e agências governamentais e fundou a Rosneft em 1993, dado o caráter estratégico de seus projetos para o desenvolvimento econômico do país. Desde 2004 o governo vem elevando sua participação no setor de óleo e gás. Neste mesmo ano adquiriu parte da Yukos, uma empresa privada, até finalmente em 2007 adquirir todo o controle da empresa após controversa operação (“Yukos *affair*”), que foi fundida na Rosneft. A partir de então ela tornou-se a maior produtora de óleo do país e a Rússia passou a ter dois “orgulhos nacionais” rivais no setor de petróleo, a Gazprom e a Rosneft.

Atualmente o país é o maior produtor de óleo do mundo sendo que mais de 70% é exportado por meio de uma extensa malha de oleodutos operada por outra estatal também sob monopólio, a Transneft, detendo cerca de 6% das reservas mundiais. A maior parte das reservas está localizada na Sibéria Ocidental e na Região do Volga-Urais até o Mar Cáspio (localizar no mapa). A Rússia possui 41 refinarias herdadas do antigo regime soviético que precisam de modernização e atendem somente à metade da capacidade de produção do país (5,5 MM bpd de

capacidade de refino x 10,3 MM bpd de produção). Os mercados de óleo e derivados da Rússia são a Europa, EUA, Japão, Coreia e China.

Teoricamente a participação estrangeira em empresas russas é aberta para a maior parte dos setores, no entanto, aquisições da totalidade de empresas russas são bastante restritas. No caso dos setores estratégicos como óleo, gás e mineração, há necessidade de licenças específicas. Até 2003 a legislação previa os *Production Sharing Agreements – PSAs* (contratos de partilha) para atração de investidores estrangeiros. Desta época em diante, o governo introduziu as licenças para o desenvolvimento de O&G para serem leiloadas primeiramente e a assinatura dos PSAs só ocorreriam se não houvesse compradores para as aquelas e se, na avaliação do governo, o campo devesse ser desenvolvido. Além disso, a carga tributária sobre o setor foi aumentada para reforço do Tesouro Nacional - muito em função do aumento do preço do produto no mercado internacional -, conforme explicado anteriormente. Com a introdução de novas regras no jogo, várias empresas se ressentiram de investir e o marco regulatório russo passou a ser diferenciado no mercado internacional tendo o governo total arbítrio sobre a entrada de novos *players* no mercado sendo este mais propício às suas NOCs. O risco regulatório tornou-se muito alto na Rússia desde então.

De 1991 a 1998 o preço do óleo estava em baixa no mercado internacional e, juntamente com a desorganização da economia que se seguiu ao colapso da antiga URSS a produção caiu mais de um terço. A partir de 1999 a produção volta a crescer em função das privatizações, do aumento do preço do óleo no mercado e da desvalorização cambial que se seguiu à crise russa de 98, conforme se pode notar na Figura 34 abaixo que relaciona a produção e preço do óleo entre 1991 e 2010.

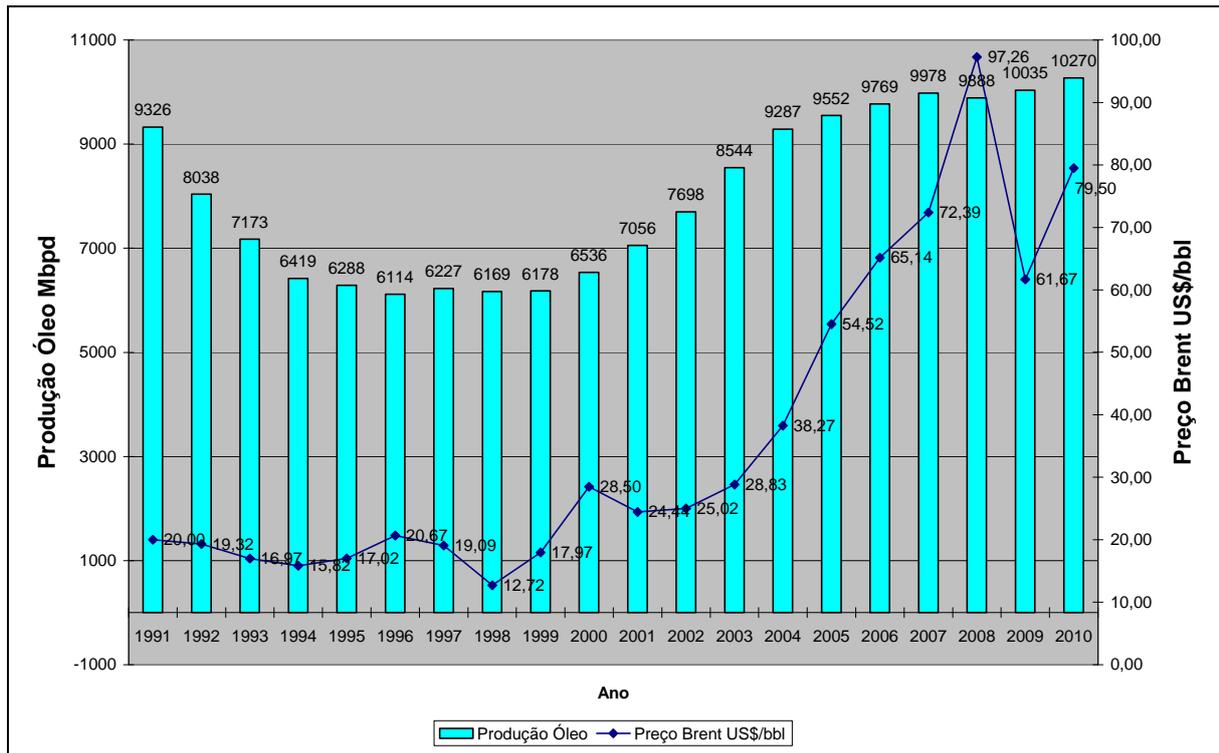


Figura 34 – Produção de Óleo russo x Preço Médio do Brent 1991-2010  
Fonte: BP Statistical Review (2011).

A Rosneft, assim como sua coirmã Gazprom, também foi utilizada como instrumento de política econômica do governo quando sua congênere chinesa a CNPC adiantou US\$ 6 bilhões à Rússia referente à compra de óleo até 2010 e também na sua internacionalização em E&P e refino em mais de dez países por meio de suas subsidiárias.

A capacidade de refino da Rússia é de 5,5 MM bpd sendo cerca de um terço estatal (1,8 MM bpd) e os restantes dois terços pertencem a empresas privadas (3,7 MM bpd). A Rosneft atua também na distribuição.

Na Tabela 17, seguem alguns destaques da empresa em 2010. Responsável por cerca de 22% da produção nacional, ajudando a posicionar o país como maior produtor de óleo do mundo, ela possui quase 20% da capacidade de refino no país. Ocupa uma posição privilegiada como a Gazprom nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a 3ª maior do país, a 179ª em faturamento pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 16ª posição e na *PFC Energy* a 18ª posição, consolidando-a como uma das maiores empresas do mundo.

Tabela 17 – Indicadores Seleccionados do Rússia e da Rosneft - 2010

| Indicadores Seleccionados                                      | Rússia  |
|--|---------|
|  | Rosneft |
| <b>Do País:</b>  |         |
| Produção Óleo - MM bpd   | 10,3    |
| Consumo de Óleo - MM bpd                                       | 3,2     |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl                                 | 77,4    |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 5,6     |
| <b>Da Empresa:</b>   |         |
| Core Business  | Óleo    |
| Receita - US\$ bilhões   | 63,0    |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                                   | 10,4    |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões                      | 15,2    |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM                                | 9,1     |
| Produção Óleo - MM bpd   | 2,3     |
| Produção Gás - bilhões cf/d                                    | 1,2     |
| Produção Boe - MM boe/d  | 2,5     |
| Market Share Produção Óleo Nacional                            | 22,3%   |
| Market Share Produção Óleo Mundial                             | 2,8%    |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                                    | 14,0    |
| Reservas Gás - trilhões cf                                     | 7,2     |
| Reservas Boe - bilhões boe                                     | 15,2    |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 1,1     |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional                     | 19,3%   |
| Venda de Derivados - MM bpd                                    | 1,0     |
| Número de Empregados - mil                                     | 160     |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões                   | 76      |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010<br>Referência: Valor de Mercado | 18a     |
| Ranking Top 50 PIW 2010<br>Referência: 6 Indicadores           | 16a     |
| Ranking Top 500 Fortune 2010<br>Referência: Receita            | 179a    |
| Ranking Nacional 2010<br>Referência: Receita                   | 3a      |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011), PFC Energy (2011) e PIW (2011).

No Quadro 5 estão descritos os Pontos Fortes e Pontos Fracos da Companhia.

*Quadro 5 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da Rosneft*

| Pontos Fortes  | Pontos Fracos   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Líder na produção de óleo no país.</li> <li>• Boas relações com o governo russo.</li> <li>• Larga rede de distribuição de combustíveis.</li> <li>• Boas reservas de petróleo e gás.</li> <li>• Ser operadora nos PSAs.</li> <li>• Localização estratégica (proximidade do mercado chinês).</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apresenta histórico de custos operacionais elevados e ineficiência.</li> <li>• País com instabilidade político-regulatória, o que reduz a atratividade para novos investimentos.</li> <li>• Estrutura corporativa complexa.</li> <li>• Sustentabilidade do crescimento russo.</li> </ul> |

| Pontos Fortes   |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Posição privilegiada em relação à situação política do país</li> <li>• Gestão da empresa sofre menor influência política do que a Gazprom</li> <li>• Grande capacidade de produção e expressivo volume de reservas de óleo e gás</li> <li>• Ser operadora nos PSAs (Production Sharing Agreements)</li> <li>• Grande capacidade de exportação de cru</li> <li>• Possuir campos produtores próximos a portos estratégicos e regiões de trânsito de produto</li> </ul> |

| Pontos Fracos   |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Refém de intriga política da situação e das companhias privadas de petróleo da Rússia</li> <li>• Modelo de crescimento inorgânico baseado em aquisições</li> <li>• Necessidade de crescimento orgânico em novas fronteiras de desenvolvimento será desafiadora em termos de capital e tecnologia</li> <li>• <i>Downstream</i> frágil: baixa sofisticação das duas refinarias e rede de postos em regiões de baixa rentabilidade</li> <li>• Dificuldades de acesso à infra-estrutura de exportação, visando à monetização do gás</li> <li>• Preocupações ambientais (Sibéria Oriental e Extremo Oriente)</li> </ul> |

*Fonte: Monitoração NOCs – PETROBRAS (2008)*

Outras empresas relevantes no mercado de óleo russo são a Lukoil, TNK-BP além da Gazprom Neft, subsidiária da Gazprom.

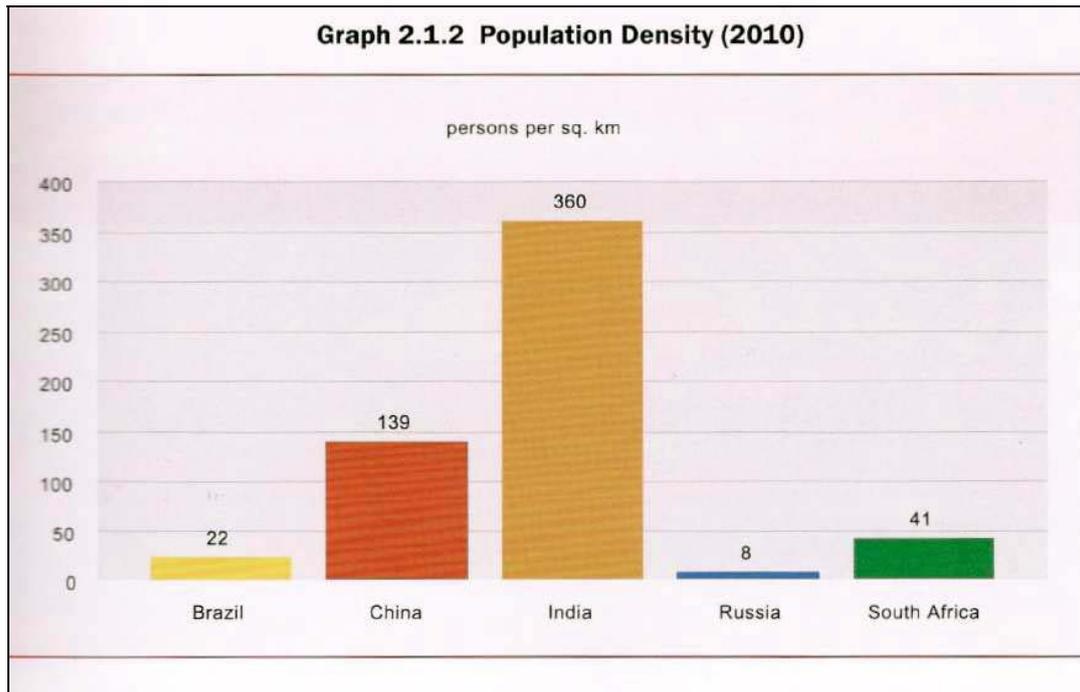
## 5.4 Índia

### 5.4.1 A Dinâmica da Economia Indiana

A Índia é 7º o maior país do mundo em extensão com uma população de 1,2 bilhão de habitantes, um PIB de US\$ 4 trilhões sendo atualmente a 4º no ranking das economias tendo se tornado uma nação independente do Reino Unido em 1947. Um dos maiores desafios da Índia na atualidade é a questão demográfica de acordo com MORAES (2011). Para se ter uma ideia da densidade demográfica no país, apenas no estado de Uttar Pradesh há cerca de 200 milhões de habitantes, mais que toda população brasileira – na Figura 35 veja a comparação com seus pares tendo a Índia 360 habitantes/km<sup>2</sup>, quase três vezes mais que a China com 139.

A acentuada tendência de crescimento populacional devido a uma política de controle de natalidade muito branda, diferentemente da China (que adotou na década de 70 a chamada política do filho único), pode ser creditada às experiências mal sucedidas na mesma década de 70 envolvendo vasectomias forçadas como forma de controle populacional, além de avanços na medicina nos últimos 50 anos e também a chamada Revolução Verde a partir de 1965 que propiciou um aumento considerável na produção agrícola.

Assim como a China, a Índia utiliza seu enorme contingente de mão de obra para o desenvolvimento econômico do país, entretanto, há problemas sérios como, por exemplo, a desproporção entre homens e mulheres, 1.000 para 914 respectivamente segundo o Censo de 2011 e em queda em relação ao de 2001.



*Figura 35 – Densidade Populacional dos BRICS – 2010*

*Fonte: BRICS Policy Center (2011)*

A Índia deverá ultrapassar a China em número de habitantes na primeira metade deste século nas visões de BRITTO (2009) e de MORAES (2011), segundo relatório de projeção populacional da ONU do ano passado, estimando o pico da população chinesa em 1,4 bilhão em 2025 quando a Índia já terá excedido este número.

Na comparação entre as características demográficas da China e Índia, MORAES (2011) destaca o fato de os dois países possuírem pirâmides demográficas quase invertidas, ou seja, a base da pirâmide indiana é maior que o topo enquanto que a chinesa ao contrário, o que significa que aquela possui uma população mais jovem em idade produtiva (até 25 anos) que vai “financiar” a mais idosa no futuro, diferentemente da China onde o crescimento da população mais idosa será um ônus para toda sociedade sustentar futuramente – vide Figura 36. O aspecto positivo para a Índia é que este chamado “dividendo demográfico” lhe permitirá em médio prazo (cinco anos aproximadamente) ultrapassar o crescimento chinês, no entanto, o negativo serão as questões de falta de água, terra estéril em algumas áreas e escassez de outros recursos. Outras características marcantes da demografia indiana são a população predominantemente rural (72% em 2003) e a baixa expectativa de vida comparada aos seus pares (63 anos em 2006) – dados de BRITTO (2009).

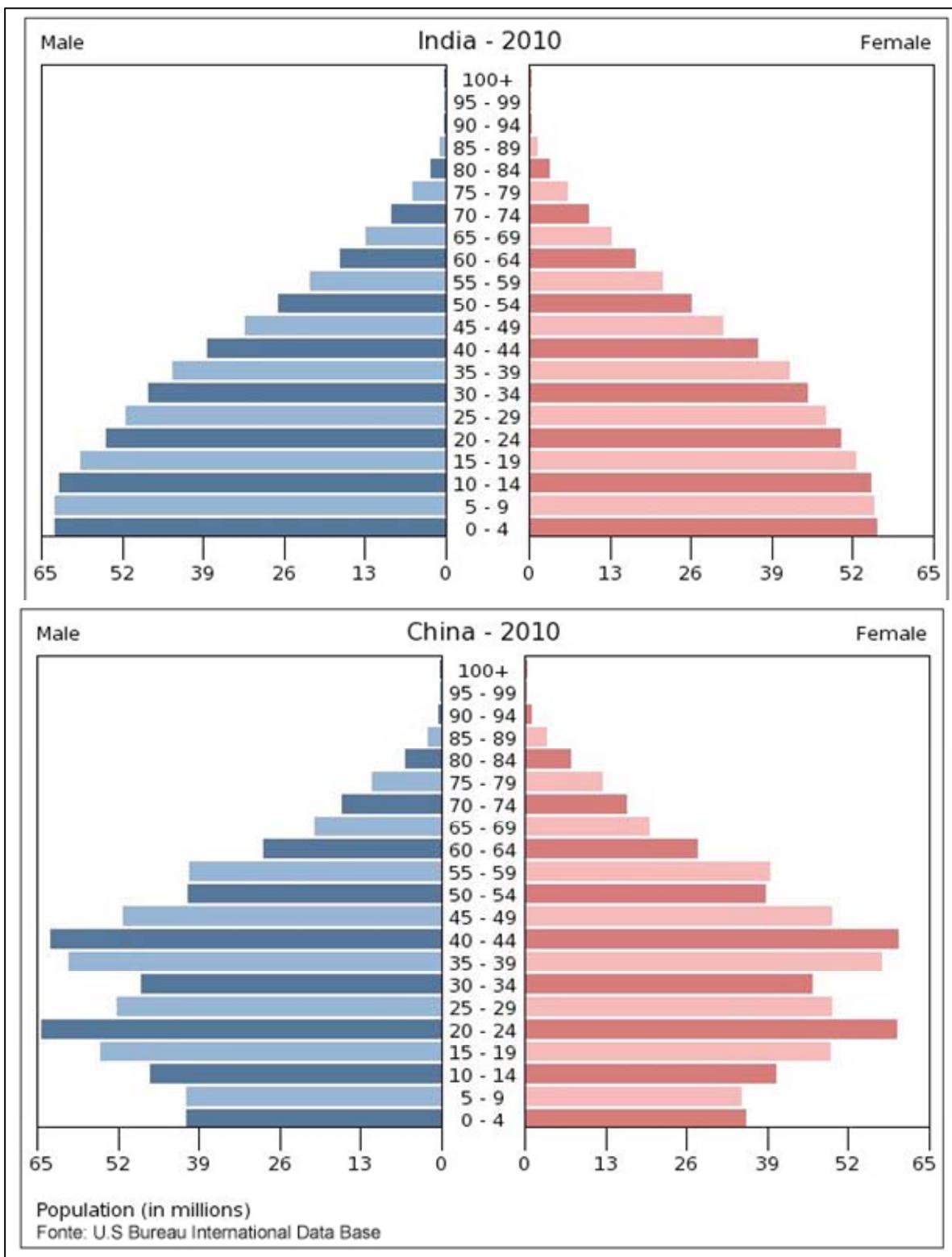
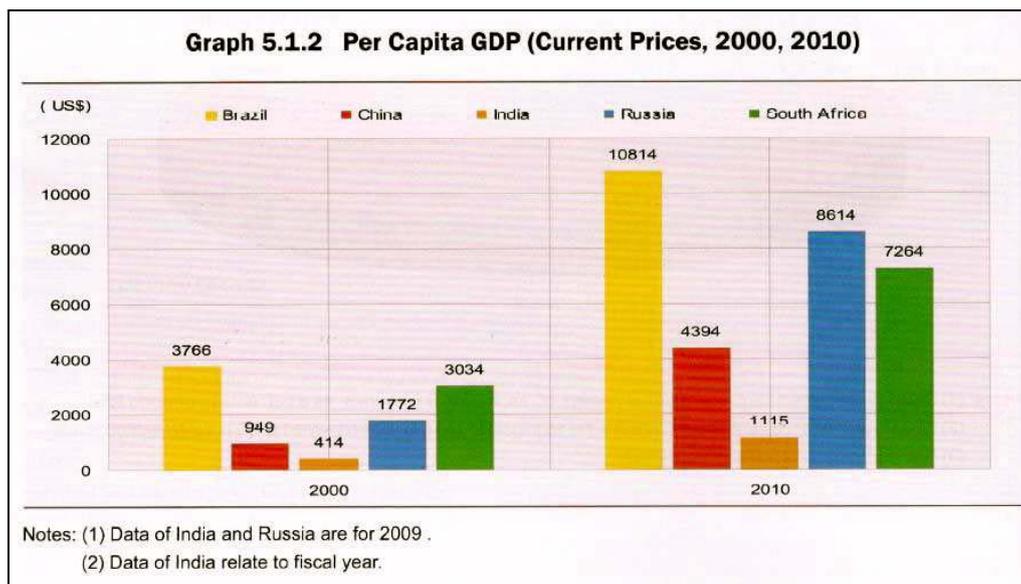


Figura 36 – Pirâmides Demográficas da Índia e China – 2010

Fonte: Moraes (2011)

Segundo BRITTO (2009), “Na Índia, a concepção de que o Estado deve cumprir um papel central na promoção do desenvolvimento e no combate à pobreza precedeu a conquista da independência em 1947 (Nagaraj, 2008). Mais do que isso, tal concepção empolgou não apenas os militantes políticos (...), mas também a classe empresarial, que apoiou tanto a luta pela independência quanto a proposta da implementação do planejamento econômico (Pedersen, 2008: 132). Em 1950, de fato, a Índia deu início a seu primeiro plano quinquenal. Ao longo das décadas seguintes, a intervenção do Estado se tornaria cada vez mais intensa. Os anos 70, segundo Pedersen (2008:80), veriam “culminar a busca indiana pela autossuficiência”, marcada pelo fechamento da economia ao comércio exterior e a influxos de capital (inclusive ao investimento direto externo) e pela nacionalização tanto na esfera da produção industrial quanto na das finanças. Em meados dos anos 80, porém, começaria a reversão do processo, acentuada após 1991”.

Desde a sua independência e até os anos 80, a Índia tinha o que se chamava de “taxa hindu de crescimento” (algo em torno de 3,5% a.a.) em contraste com outras experiências mais bem sucedidas como o próprio Brasil e mesmo os “tigres asiáticos” na época. O ponto de inflexão do crescimento indiano se deu daí em diante, quando suas taxas se aceleraram em função de diversas reformas econômicas que foram intensificadas na década seguinte (liberalização, desregulação e privatizações à moda indiana). Entre as taxas de crescimento dos BRICS desde a década de 90, a Índia só ficou atrás da China, embora sua renda per capita seja ainda a mais baixa do grupo como se pode notar na Figura 37.



*Figura 37 - Renda per Capita dos BRICS - 2000 e 2010*  
*Fonte: BRICS Policy Center (2011)*

A dinâmica da economia indiana é dada pelas altas taxas de investimentos de mais de 38% do PIB em 2007 e principalmente pelo setor de serviços que responde por algo como 53% do PIB, conforme Tabela 18, fruto da política de desenvolvimento científico e tecnológico desde sua independência. No setor de serviços se destacam os de Comunicações e de Computação, resultado das políticas de suporte ao sistema de TIC com a criação de parques tecnológicos que são a base para a indústria de *software*. Além destes, os setores estatais também são destaque nos Serviços. Na indústria de transformação os setores de média e alta tecnologia também despontam como os mais representativos com 68% do total do valor da transformação industrial sendo o ramo químico o principal deles com 22,5% (e dentro deste a farmacêutica o maior deles).

*Tabela 18 – Composição do PIB da Índia por Setores Econômicos - 2007*

| Setor       | % Total |
|-------------|---------|
| Agricultura | 17,8    |
| Indústria   | 29,4    |
| Serviços    | 52,8    |
| Total       | 100,0   |

*Fonte: BRITTO (2009)*

Segundo BRITTO (2009), em 2008 as exportações da Índia destinaram-se à OCDE (39%) e Ásia (31%), em conjunto 70% do total, sendo que os produtos

manufaturados representaram 60% do total da pauta (farmacêuticos em destaque), mais que o Brasil cuja pauta está muito baseada em produtos primários, além dos serviços de alto valor agregado da indústria de *software*. As importações por outro lado, originaram-se da OPEP (32%), OCDE (32%) e Ásia (27%). Como visto anteriormente, o fluxo de IED aumentou principalmente na década de 90 por causa da abertura econômica como se vê na Tabela 19, tanto em termos absolutos quanto relativos ao PIB e ao fluxo global de investimentos.

*Tabela 19 - Investimento Estrangeiro Direto na Índia 1980-2007*

| IED                          | 1980 | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Fluxo IED<br>US\$<br>bilhões | 0,08 | 0,1  | 0,2  | 2,1  | 3,6  | 5,5  | 5,6  | 4,3  | 5,8  | 7,6  | 19,7 | 22,9 |
| Fluxo IED<br>em % PIB        | -    | -    | 0,1  | 0,6  | 0,8  | 1,1  | 1,1  | 0,7  | 0,8  | 0,9  | 2,2  | 2,0  |
| Fluxo IED<br>em %<br>Global  | 0,1  | 0,2  | 0,1  | 0,6  | 0,3  | 0,7  | 0,9  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 1,4  | 1,3  |

*Fonte: BRITTO (2009)*

As reformas dos anos 80 que deram origem a aceleração do crescimento indiano no entender de BARBOSA (2008) tinham duas vertentes, uma interna outra externa. As medidas no âmbito interno foram as seguintes:

- Remoção do controle de preços das indústrias de cimento e alumínio;
- Aumento do número de produtos que uma determinada firma poderia produzir, sem necessidade de licença prévia do governo;
- Aumento do limite de investimentos industriais destinados à substituição e modernização dos estoques de capitais das empresas, o que permitiu a geração de economias de escala;
- Aumento dos investimentos sem a necessidade de licença prévia do governo. Esta medida representou uma mudança na abordagem do crescimento econômico, pois deu liberdade aos instrumentos fundamentais ao crescimento;
- Permissão às indústrias de pequena escala investir em valores limites de investimentos semelhantes ao das empresas de grande escala;

- Redução dos direitos de monopólio do governo na importação de itens considerados estratégicos.
- Realização de uma minirreforma tributária e uma modesta reforma no mercado de capitais.

Em relação às reformas externas, elas seguiram o padrão clássico de mudar a estratégia de substituição das importações por um regime de promoção das exportações, semelhantes às realizadas anteriormente por países como Coréia do Sul, Taiwan e China. Assim, as principais medidas realizadas foram:

- Aumento substancial da disponibilidade de insumos e bens de capitais importados através de projetos especiais;
- Redução e, em alguns casos, isenção total das tarifas de importação de insumos e de bens capitais importados;
- Redução dos impostos de consumo e disponibilização para o mercado doméstico de insumos brutos a preços internacionais;
- Obrigatoriedade de parte da produção das empresas ser voltada para a exportação. Ao mesmo tempo, o Estado não mais determinou a quantidade que essas empresas deveriam produzir, deixando que as mesmas ajustassem a sua produção conforme a demanda do mercado. Removeu também os benefícios que as empresas exportadoras recebiam no regime anterior por serem monopólios garantidos pelo estado, ou seja, o direito de monopólio garantido pelo estado deixou de existir;
- Criação de zonas exportadoras que abrigam empresas voltadas à exportação e que possuem isenções fiscais;
- Facilidade de crédito e redução dos juros;
- Redução do imposto de renda sobre o lucro oriundo das exportações de bens e serviços;
- Aliada a todas às demais medidas descritas acima houve talvez a mais importante força de liberalização externa: a execução de uma taxa de câmbio mais realista.

No entender de BARBOSA (2008), “*as chamadas Reformas dos anos de 1990 foram uma continuação das reformas liberalizantes implementadas nos anos de 1980, diferindo, entretanto, quanto à ênfase e à velocidade das mudanças a serem*

*realizadas. A estratégia de substituição das importações presente na década de 1980 foi substituída por uma liberalização mais intensa das importações. Neste sentido, buscou-se restaurar ainda mais a competição entre os agentes econômicos por meio da eliminação das restrições e barreiras para a competição”.*

Embora possa parecer que a Índia adotou passivamente o chamado receituário neoliberal proposto pelo Consenso de Washington de então, a política econômica caminhou continuamente para um “capitalismo de estado” por meio cada vez mais de incentivos governamentais tendo sempre como norte principal, assim como sua vizinha China, fortalecer o papel do Estado como indutor do desenvolvimento econômico, obter segurança energética como retaguarda ao crescimento, além de criar emprego e renda para sua enorme população. Por isso frisou-se anteriormente que as reformas econômicas foram feitas “à moda indiana”. Os resultados são apresentados na Figura 38 que apresenta as altas taxas de crescimento do PIB desde a década de 80. Como visto anteriormente, o crescimento entre 1950 e 1980 foi de 3,5% a.a. (“taxa hindu”). Entre 1980 a 2006 a taxa média foi de 6,2% a.a. só ficando abaixo da China que cresceu no período 1980-2003 numa média de 9,55% a.a. (BARBOSA (2008)).

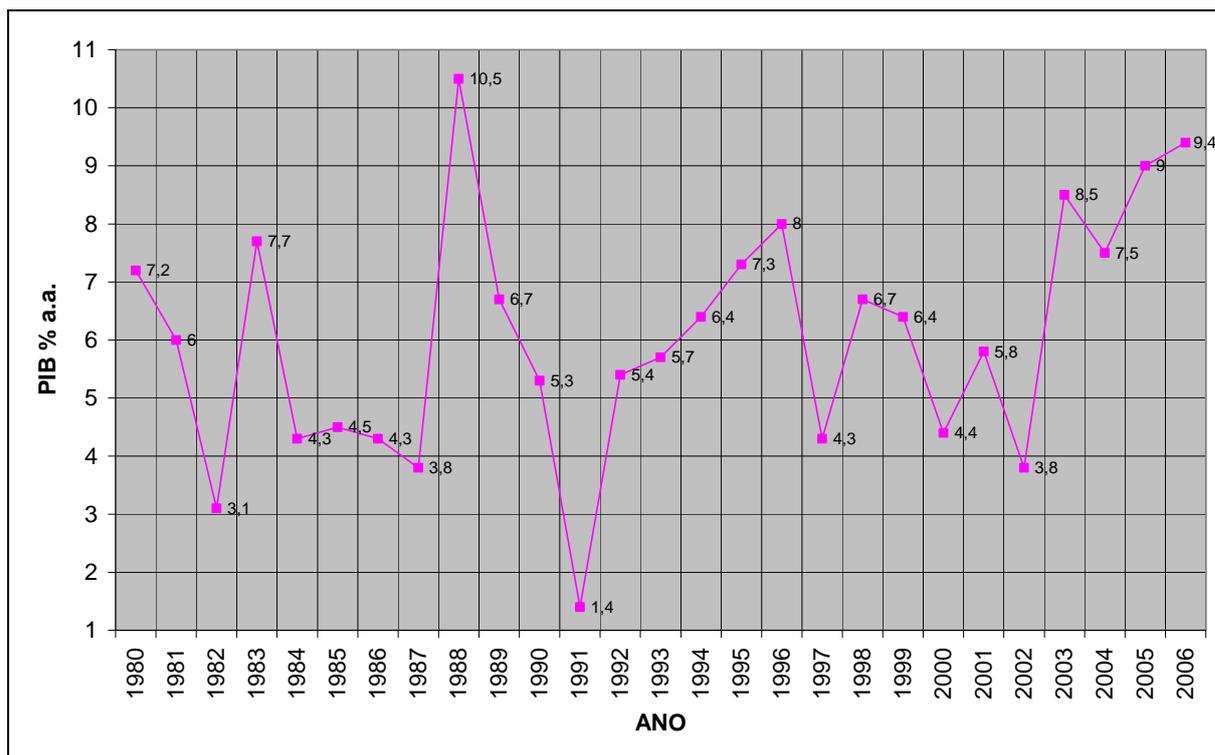


Figura 38 – Crescimento do PIB indiano 1980-2006  
 Fonte: BARBOSA (2008)

A matriz energética da Índia, assim como a da China, está baseada no carvão que é responsável por quase dois terços da energia primária sendo O&G em torno de dois quartos do total revelando assim um perfil de quase 90% do total de energias fósseis como se pode notar na Figura 39.

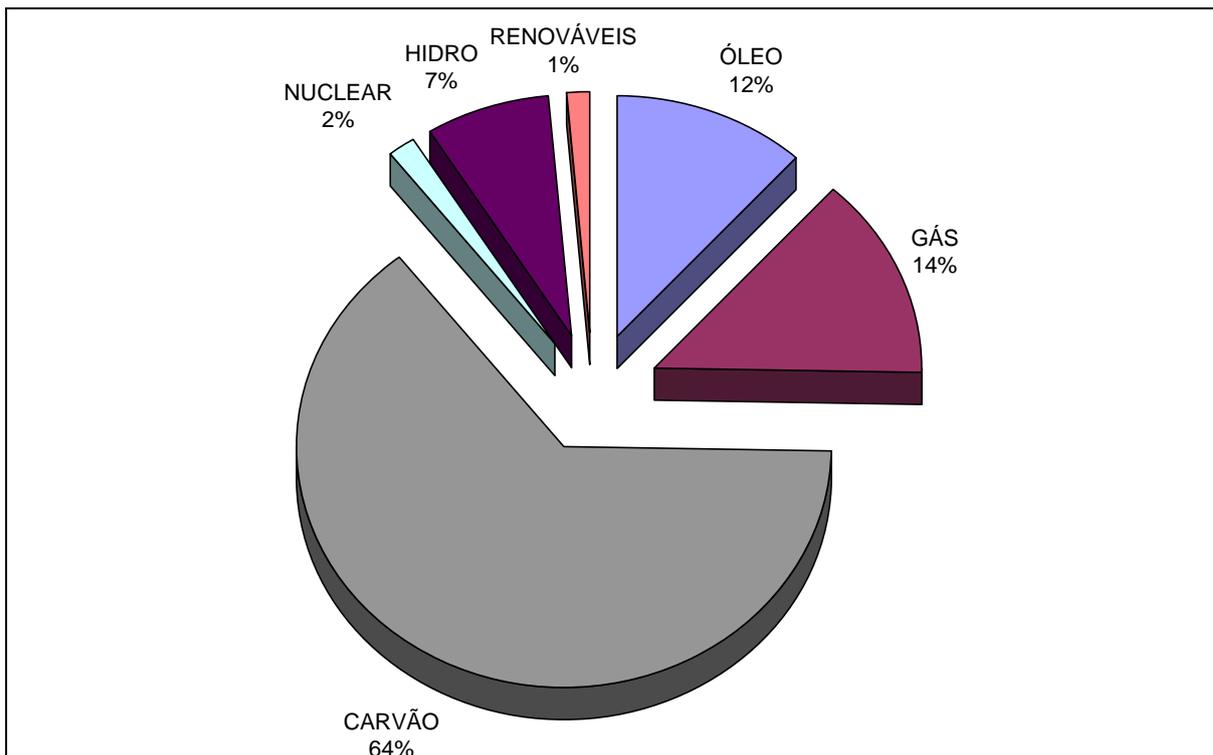


Figura 39 – Matriz Energética da Índia – 2010

Fonte: BP Statistical Review (2011).

#### 5.4.2 A Origem do Setor de O&G na Índia e a ONGC

A Índia é um país com atuação agressiva na busca por reservas de O&G, atuando, por meio de suas NOCs, *Joint Ventures* e fusões e aquisições a fim de alavancar seu crescimento. Apesar dos investimentos em E&P, pouco sucesso houve em ampliar reservas a fim de diminuir a importação de óleo. Em 1997 o governo instituiu a Nova Política de Licenças de Exploração (NELP) visando à segurança energética por meio da criação de vários modelos fiscais, além da concessão que já existia, a fim de incentivar os investimentos exploratórios. Um de seus problemas é a baixa taxa de sucesso das perfurações e com a entrada de novos investimentos estrangeiros, espera-se que estes tragam tecnologia para as empresas melhorarem seu desempenho em E&P – PETROBRAS (2008a).

Para reduzir a dependência de O&G, o governo vem buscando desde o início deste século o uso de biocombustíveis (adição etanol na gasolina e biodiesel). No *downstream*, a demanda é suprida principalmente por importações e a rentabilidade do setor é baixa devido ao controle de preços, por isso, o espaço para as IOCs é

reduzido. Esta combinação de baixa rentabilidade e controle de preços levou os investimentos a se direcionarem prioritariamente para construção, modernização e expansão de refinarias para às exportações de derivados onde o resultado é melhor. O plano do governo é que o parque de refino se eleve mais de um terço passando de 3,7 MM bpd em 2010 para cinco MM bpd até este ano, pois, não há mais capacidade ociosa, além da integração com a petroquímica uma tendência mundial, sobretudo devido às margens muito maiores que a dos derivados.

Fundada em 1956, a Oil and Natural Gas Corporation – ONGC é a principal empresa indiana que opera a maior parte dos blocos no país e é responsável por mais de 80% da produção nacional de O&G. A estratégia da empresa é totalmente alinhada às necessidades do país tendo o governo cerca de três quartos da capital da companhia uma vez que vendeu parte de suas ações para levantar recursos, além de atrair investidores estrangeiros em 1999, uma estratégia parecida foi seguida pela PETROBRAS no ano seguinte. Nos anos mais recentes, a Companhia não tem cumprido suas metas de aumento de reservas aumentando a ingerência política na empresa.

Nas empresas do grupo ONGC estão presentes todos os segmentos de O&G como E&P, logística refino, distribuição, revenda, petroquímica, atividades no exterior e GNL. Devido ao controle estatal, a Companhia manterá sua estratégia social - geração de empregos e preços subsidiados – bem como investimentos em P&D visando fontes de O&G não convencionais (parceria com PDVSA da Venezuela).

Na Tabela 20 seguem alguns dados consolidados da empresa em 2010. Responsável por cerca de 83% da produção nacional, mas apenas 4% da capacidade de refino no país, a ONGC ocupa uma posição de destaque nos principais *rankings* de empresas do mundo dividindo o mercado indiano com outras seus pares de O&G como a OIC e a OIL ambas estatais e a Reliance que é privada. É a 7ª maior empresa do país, a 361ª em faturamento pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 31ª posição e na *PFC Energy* a 21ª posição, consolidado-a como uma das maiores empresas de mundo (O&G e carvão).

Tabela 20 – Indicadores Seleccionados da Índia e da ONGC - 2010

| Indicadores Seleccionados                                      | Índia |
|--|-------|
|  | ONGC  |
| <b>Do País:</b>  |       |
| Produção Óleo - MM bpd   | 0,8   |
| Consumo de Óleo - MM bpd                                       | 3,3   |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl                                 | 9,0   |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 3,7   |
| <b>Da Empresa:</b>   |       |
| Core Business  | O&G   |
| Receita - US\$ bilhões   | 25,8  |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                                   | 4,9   |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões                      | 7,2   |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM                                | 10,0  |
| Produção Óleo - MM bpd   | 0,7   |
| Produção Gás - bilhões cf/d                                    | 2,7   |
| Produção Boe - MM boe/d  | 1,1   |
| Market Share Produção Óleo Nacional                            | 82,8% |
| Market Share Produção Óleo Mundial                             | 0,8%  |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                                    | 3,3   |
| Reservas Gás - trilhões cf                                     | 20,1  |
| Reservas Boe - bilhões boe                                     | 7,0   |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 0,1   |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional                     | 3,8%  |
| Venda de Derivados - MM bpd                                    | 0,9   |
| Número de Empregados - mil                                     | 33    |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões                   | 62    |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010<br>Referência: Valor de Mercado | 21a   |
| Ranking Top 50 PIW 2010<br>Referência: 6 Indicadores           | 31a   |
| Ranking Top 500 Fortune 2010<br>Referência: Receita            | 361a  |
| Ranking Nacional 2010<br>Referência: Receita                   | 7a    |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011), PFC Energy (2011) e PIW (2011).

Veja os pontos fortes e fracos da ONGC no Quadro 6.

*Quadro 6 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da ONGC*

| <b>Pontos Fortes</b>  | <b>Pontos Fracos</b>  |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Líder no mercado doméstico e com boa presença internacional, quer seja sozinha, quer seja por alianças estratégicas com as principais IOCs e/ou empresas emergentes regionais.</li><li>• Situação financeira sólida para financiar investimentos e aquisições.</li><li>• Bem avaliada pelo mercado em função de sua governança corporativa, apesar dos recentes acontecimentos na alta administração da cia. (troca de executivos).</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Forte controle de preços de derivados e gás, pelo governo, limitando as margens.</li><li>• Risco político em suas decisões estratégicas.</li><li>• Necessidade de novas reservas.</li><li>• Baixo nível de recuperação de reservas.</li><li>• Dependência de importações de petróleo, com isso apresenta maior vulnerabilidade aos preços internacionais.</li></ul> |

*Fonte: PETROBRAS (2008b)*

## 5.5 China

### 5.5.1 A Dinâmica da Economia Chinesa

As grandes mudanças na economia chinesa remontam a 1978 após a chegada do líder Deng Xiaoping ao poder. As reformas para torná-la a uma “economia socialista de mercado” levou o país ao crescimento a impressionantes taxas de quase 10% a.a. nas últimas três décadas, e juntamente com a Índia foram os dois únicos dos BRICS que cresceram acima da média mundial nos 20 anos passados. Terceiro maior país do mundo em extensão, com uma população de 1,322 bilhões de habitantes e um PIB de US\$ 10 trilhões, fazem da China o 2º do ranking, atrás apenas dos EUA – WEO/FMI (2011). A China possui um grande *driver* exportador de mercadorias (como máquinas e aparelhos elétricos e mecânicos, produtos têxteis, produtos químicos, plásticos e borrachas etc.). Suas importações são compostas de matérias-primas como petróleo e gás, ferro, soja, etc.

Segundo o National Bureau of Statistics of China – NBSC, seu PIB é alavancado pelas altíssimas taxas de investimento que estão por trás de todo potencial de crescimento, algo como 40% do PIB desde o fim da década de 80, basicamente formado por aquisição de máquinas e equipamentos para indústria e construção civil nas cidades. O setor industrial é responsável por tamanho dinamismo já que ele é o mais importante da economia com uma participação em cerca de 50% do PIB, porém, seu gigantesco mercado interno potencial com uma População Economicamente Ativa – PEA formada por mais de 810 milhões de pessoas é outro grande componente do PIB. Pode-se dizer apenas por estes indicadores que a China é um mundo à parte, um verdadeiro “Planeta China”.

As principais mudanças propostas pelas Reformas Econômicas e implantadas desde a década de 80 que formaram a base deste enorme mercado foram:

- Aumento da renda – salário e preços se elevaram consideravelmente desde então devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda nos vários mercados, mas, foram compensados por serviços como educação, saúde e moradia subsidiados pelo governo, logo, os salários subiram mais que a inflação havendo aumento real de renda.

- Redução significativa da pobreza – de 250 milhões de pessoas em 1978 para 29 milhões em 2003 de pessoas que viviam abaixo da linha da pobreza segundo JUN e SHIFEI (2003).
- Diversificação e ampliação do consumo de bens duráveis – mudança do tipo de bens consumidos desde a década de 50, a época da Revolução Comunista, para a atualidade – de bicicleta e rádio para computador e celular - além da melhoria da qualidade de têxteis e alimentos.
- Mudança de hábitos da população – *boom* do turismo doméstico, principalmente de pessoas que moram no campo.
- Farto financiamento bancário para consumo urbano com taxas de juros baixas e altíssimas taxas de poupança.
- Aumento dos gastos em bem-estar – propiciado pela redução dos gastos com alimentação, vestuário e moradia conforme visto anteriormente.
- Aumento sustentável dos investimentos em educação para alavancar as inovações na indústria.

O tripé macroeconômico que sustenta este cenário é composto por taxa de câmbio competitiva, taxas de juros baixas e gastos governamentais anticíclicos (sobretudo sociais e em infraestrutura) para mitigar as crises externas. Outros fatores que explicam o “Milagre Chinês” e seu diferencial competitivo são:

- Salários baixos, mas em elevação como explicado acima;
- Regime de câmbio fixo constantemente desvalorizado frente ao dólar favorecendo as exportações e o processo de substituição das importações que propiciou a migração de um número significativo de empresas do exterior para China (investimentos em tecnologia, incentivos fiscais, capacitação, melhora da competitividade e forte apoio governamental);
- Altíssima escala de produção e
- Oferta abundante de mão de obra na indústria por meio da migração de camponeses para as cidades.

A abertura comercial e, sobretudo, sua inclusão na Organização Mundial do Comércio (OMC) a partir de 2001, alavancaram ainda mais a inserção do país nos mercados internacionais elevando substancialmente sua participação no comércio exterior, de 1,5 em 1980 para 7% em 2006 das exportações mundiais além

da participação no PIB que atualmente é de 39% para as exportações e 32% para as importações em 2006 - BRITO (2009).

O Projeto chinês de Desenvolvimento de forma resumida pode então ser assim explicado:

- Papel do Estado – é um planejador construindo o mercado interno sob uma base amplamente planificada como nos tempos do regime comunista mais ortodoxo, se utilizando inclusive ainda de um dos instrumentos conhecidos como Plano Quinquenal. É um promotor do desenvolvimento econômico buscando controlar o mercado (preços, importações, etc.).
- Crescimento bipolar – o crescimento é tanto para fora (*driver* exportador) quando para dentro (mercado interno).
- Coexistência de duas realidades distintas – uma economia rural arcaica convive com uma economia industrial pujante e dinâmica.
- Controle do câmbio – fundamental para os resultados expressivos da Balança Comercial e do Balanço de Pagamentos nos últimos 30 anos, além do acúmulo das maiores Reservas Internacionais do mundo que quase três trilhões de dólares.
- Investimento - é o motor da economia juntamente com a indústria para criação de emprego e renda. O crescimento líquido da força de trabalho chinesa é cerca de oito milhões de novas pessoas que entram no mercado todo ano, logo, o crescimento tem que ser constante para dar conta deste volume. Assim, o país não pode reduzir suas taxas a menos que 6% a.a. sob pena de não absorver esta mão de obra. Estima-se que para cada ponto percentual de crescimento econômico sejam supridos cerca de 600 mil novos postos de trabalho – YUANLUN (2004). Os maiores empregadores são as empresas estatais. Entre uma opção intensiva em tecnologia ou em mão de obra o governo prefere a segunda opção para gerar emprego e renda.
- Política Industrial – as estatais são direcionadas para realizar os investimentos em áreas estratégicas e para gerar inovações por meio de uma agressiva política educacional de capacitações no exterior.
- Viés socialista – redução da taxa de analfabetismo e da pobreza.

Neste modelo de desenvolvimento, a China é o típico representante da nova tendência nos mercados emergentes do chamado Capitalismo de Estado segundo o artigo “A mão visível” do The Economist (2012).

#### 5.5.2- A Origem do Setor de O&G na China e a CNPC/PetroChina, Sinopec e CNOOC

Na década de 80 foi realizada uma grande reorganização do setor de O&G na China, tal como a Rússia na década seguinte, uma vez que os ativos petrolíferos estavam espalhados por diversos órgãos, ministérios e agências governamentais e careciam de escala. A fim de internalizar ganhos de produtividade, várias pequenas empresas foram fechadas ou se incorporaram às novas empresas criadas que foram integradas verticalmente para ter escala de produção e serem mais eficientes e competitivas, dentro e fora do país, inclusive com relação às Majors, segundo JIANG e SINTO (2011). Em 1988 foi criada a *China National Petroleum Corporation* (CNPC) como um dos frutos desta reorganização.

Até a década de 90 a China era um grande produtor de petróleo, e atualmente ainda o é sendo o 5º maior do mundo (4,1 MM bpd em 2010) mas também é o 2º maior consumidor (9,1 MM bpd) ficando apenas atrás do EUA. Apesar disso o carvão ainda é a base de sua matriz energética que representa cerca de 70% do total da energia primária e a previsão para os próximos anos, pelo menos até 2015 segundo JIANG e SINTO (2011), é ainda se manter neste nível ficando o petróleo em segundo lugar com algo como 20% (Figura 40).

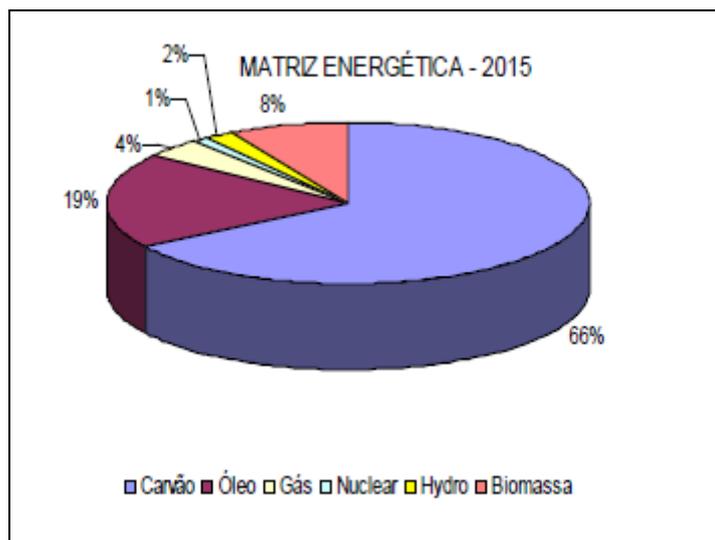


Figura 40 – Previsão da Matriz Energética chinesa 2015

Fonte: IEA (2010)

A partir de 1993 o país tornou-se importador líquido e, para fazer frente às importações e ao aumento da demanda interna, duas empresas receberam os ativos petrolíferos e foram então reorganizadas: em 1998 foram criadas a subsidiária da *China National Petroleum Corporation* (CNPC), também conhecida como PetroChina, e a *China Petrochemical Corporation* (Sinopec). Antes elas eram segmentadas operando respectivamente em E&P e Refino. Depois, ambas passaram a operar toda cadeia de valor de O&G, embora a CNPC se especializasse em E&P onshore no norte e nordeste do país e a SINOPEC no refino no sul e sudeste integrado à petroquímica além do upstream e também do gás natural. Outra importante empresa do setor é a *China National Offshore Oil Corporation* (CNOOC) que opera os ativos de E&P *offshore* e os *downstream*, estes em menor escala - SZKLO e MAGRINI (2008). Na Figura 41 podem-se ver as áreas de atuações das chamadas “Big 3”. Uma quarta NOC num patamar bem inferior a seus pares é a Sinochem, que opera *upstream* e *downstream* mas que não será tratada neste trabalho.

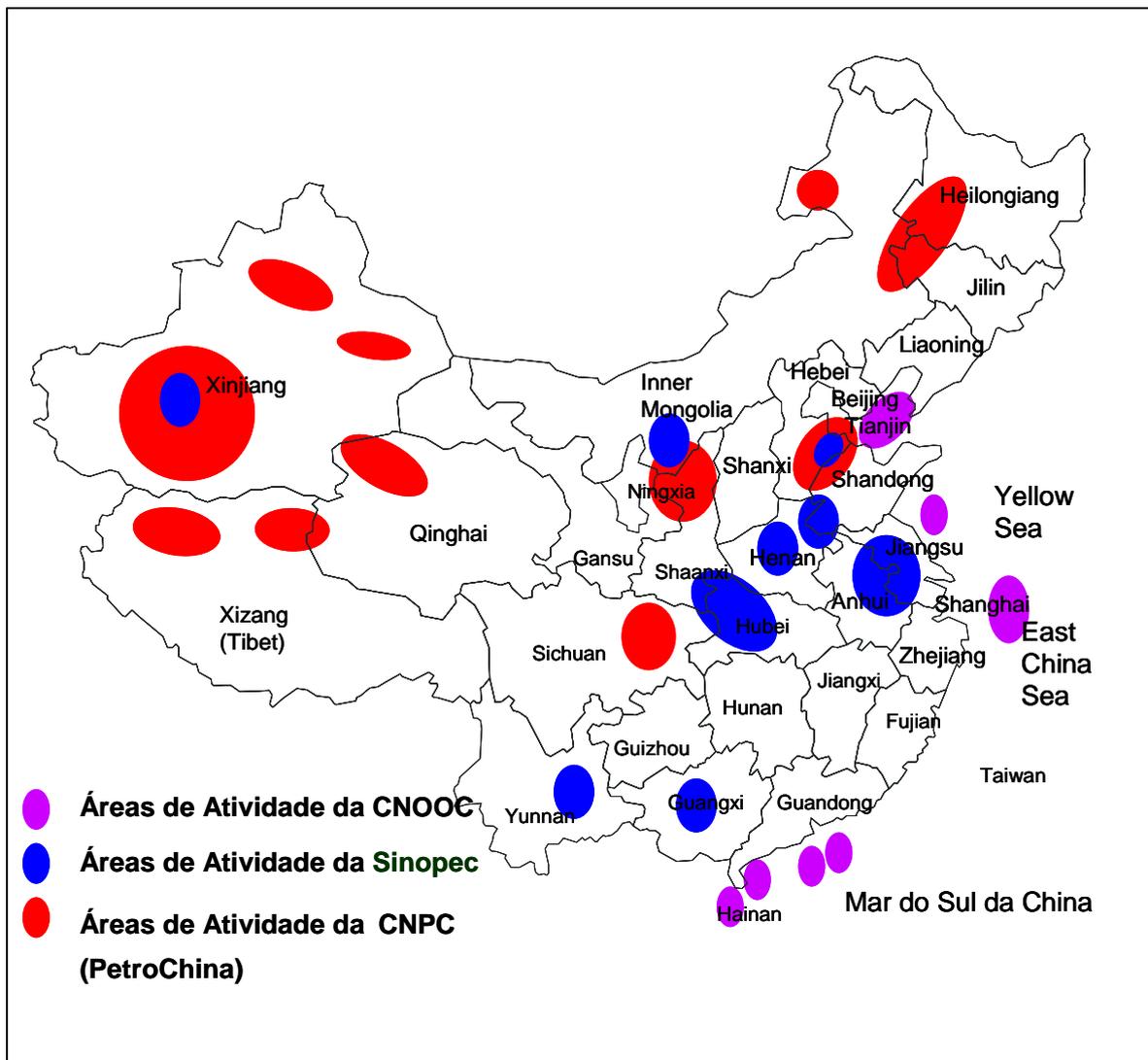


Figura 37 – Áreas de atuação das Big 3 chinesas (CNPC/PetroChina, Sinopec e CNOOC) Fonte: PFC Energy (2011)

A partir de um diagnóstico para o setor de O&G, o Estado decidiu por meio de seus Planos Quinquenais traçar as seguintes metas para reduzir a dependência a fim de dar segurança energética ao país que passava a ser importador de petróleo segundo a IEA (2009):

- Diversificar as importações de óleo desconcentrando-a por vários países;
- Criar uma reserva estratégica doméstica de óleo;
- Empreender esforços para diversificar as fontes energéticas;
- Construir oleodutos e gasodutos em países fornecedores;
- Investir fortemente numa estratégia de aquisição de ativos de E&P no exterior;

- Praticar uma política mais branda a fim de recepcionar mais Investimento Estrangeiro Direto – IED no setor energético.

Algumas medidas foram tomadas tendo como base este diagnóstico como, por exemplo, a remoção das barreiras à entrada de firmas estrangeiras no setor de O&G, eliminação do controle das importações, a aprovação da Lei de Energias Renováveis visando à substituição de energia fóssil por renováveis (meta de 10% do total em 2015 e 15% em 2020), abrandamento do controle de preços dos derivados além de seguir uma estratégia agressiva de aquisições de campos de O&G no mundo todo para as suas NOCs terem acesso às novas reservas, sobretudo na África. A relação Reservas/Produção (R/P) é um indicador consagrado da indústria do petróleo que mede em anos o restante da vida das reservas, dada a taxa de produção atual e supondo-se que não haja mais novas descobertas conforme BRET-ROUZAUT e FAVENNEC (2011).

As empresas buscam manter esta relação R/P em dez anos ou mais para terem um conforto em termos de estoque de óleo. Com base no BP Statistical Review (2011), a China possuía em 2010 apenas 9,9 anos de reservas e vem registrando forte queda desde 2000 devido à lenta reposição de reservas além do processo de depleção das mesmas a partir de 2003 -, um número crítico que a coloca numa situação vulnerável em termos de segurança energética para esta fonte de energia e por isso o enorme esforço de internacionalização de suas NOCs. Atualmente, cerca de 85% do óleo chinês é produzido *onshore* no leste do país, mas está em declínio e seus principais fornecedores são: Oriente Médio (Arábia Saudita, Irã, Omã e EAU) e África (Angola e Sudão).

A CNPC foi a primeira das NOCs a colocar em prática a estratégia de internacionalização e já nos anos 90 começou a fazer investimentos no exterior, de acordo com de JIANG e SINTO (2011). Segundo estes autores, posteriormente as demais NOCs seguiram o mesmo caminho e também se internacionalizaram. O volume de investimentos destas empresas impressiona sob qualquer ângulo que se analise. Somente em 2009, no ano que seguiu a crise mundial, enquanto várias Majors estavam cortando investimentos as empresas chinesas aportaram US\$ 18,2 bilhões em fusões e aquisições no exterior e os dois anos de 2009 e 2010 foram US\$ 47,6 bilhões sendo mais de 60% realizados pelas NOCs. Ademais, a Sinpoec estava envolvida em 12 empréstimos envolvendo fornecimento de óleo com nove

países, inclusive com o Brasil (PETROBRAS), em um valor estimado em US\$ 77 bilhões e as demais empresas operadoras de upstream negociavam investimentos de US\$ 18 bilhões no Oriente Médio.

A maior parte da demanda por energia na China é para os usos industrial e residencial e em menor escala o transporte. A demanda residencial encontra-se relativamente estabilizada devido à compensação entre o aumento da renda ainda não se refletindo totalmente na urbanização resultado da política pública de manutenção da população no campo. Além disso, pesados investimentos tem sido feitos no sentido de melhorar a eficiência energética e para conservação de energia. Nas figuras 42, 43 e 44, são apresentadas respectivamente a intensidade energética da China em queda, convergindo para um padrão mundial (o consumo de óleo/habitante é baixo se comparado aos EUA e Europa), a baixa taxa de motorização ainda muito inferior aos EUA, Alemanha e Japão embora em ascensão (em torno de 40 automóveis para cada 1000 habitantes atualmente), além do projeto de carros mais eficientes em termos de consumo de combustível, todos projetados para 2030. A política do governo com relação à energia é reduzir a demanda - contando com a eficiência - e a pressão dos investimentos em setores superaquecidos para controlar a inflação.

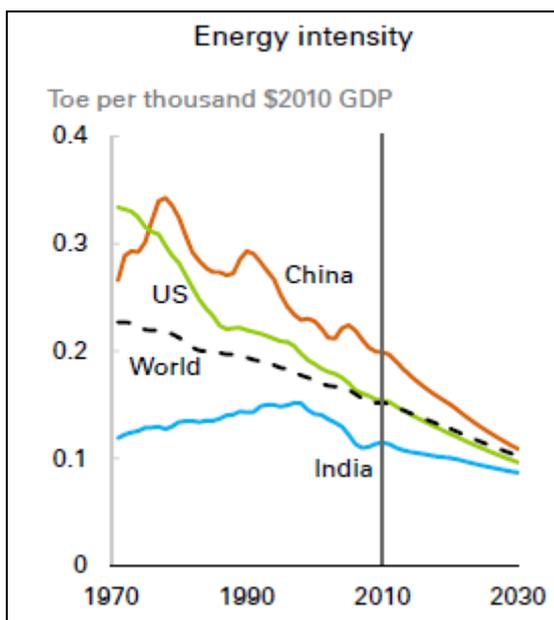


Figura 42 – Projeção da Intensidade Energética chinesa 2030 (toe /US\$)  
Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)

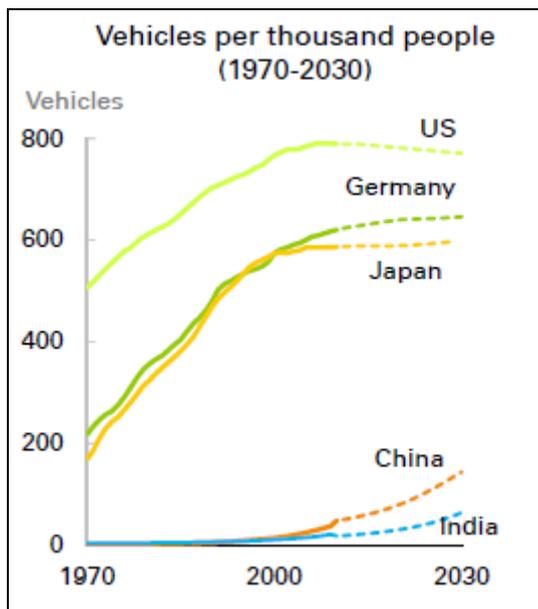


Figura 43 – Projeção da Taxa de Motorização Chinesa 2030 (automóvel/mil habitantes) Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)

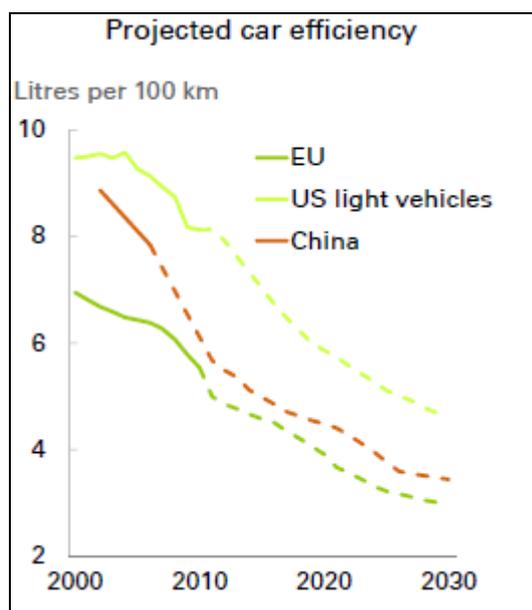


Figura 44 - Projeção do Consumo de combustível de carros chineses 2030 (l/100 km) Fonte: BP Energy Outlook 2030 (2012)

A tendência com relação ao perfil do refino é uma concentração das novas plantas próximas aos grandes centros de consumo, notadamente no leste do país, na direção das estatais que dominam o parque de refino (as *Big 3* e mais outras duas). Elas vêm adquirindo o controle das refinarias independentes (privadas e locais) devido às baixas margens do segmento que só podem ser compensadas com a verticalização da indústria, condição vedada pelo governo às empresas

estrangeiras estabelecendo assim uma reserva de mercado no *downstream* e deixando pouco espaço para entrada de estrangeiras.

O ambiente regulatório é bastante adverso para as IOCs. Ademais, a falta de matéria-prima internamente é outra barreira à entrada já que mais de 50% do óleo consumido no país atualmente é importado além da necessidade de investimentos nas refinarias que estão sendo modernizadas e sua capacidade precisa ser expandida para fazer frente ao forte aumento da demanda – o retorno dos investimentos no segmento do refino é de longo prazo. No *downstream*, a atuação das IOCs restringe-se às participações no segmento de distribuição e ainda assim na parte leste do país por meio de *Joint Ventures* com as estatais.

Em 2009 foi criada uma Nova Metodologia de Gerenciamento dos Preços do Petróleo visando reduzir as defasagens dos preços praticados no mercado interno vis a vis os preços no mercado internacional. O mecanismo funciona da seguinte forma:

- Se a variação de preços no mercado internacional for superior a 4% em 22 dias úteis ele é reajustado
- Se o preço externo for menor que US\$ 80/bbl as empresas têm sua margem de lucro normal
- Se o preço externo for maior que US\$ 80/bbl há um desconto nas margens do refino das empresas até o lucro ir a zero
- Se o preço externo for maior que US\$ 130/bbl a gasolina e o diesel não serão elevados ou o serão o mínimo possível havendo um subsídio aos consumidores a fim de controlar a inflação e manter o equilíbrio do mercado (é um mecanismo parecido com o do Brasil como a CIDE – Contribuição de Intervenção sobre o Domínio Econômico em que os preços embutem uma parcela deste tributo para fazer um “colchão” para amortecer as variações de preços no mercado interno quando os do mercado externo estão muito voláteis e podem se refletir na inflação).
- Quanto aos preços no varejo, são estabelecidos pela Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (CNDR) que determina os valores máximos para cada província.

Tal como os EUA, a China está armazenando numa reserva estratégica de óleo para conforto e segurança energética do país até 2018.

Uma das grandes interrogações no mercado global de energia é quanto à demanda de óleo da China no futuro, por isto, o ambiente e as estratégias empresarias escolhidas por estas NOCs são fundamentais não apenas para o “Planeta China”, mas para o mundo todo uma vez que isto afetará o equilíbrio da oferta e demanda de óleo além dos preços no mercado internacional. Entre 1999 e 2008 o forte crescimento econômico do país fez do “Planeta China” responsável por quase 50% do incremento da demanda global de óleo, dados da IEA (2009).

O potencial de crescimento do consumo de combustível é dramático já que a relação de automóveis/habitante é baixíssimo quando comparado a seus pares e vizinhos como visto na Figura 43 anterior, fruto de uma política pública de conter população nas áreas rurais. A demanda chinesa depende da evolução da taxa de motorização da população, da política de preços dos derivados praticada pelo governo bem como, da intensidade energética - SZKLO e MAGRINI (2008). A busca de acesso às reservas no exterior para dar segurança energética ao país é outra variável nesta complicada equação cujo impacto se dá no campo geopolítico ao investirem em áreas sob influência americana, mas também em outras com conflitos com os EUA como o Irã por exemplo.

O efeito das crescentes importações chinesas de óleo no mercado internacional é uma incógnita, pois, segundo a IEA, pelos próximos cinco anos, quase metade do crescimento da demanda global virá da China (Figura 45) e o seu potencial energívoro a tornará dependente do mercado externo em 79% do total consumido até 2030, o que equivale a impressionantes importações diárias da ordem de mais de doze e meio MM bpd (Figura 46), previsão totalmente alinhada às da BP (80%, conforme Figura 6 do item 2.3.2.1 que explicita o grau de dependência por tipo de combustível na China em 2030), da EIA e do próprio NBSC.

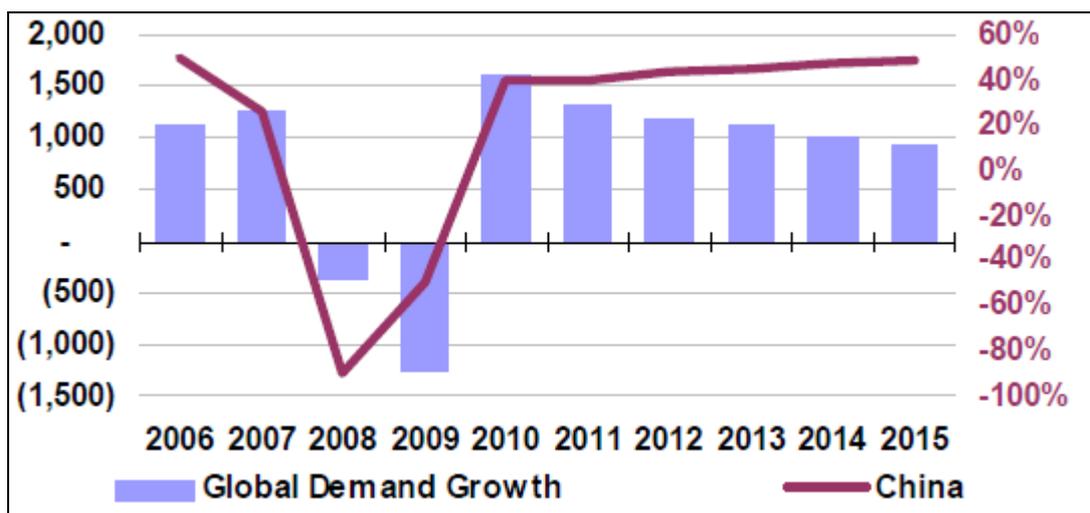


Figura 45 – Contribuição da China para o crescimento da demanda de óleo no mundo 2010-2015 Fonte: IEA (2010)

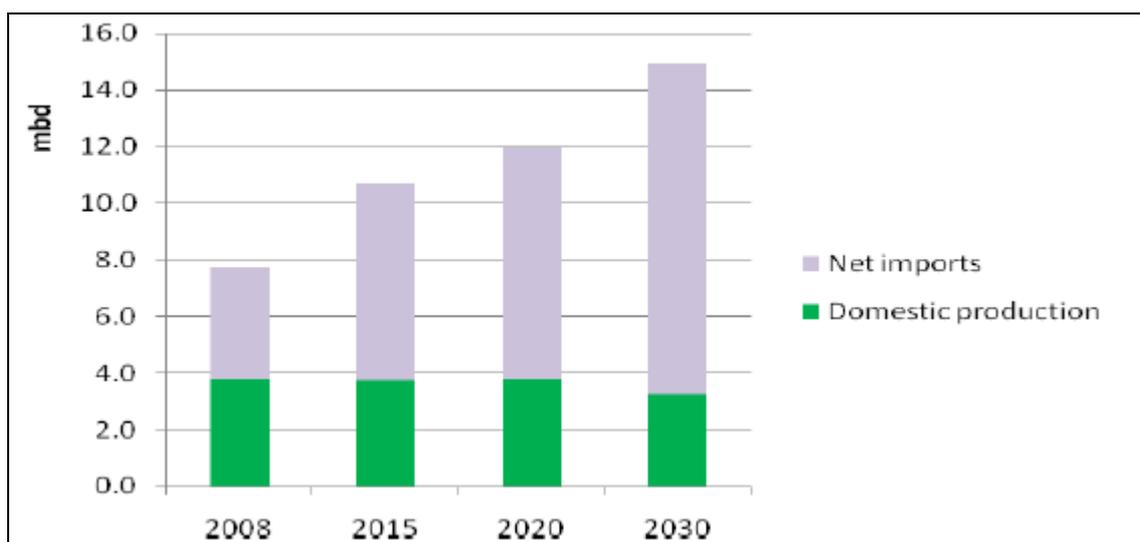


Figura 46 - Previsão de longo prazo para produção de óleo e importações chinesas até 2030 Fonte: IEA (2010)

Outras consequências referentes a este papel de importador líquido de óleo da China são as questões da sua sustentabilidade econômica - com a previsão de preços ascendentes do óleo no mercado internacional - além de socioambiental já que, o aumento gigantesco do consumo interno de óleo e sua manutenção em longo prazo estão correlacionados aos aumentos da renda per capita e das taxas de motorização da população e, por conseguinte, à poluição ambiental que já está em níveis dramáticos – a China é o país mais populoso do mundo e possui sete das dez cidades mais poluídas segundo MIKHAILOVA (2011).

As estratégias e diretrizes de crescimento das *Big 3* estão sujeitas à política de estado do governo chinês. As NOCs atuam de forma integrada e complementar, de acordo com o modelo de desenvolvimento energético do país. A CNPC é a maior NOC chinesa e possui o papel mais importante: principal responsável pela garantia do suprimento de energia da China e forte trajetória de internacionalização. A Sinopec atua no controle dos preços dos derivados e é o maior player do mercado doméstico no downstream. A CNOOC apresenta um perfil mais arrojado. Busca especialização em GNL e no upstream internacional e possui maior grau de liberdade para atingir suas metas comerciais. Apesar de ser a menor, a CNOOC detém a melhor *performance* financeira entre as NOCs.

Na Tabela 21 seguem alguns dados consolidados das três empresas em 2010.

A PetroChina, braço externo da CNPC, tem seus números em destaque devido à sua pujança, mas eles estão consolidados na controladora. Ela é responsável por mais de 68% da oferta de óleo, incluindo a que vem do exterior, posicionando o país como 5ª maior produtor de óleo do mundo, além de 31% da capacidade de refino. Ocupa uma posição privilegiada nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a 2ª maior do país em faturamento, a 6ª pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 5ª posição e na *PFC Energy* a 2ª posição, atrás apenas da ExxonMobil consolidando-a como uma das maiores empresas do mundo. O Grupo possui ainda um impressionante número de empregados de 1,65 milhão.

A Sinopec é responsável por 22% da produção nacional de óleo e por quase metade da capacidade de refino, seu *core business*. Juntamente com a CNPC responde por 90% da oferta de óleo e 80% da capacidade de refino da China. Ocupa uma posição privilegiada nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a 1ª maior do país em faturamento, a 5ª pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 26ª posição e na *PFC Energy* a 11ª posição posicionando-a como uma das maiores empresas do mundo.

A CNOOC é responsável por cerca de 18% da oferta de óleo e, junto com suas coirmãs atende a 48% da demanda total do país (4,4 de 9,1 MM bpd). Também ocupa uma posição privilegiada nos principais *rankings* de empresas do mundo. É a 17ª maior do país em faturamento, a 162ª pela *Global 500* da *Fortune*, na *PIW* ocupa a 38ª posição e na *PFC Energy* a 10ª posição, consolidando-a também como uma das maiores empresas do mundo.

Tabela 21 – Indicadores Seleccionados da China e das Big 3 – 2010

| Indicadores Seleccionados                    | China  |                  |                    |                              |
|--|--|------------------|--------------------|------------------------------|
|  | CNPC   | PetroChina       | Sinopec            | CNOOC                        |
| <b>Do País:</b>                              |  |                  |                    |                              |
| Produção Óleo - MM bpd                       |  |                  | 4,1                |                              |
| Consumo de Óleo - MM bpd                     |  |                  | 9,1                |                              |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl               |  |                  | 14,8               |                              |
| Capacidade de Refino - MM bpd                |  |                  | 10,1               |                              |
| <b>Da Empresa:</b>                           |  |                  |                    |                              |
| Core Business                                | Óleo<br>Upstream<br>Onshore<br>Doméstico e<br>Exterior | Óleo<br>Exterior | Óleo<br>Downstream | Óleo<br>Upstream<br>Offshore |
| Receita - US\$ bilhões                       | 254,8  | 217,0            | 277,9              | 26,9                         |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                 | 14,2   | 20,7             | 10,6               | 8,1                          |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões    | 31,9   | 46,0             | 25,2               | 12,4                         |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM              | 48,0   | 40,9             | 16,8               | 11,7                         |
| Produção Óleo - MM bpd                       | 2,8  | 2,4              | 0,9                | 0,7                          |
| Produção Gás - bilhões cf/d                  | 8,0  | 6,1              | 1,2                | 1,0                          |
| Produção Boe - MM boe/d                      | 4,2  | 3,4              | 1,1                | 0,9                          |
| Market Share Produção Óleo Nacional          | 68,3%  | 57,3%            | 21,9%              | 17,6%                        |
| Market Share Produção Óleo Mundial           | 3,4%   | 2,9%             | 1,1%               | 0,9%                         |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                  | 21,9   | 11,6             | 2,9                | 1,9                          |
| Reservas Gás - trilhões cf                   | 100,8  | 65,5             | 6,4                | 6,5                          |
| Reservas Boe - bilhões boe                   | 38,7   | 22,5             | 3,9                | 3,0                          |
| Capacidade de Refino - MM bpd                | 3,1  | 2,6              | 4,9                | -                            |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional   | 30,7%  | 25,5%            | 48,5%              | -                            |
| Venda de Derivados - MM bpd                  | 2,1  | 2,5              | 2,9                | -                            |
| Número de Empregados - mil                   | 1650   | 553              | 373                | 66                           |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões | 303  | -                | 102                | 106                          |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010               |  |                  |                    |                              |
| Referência: Valor de Mercado                 | 2a   | -                | 11a                | 10a                          |
| Ranking Top 50 PIW 2010                      |  |                  |                    |                              |
| Referência: 6 Indicadores                    | 5a   | -                | 26a                | 38a                          |
| Ranking Top 500 Fortune 2010                 |  |                  |                    |                              |
| Referência: Receita                          | 6a   | -                | 5a                 | 162a                         |
| Ranking Nacional 2010                        |  |                  |                    |                              |
| Referência: Receita                          | 2a   | -                | 1a                 | 17a                          |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011), PFC Energy (2011) e PIW (2011).

O Quadro 7 apresenta os Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNPC/PetroChina.

Quadro 7 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNPC/PetroChina

| Pontos Fortes   | Pontos Fracos   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoio governamental para crescimento e internacionalização da empresa.</li> <li>• Grandes reservas de gás natural na região oeste do país, ainda pouco exploradas (Bacia de Tarim).</li> <li>• Detém significantes volumes globais de reserva e produção.</li> <li>• Grande mercado consumidor de derivados, com baixo número de veículos por habitante (4 aut.100 hab.) indicando enorme potencial de crescimento do consumo de combustíveis.</li> <li>• Atua em um país que experimenta as maiores taxas de crescimento econômico do mundo nos últimos 10 anos.</li> <li>• Relativa proximidade de grandes fontes de petróleo, situadas no Oriente Médio, FSU e costa leste da África.</li> <li>• Consolidação de departamentos especializados em serviços, estruturadas para atender a demanda global dos projetos da Petrochina, facilitando competitividade em custo e prazo.</li> <li>• Excelência em equipamentos de E&amp;P <i>onshore</i>.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle do preço de derivados, associado com elevado preço do petróleo, deteriora margens e condiciona perdas no segmento de refino.</li> <li>• Pressão inflacionária reduz grau de liberdade da NOC no alinhamento dos combustíveis com o nível de preço do mercado internacional.</li> <li>• O maior campo produtor de petróleo da NOC (Daqing) encontra-se em níveis declinantes, e necessita de pesados investimentos para evitar queda da produção.</li> <li>• Ausência de tecnologia desenvolvida em águas profundas.</li> <li>• Ausência de expertise em tecnologias não convencionais na exploração de óleo e gás natural.</li> <li>• Ausência de <i>expertise</i> em GNL.</li> </ul> |

Fonte: Monitoração NOCs – PETROBRAS (2008)

O Quadro 8 apresenta os Pontos Fortes e Pontos Fracos da Sinopec

Quadro 8 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da Sinopec

| Pontos Fortes  | Pontos Fracos   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoio governamental para crescimento e internacionalização da empresa.</li> <li>• Grandes reservas de gás natural na região oeste do país, ainda pouco exploradas (Bacia de Tarim).</li> <li>• Grande mercado consumidor de derivados, com baixo número de veículos por habitante (4 aut/100 hab.) indicando enorme potencial de crescimento do consumo de combustíveis.</li> <li>• Atuação em um país que experimenta as maiores taxas de crescimento econômico do mundo nos últimos 10 anos.</li> <li>• Relativa proximidade de grandes fontes de petróleo, situadas no Oriente Médio, FSU e costa leste da África.</li> <li>• Excelência em engenharia no segmento de refino.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande exposição no refino, associado com baixa performance no <i>upstream</i>, deteriora resultados da empresa, devido ao controle de preços dos derivados..</li> <li>• Pressão inflacionária reduz grau de liberdade da NOC no alinhamento dos combustíveis com o nível de preço do mercado internacional.</li> <li>• Os principais campos produtores de petróleo situados no nordeste do país encontram-se em níveis declinantes, e necessitam de pesados investimentos para evitar queda da produção.</li> <li>• Baixa <i>expertise</i> em exploração.</li> <li>• Ausência de tecnologia desenvolvida em águas profundas.</li> <li>• Ausência de conhecimento tecnológico na exploração de óleo e gás natural não convencionais.</li> <li>• Ausência de tecnologia e <i>expertise</i> em GNL.</li> </ul> |

Fonte: Monitoração NOCs – PETROBRAS (2008)

Finalmente, o Quadro 9 apresenta os Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNOOC.

*Quadro 9 – Pontos Fortes e Pontos Fracos da CNOOC*

| Pontos Fortes  | Pontos Fracos   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Direitos exclusivos sobre as reservas <i>offshore</i> de óleo e gás da China, ainda com significativo potencial.</li> <li>• Capacidade financeira para promover aquisições, aliada a uma estratégia baseada em ativos que permitam crescimento de longo prazo.</li> <li>• Manutenção da eficiência, apesar da rápida expansão dos últimos anos.</li> <li>• Habilidade de fechar contratos a partir de acordos no âmbito governamental.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pouca experiência no desenvolvimento de reservas de óleo e gás em águas profundas.</li> <li>• Crescimento da competição doméstica com seus <i>peers</i>: Sinopec e PetroChina.</li> <li>• Potencial risco regulatório na China, onde mudanças – fiscais, em mecanismos de preços e em direitos <i>offshore</i> – que visem a aumentar a concorrência possam impactar significativamente a posição da empresa.</li> </ul> |

*Fonte: Monitoração NOCs – PETROBRAS (2008)*

## 5.6 Comparação entre as NOCs dos BRICS e as Majors

De acordo com os números consolidados das sete NOCs dos BRICS na Tabela 22, em comparação com as Supermajors, além dos dados da EIA (2012), pode-se afirmar que as atuais “Sete Irmãs” são todas NOCs.

Segundo a EIA (2012), as NOCs detêm cerca de 85% das reservas provadas e pelo menos 55% da produção (segundo o estudo, as 100 empresas pesquisadas respondem por 87% da produção, logo, as NOCs produzem na verdade mais de 55% do total) – vide Figura 47.

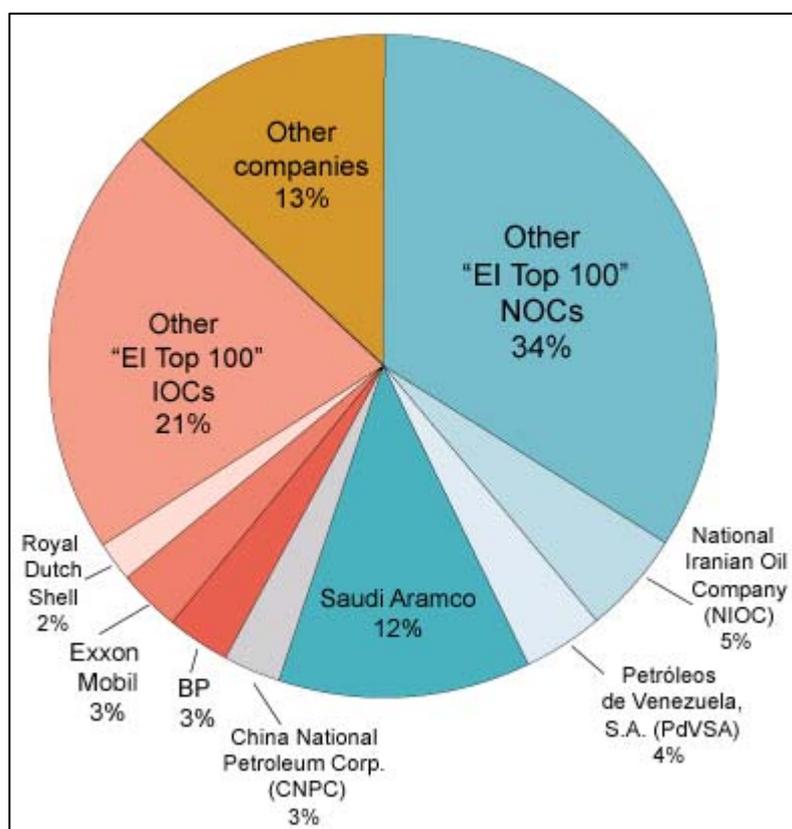


Figura 47 – Participação na Produção Mundial de Óleo por Tipo de Companhia – 2010 Fonte: EIA (2012)

As quatro Supermajors produzem hoje pouco mais de 10% do total mundial de óleo e possuem apenas 3% do total de reservas de acordo com a Tabela 22. As sete NOCs dos BRICS em conjunto produzem 14% do total e são detentoras de mais de 5% do total de reservas. Se incluirmos todas as empresas dos BRICS estes números sobem para 21,1 e 8,4% do total revelando então o desequilíbrio entre as

empresas conforme demonstrado ao longo do trabalho. Se levarmos em conta a escassez de reservas das IOCs, a tendência destas diferenças é aumentar cada vez mais nos próximos anos corroborando a idéia da vulnerabilidade das IOCs.

Tabela 22 – Comparação das NOCs dos BRICS x Supermajors - 2010

| Indicadores Seleccionados                                      | Brasil    | Rússia  |              |         | Índia | China                             |               |                 |                        | IOCs       |                   |       |         |
|--|-----------|---------|--------------|---------|-------|-----------------------------------|---------------|-----------------|------------------------|------------|-------------------|-------|---------|
|  | PETROBRAS | Gazprom | Gazprom Neft | Rosneft | ONGC  | CNPC                              | PetroChina    | Sinopec         | CNOOC                  | ExxonMobil | Royal Dutch Shell | BP    | Chevron |
| <b>Do País:</b>  |           |         |              |         |       |                                   |               |                 |                        |            |                   |       |         |
| Produção Óleo - MM bpd   | 2,1       | 10,3    |              |         | 0,8   | 4,1                               |               |                 |                        |            |                   |       |         |
| Consumo de Óleo - MM bpd                                       | 2,6       | 3,2     |              |         | 3,3   | 9,1                               |               |                 |                        |            |                   |       |         |
| Reservas de Óleo - bilhões bbl                                 | 14,2      | 77,4    |              |         | 9,0   | 14,8                              |               |                 |                        |            |                   |       |         |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 2,1       | 5,6     |              |         | 3,7   | 10,1                              |               |                 |                        |            |                   |       |         |
| <b>Da Empresa:</b>   |           |         |              |         |       |                                   |               |                 |                        |            |                   |       |         |
|  |           |         |              |         |       | Óleo Upstream Onshore Doméstico e | Óleo Exterior | Óleo Downstream | Óleo Upstream Offshore |            |                   |       |         |
| Core Business  | O&G       | Gás     | Óleo         | Óleo    | O&G   |                                   |               |                 |                        | O&G        | O&G               | O&G   | O&G     |
| Receita - US\$ bilhões   | 124,3     | 118,6   | 25,4         | 63,0    | 25,8  | 254,8                             | 217,0         | 277,9           | 26,9                   | 341,6      | 368,0             | 297,1 | 189,6   |
| Lucro Líquido - US\$ bilhões                                   | 19,2      | 31,9    | 3,1          | 10,4    | 4,9   | 14,2                              | 20,7          | 10,6            | 8,1                    | 30,5       | 20,1              | -3,7  | 19,0    |
| Fluxo de Caixa Operacional - US\$ bilhões                      | 28,5      | 48,1    | 5,4          | 15,2    | 7,2   | 31,9                              | 46,0          | 25,2            | 12,4                   | 48,4       | 27,3              | 13,6  | 31,3    |
| Investimentos (CAPEX) - US\$ MM                                | 45,1      | 30,3    | 3,3          | 9,1     | 10,0  | 48,0                              | 40,9          | 16,8            | 11,7                   | 32,2       | 30,5              | 23,0  | 21,7    |
| Produção Óleo - MM bpd   | 2,1       | 0,9     | 1,0          | 2,3     | 0,7   | 2,8                               | 2,4           | 0,9             | 0,7                    | 2,4        | 1,7               | 2,4   | 1,9     |
| Produção Gás - bilhões cf/d                                    | 2,6       | 49,2    | 0,4          | 1,2     | 2,7   | 8,0                               | 6,1           | 1,2             | 1,0                    | 12,1       | 9,3               | 8,4   | 5,0     |
| Produção Boe - MM boe/d  | 2,6       | 9,1     | 1,1          | 2,5     | 1,1   | 4,2                               | 3,4           | 1,1             | 0,9                    | 4,4        | 3,3               | 3,8   | 2,8     |
| Market Share Produção Óleo Nacional                            | 93,0%     | 8,4%    | 9,7%         | 22,3%   | 82,8% | 68,3%                             | 57,3%         | 21,9%           | 17,6%                  | -          | -                 | -     | -       |
| Market Share Produção Óleo Mundial                             | 2,7%      | 1,1%    | 1,2%         | 2,8%    | 0,8%  | 3,4%                              | 2,9%          | 1,1%            | 0,9%                   | 2,9%       | 2,1%              | 2,9%  | 2,3%    |
| Reservas Óleo - bilhões bbl                                    | 10,8      | 9,5     | 6,4          | 14,0    | 3,3   | 21,9                              | 11,6          | 2,9             | 1,9                    | 11,7       | 14,0              | 10,8  | 6,5     |
| Reservas Gás - trilhões cf                                     | 11,9      | 670,7   | 6,5          | 7,2     | 20,1  | 100,8                             | 65,5          | 6,4             | 6,5                    | 78,8       | 47,1              | 42,7  | 24,2    |
| Reservas Boe - bilhões boe                                     | 12,8      | 121,2   | 7,5          | 15,2    | 7,0   | 38,7                              | 22,5          | 3,9             | 3,0                    | 24,8       | 14,0              | 17,8  | 10,5    |
| Capacidade de Refino - MM bpd                                  | 2,0       | 0,9     | 0,9          | 1,1     | 0,1   | 3,1                               | 2,6           | 4,9             | -                      | 6,3        | 3,6               | 2,7   | 2,2     |
| Market Share Capacidade de Refino Nacional                     | 96,6%     | 16,6%   | 15,7%        | 19,3%   | 3,8%  | 30,7%                             | 25,5%         | 48,5%           | -                      | -          | -                 | -     | -       |
| Venda de Derivados - MM bpd                                    | 3,2       | 0,8     | 0,8          | 1,0     | 0,9   | 2,1                               | 2,5           | 2,9             | -                      | 6,4        | 6,5               | 5,9   | 3,1     |
| Número de Empregados - mil                                     | 77        | 401     | -            | 160     | 33    | 1650                              | 553           | 373             | 66                     | 84         | 97                | 80    | 62      |
| Valor de Mercado (31/12/2010) - US\$ bilhões                   | 229       | 149     | -            | 76      | 62    | 303                               | -             | 102             | 106                    | 369        | 208               | 136   | 184     |
| Ranking Top 50 PFC Energy 2010<br>Referência: Valor de Mercado | 3a        | 6a      | -            | 18a     | 21a   | 2a                                | -             | 11a             | 10a                    | 1a         | 4a                | 7a    | 5a      |
| Ranking Top 50 PIW 2010<br>Referência: 6 Indicadores           | 15a       | 12a     | -            | 16a     | 31a   | 5a                                | -             | 26a             | 38a                    | 3a         | 7a                | 6a    | 8a      |
| Ranking Top 500 Fortune 2010<br>Referência: Receita            | 34a       | 35a     | -            | 179a    | 361a  | 6a                                | -             | 5a              | 162a                   | 3a         | 2a                | 4a    | 10a     |
| Ranking Nacional 2010<br>Referência: Receita                   | 1a        | 1a      | -            | 3a      | 7a    | 2a                                | -             | 1a              | 17a                    | 2a         | 1a                | 1a    | 3a      |

Fontes: Evaluate Energy, BP Statistical Review (2011) e Relatórios das Companhias.

## 6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

A importância incontestável do setor de O&G para quase todos os países do mundo na atualidade se fez presente desde que a 2ª Revolução Industrial, que trouxe consigo o conceito de desenvolvimento – que significa a melhora da qualidade de vida da população em longo prazo - atrelado à necessidade de geração de energia, que veio elevando a produtividade do trabalho para produção em massa de novos produtos, gerando assim novos consumidores e visando à conquista de novos mercados. Neste contexto, o controle do acesso às fontes de energia passou a ter um papel fundamental na estratégia de desenvolvimento dos países e, desta forma, a questão geopolítica nasce juntamente com a própria indústria de O&G.

Devido às suas peculiaridades, o setor de O&G rapidamente se destacou dos demais, ocupando um lugar de destaque no cenário global, tornando-se a maior e mais difundida indústria do mundo, segundo YERGIN (1994). Caracterizando-se pela necessidade de volumosos recursos para seu funcionamento e, por conseguinte, pela concentração e pela verticalização, que deram origem à formação de cartéis como a Standard Oil nos EUA no fim do Século XIX, por exemplo, o setor demandou desde seu início a participação do Estado com a criação das suas NOCs - como no caso da BP no Reino Unido no início do século passado – que posteriormente seria exemplo para outras nações como a Argentina e a criação YPF na década de 20, o México que antecipando uma prática que se tornaria comum na década de 70, nacionalizou suas reservas e criou a PEMEX em 1938.

A recente introdução das tecnologias *flex* permitiu a incorporação de novos atores no mercado O&G, expandido para mercado global de energia - produtores de biocombustíveis e de baterias elétricas apenas para citar alguns – complexificando seu funcionamento por introduzir produtos ao mesmo tempo substitutos e interdependentes entre si. Fruto da busca por eficiência energética, estas tecnologias têm sua origem no 1º Choque do Petróleo em 1973, o qual marcou o fim da energia barata que alavancava o crescimento dos países desde o fim da 2ª Guerra Mundial, juntamente com o fim do Acordo de Bretton Woods nesta mesma época (1971/73), quando as taxas de câmbio dos países desenvolvidos passaram a

ser flutuantes e os principais indicadores macroeconômicos passam a ser mais voláteis (câmbio, juros, ações, etc.).

O momento das nacionalizações das reservas na década de 70 pelos países produtores marcou para sempre a indústria, provocando sua reestruturação e a ascensão das NOCs no cenário global a partir da década seguinte. O reposicionamento estratégico promovido pelas companhias de petróleo na década de 90 (mais precisamente, primeiro as IOCs, depois as NOCs) quando estas se tornaram empresas de energia em função da geopolítica nacional (necessidade de desenvolvimento dos países emergentes) e internacional (falta de acesso às reservas) e da colocação em xeque da “sociedade do hidrocarboneto” pelas sociedades do mundo todo (questão ambiental), segundo YERGIN (1994) e CAMPOS (2007), foi outro momento marcante.

A partir da década de 80, os BRICS experimentaram uma mudança nos seus ambientes internos, criando as bases para seu desenvolvimento por meio de reformas modernizadoras que os colocaram em destaque na nova ordem mundial – o Brasil a partir da década de 90. O setor de O&G, por reunir condições altamente favoráveis ao desenvolvimento econômico, foi escolhido como um dos principais motores para a promoção deste processo como, por exemplo, a possibilidade de inclusão social (com geração de emprego e renda atrelada às exigências de conteúdo nacional dos equipamentos) – considerando-se a cadeia produtiva desde a fase de projeto, passando pela construção e montagem dos equipamentos/unidades/logística de produção/escoamento/distribuição até a produção efetivamente. Suas NOCs, por consequência, tornaram-se mais que apenas instrumento de política econômica destes governos (políticas monetária, fiscal e cambial). Constata-se que as sete empresas descritas na pesquisa são as maiores, senão a maior de seus respectivos países no caso do Brasil e Rússia, tendo seus investimentos um enorme efeito multiplicador nestas economias.

Assim, as NOCs vêm cumprindo papéis que em muito transcendem suas estratégias corporativas de gerar lucro para seus acionistas controladores, de ser apenas instrumento de política econômica e, atualmente, operam alinhadas com todas as políticas públicas de seus governos, como as políticas energética, industrial, tecnológica, ambiental, econômica, comercial externa e interna, como demonstrado ao longo do trabalho, por exemplo:

- Geração de empregos - política econômica;
- Distribuição de renda – política fiscal;
- Segurança energética - política energética;
- Abastecimento interno e externo – políticas energética e comercial;
- Integração vertical para ganhar escala de produção – política industrial;
- Contribuição para objetivos de política externa;
- Influência na política doméstica;
- Controle de preços visando ao combate da inflação – política econômica;
- Diversificação do parque industrial – política industrial
- Desenvolvimento econômico.

Segundo a ONU em sua 64<sup>a</sup> Assembleia Geral de 2009 há cinco megatendências globais que afetarão todos os países nos próximos 20 anos, a saber:

- Crescimento populacional;
- Urbanização;
- Migração populacional e alimentação;
- Mudanças climáticas;
- Insegurança energética e de recursos hídricos.

Uma vez que as NOCs estão cumprindo papéis que em muito extrapolam o meramente corporativo, elas estão trabalhando na direção do equacionamento destes problemas. Há possibilidade de elas darem suporte a ações governamentais que legitimem seu poder para implementar ações necessárias ao chamado desenvolvimento sustentável (incorporando o econômico, ambiental e social) como, por exemplo, subsidiarem as novas energias renováveis. “*Se China, Índia e Brasil resolverem ter o padrão de consumo dos países desenvolvidos, serão necessários cinco planetas Terra*”, segundo o Secretário da Conferência Rio+20 a se realizar no Rio de Janeiro em junho deste ano.

A promoção do uso racional e eficiente de energia na direção de uma matriz energética mais equilibrada entre renováveis e não renováveis, diversificando assim seu portfólio e aprofundando o reposicionamento estratégico na direção de uma empresa de energia, é uma tendência para as NOCs. Este movimento se iniciou no final da década de 90 pelas IOCs sem muitos resultados efetivos, pois seus

interesses eram apenas recompor reservas. Agora, no entanto, ao ser liderado pelas NOCs, já é realidade em algumas delas como a CNOOC (O&G, energia solar e baterias), ONGC (O&G e carvão), PETROBRAS (O&G, biocombustíveis, eólica, solar, geotérmica, marés, etc.), ADNOC de Abu Dhabi (O&G e energia elétrica), por exemplo. Assim, na visão de COSTA FILHO e LARA (2010), o movimento nesta direção, transformando-as em verdadeiras companhias de energia, indica que poderemos testemunhar uma nova tendência com o fim das NOCs e a ascensão da nova era das *National Energy Companies* – NECs. Isto trará novas oportunidades, inclusive de novos estudos, e o descortinar de um “admirável mundo novo” onde o desenvolvimento sustentável possa realmente prevalecer.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**AL-MONEEF**, Majed A. 1998. *Vertical Integration Strategies of the National Oil Companies*, In: *The Developing Economies*, XXXVI-2 (June 1998), 203-222.

**AQUINO**, Thereza Cristina Nogueira de. 2008. A Dinâmica Competitiva da Indústria Brasileira do Petróleo após a Abertura do Mercado: Avaliação Estratégica da Atratividade de Investimentos em E&P e Incorporação do Efeito *Creaming*. Programa de Pós-graduação em Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 270 p.

**BARBOSA**, Marcel Jaroski. 2008. Crescimento econômico da Índia antes e depois das reformas de 1985/1993. Programa de Pós-Graduação em Economia, da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Dissertação de Mestrado, 114 p.

**BRAGA**, Carlos & **PERTUSIER**, Rafael. 2010. O nacionalismo de recursos como a nova expressão da geopolítica da energia e as mudanças no balanço de poder na indústria do petróleo: o caso das empresas privadas e ascensão das empresas estatais. In: PERTUSIER et al., 2010 (em edição).

**BP**. *BP Energy Outlook 2030*. 2012. In: <http://www.bp.com>. Acesso em 27/03/2012.

**BP**. *BP Statistical Review*. 2011. In: <http://www.bp.com>. Acesso em 27/03/2012.

**BRASIL**. ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011. In: <http://www.anp.gov.br/?pg=57890>. Acesso em 27/03/2012.

**BRASIL**. Emenda Constitucional no 5, de 15 de agosto de 1995. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 12276, de 30 de junho de 2010. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 12351, de 22 de dezembro de 2010. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 12304, de 2 de agosto de 2010. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRASIL**. Lei nº 12478, de 6 de agosto de 1997. In: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 27/03/2012.

**BRAZ**, Eliezer. 2006. Introdução à Economia Mineral. Cuiabá, CPRM/SICME-MT/METAMAT. 52 p.

**BRET-ROUZAT** e **FAVENNEC** (Coord.). 2011. Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo (IFP School). Rio de Janeiro, Synergia Editora. 390 p.

**BRITTO**, Gustavo (coordenador). 2009. Perspectivas do Investimento na Política Industrial dos BRICS. *In*: Projeto PIB - Perspectivas do Investimento no Brasil. Rio de Janeiro, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. 273 p.

**CAMPOS**, Adriana Fiorotti. 2007. Indústria do Petróleo: reestruturação sul-americana nos anos 90. Rio de Janeiro, Interciência. 310 p.

**COSTA FILHO**, Milton e **LARA**, Pedro Martínez. 2010. *The End of National Oil Companies*. 20th World Petroleum Congress.

**DELOITTE TOUCHE TOHMATSU**. 2009. *Oil & Gas reality check: Ten of the top issues facing companies in the coming year*. *In*: <http://www.deloitte.com>. Acesso em: 27/03/2012.

**EIA**. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA/Department of Energy of US. 2009. *In*: [http://tonto.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/world\\_oil\\_market.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm). Acesso em: 27/03/2012.

**EIA**. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA/Department of Energy of US. 2012 (March,15). *In*: [http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/world\\_oil\\_market.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm). Acesso em: 27/03/2012.

**EVALUATE ENERGY**. Indicadores Diversos das Empresas de Energia de nível Mundial. 2012. *In*: <http://www.evaluateenergy.com>. Acesso em: 27/03/2012.

**EPE**. Balanço Energético Nacional 2011: ano base 2010. Rio de Janeiro. Empresa de Pesquisa Energética.

**FERREIRA**, Enrico Brunno Zipoli de Sousa. 2010. Análise dos Modelos Canadense, Americano e Norueguês de Quantificação, Valoração e Certificação de Reservas para Aplicação no Setor de Pequenos Produtores de Petróleo e Gás Natural Brasileiro. Programa de Pós-Graduação em Geologia do Instituto de Geociências/UFRJ. Dissertação de Mestrado, 119 p.

**FERNADES**, Luís et al. 2011. Desenvolvimento Desigual e Mudanças Estruturais na Economia Mundial: a evolução da participação dos BRICS no PIB global, de 1900 a 2008. Núcleo de Análises da Economia e Política/BRICS Policy Center. Rio de Janeiro. BRICS Monitor. 14 p.

**FMI**. *World Economic Outlook 2011 (September)*. Washington. International Monetary Fund.

- GAZPROM.** *Annual Report*. 2010. In: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com). Acesso em: 27/03/2012.
- GAZPROM.** *Factbook - Gazprom in Figures 2006-2010*. 2010. In: [www.gazprom.com](http://www.gazprom.com). Acesso em: 27/03/2012.
- GIANNETTI**, Eduardo. 2002. *Felicidade: Diálogos sobre o bem-estar da civilização*. São Paulo, Companhia das Letras. 226 p.
- GLOBAL 500 FORTUNE.** 2011. 500 Maiores Empresas do Mundo. In: <http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2011>. Acesso em: 27/03/2012.
- HARTLEY**, Peter & **MEDLOCK III**, Kenneth B. 2007. *A model of operation and development of a National Oil Company*. Energy Economics/Elsevier, 5-9.
- Herberg**, Mikkal E. 2007. The Rise of Asia's National Oil Companies. NBR Special Report. In: <http://www.nbr.org>. Acesso em: 27/03/2012.
- IEA.** *World Energy Outlook 2009*, Paris. International Energy Agency.
- IEA.** *World Energy Outlook 2010*, Paris. International Energy Agency.
- IBP.** Monitor IBP Dez/2011. In: [www.ibp.org.br](http://www.ibp.org.br). Acesso em: 27/03/2012.
- JAFFE**, Amy Myers & **SOLIGO**, Ronald. 2007. *The International Oil Companies. The James A. Baker III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center Policy Report*.
- Jiang**, Julie e **Sinton**, Jonathan. 2011. *Overseas Investments by Chinese National Oil Companies: Assessing the drivers and impacts*. Paris. Information Paper IEA. 52 p.
- KUPFER**, David e **HASENCLEVER**, Lia (organizadores). 2002. *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Campus, 640 p.
- LAWRIE**, Claire et al. 2007. *The rise of the national oil company*. In: *The Role of National Oil Companies in International Energy Markets*, Houston, 2007.
- LIMA**, Paulo César Ribeiro. 2011. *Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro, Synergia Editora. 132p.
- LUCCHESI**, Rodrigo Dambros. 2011. *Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo*. Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Dissertação de Mestrado, 149 p.
- MIKHAILOVA**, Irina. 2011. *Indicadores e Políticas Ambientais em Países do BRICS: Uma Análise Comparativa*. IX Encontro Nacional da Sociedade Brasileira de Economia Ecológica.
- MINADEO**, Roberto. 2002. *Petróleo: a maior indústria do mundo?* Rio de Janeiro, Thex Editora. 427 p.

**MORAES**, Gabriel Timoteo de. 2011. Questões Demográficas na Índia e China. Núcleo de Análises da Economia e Política/BRICS Policy Center. Rio de Janeiro. BRICS Monitor. 12p.

**OECD**. 2012. In: <http://www.oecd.org>. Acesso em: 27/03/2012.

**O'NEILL**, Jim. 2001. *Building Better Global Economic BRICs*. New York. Global Economic Paper no 66 Goldman Sachs. In: [www.gs.com](http://www.gs.com). Acesso em: 27/03/2012.

**OPEC**. 2010. In: <http://www.opec.org>. Acesso em: 27/03/2012.

**PERTUSIER**, Rafael Resende. 2004. Sobre a eficácia da OPEP como cartel e de suas metas como parâmetros de referência para os preços do petróleo. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 131 p.

**PETROBRAS**. Monitoração das NOCs - Estratégia/Inteligência Competitiva. 2006.

**PETROBRAS**. Monitoração BRIC – Análise das Empresas Russas, Indianas e Chinesas -Estratégia/Inteligência Competitiva. 2008a.

**PETROBRAS**. Monitoração NOCs - Estratégia/Inteligência Competitiva. 2008b.

**PETROBRAS**. Plano Estratégico PETROBRAS 2020 – Plano de Negócios 2011-2015. 2011. In: [http://portalpetrobras.petrobras.com.br/conteudo/petr\\_banco\\_anexos/a\\_petrobras/Plano\\_LivretoArteLR.pdf](http://portalpetrobras.petrobras.com.br/conteudo/petr_banco_anexos/a_petrobras/Plano_LivretoArteLR.pdf). Acesso em: 27/03/2012.

**PETROBRAS**. Nossa História. 2012. In: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia>. Acesso em: 27/03/2012.

**PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY - PIW**. Top 50 das Maiores Companhias de Petróleo do Mundo. 2011 (Vol. L, No. 49, December 12). In: <http://www.energyintel.com>. Acesso em: 27/03/2012.

**PFC Energy 50**. Ranking Anual das Maiores Empresas de Energia do Mundo. 2011. In: <https://www.pfcenergy.com>. Acesso em: 27/03/2012.

**PINTO JUNIOR**, Helder Queiroz (organizador). 2007. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro, Editora Campus. 343 p.

**PINTO JUNIOR**, Helder Queiroz (coordenador). 2010. Projeto PIB - Perspectivas do Investimento no Brasil Vol. 1 – Perspectivas do Investimento em Infraestrutura. Rio de Janeiro, Synergia Editora. 553 p.

**PROGREDIR**. Portal do Programa de Financiamento da Cadeia Produtiva da Petrobras. 2012. In: <http://www.progredir.petronect.com.br>. Acessado em 27/03/2012.

**PROMINP.** Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. 2012. In: <http://www.prominp.com.br>. Acessado em 23/02/2012.

**REPSOLD JÚNIOR**, Hugo. 2003. A Competição e a Cooperação na Exploração e Produção de Petróleo. Programa de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 226 p.

**ROSNEFT.** *Annual Report*. 2010. In: <http://www.rosneft.com>. Acessado em 23/02/2012.

**SZKLO**, Alexandre Salem e **MAGRINI**, Alessandra (organizadores). 2008. Textos de discussão em geopolítica e gestão ambiental do petróleo. Rio de Janeiro, Editora Interciência Ltda – UFRJ:FAPERJ. 424 p.

**THE JAMES A. BAKER III INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY OF RICE UNIVERSITY.** 2007. *The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets*. Baker Institute Policy Report, 35.

**TOLMASQUIM**, Mauricio Tiomno e **PINTO JUNIOR**, Helder Queiroz (organizadores). 2011. Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro, Synergia Editora. 327p.

**TORRES**, Ernani et al (organizadores). 2010. *Perspectivas do Investimento: 2010-2013*. Rio de Janeiro. BNDES. 360 p.

**YERGIN**, Daniel. 1994. *O Petróleo: uma história de Ganância, Dinheiro e Poder*. São Paulo, Scritta Editorial. 932 p.