

1725

TEXTO PARA DISCUSSÃO

ALÉM DA AUTOSSUFICIÊNCIA: O BRASIL COMO PROTAGONISTA NO SETOR ENERGÉTICO

Pedro Silva Barros
Giorgio Romano Schutte
Luiz Fernando Sanná Pinto

ALÉM DA AUTOSSUFICIÊNCIA: O BRASIL COMO PROTAGONISTA NO SETOR ENERGÉTICO

Pedro Silva Barros *

Giorgio Romano Schutte **

Luiz Fernando Sanná Pinto ***

* Técnico de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais (Dinte) do Ipea e titular da Missão do Ipea na Venezuela.

** Professor Adjunto da Universidade Federal do ABC.

*** Doutorando em Economia Política Internacional na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Governo Federal

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**

Ministro Wellington Moreira Franco

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcio Pochmann

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Geová Parente Farias

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais, Substituto

Marcos Antonio Macedo Cintra

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Alexandre de Ávila Gomide

Diretora de Estudos e Políticas Macroeconômicas

Vanessa Petrelli Corrêa

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Francisco de Assis Costa

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Carlos Eduardo Fernandez da Silveira

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Jorge Abrahão de Castro

Chefe de Gabinete

Fabio de Sá e Silva

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

Daniel Castro

Texto para Discussão

Publicação cujo objetivo é divulgar resultados de estudos direta ou indiretamente desenvolvidos pelo Ipea, os quais, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e de inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO.....	7
2 PANORAMA GLOBAL	9
3 BRASIL COMO POTÊNCIA NA GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO	23
4 A GEOPOLÍTICA DO ETANOL	49
5 PERSPECTIVAS DA ENERGIA NUCLEAR	69
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
REFERÊNCIAS	85

SINOPSE

O objetivo deste estudo é analisar as implicações econômicas, políticas e estratégicas das transformações do cenário energético brasileiro, considerando seus possíveis impactos sobre a inserção internacional do país. Para tanto, traça-se o panorama energético global discutindo o papel dos principais *players* do setor na evolução recente dos preços do petróleo e da parcela representada por cada fonte de energia na oferta global. Em seguida, há seções sobre a importância geopolítica do desenvolvimento das indústrias de petróleo, de etanol e nuclear no Brasil, apontando as tendências e os debates de cada segmento. Da análise, conclui-se que o esforço brasileiro de evitar restrições energéticas ao processo de desenvolvimento, além de ter garantidas a diversificação da matriz e a autossuficiência, encetou progressos tecnológicos e institucionais muito relevantes para as indústrias do setor, de modo a criar as condições para que, hoje, o país desponte como um relevante exportador líquido de energia.

Palavras-Chave: Energia; Brasil; Petróleo; Etanol; Nuclear

ABSTRACT

The objective of this paper is to analyze the implications of the economic, strategic and political transformation of the Brazilian energetic scenario, considering their possible impact on the country's international insertion. For this purpose, a global energy outlook will be presented, which discusses the role of key players in the sector recent developments in oil prices and the participation of the different energy sources in global supply. Subsequently, the article will analyze the geopolitical importance of oil, nuclear and ethanol industries evolution in Brazil, highlighting trends and debates in each segment. The analysis concludes that the effort to avoid energy constraints to the development process, besides having achieved diversification of the energetic matrix and self-sufficiency, started off relevant institutional and technological progress in the various energy industries, which created the conditions that, currently, made the country emerge as a relevant net energy exporter.

Key-Words: Energy; Brazil; Oil; Ethanol; Nuclear

i. As versões em língua inglesa das sinopses desta coleção não são objeto de revisão pelo Editorial do Ipea.
The versions in English of the abstracts of this series have not been edited by Ipea's editorial department.

1 INTRODUÇÃO

O alvorecer do século XXI apresenta mudanças geopolíticas significativas. Entre os tabuleiros relevantes, o da energia tem ganhado ainda mais destaque. Ao mesmo tempo em que se verificam restrições políticas e econômicas à ampliação da oferta de petróleo, os países em desenvolvimento, e em especial os que têm crescido com o uso mais intensivo de metais e de energia – em particular a China e em menor grau a Índia –, pressionam a demanda. Em seu conjunto, as transformações no panorama energético mundial vêm impactando as grandes estratégias dos Estados nacionais, na medida em que contrapõem diferentes formas de inserção dos consumidores e favorecem a recuperação dos exportadores. Malgrado a alta dos preços dos hidrocarbonetos, o investimento em fontes energéticas alternativas tem sido estimulado apenas residualmente. As mudanças na ordem energética se desenvolvem em um contexto de crise relacionada aos efeitos dos recursos fósseis no aquecimento global e de suas implicações para a sustentabilidade ambiental e social.

Em meio a esse cenário, o Brasil ocupa posição privilegiada. O país preocupou-se, desde o início de seu processo de industrialização, em amenizar a dependência da energia importada. Ao longo do século XX, em particular a partir da década de 1930, a estratégia energética teve como objetivo garantir suporte ao processo de desenvolvimento. Esta política intensificou-se com a criação da empresa Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), em 3 de outubro de 1953, pelo presidente Getúlio Vargas, resultado da histórica campanha popular “o petróleo é nosso”. Em um primeiro momento, a estatal brasileira privilegiou investimentos nas atividades de refino e de distribuição, com o objetivo de respaldar a industrialização e a modernização da economia e da sociedade. Por mais de um século, o Brasil foi importador líquido de petróleo. Nos momentos de choque de oferta, o país respondeu com investimentos em outras fontes de energia, notadamente na hidrelétrica, e, em particular, após o choque de 1973, no álcool, com o Programa Nacional do Álcool (Proálcool). Outras fontes também foram estimuladas, como a energia nuclear e, com menos êxito, o carvão. Hoje, o país se destaca no cenário internacional de energia por sua matriz mais limpa¹ (tabela 1), cuja emissão de dióxido de carbono encontra-se significativamente abaixo da média mundial.

1. Não existe nenhum processo de geração de energia que possa ser chamado de “limpo” no sentido literal da palavra. A questão é sempre relativa às fontes alternativas. Neste sentido, as energias renováveis tendem a ser consideradas menos poluidoras que as não renováveis.

TABELA 1
Participação do Brasil nas fontes mundiais de energia
 (Em %)

Fonte de energia	Brasil	Mundo
Energia não renovável	54	87
Petróleo	37	36
Gás natural	9	21
Carvão mineral	6	23
Urânio e derivados	2	7
Energia renovável	46	13
Hidrelétrica	15	-
Lenha e carvão vegetal	12	-
Derivados da cana-de-açúcar	16	-
Outros	3	-
Total	100	100

Fonte: López (2009) com base no Instituto Interamericano de Cooperação para Agricultura (IICA, 2008).

Ao se esforçar para diminuir sua dependência, o Brasil desenvolveu uma *expertise* tal que se projetou, no início do século XXI, como um importante ator energético. Tornou-se o que é o desejo de qualquer país: uma matriz energética diversificada, com alto índice de uso de fontes renováveis e uma expansão da produção maior que a do consumo. Ademais, promoveu a expansão do biocombustível como alternativa real para a gasolina, sendo o primeiro país do mundo a substituir este derivado como a principal fonte energética para a frota automobilística, de modo a gerar, colateralmente, um produto de exportação altamente competitivo. Apesar da retração momentânea do interesse mundial pela energia nuclear em função do acidente de Fukushima, o país se encontra na condição de produtor e detentor de significativas reservas de urânio e de controlador da tecnologia de todo seu ciclo de enriquecimento – situação apenas menos confortável que a da Rússia e a dos Estados Unidos. Por fim, as recentes descobertas de petróleo na camada do pré-sal, sustentadas pela liderança do Brasil na exploração de petróleo em alto mar, tendem a garantir ao país, pela primeira vez em sua história, a posição de exportador líquido de energia.

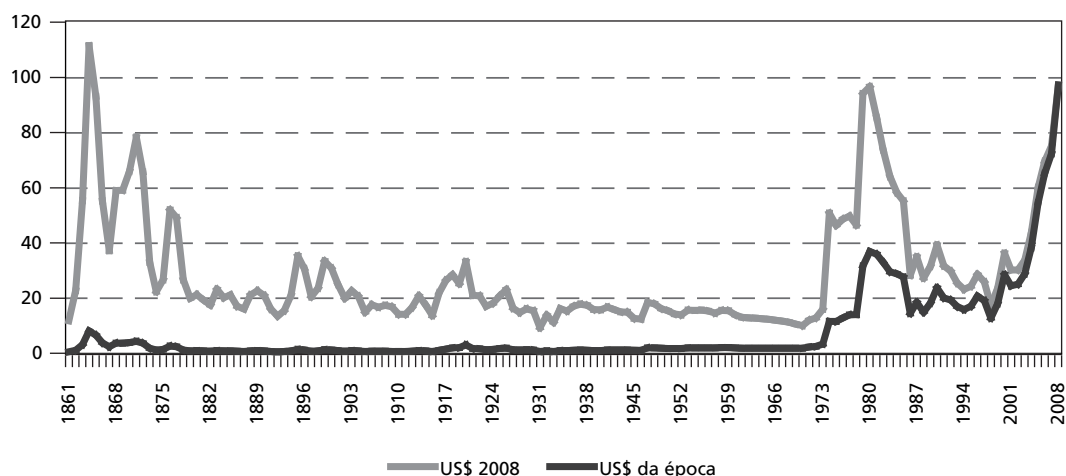
Este artigo procura avaliar as três fontes de energia com potencial de ampliar a participação do Brasil no mercado energético mundial: petróleo, biocombustível e energia nuclear. Na seção 2, é apresentado um panorama global do setor. Em seguida, tem-se uma avaliação de cada uma das três fontes do ponto de vista brasileiro, levando em conta a centralidade da segurança energética para o desenvolvimento nacional e o potencial do país como produtor e exportador de recursos de grande valor estratégico.

2 PANORAMA GLOBAL

Ao longo do século XX, o petróleo se converteu em insumo estratégico para o desenvolvimento econômico e para o fortalecimento político dos Estados nacionais. A partir da Primeira Grande Guerra (1914-1918), seus derivados despontaram como combustível mais eficiente para alimentar os meios de destruição. Posteriormente, no pós-Segunda Guerra Mundial (1939-1945), com a difusão dos bens de consumo duráveis e do *American way of life*, a economia se “petrolizou”, na medida em que esta matéria-prima ultrapassou todas as suas concorrentes, considerada principal fonte de energia e de transporte do mundo industrial (YERGIN, 2008a; TORRES FILHO, 2007).

Hoje, a produção de petróleo e gás é responsável por 53,7% da oferta mundial de energia, número bastante superior aos 27,2% representados pela produção de carvão e aos 10,2% representados pelos combustíveis renováveis, mas inferior aos 62% que representou em 1973 (AIE, 2011a). Nestes 38 anos, muita coisa mudou na indústria petrolífera internacional. O efeito mais visível das mudanças, sobretudo quando comparado ao período 1945-1973, é a volatilidade dos preços (gráfico 1). Como será observada, a distribuição dos bens energéticos que suprem a demanda mundial está diretamente relacionada aos preços do petróleo.

GRÁFICO 1
Evolução dos preços do petróleo (1861-2008)
(Em US\$)



Fonte: BP (2009).²

2. A fusão da britânica British Petroleum com a americana Amoco, em 1998, levou a empresa a assumir a sigla BP como nome oficial em 2000 (BP, [s.d.]).

De 1945 a 1973, embora a demanda por petróleo tenha crescido a taxas superiores de 7% ao ano (a.a.), o preço apresentou tendência permanente à queda, já que as reservas e a produção de petróleo barato, particularmente em países do terceiro mundo, cresceram ainda mais rapidamente (TORRES FILHO, 2007). Entretanto, esta tendência se sustentava em arranjos institucionais que definiam a distribuição da renda petroleira entre os principais *players* da indústria: as Companhias Internacionais de Petróleo (CIPs);³ os Estados nacionais exportadores; e os Estados consumidores.

Por meio de acordos interfirmas e de articulações com seus Estados nacionais, as CIPs conseguiram organizar seu acesso às reservas de petróleo barato dos países exportadores, de modo a controlar a produção fora dos Estados Unidos, onde os altos custos relativos à extração e à política governamental garantiam a existência de elevada capacidade de produção ociosa.

Conquanto os preços do petróleo tivessem permanecido relativamente baratos até meados de 1973, foi a partir da segunda metade da década de 1950 que os arranjos institucionais criados no pós-Guerra começaram a se fragilizar: a União Soviética, então excluída do mercado mundial de petróleo, dobrou sua produção e promoveu agressiva política de exportação para o bloco capitalista; e as companhias independentes, insatisfeitas com sua exclusão das fontes de petróleo barato do Oriente Médio, decidiram oferecer acordos de partilha de resultados muito mais favoráveis aos Estados proprietários que os oferecidos pela *majors*, adquirindo, assim, algumas concessões.⁴ Os Estados Unidos, da sua parte, impôs, a partir de 1959, cotas para o petróleo importado no intuito de proteger a renda de seus produtores.

Logo, houve um *oil glut* que pressionou os preços para baixo. As companhias internacionais, que não estavam dispostas a ver seus ganhos extraordinários minguaem, decidiram baixar unilateralmente o preço de referência do petróleo pago aos países do Oriente Médio, em uma ação que estimulou a articulação dos Estados proprietários das grandes jazidas de óleo barato em torno da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

3. Expressão utilizada para designar as companhias que, na primeira metade do século XX, definiram o modelo de desenvolvimento da indústria petrolífera mundial. Muitas delas se destacaram por deter as principais concessões das grandes reservas de petróleo barato na Venezuela, na Indonésia e no Oriente Médio. Neste sentido, as CIPs eram: Standard Oil of New Jersey (Exxon), Royal Dutch-Shell, British Petroleum, Gulf Oil, Chevron, Mobil Oil e Texaco. Mais tarde, Enrico Mattei, importante dirigente da Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), companhia petrolífera estatal italiana, apelidaria este grupo de "sete irmãos". Outros, entretanto, designam o grupo de *majors* ou de *Big Oil*.

4. Um caso emblemático é o da empresa estatal italiana ENI no início dos anos 1960.

Em pouco tempo, os fatos anteriormente mencionados, somados ao enorme declínio da capacidade ociosa dos Estados Unidos, às turbulências geopolíticas e à instabilidade do sistema monetário internacional, deflagraram um conflito distributivo intenso, expresso, sobretudo, na volatilidade dos preços.

Os Estados exportadores, beneficiados pelo aumento de seu poder de barganha – em função dos preços altos, da atuação conjunta e do controle sobre vultosas quantidades de recursos líquidos –, lançaram mão de uma política de “participação direta” no negócio petrolífero, ou seja, de construção de companhias nacionais de petróleo e de aquisição dos direitos sobre as reservas que haviam sido concedidas às companhias internacionais. Sucedeu, então, uma mudança radical no panorama energético mundial. As *majors* passaram a não mais ter acesso às reservas petrolíferas – se em 1970 elas controlavam 85% das reservas internacionais, dez anos depois, em 1980, este número não chegava a 12%.⁵ O controle de tecnologia e de mercado, bem como sua capacidade de mobilizar recursos financeiros, garante a estas empresas a apropriação de parcela significativa da renda petrolífera, inclusive repassando o ônus do aumento dos preços para os consumidores.

A partir desses desdobramentos, inaugurou-se um período em que a política petrolífera internacional seria definida pela dinâmica e pela complexa relação entre os ciclos de preço e de investimento, a nova política de segurança energética americana e a OPEP. No que diz respeito à atuação de Washington, vale notar o fim da política de cotas e a busca permanente por um equilíbrio entre os três objetivos que não necessariamente confluem: preservar e ampliar as reservas internas – o que exige que o preço do petróleo esteja acima do custo de produção no território dos Estados Unidos; garantir o abastecimento externo; e viabilizar, para as suas empresas, o acesso às reservas de petróleo fora dos Estados Unidos – o que é alcançado mais facilmente quando os preços estão baixos e, por isso, os Estados exportadores e as companhias nacionais menos eficientes perdem poder de barganha.

No que diz respeito à OPEP, vale destacar o papel da Arábia Saudita, aliada estratégica dos Estados Unidos, convertida em “ofertante de última instância” em função da quantidade de reservas que sua empresa nacional controla, dos baixos custos de sua produção e de sua capacidade técnica de aumentar e diminuir a quantidade de petróleo no mercado em curto espaço de tempo.⁶

5. Informações compiladas em EPE (2008).

6. Sobre o papel da Arábia Saudita como “ofertante em última instância”, ver Yergin (2008a) e Torres Filho (2007).

Malgrado os preços altos, intensificados por crises políticas, como as que deflagraram os dois choques do petróleo – a Guerra de Outubro de 1973 e a Revolução Iraniana de 1979 –, o impacto inflacionário da elevação do preço do petróleo levava à queda das taxas de crescimento e até à estagnação, forçando a contração da demanda nos momentos de alta das cotações. O que segurou os preços até a metade da década de 1980 foi a política de cotas de produção da OPEP, garantida pelo papel de *swing producer* desempenhado pela Arábia Saudita, que aumentava e diminuía a produção para que o preço almejado fosse alcançado.

O esforço saudita, entretanto, esbarrou nos *freeriders*: exportadores dos campos que ganharam viabilidade em meio ao ciclo altista da década de 1970 – Mar do Norte, Golfo do México, e, em vários momentos, a Rússia –, e que não faziam parte da OPEP, beneficiando-se da política da organização, na medida em que ganhavam fatias de mercado sem baixar muito os preços.

Em 1985, a capacidade ociosa da Arábia Saudita chegou a 80%, com sua receita tendo caído de US\$ 119 bilhões para US\$ 20 bilhões em apenas quatro anos. Foi então que Riad decidiu inverter sua estratégia, de modo a retomar o *market share*: a ideia era colocar como prioridade a defesa do volume de produção e não os preços, adotando os *netback deals* – acordos em que os preços a serem pagos pelo petróleo acompanham o mercado à vista de derivados, com a subtração de uma margem que remunere os custos ao longo da cadeia, fazendo que transportadores, revendedores, distribuidores e refinadores também ganhassem com volumes crescentes, pouco se interessando com a queda nos preços (YERGIN, 2008a).

Com isso, produziu-se o contrachoque de 1986, que levou os preços do barril a US\$ 11,50. Logo, os Estados Unidos e os outros produtores de mais alto custo decidiram negociar com a Arábia Saudita e com os demais exportadores de baixo custo. Estabeleceu-se, então, um acordo entre os países da Agência Internacional de Energia (AIE) – *International Energy Agency (IEA)*⁷ e a OPEP, em que se previa a manutenção de uma política de “flutuação suja”, na qual os países atuariam no sentido de garantir o preço do barril dentro de uma banda que tinha um piso (US\$ 15) e um teto (US\$ 18).

7. Instituição criada pela Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) em 1974, como resposta à atuação da OPEP e ao embargo realizado pelos países árabes.

Para o contexto da época, o piso era alto o suficiente para garantir a produção americana e o teto era baixo o bastante para auxiliar as políticas de combate à inflação e para pressionar por uma desvalorização dos direitos de propriedade da terra dos Estados exportadores – condição fundamental para que as companhias internacionais de petróleo pudessem ter maior margem de manobra em seus intentos de incluir reservas em seus inventários (PINTO, 2009).

Essa pressão foi fundamental para que se deflagrasse na indústria petrolífera a tendência liberalizante das décadas de 1980 e 1990, quando ocorreram privatizações, aberturas ao capital estrangeiro, flexibilização de monopólios estatais e diminuição de impostos, taxas e *royalties*.⁸

De modo geral, depois da primeira Guerra do Golfo (1990), até 1998, as flutuações ocorreram nos padrões estabelecidos. Entretanto, neste último ano, o preço do barril de petróleo despencou para US\$ 9,39, em função da crise dos países asiáticos, do aumento das exportações russas e da implosão momentânea da estrutura cooperativa da OPEP, com os países-membros, no afã de aumentar sua fatia de mercado, tendo produzido além de sua cota (TORRES FILHO, 2007).

Com exceção desse interregno de 1998, foi só a partir dos anos 2000 que os preços do petróleo voltaram a sair do controle – desta vez, para cima. Em 11 de julho de 2008, o preço do barril (Brent) chegou a atingir a marca de US\$ 143,90. Entre 1999 e 2008, a diferença entre o piso e o teto das cotações chegou a indicar aumento de mais de 1.200%, enquanto a média do período registrou aumento de mais de 400% (SERRANO, 2008).

A explicação mais comum para esse aumento tão brutal dos preços do petróleo está vinculada às supostas transformações estruturais no lado da demanda, uma vez que haveria alta e crescente intensidade no uso de metais e de energia por parte de economias gigantes – China e Índia – que se industrializam e se urbanizam. Seria, portanto, uma manifestação daquilo que alguns analistas chamam de “superciclo” de *commodities*. No entanto, como demonstrou Serrano (2008), embora o consumo das duas grandes economias asiáticas tenha crescido muito, tal fato ocorreu a partir de uma base relativamente pequena. Enquanto a China respondeu em 2007 por 8% do consumo mundial de petróleo, a Índia respondeu por 3% (EPE, 2008). Entretanto,

8. Ver a este respeito Mommer (1999; 2000) e Pinto (2008).

isto não significa subestimar o papel que as demandas chinesa e indiana terão na futura dinâmica do setor energético, em particular, e do setor de petróleo e gás, em específico.

Outra explicação comum, mas que dá mais atenção para o lado da oferta, é a do “Pico Mundial de Hubbert”, ou seja, que vincula a oferta mundial com o funcionamento de um poço de petróleo, na qual a produção aumenta a taxas crescentes até chegar à metade do conteúdo do poço, quando então começa a decrescer, até acabar. Para quem defende esta tese, o “pico” seria alcançado recentemente, o que faria que, nos próximos anos, houvesse uma redução no nível mundial de reservas. Segundo Serrano (2008), esta explicação encerra grandes dificuldades lógicas e históricas:

a primeira objeção evidente é a de que, assim como a vida de uma floresta não tem por que ser igual à de uma árvore, não faz muito sentido achar que a curva de produção do mundo terá o mesmo formato da curva de um poço (...) Assim, as mesmas iniciativas mencionadas anteriormente podem ser lidas no sentido oposto; mesmo com todo o consumo mundial que existiu até hoje, ainda não houve uma redução das reservas mundiais conhecidas e provadas de petróleo (outras estimativas mostram um grande aumento das reservas conhecidas). O outro problema com a tese do pico é histórico: há décadas se estima que “o pico virá nos próximos anos” e isto até hoje não ocorreu. Como o petróleo é uma fonte de energia não renovável, é bem possível e provável que algum dia o petróleo vá de fato ficar mais escasso no sentido geológico. O ponto mais fraco do argumento dos que defendem a tese do pico mundial como explicação para o aumento do preço do petróleo não é, portanto, a questão da finitude dos recursos naturais não renováveis (que não precisa vir associada com a curva de produção mundial bem comportada). O ponto é a curiosa fé de seus adeptos na eficiência do mercado internacional de petróleo, onde decisões descentralizadas de produtores e países individuais ocupados com suas próprias estratégias econômicas e geopolíticas milagrosamente incorporariam em seus preços os custos da eventual exaustão da disponibilidade mundial de petróleo (SERRANO, 2008, p. 150-151).

Uma análise mais detida da situação atual indicaria que os preços altos têm correlação com limitações do lado da oferta (EPE, 2008),⁹ não em função de limites geológicos, mas econômicos e políticos. A especificidade da indústria de petróleo é justamente fugir dos conceitos tradicionais que tratam de explicar a relação entre custo e preço, à qual o conceito de “esgotamento” está estritamente ligado, já que determinado nível de preços é necessário para ampliar a oferta potencial.

9. Entre 2003 e 2007, enquanto a demanda mundial cresceu em média 1,9% a.a., a oferta cresceu apenas 1,4%.

São três os fatores básicos capazes de explicar o período de preços altos da década de 2000: *i)* fases alternadas de investimentos e preços, dado o caráter preço-inelástico da oferta de petróleo no curto prazo; *ii)* geopolítica; e *iii)* “financeirização” dos mercados de *commodities*.

2.1 FASES ALTERNADAS DE INVESTIMENTOS E PREÇOS

De acordo com este fator, a restrição da oferta estaria vinculada aos baixos investimentos do passado recente, quando a produção era alta em relação à demanda e os preços se encontravam em patamares baixos. Logo, no início do movimento contrário, o período do *superspike*, dada a inércia temporal entre as decisões de investimento em exploração e produção e sua operacionalização, a demanda rapidamente ocupa a capacidade ociosa, de modo a gerar forte volatilidade e tendência geral de preços em alta.

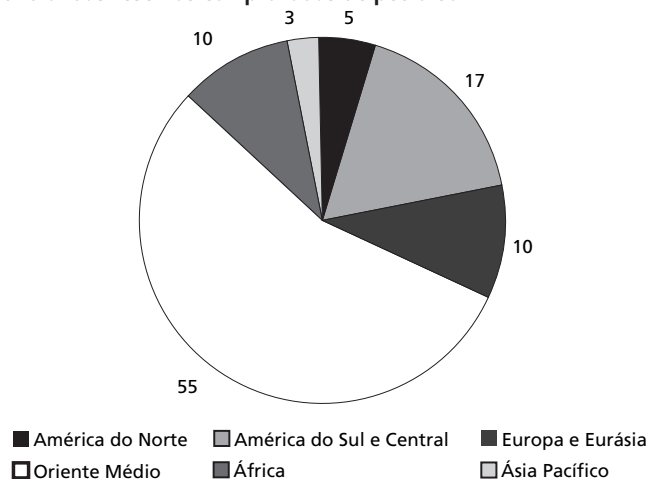
2.2 GEOPOLÍTICA

Vários são os elementos que contribuem para evitar uma elevação mais sistemática da oferta de petróleo. Antes de tudo, é importante considerar que há um declínio da produção de relevantes produtores não OPEP: Reino Unido (média de -7,7% a.a.), Noruega (média de -5,9% a.a.), México (média de -2,1% a.a.) e Estados Unidos (média de -1,8% a.a.) – EPE, 2008. Ademais, novas áreas de fronteira, como o Mar Cáspio e a Costa Oeste Africana, estão sendo colocadas em operação em ritmo bem mais lento que o esperado.

Cabe destacar o papel que exercem as empresas petroleiras nacionais – em inglês, National Oil Company (NOC). A intervenção estatal, como política para apropriação de parte da renda petrolífera, começou com a nacionalização do petróleo na Bolívia (1937) e no México (1938), quando foram criadas, respectivamente, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e a Petróleos Mexicanos (Pemex). Entretanto, esta estratégia ganhou mais fôlego nos anos 1970 e, depois de um período de baixa entre os anos 1980 e 1990, reapareceu com força nos anos 2000, na esteira da elevação dos preços de petróleo. Atualmente, mais de 85% das reservas mundiais de petróleo se encontram sob o controle de empresas estatais ou semiestatais, ao mesmo tempo em que, no contexto da OPEP, esta participação se aproxima dos 100% (BAKER III, 2007). E a produção de petróleo tende a ficar cada vez mais dependente das políticas estabelecidas pelos países-membros dessa organização. De acordo com a AIE, a parcela

da OPEP na produção total deve subir de 44% para 51% nos próximos 20 anos (AIE, 2008b), o que tem muitas implicações. O gráfico 2 mostra a concentração das reservas conhecidas em 2011 nos países produtores do Oriente Médio, todos membros da OPEP.

GRÁFICO 2
Distribuição mundial das reservas comprovadas de petróleo



Fonte: BP (2011).

Como se sabe, a lógica dos exportadores da OPEP obedece a objetivos que não necessariamente se coadunam com a das companhias petrolíferas internacionais e com a dos países importadores. Ao definirem suas estratégias de exploração e produção, com base nas perspectivas de maximização da renda petroleira no curto, no médio ou no longo prazo, os grandes exportadores de óleo barato promovem cenários de preços e de quantidade ofertada diferentes daqueles objetivados pelos outros *players* da indústria. Além disso, muitas de suas companhias nacionais de petróleo, detentoras das grandes reservas, padecem de restrições financeiras e tecnológicas que limitam os investimentos, porquanto tenham que disputar recursos com os tesouros de seus respectivos Estados nacionais, limitando as possibilidades de expansão mais rápida da oferta.

Recentemente, a organização passou a atuar de forma mais incisiva, rearticulando e reorientando suas estratégias. Diante da queda dos preços em 1998, os países-membros, encabeçados pela Venezuela e pela Arábia Saudita, decidiram definir novas cotas e efetivamente as respeitar. Iniciou-se, então, um processo de diminuição da capacidade ociosa

produtiva planejada e foi estabelecida, junto com a AIE, nova banda de preços, cujo teto era de US\$ 28 e o piso de US\$ 22 (PINTO, 2009) – gráfico 3. Com a nova política sendo implementada, de 1999 para 2000, a capacidade ociosa mundial de petróleo diminuiu de 5 milhões de barris diários para 3,1 milhões, alcançando, depois de nova elevação nos dois anos seguintes, 1,8 milhão em 2003 e 1 milhão em 2004 (EPE, 2008).

Entretanto, não se pode subestimar o papel que a política de segurança energética dos Estados Unidos teve nesse processo: até 1998, a estratégia era estimular a Arábia Saudita a manter uma grande margem de capacidade produtiva ociosa planejada, de modo a impedir que os preços crescessem para além do baixo patamar da banda estabelecida no primeiro acordo entre a AIE e a OPEP. Contudo, com a queda excessiva dos preços em 1998 e a disposição política interna americana de explorar os campos de altos custos de produção do Golfo do México e do Alaska, optou-se, em Washington, por favorecer uma restrição da oferta mundial (SERRANO, 2008). Por isso, o país atuou em duas frentes: pressionou Riad para diminuir os novos investimentos e, por mais paradoxal que seja, estimulou as iniciativas de Caracas para restabelecer a confiança entre os países-membros da OPEP (PINTO, 2009).

De qualquer modo, de lá para cá, os membros da OPEP mudaram de estratégia algumas vezes: até 2003, decidiram que sua oferta deveria acompanhar a demanda incremental, de modo a evitar que os preços ficassem por muito tempo fora da banda. A partir de então, e até meados de 2007, a estratégia passou a ser outra, já que os grandes exportadores permitiram que a demanda incremental fosse suprida pelos produtores marginais,¹⁰ contribuindo para forçar os preços para muito acima da banda. Quem liderou este movimento foi a Arábia Saudita, que pouco expandiu sua capacidade de produção entre 2003 e 2006, promovendo nova diminuição da capacidade ociosa.¹¹

10. "Denomina-se produtor marginal o produtor que equilibra o mercado 'na margem', i.é., aquele que oferta os últimos volumes requeridos para igualar a oferta e a demanda de mercado. De acordo com a racionalidade econômica, em geral, tal produtor tem custos maiores que os anteriores, o que implica no aumento do preço de mercado quando sua oferta adicional é requerida para equilibrar oferta e demanda. Ressalte-se que, no mercado de petróleo, há produtores da OPEP (sobretudo, a Arábia Saudita) que poderiam atender a demanda a custos mais baixos que o produtor marginal atual (óleos extrapesados canadenses). Todavia, faz parte da estratégia dos países da OPEP permitir que o atendimento da demanda adicional seja feito pelo produtor de maior custo, de tal forma que os países-membros da OPEP, com menor custo, se apropriem da renda econômica (ricardiana) gerada no mercado" (EPE, 2008, p. 44).

11. Sobre o papel da capacidade ociosa e sua relação com os preços, ver Fattouh (2006; 2007), Al-Soof (2007) e EPE (2008).

A situação só se alterou novamente a partir de 2007 e 2008, quando, em face das evidências de queda da demanda e de perspectiva de investimento em fontes alternativas, Riad decidiu ampliar seus investimentos em exploração e produção, objetivando aumentar a capacidade ociosa e retomar a condição de produtor *swing* de petróleo. O objetivo dos sauditas é tentar promover um preço de longo prazo que equilibre a rentabilidade dos investimentos presentes com a valorização futura das reservas. Ou seja, um preço que seja alto o suficiente para garantir recursos extraordinários para a empresa estatal e o orçamento nacional, e baixo o suficiente para impedir a substituição do petróleo por outros tipos de energéticos.

TABELA 2
Capacidade ociosa da OPEP
 (Em 1 mil barris por dia)

	2005	2006	2007	2008	2010
Arábia Saudita	1,473	2,032	2,673	3,456	3,218
Angola	-	-	-	47	343
Kuwait	-	128	222	300	294
Qatar	2	28	17	55	136
Zona Neutra	4	53	121	141	115
Argélia	21	10	3	3	103
EUA	21	267	252	339	42
Líbia	30	17	34	72	40
Irã	15	143	316	148	40
Nigéria	231	653	720	665	207
Venezuela	-	-	-	-	-
Iraque	-	-	-	-	-
Indonésia	-	-	-	-	-
Total	1,797	3,332	4,358	5,226	4,539

Fonte: Energy Intelligence [s.d.].

Tanto nos países da OPEP como nos de fora da organização, as NOCs atuam como agentes das políticas públicas, adotando medidas que dizem respeito aos objetivos de seus respectivos governos, e que vão muito além da maximização e da extração de lucros, envolvendo, entre outras coisas, a redistribuição da renda nacional, a geração de receitas fiscais e a promoção do desenvolvimento. Ao procederem desta forma, as NOCs entram em conflito com a lógica e os interesses dos dois outros grandes atores do cenário petrolífero internacional, as CIPs e os países consumidores. Por isso, os investidores privados costumam fazer oposição aos processos de nacionalização ou de aumento da presença do Estado no setor (PINTO, 2009).

Foi isso o que se viu com a política para a área de petróleo e gás durante a gestão de Vladimir Putin na Rússia. Em 2000, após anos de desmantelamento e privatização da estrutura construída durante o período da União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), o governo russo lançou mão de política de reestatização parcial visando à retomada do controle estratégico da indústria. Entre outras iniciativas que desagradaram aos governantes ocidentais, Putin obrigou empresas estrangeiras, como a Shell e a BP, a vender à companhia semiestatal Gazprom grande parte das suas ações nos projetos de exploração de petróleo e gás na Sibéria. Os críticos argumentavam que, ao agir desta maneira, o governo bloquearia os investimentos necessários para ampliar sua produção de combustíveis (SCHUTTE, 2010).

A respeito do fenômeno do avanço das NOCs, *The Economist* lançou em 2007 a nova lista de sete irmãs: Aramco (Arábia Saudita), Gazprom (Rússia), CNPC (China), NIOC (Irã), PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil) e Petrons (Malásia).¹² Diante desta realidade, os Estados Unidos, em sua *National Energy Policy*, divulgada em maio de 2001, definiram sua atuação oficial no setor:¹³ trata-se de promover a “estratégia da máxima extração”, esforço de longo prazo das autoridades para ampliar seu controle sobre as reservas de hidrocarbonetos existentes no exterior ou, ao menos, persuadir os governos dos países dotados de recursos energéticos a permitir os investimentos estrangeiros necessários para aumentar a produção e expandir as exportações (KLARE, 2004, p. 83).

A “estratégia da máxima extração” tem como foco principal o Golfo Pérsico, onde se concentram dois terços das reservas comprovadas de petróleo (gráfico 2).¹⁴ Mas as implicações geopolíticas da valorização dos hidrocarbonetos vão muito além dos conflitos no Oriente Médio. Estas têm a ver com a ideia de que a busca de segurança por parte dos principais *players* implica uma “corrida mundial” pelo controle das fontes de energia. Muitos autores enfatizam o papel da China e o intento desta de obter acesso direto às reservas de petróleo e gás natural por meio de contratos com governos

12. *The Economist*, 11 de março de 2007.

13. The White House, *Reliable, Affordable, and environmentally sound energy for America's future – Report of the National Energy Policy Development Group*. Washington, 2001. Disponível em: <<http://www.netl.doe.gov/publications/press/2001/nep/forward.pdf>>. Este documento é também conhecido como “Relatório Cheney”, por ter sido elaborado sob a coordenação do então vice-presidente dos Estados Unidos, Dick Cheney. As novas propostas para a política energética do país, apresentadas pelo presidente Barack Obama no início de 2009 e em tramitação no Senado, envolvem principalmente questões relacionadas com eficiência energética e adoção de fontes renováveis de energia, sem alterar os objetivos de política externa formulados no governo de George W. Bush.

14. De acordo com a edição de 2011 do *BP Statistical Review of World Energy*, a Arábia Saudita possui em suas reservas 264,5 bilhões de barris de petróleo; o Irã, 137 bilhões de barris; e o Iraque, 115 bilhões de barris.

estrangeiros e da presença de suas empresas petrolíferas, todas estatais, em projetos de exploração em grande número de países, especialmente na África.¹⁵ Segundo o *BP Statistical of World Energy 2011*, o continente é responsável por 12,2% da produção mundial de petróleo e 6,5% de gás. Com baixa demanda para o consumo interno, a maior parte da extração é voltada para a exportação. O desafio dos governos africanos é transformar oportunidade em sucesso, rompendo com um histórico secular de espoliação dos recursos por potências externas e revertendo os lucros para a transformação definitiva dos padrões econômicos e sociais.

Quanto à Rússia, aparece como ator geopolítico fundamental, uma vez que ocupa o epicentro do cenário energético da Eurásia. Por possuir enormes quantidades de recursos fósseis e controlar a maioria das rotas construídas no período soviético, sua posição como principal fornecedor de gás natural para a União Europeia e seus vínculos políticos com os países do Cáucaso e da Ásia Central, aumentam sua margem de manobra. Os recursos do Mar Cáspio, em especial, aparecem como vitais. Manter em seu território as rotas de distribuição, reforçando a dependência logística destes países, é o segredo para a permanência de Moscou neste “novo grande jogo”. No médio prazo, a Rússia poderá tornar-se grande fornecedora de gás e petróleo para China, Japão e outras nações asiáticas (KLARE, 2008, p. 88).

Não se pode esquecer, também, o potencial inexplorado das reservas de petróleo nas áreas de jurisdição na costa dos Estados Unidos. Não é razoável imaginar que somente considerações ambientais possam explicar a estratégia de não exploração, embora a catástrofe com a BP no Golfo do México, em meados de 2010, deva influenciar o debate a respeito desta opção ainda por muito tempo.

2.3 “FINANCEIRIZAÇÃO” DO MERCADO DE *COMMODITIES*

O terceiro fator básico apontado como um dos causadores da elevação dos preços do petróleo nos anos 2000 é a “financeirização” dos mercados de *commodities*, que permitiu que o petróleo assumisse função similar a de reserva de valor (ativo financeiro).¹⁶

15. Ver, entre outras, as já citadas obras de Klare.

16. Ver a este respeito EPE (2008).

Com as desregulações financeiras no mercado americano no início desta década, tornou-se possível a realização de aplicações nos mercados futuros praticamente sem limites ou controles. Logo, não demorou para que muitos aplicadores buscassem a valorização financeira na arbitragem entre preço de petróleo presente e futuro. A relação de papéis de petróleo negociada no Nymex para cada barril de petróleo vendido no mercado aumentou de 6 para 18 nos últimos cinco anos. Em outras palavras, pode-se dizer que no início de 2008 já existia, para cada barril “físico” de petróleo negociado, o volume de 18 barris “de papel” no mercado de futuro (OPEC, 2008 *apud* EPE, 2008, p. 31).

Isso, somado às diminuições nas taxas de juros e aos estouros das bolhas da NASDAQ (2000) e das hipotecas (2007), têm estimulado a transferência dos fundos de investidores institucionais para mercados com maiores taxas de retorno e grande liquidez (SERRANO, 2008). Não por acaso, os períodos de aumento mais drástico nos preços seguiu ao estouro das bolhas. De todo modo, percebe-se que a maior articulação do mercado de petróleo com a ciranda financeira prolonga e intensifica os ciclos dos preços, aumentando sua volatilidade.

O que mais chama atenção, entretanto, nesse período de preços altos, é a falta de elasticidade da demanda com relação aos preços, que contrasta amplamente com a queda da demanda que seguiu aos dois choques da década de 1970. A principal explicação para este fenômeno é que, antes, a substituição deu-se porque o petróleo era mais importante em outros setores, que não o transporte – setor que tem alternativas limitadas para a substituição da gasolina e do diesel. Em 1973, 45,4% do consumo final de derivados do mundo ocorria no setor transportes, contra 19,9% na indústria, 23,2% em outros setores (agricultura, serviços e residencial), e 11,5% em uso não energético. Já em 2006, 60,5% do consumo final de derivados no mundo ocorria no setor de transporte, contra 9,5% na indústria, 13,5% em outros setores e 16,5% em uso não energético (AIE, 2008a) – EPE, 2008.

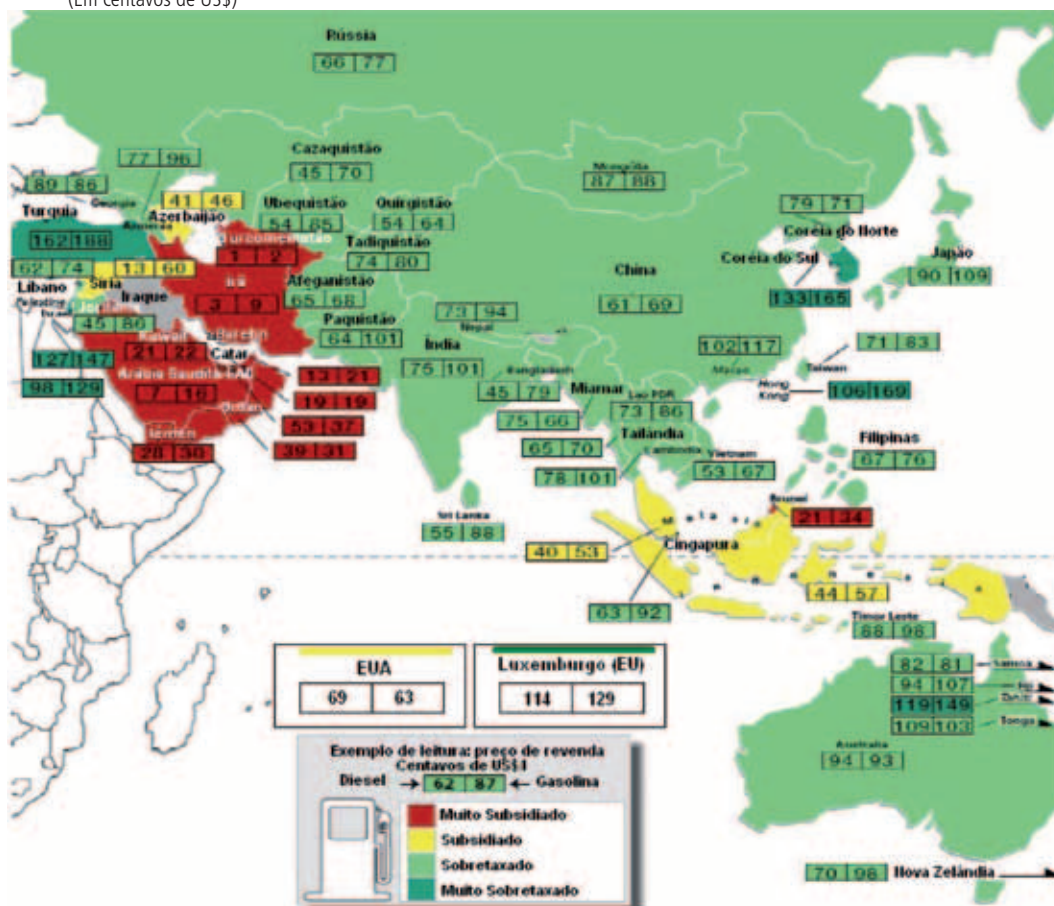
Outro fator que também contribuiu para que a substituição não fosse relevante foi a existência de renúncia fiscal ou subsídio aos preços dos combustíveis em vários países, sobretudo nos da Ásia, Oceania e do Oriente Médio, onde se tem concentrado a demanda incremental por petróleo nos últimos anos. Isto fez que a elevação no preço internacional do petróleo levasse a aumentos proporcionalmente muito menores nos preços para o consumidor final.¹⁷

17. *Idem, ibidem.*

MAPA 1

Preços de revenda de combustíveis na Ásia, Oceania e Oriente Médio (nov. 2006)

(Em centavos de US\$)



Fonte: Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ, 2007 *apud* EPE, 2008).

A depreciação do dólar em relação às outras moedas também foi um fator relevante, na medida em que tornou menos intensos os aumentos dos preços – referenciados em dólar – em moedas locais. Entre 2001 e 2007, a elevação do preço do petróleo em dólar foi de 179,1%, contra 82,4% em euro, 156,4% em yuan, 144% em rublo e 133% em real (CHODZICKI, 2008 *apud* EPE, 2008).

O fato é que, de acordo com as projeções da AIE (2008a, 2011a), de 2006 a 2030, a perspectiva é que o consumo de petróleo cresça a uma taxa anual de 1%. Como a demanda total por energia deve crescer a um ritmo superior – em torno de 1,6% –, estima-se que a participação do petróleo na oferta total de energia deve cair de 34% para 30%, mantendo-se, portanto, em patamar muito elevado, a despeito das perspectivas de continuidade de preços altos.

Durante esse período (2006-2030), as energias renováveis serão as que terão uma taxa anual de crescimento maior (7,2%), ampliando sua fatia na oferta total de energia de 1% para 4%. Em seguida, vem o carvão com taxa de crescimento de 2% a.a. e com ampliação de sua fatia na oferta total de 26% para 29%. A oferta de hidroenergia também deve subir 2% a.a., de modo a guindar sua participação relativa para 14%. O gás, por sua vez, deve apresentar um crescimento na oferta de 1,8% a.a., aumentando sua participação para 22% do total ofertado em 2030. A energia nuclear apresenta uma perspectiva de queda na oferta total de energia de 6% para 5%. Entretanto, os efeitos de Fukushima nas perspectivas de médio e longo prazo são difíceis de serem calculados.

3 BRASIL COMO POTÊNCIA NA GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO

As primeiras tentativas de extração de petróleo no Brasil ocorreram no século XIX, ainda durante o período imperial. Apesar disto, foi só a partir da década de 1930 que o debate acerca do óleo negro entrou com força nas macropautas políticas do país. De modo geral, pode-se afirmar que foram dois os principais motivos para que isto ocorresse. Em primeiro lugar, desde a Primeira Grande Guerra (1914-1918), o petróleo afigurava-se como o bem que dava origem ao combustível mais eficiente para mover os meios de destruição. Logo, em um momento marcado pelo acirramento dos conflitos internacionais, a garantia do abastecimento converteu-se em um problema não apenas econômico, mas político-militar. Em segundo lugar, houve mudanças estruturais na economia brasileira, com o eixo dinâmico deslocando-se para a indústria, que pressionava a demanda por bens energéticos.

Com isso, a política petrolífera brasileira foi concebida de forma a dar conta do binômio segurança-desenvolvimento (PINTO, 2011), que se expressou de forma bastante clara com o lançamento dos Decretos-Lei n^{os} 395 de 1938 e 539 de 1938, que criaram, respectivamente, a regulamentação das atividades da indústria petrolífera e o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Em função do caráter eminentemente nacionalista, da regulamentação e da Constituição Federal de 1937, que impedia a exploração de petróleo por não brasileiros e da atuação do general Horta Barbosa – primeiro presidente do CNP e forte defensor da atuação do Estado nos negócios petroleiros –, as CIPs passaram a se articular no sentido de impulsionar um novo marco legal para a indústria do petróleo, que não restringisse as possibilidades de atuação do capital estrangeiro. Em 1943, a ascensão do coronel João Carlos Barreto à condição de presidente do CNP antecipou a guinada liberalizante após a Segunda Guerra Mundial.

Reticente ao controle da política petrolífera pelo Estado, o coronel João Carlos defendia a ampla participação da iniciativa privada, tanto nacional como estrangeira. Esta última, em particular, teria na concepção de Barreto, muito a acrescentar, porquanto dispusesse de recursos, de experiência e de meios para bem conduzir a exploração, o refino e a distribuição do petróleo. Foi nesta gestão do CNP que se concederam áreas para a exploração de petróleo para empresas organizadas no Brasil, mesmo que constituídas por capitais estrangeiros, o que só aconteceu em função da aprovação de uma emenda à Constituição de 1937. Na Constituinte de 1946, esta concepção de política petrolífera terminou por prevalecer. Permitiram-se concessões para companhias oriundas de outros países, desde que organizadas no Brasil. Um ano mais tarde, o presidente Eurico Garpar Dutra (1946-1951) instituiu a Comissão de Anteprojeto da Legislação do Petróleo, da qual deveria resultar a elaboração do Estatuto do Petróleo, que regulamentaria os dispositivos constitucionais sobre o assunto.

Por permitir a entrada do capital estrangeiro na indústria petrolífera brasileira, o estatuto proposto pela comissão galvanizou a oposição dos nacionalistas, que se organizaram em torno do Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional, em uma campanha cujo lema era “o petróleo é nosso”, e que defendia o monopólio estatal sobre a indústria. Argumentava-se que dada uma relação entre prêmio e risco desfavorável aos investimentos no segmento *upstream*,¹⁸ em função das condições das bacias sedimentares brasileiras, as CIPs não tinham interesse em produzir petróleo no país, mas em seguir atuando e se expandindo no segmento *downstream*,¹⁹ utilizando, para tanto, o petróleo importado. Logo, apenas uma companhia estatal verticalmente integrada poderia aumentar consideravelmente a produção nacional de petróleo, na medida em que estivesse disposta a distribuir os riscos e os custos de modo a conseguir um risco/custo médio que pudesse compensar o diferencial dos segmentos.

A dinâmica criada pela bem-sucedida campanha permitiu que fosse aprovada, durante o segundo governo de Getúlio Vargas, a Lei nº 2.004 de 1953, que declarou o monopólio da União sobre a pesquisa, a lavra, o refino e o transporte de petróleo, gás e seus derivados. Esta constituiu, ainda, a Petrobras, sociedade por ações de economia mista,²⁰ com controle acionário do governo federal, que deveria executar o monopólio sobre aquelas atividades em nome da União.

18. Exploração e produção.

19. Refino, transporte, distribuição e comercialização dos derivados.

20. Embora fosse uma sociedade por ações de economia mista, não poderiam fazer parte do quadro de acionistas as empresas estrangeiras e os brasileiros natos ou naturalizados casados com estrangeiros.

O grande objetivo da Petrobras, quando de sua criação, era garantir a autossuficiência nacional, ou seja, a ampliação da oferta de petróleo, gás e derivados, de modo que a demanda interna pudesse ser atendida sem a utilização das escassas divisas do país. Entretanto, a persecução de tal objetivo defrontava-se com obstáculos consideráveis, como as condições geológicas das bacias terrestres brasileiras e o boicote das CIPs, que retaliavam as empresas que poderiam fornecer máquinas, equipamentos, serviços e tecnologia para a Petrobras. Este cenário, somado à baixa dos preços internacionais do petróleo nas décadas de 1950 e 1960, em função da redução da capacidade do cartel das “sete irmãs” de controlar os excedentes de oferta de petróleo diante da concorrência do petróleo soviético, do surgimento de novos países produtores e da ação agressiva das companhias independentes, levaram a empresa a optar por concentrar seus esforços na expansão do parque de refino, entendido como elo central da verticalização petrolífera.²¹ Do ponto de vista da capacidade tecnológica, a estatal brasileira aproveitou a emergência das independentes para romper o cerco levantado pelas CIPs, assinando convênios de cooperação e de transferência de tecnologia com os novos atores que se fortaleciam (PINTO, 2011).

No governo do presidente João Goulart, em 1963, o monopólio estatal foi estendido às importações de petróleo e derivados, que até então eram atividades abertas à iniciativa privada. As vantagens desta medida logo se manifestaram: a centralização das importações em uma grande empresa aumentava o poder de negociação da mesma, que conseguia preços de compra mais vantajosos. Enquanto as refinarias privadas compravam o barril de petróleo por US\$ 2,48, a Petrobras passou a fazer o mesmo por US\$ 2,21 (ODELL, 1968). Além disso, a decisão acrescentava um fator de escala nas operações, permitindo a adoção de uma política unificada de transportes. Ao fim e ao cabo, o país economizava divisas e aumentava sua margem de manobra frente às companhias internacionais.

Instaurado o regime militar, a Petrobras aprofundou a política que deixava em segundo plano os investimentos em exploração e produção. Para tanto, foi fundamental a reforma administrativa de Hélio Beltrão (Decreto-Lei nº 200 de 1967), que conferiu maior autonomia às empresas estatais. Sem sofrer tanta pressão das autoridades governamentais, a Petrobras pôde optar pelo seu fortalecimento por meio do desenvolvimento dos setores de refino e distribuição. A partir de 1967, quando se inaugura o chamado

21. O refino é o “elo central da cadeia [petrolífera], por ser esta atividade o pivô viabilizador da estratégia de ‘linha reta’ da indústria, para frente (transporte-distribuição de derivados, incluindo nafta, produto básico para viabilizar a indústria petroquímica) e para trás (pesquisa-prospecção-produção)” (ALVEAL, 1994, p. 89).

“milagre econômico brasileiro”, os investimentos em exploração e produção diminuíram de forma considerável, saindo do patamar de 52,5% dos investimentos totais da empresa, para alcançar o de 24,2% em 1971. Com isto, houve a estagnação da produção interna de petróleo e o aumento da dependência do produto importado. Malgrado este efeito, a Petrobras se fortaleceu, já que privilegiou a expansão dos setores mais rentáveis, o que foi importante para permitir o autofinanciamento de seus projetos. Em pouco tempo, a empresa passou a atuar, ainda, em atividades não garantidas pelo regime de monopólio, para as quais foram criadas as seguintes subsidiárias: Petroquisa (1967), para a petroquímica; Petrobras Distribuidora (1971); Braspetro (1972), para exploração e produção no exterior; Interbras (1976), *trading company*; Petrofértil (1976), para fertilizantes; e Petromisa (1977), para extração de cloreto de potássio.

Em 1973, as transformações no sistema financeiro internacional, a restrição da capacidade ociosa dos principais produtores e a Guerra de Outubro deflagraram o primeiro choque do petróleo, com o preço do petróleo tendo sido quadruplicado em apenas três meses, passando de pouco menos de US\$ 3 o barril para US\$ 12.

O choque afetou diretamente o Brasil, criando constrangimentos ao processo de crescimento econômico em curso. Como resposta, o governo brasileiro lançou mão do II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), que concentrava boa parte de suas preocupações na questão energética. Neste momento, na área petrolífera, três decisões ganharam relevo: *i*) a reorientação dos investimentos em exploração e produção, privilegiando a plataforma marítima, em função das descobertas de petróleo na Bacia de Campos, em 1974; *ii*) a instituição, em 1975, dos “contratos de prestação de serviços com cláusula de risco”, primeiro ensaio de abertura da indústria do petróleo para o capital externo, na medida em que permitia que a Petrobras contratasse empresas estrangeiras para a exploração de petróleo – o objetivo alegado era acelerar a produção interna de petróleo; e *iii*) a intensificação da atuação internacional da Petrobras, seja na exploração e produção em países exportadores (Braspetro) – com o objetivo de aumentar a segurança no suprimento externo de petróleo –, seja na comercialização (Interbras) com a estatal utilizando seu poder de grande compradora para impulsionar uma política de troca de produtos – *counter* ou *barter trade* – com os países fornecedores, estimulando a entrada dos produtos manufaturados e das grandes empreiteiras brasileiras na América do Sul, na África e no Oriente Médio, o que ajudava aliviar as restrições externas (PINTO, 2011).

A partir de 1975, a Petrobras teve que enfrentar forte campanha “antiestatizante”, liderada por federações patronais e por veículos de comunicação influentes, contrários à expansão das estatais durante o regime militar. Embora não fosse totalmente exitosa, a campanha conseguiu do governo a adoção de medidas que frearam os projetos de investimentos de boa parte das estatais, uma vez que, restringiu as possibilidades de crédito dos setores público e privado nacional para elas (Resolução nº 445 do Banco Central e Resolução Presidencial de 29 de setembro 1977).²² Neste mesmo período, instituiu-se que a Petrobras deveria pagar imposto de renda com alíquota de 30%, além de ter proibida a retenção da parte dos dividendos que devia à União. Tratava-se do início do período de dificuldades para as empresas estatais, que se aprofundou durante as décadas seguintes, na esteira dos acontecimentos que levaram à assunção de um novo ideário sobre a atuação do Estado na economia.

No final de 1979 e início da década de 1980, logo após o segundo choque do petróleo, o aumento dos juros norte-americanos deflagrou a crise das dívidas externas dos países em desenvolvimento, o que repercutiu de maneira bastante profunda em toda a América Latina.

As empresas estatais brasileiras foram muito afetadas por esse novo quadro. Em primeiro lugar, na década de 1970, com as baixas taxas internacionais de juros reais (com cláusulas de juros flutuante) e com as restrições ao financiamento privado e público interno para as estatais, estas tomaram empréstimos no exterior. Particularmente durante o II PND (1974-1979), as estatais foram estimuladas a se endividarem diretamente no exterior já que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) deixou de financiá-las. Em segundo lugar, diante dos desequilíbrios provocados pelos ajustes econômicos, os governos lançaram mão das estatais como instrumento para estabilização macroeconômica de curto prazo, sobretudo por meio da política de preços administrados.

A despeito disso, a Petrobras conseguiu superar o momento difícil sem fragilizar sua estrutura. Três fatores que pesaram a seu favor. Primeiro, a grande capacidade de autofinanciamento: malgrado o choque dos juros, as despesas com encargos financeiros

22. A Resolução nº 445 do Banco Central limitava os empréstimos para entidades controladas direta ou indiretamente pelo setor público para apenas 8% do total das aplicações em moedas nacionais dos bancos de investimento. A Resolução Presidencial de 29 de setembro de 1977 proibia os ministérios de recorrer ao sistema financeiro privado interno para financiar programas de investimento de órgãos ou empresas a ele subordinados sem permissão prévia da Secretaria de Planejamento. Ver Alveal (1994).

subiram muito pouco no período de 1980 a 1982, de 1,13% para 2,53% de seus gastos totais, ao contrário da trajetória de outras estatais – como a Eletrobras e a Siderbras –, em que o crescimento destes encargos foi, respectivamente, no mesmo período, de 29,5% para 80,9% e de 10,9% para 48,5% (ALVEAL, 1994). Segundo, o caráter verticalmente integrado da estatal e a dinâmica conglomerada do grupo Petrobras: o grupo, por controlar mais de 50 empresas em âmbito nacional e internacional, envolvendo não apenas os segmentos *upstream* e *downstream*, mas também as atividades das subsidiárias, havia flexibilidade na defesa da taxa de lucro,²³ já que a queda de receitas de uma empresa poderia ser amortecida pelo desempenho de outra. Terceiro, o êxito no projeto de crescimento da produção interna de petróleo: o aumento e a reorientação dos investimentos em exploração e produção permitiram o rompimento com a estagnação da produção interna, de modo a diminuir a importância do petróleo importado na estrutura de custos e impedir excessos disfuncionais na política contencionista de preços.²⁴ Logo, a Petrobras conseguiu legitimidade para que o monopólio estatal fosse garantido pela Constituição Federal de 1988 (CF/88), que também estabeleceu o fim dos contratos de risco. Com isto, qualquer mudança substancial nos marcos regulatórios da indústria do petróleo passou a depender da aprovação de emendas constitucionais.

A eleição de Fernando Collor de Mello, em 1989, deu fôlego às medidas de liberalização, privatização e abertura, iniciadas no final do governo José Sarney, durante a gestão de Mailson da Nóbrega no Ministério da Fazenda. Em seu primeiro dia de governo, Collor editou a Medida Provisória (MP) nº 155 de 1990, transformada, mais tarde, no Programa Nacional de Desestatização (PND). Conquanto não tenha manifestado a pretensão de privatizar as empresas de grande porte e prestígio, o programa sinalizava para uma tendência que se fortalecia rapidamente. Em 1991 e 1992, a Petrobras já se tornou alvo da nova política. Dado o monopólio constitucional sobre as atividades tradicionais, as subsidiárias da empresa foram as primeiras afetadas: enquanto a Petromisa e a Interbras foram comercialmente dissolvidas, as participações nas empresas das indústrias de petroquímico e de fertilizantes foram incluídas no PND. Na imprensa, já se aventava a possibilidade de privatizar a Petrobras. Para tanto, os defensores desta ideia argumentavam que o monopólio estatal deveria ser deixado de lado na Revisão Constitucional de 1993-1994. Não obstante a pressão dos interessados, a revisão não alterou os termos da CF/88 (LIMA, 2008).

23. *Idem, ibidem.*

24. *Idem, ibidem.*

3.1 LEI DO PETRÓLEO DE 1997

Apenas nos governos de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) mudanças mais profundas foram introduzidas. O presidente completou a abertura da indústria de petróleo no Brasil e os defensores desta política argumentavam que sozinha, e sem aumentar sua capitalização e eficiência em um ambiente competitivo, a Petrobras não teria condições de realizar os investimentos necessários em exploração e produção, dado o elevado custo relativo das atividades na plataforma marítima. É importante destacar que, diferentemente do ocorrido em outros setores de infraestrutura, não houve uma política privatista radical da indústria de petróleo pelos seguintes motivos: maior solidez da Petrobras em relação às demais empresas estatais; restrições políticas e jurídicas; e caráter “tardio” da abertura, quase concomitante com a inflexão dos preços internacionais do petróleo, que haviam chegado ao seu piso em 1998. No que diz respeito às restrições políticas, cabe-se ressaltarem as negociações que precederam a aprovação da Emenda Constitucional nº 5, que, em novembro de 1995, alterou o Artigo 177 da CF/88, estabelecendo que a União poderia contratar empresas privadas para a exploração, a produção, o refino, a importação, a exportação e o transporte de petróleo (PINTO, 2011).

Em relação às discussões sobre a emenda no Senado Federal, muitos parlamentares condicionaram o voto favorável à proibição da privatização da Petrobras (Emenda Ronaldo Cunha Lima). O líder do governo no Senado, entretanto, rejeitou esta proposta. Diante do impasse, José Sarney, então presidente deste órgão, solicitou do presidente da República que, antes da votação da emenda, assumisse o compromisso por escrito de que, depois da votação, não iria promover a privatização da maior estatal brasileira. Em 9 de agosto de 1995, o presidente da República apresentou um documento garantindo que o controle acionário da empresa continuaria com a União.

Posteriormente, foi aprovada a Lei nº 9.478 de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, que regula as atividades vinculadas ao petróleo e gás. Três pressupostos marcaram a elaboração da lei: *i*) o petróleo só era estratégico para os grandes produtores do Golfo Pérsico; *ii*) os preços internacionais tendiam à queda; e *iii*) os custos de produção no Brasil eram relativamente altos. Neste sentido, o marco regulatório de 1997 foi desenhado para garantir a participação do capital privado na exploração e remunerar as empresas que assumissem os riscos exploratórios. Por isso, optou-se pelo estabelecimento de contratos de concessão e de um regime fiscal relativamente favorável aos investidores.

De acordo com a legislação brasileira de 1997, cabe à Agência Nacional de Petróleo (ANP) organizar as licitações em que as empresas interessadas concorrem pelos blocos disponíveis.²⁵ A seleção é feita com base nas ofertas apresentadas pelas corporações: *i*) o bônus de assinatura, valor em dinheiro oferecido pelo bloco; *ii*) o programa exploratório mínimo; e *iii*) o compromisso com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional – declaração de conteúdo nacional. Ao fim do processo, a própria ANP, em nome da União, celebra o contrato de concessão com a empresa vencedora. Neste regime, a repartição da renda gerada pelas atividades do segmento *upstream* está baseada em dois instrumentos de política fiscal: os não contratuais e os contratuais. Os primeiros são os impostos do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), enquanto os contratuais são os pagamentos de *royalties* (a alíquota varia de 5% a 10%), bônus de assinatura (varia de acordo com o bloco exploratório), participação especial sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade (varia de 10% a 40%) e pagamento pela ocupação de área. Em 2010, estavam em operação 47 concessionárias de exploração e produção: 17 nacionais e 30 estrangeiras. A que mais se destaca, porém, é a própria Petrobras, na medida em que há uma preferência por parte das empresas de se unirem à estatal brasileira por meio de consórcios, compartilhando o risco e aproveitando sua experiência na exploração e na produção, sobretudo em águas profundas.

Impactada pelas mudanças de 1995 e 1997, a Petrobras também passou por uma reestruturação considerável. Em 1998, ocorreu a chamada Rodada Zero – conjunto de negociações realizadas após a promulgação da Lei do Petróleo de 1997 – para definir a participação da empresa após a abertura do mercado de exploração e produção. Foram ratificados os direitos da estatal brasileira sobre 115 blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento, onde a empresa já tinha realizado muitos investimentos. Um ano mais tarde, ocorreu a primeira grande reforma estatutária da empresa, que alterou seus padrões de governança: *i*) a Diretoria Executiva passou a ser nomeada pelo Conselho de Administração e este pela Assembleia Geral de Acionistas; *ii*) foram eliminadas todas as restrições à detenção de ações ordinárias – com direito a voto por minoritários; *iii*) os diretores executivos deixaram de pertencer ao conselho, o presidente do conselho deixou de ser o presidente da companhia e o número de integrantes deste foi reduzido de 12 para nove; e *iv*) ficou estabelecido o direito dos acionistas minoritários elegerem um membro do Conselho de Administração. Em seguida, foram realizadas duas ofertas públicas de ações ordinárias e preferenciais, com o objetivo de expandir a base de acionistas e capitalizar a empresa.

25. Mais tarde rebatizada para Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Lei nº 11.097 de 2005.

Em 2000, o governo federal vendeu 179.636.300 ações ordinárias (com direito a voto), 28,48% do total, com uma arrecadação para o Tesouro Nacional de R\$ 7,2 bilhões em valores correntes. O preço ficou em R\$ 43,07 ou US\$ 24 no exterior por lote de 1 mil ações. A valorização das ações negociadas no mercado interno nos primeiros 30 dias chegou a 50%, depois que o mercado tinha jogado para baixo o valor das ações da Petrobras nos dias que antecederam ao leilão (IPEA, 2000). Pouco mais de 60% das ações foram vendidas no mercado externo. No ano seguinte, o BNDES ofereceu 41.381.826 de suas ações preferenciais, de um total de 451.935.669 ações da mesma natureza.²⁶ Com estas e outras mudanças, a participação da União no capital social da empresa diminuiu de 47% para 32,2%, no período de 1992 a 2008, embora continue com controle majoritário das ações ordinárias, com direito a voto, em que a porcentagem da União diminuiu de 81% para 55,7% no mesmo período. As ações da Petrobras se tornariam uma das mais comercializadas na Bolsa de Nova Iorque e a empresa ocupou o posto de empresa de maior valor de mercado do Brasil. O lucro líquido da companhia passou de R\$ 4,67 bilhões em 2000 – em valores constantes corrigidos pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) de 2008 – para R\$ 33 bilhões em 2008. É importante destacar que, no Memorando de Política Econômica elaborado em função do Acordo Stand-By junto ao Fundo Monetário Internacional em 1998-1999, o governo manifestou sua disposição de “vender o restante de suas ações não votantes na Petrobras”.²⁷

Em linhas gerais, avalia-se que o governo não alcançou seu objetivo em função do desgaste político gerado por outros programas de privatização e das mudanças no cenário petrolífero internacional, com o início da escalada dos preços, a partir de 2001, tornando mais questionável o argumento de que a venda das ações seria o caminho para a capitalização da empresa.

As mudanças realizadas a partir da aprovação da Lei do Petróleo de 1997 também impactaram a atuação internacional da Petrobras. Na década de 1970, a prioridade era garantir o suprimento, e os investimentos se concentraram no segmento *upstream* das grandes regiões produtoras de petróleo barato – Oriente Médio e África do Norte – e da Colômbia. Mais tarde, a abertura de mercados para a obtenção de tecnologia levou a empresa brasileira a iniciar suas atividades exploratórias no Mar do Norte e no Golfo do México (Estados Unidos). No fim da década de 1990 e no início da de 2000, o que

26. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/ri/port/InformacoesAcionistas/EvolucaoCapitalSocial.asp>>.

27. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/fmi/fmimpe02.asp>>.

impulsionou a estratégia de internacionalização da Petrobras não foi a necessidade de suprimento nem questões tecnológicas, mas a busca por novas reservas, uma vez que as reservas brasileiras não seriam mais exclusivamente de sua responsabilidade. Ganhou relevância, então, os investimentos na América do Sul, em função da proximidade geográfica e da sinergia com outros projetos, como o de integração regional. Em 2002, a estatal brasileira adquiriu a maior empresa de petróleo independente do subcontinente, a argentina Perez Companc, o que permitiu que seus negócios estendessem-se para o Equador, o Peru e a Venezuela. Na América do Sul, depois de outras aquisições de menor porte e da celebração de acordos interempresas, a Petrobras só não atua na Guiana e no Suriname (tabela 2).

TABELA 2
Presença da Petrobras na América do Sul

	Petróleo						Gás natural				
	Exploração	Produção	Refino/ processamento	Transporte	Comercial	Distribuição	Exploração e produção	Refino/ processamento	Transporte	Comercial	Distribuição
Argentina	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Bolívia			x	x	x	x	x	x	x		
Brasil	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x
Chile					x	x					
Colômbia	x	x									
Equador	x	x		x							
Paraguai						x					
Peru	x	x				x					
Uruguai				x	x	x					x
Venezuela	x	x									

	Petroquímica e fertilizantes					Energia elétrica			
	Exploração e produção	Processamento	Transporte	Comercial	Distribuição	Exploração e produção	Transmissão	Comercial	Distribuição
Argentina	x	x	x	x	x	x			
Bolívia									
Brasil	x		x	x	x	x	x	x	x
Chile									
Colômbia									
Equador									
Paraguai									
Peru									
Uruguai				x	x				
Venezuela									

Fonte: Petrobras (2009).

Elaboração própria.

Recentemente, com a ascensão de governos cujos projetos de desenvolvimento implicaram alterações nas políticas de abertura das indústrias de hidrocarbonetos,²⁸ a Petrobras tem reestruturado suas operações. A situação expressa grande desafio para a empresa. Em um primeiro momento, alguns de seus dirigentes tentaram atuar no sentido de auxiliar os países vizinhos na reconstrução de suas estatais, de modo a diminuir a assimetria de informação desfavorável aos países produtores e, com isso, impulsionar o alinhamento das operações petrolíferas com os interesses do Estado hospedeiro. Depois, já em função do descobrimento de gigantescas reservas na camada do pré-sal (como será visto adiante) e do desenrolar da crise hipotecária de 2007, a Petrobras decidiu reavaliar suas políticas de internacionalização, abandonando a estratégia anterior e diminuindo significativamente as perspectivas de investimentos nos países que alteraram as “regras do jogo” em favor do Estado e do público – saída do Bloco 18 e do Campo Unificado de Palo Azul (Equador) e desistência do campo de Carabobo da Faixa Petrolífera do Orinoco (Venezuela). Apesar disso, vale destacar que, até o momento, em nenhuma outra região do mundo a Petrobras tem atividades em tantas fases da cadeia produtiva (PINTO, 2011).

A partir de 2003, a Petrobras passou a atuar de forma mais ousada nas disputas para aquisição dos blocos concedidos pela União. Ao se analisar o perfil de atuação da estatal nas oito primeiras rodadas de licitação organizadas pela ANP, nota-se uma substancial diferença entre a política adotada pela empresa entre os governos 1995-2002 e 2003-2009. No primeiro, a companhia adquiriu a concessão de 40,4% dos 88 blocos arrematados, enquanto no segundo ela conseguiu a concessão de 62,43% dos 544 blocos arrematados.²⁹

Em abril de 2006, no lançamento da P-50, a maior plataforma brasileira, o país comemorou a conquista da autossuficiência na produção de petróleo, alcançando o objetivo que deu origem à Petrobras (tabela 3).

28. Venezuela, Argentina, Bolívia e Equador.

29. As informações referentes aos resultados das rodadas podem ser encontradas na página eletrônica <<http://www.anp.gov.br>>.

TABELA 3
Dependência externa de petróleo e seus derivados
 (Em mil m³ por dia)

Especificação	Dependência externa de petróleo e seus derivados									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produção de petróleo (a) ¹	211,9	238,4	246,8	244,6	272,3	287,6	291,4	301,9	322,6	339,8
Importação líquida de petróleo (b) ²	48,7	23,1	16,2	36,9	16,6	-1,2	2,5	-3,9	-21,1	-46,5
Importação líquida de derivados (c)	7,2	5,0	-5,1	-11,1	-13,9	-9,0	-4,6	5,3	2,1	37,2
Consumo aparente (d)=(a)+(b)+(c)	267,8	266,4	257,9	270,5	275,0	277,4	289,3	303,3	303,7	330,5
Dependência externa (e)=(d)-(a)	55,8	28,0	11,1	25,9	2,7	-10,2	-2,1	1,4	-18,9	-9,3
Dependência externa (e)/(d) %	20,9	10,5	4,3	9,6	1,0	-3,7	-0,7	0,5	-6,2	-2,8

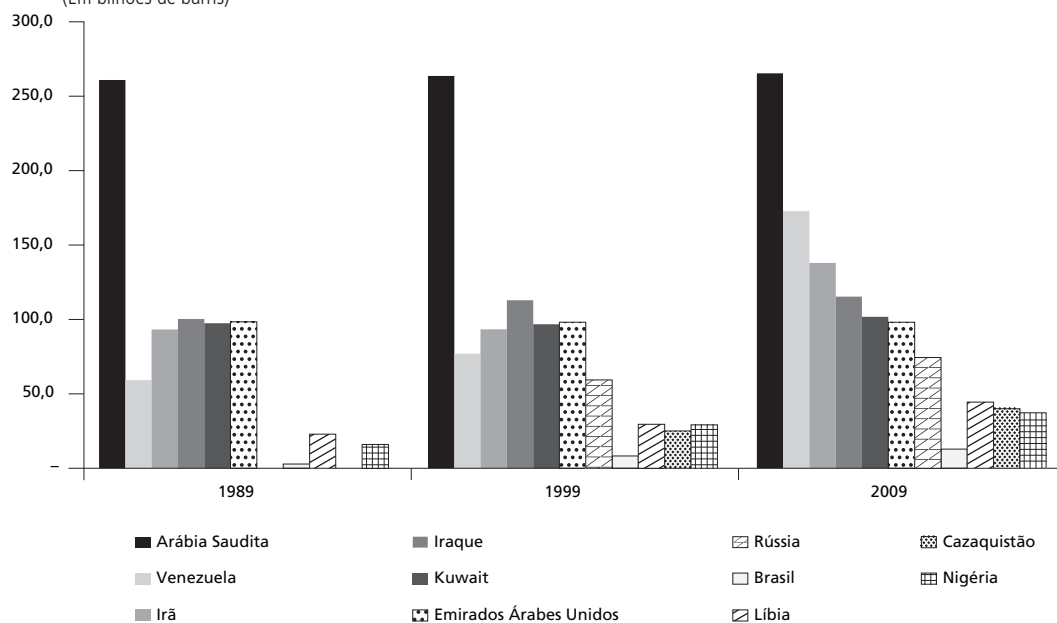
Fonte: ANP e MDIC.

3.2 PRÉ-SAL

Em agosto de 2006, como resultado de um trabalho de engenharia, a Petrobras, lidando um consórcio com a British Gas e a Partex, encontrou petróleo no poço RJS-628 A – mais tarde denominado Tupi –, depois de perfurar mais de 5 mil metros desde a superfície do mar, atravessando uma camada de sal. As análises indicaram reservas do campo entre um intervalo de 5 bilhões de barris e 8 bilhões de barris de petróleo. O êxito levou à perfuração de mais poços, com destaque para Yara, na Bacia de Santos, com intervalo de 3 bilhões de barris a 4 bilhões de barris, e para Baleias, na Bacia de Campos, com intervalo de 1,5 bilhão de barril a 2 bilhões de barris. Estas descobertas revelaram o início de uma nova realidade geológica para o Brasil e para a indústria petrolífera internacional: a província do pré-sal, mapeada em uma região que vai do Norte de Santa Catarina ao Sul do Espírito Santo.

Embora todo o potencial do pré-sal ainda não tenha sido mapeado, o reconhecimento desses primeiros poços já catapultou as reservas de petróleo do país para um lugar entre as maiores do mundo, conformando um lastro que pode fortalecer a inserção internacional autônoma reivindicada pelo Brasil.

GRÁFICO 3
Maiores reservas provadas
(Em bilhões de barris)

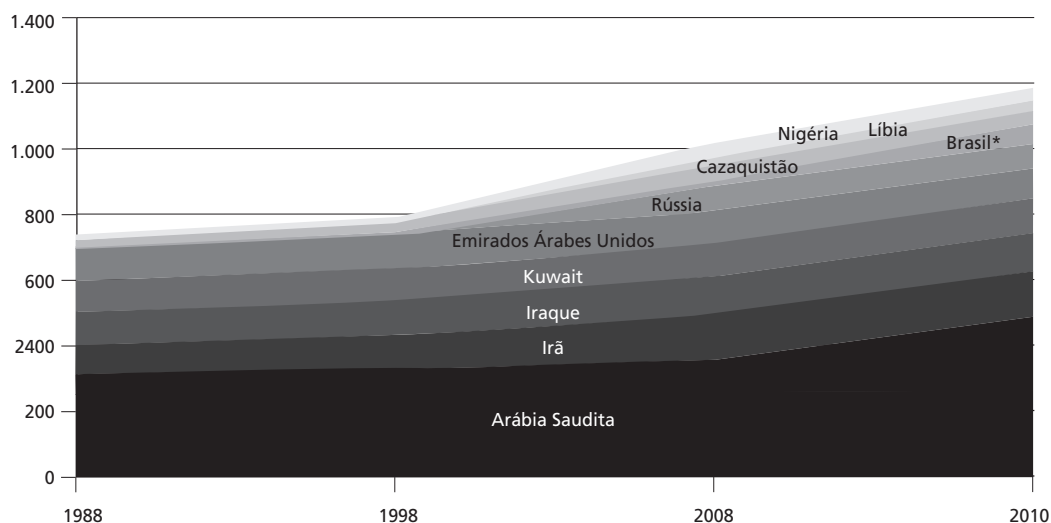


Fonte: BP (2009) e OPEC (2011).

O aumento das reservas potenciais representa uma nova perspectiva para o Brasil, na medida em que consolida a superação definitiva do que já foi uma das mais importantes vulnerabilidades externa do país – a necessidade de importar petróleo – e abre a perspectiva de um potencial exportador significativo.

Dos 16 poços perfurados pela Petrobras na camada do pré-sal até 2010, todos indicaram a existência de petróleo. Ainda que as áreas do pré-sal continuem exigindo intensos investimentos para seu desenvolvimento, e, portanto, envolvam riscos significativos de performance, de preços, de custos e de mudanças regulatórias, seus riscos exploratórios são muito menores que em áreas desconhecidas. Esta é, também, uma característica importante da indústria de petróleo, em que a informação sobre uma determinada área modifica seu valor, como resultado da redução significativa das incertezas associadas ao desenvolvimento dos seus reais potenciais.

GRÁFICO 4
Maiores reservas de petróleo provadas e potenciais
 (Em bilhões de barris)



Fontes: BP (2009; 2011) e estimativas próprias baseadas em informações da ANP.

3.2.1 Novo marco regulatório

Existem três “modelos ideais” de regime de exploração petrolífera: *i)* contrato de serviço, todo o risco é do governo, que simplesmente remunera um prestador de serviço – justifica-se quando o custo de exploração é próximo a zero, caso do Oriente Médio; *ii)* partilha, os riscos e a captura da renda são distribuídos proporcionalmente ao aporte de capital da empresa privada e do governo; e *iii)* concessão, a empresa recebe o direito de exploração e de produção de determinada área por tempo definido, pagando impostos e taxas definidas previamente.

São dois os critérios básicos para a escolha. Em primeiro lugar, a capacidade de arrecadação, ou seja, da apropriação pública da renda petrolífera. Em segundo lugar, a capacidade de o Estado exercer seu controle sobre a exploração e o gerenciamento das reservas, não menos importante, sobretudo quando se trata da magnitude do negócio envolvido no pré-sal. Neste ponto, a discussão se concentra em torno do ritmo da exploração, pois pode haver diferenças entre os interesses privado e público, tal como definido no âmbito da contribuição que o pré-sal deveria dar ao desenvolvimento do país. Outra questão relacionada ao gerenciamento das reservas diz respeito à estratégia diante da cadeia de produção *upstream* e *downstream*. Por exemplo, a escolha entre a exportação de produtos brutos ou a busca de agregação de valor interno.

Os investidores internacionais avaliam a estabilidade de regras como requisito para conferir credibilidade ao marco regulatório de um país. Realizar mudanças regulatórias, porém, não necessariamente diminui a confiabilidade necessária para o ambiente de negócios. O pré-sal constitui, neste sentido, um fato novo, não só do ponto de vista quantitativo, mas também do qualitativo, o que justifica a reavaliação do marco regulatório.

A argumentação para mudar o marco regulatório está ligada à avaliação da justificativa do modelo de concessão. Cabe aqui lembrar o que a CF estabelece: a União pode contratar empresas estatais ou privadas, e as condições para tal contratação seriam definidas por lei. A Lei do Petróleo nº 9.478 de 1997, estabeleceu como única forma possível a concessão precedida de licitação. O Artigo 26 desta lei determina que a concessionária tenha como obrigação explorar, por sua conta e risco, e “(...) em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos (...)”. Como mencionado, a principal justificativa da lei era que a atividade envolvia grande risco de exploração e era dispendiosa. Requeria, portanto, investimentos privados para assumir o risco, ou seja, o regime de concessão à empresa privada serviria para viabilizar o financiamento da produção e da exploração, diante do risco exploratório.

Com o pré-sal, essas questões colocam-se em outro patamar. Em primeiro lugar, o risco exploratório com o pré-sal é baixo. Em segundo lugar, os campos são grandes, bem maiores que os que haviam sido explorados. Em terceiro lugar, há uma mudança estrutural no preço do petróleo, que, na época da Lei do Petróleo, estava abaixo de US\$ 20 por barril. Após a crise financeira, e ainda com o mundo em recuperação, este flutua acima de US\$ 70 por barril. Em quarto lugar, o argumento dialoga diretamente com a suposta dificuldade de mobilizar os recursos necessários, sendo exatamente a propriedade das reservas que garante o acesso ao financiamento para a exploração. Afinal, a iniciativa privada não mobilizaria os recursos necessários por meio de capital próprio, mas iria pelo mesmo caminho. Em quinto lugar, as mudanças estão sendo propostas por um governo que, ao longo dos oito anos, em dois mandatos, já apresentou suficientes demonstrações de respeito aos contratos para os mercados financeiros e os investidores produtivos internacionais. Em sexto lugar, a reavaliação dos marcos regulatórios é uma tendência generalizada nos países produtores, diante do impacto do aumento estrutural do patamar dos preços, e refere-se ao que realmente importa: a apropriação da renda petrolífera.

O debate sobre o papel do Estado na estratégia nacional de desenvolvimento passa todos esses pontos. Cabe enfatizar que o risco da “maldição de petróleo” está ligado à estratégia de exploração, para a qual o marco regulatório é um dos fatores centrais. O primeiro passo para a reforma do marco regulatório foi dado em dezembro de 2007, com a retirada de 41 blocos da nona rodada de licitação por meio da Resolução nº 6 de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O governo federal optou ainda por não propor mudanças nas áreas já concedidas no pré-sal.³⁰ De fato, parte significativa do pré-sal já foi licitada. Da área total mapeada do pré-sal, 28% já estão concedidos para a exploração.³¹ A Petrobras possui mais de 60% destas concessões. Entre as empresas participantes estão: BG, ExxonMobil, Hess, Galp, Petrogal, Repsol e Shell. Apenas o campo BM-S-22 é operado por outra empresa, no caso a ExxonMobil. Ainda assim a Petrobras atua como sócia. A propriedade da União será restabelecida somente nas áreas não licitadas.

Em 31 de agosto de 2009, o governo enviou quatro projetos de lei para serem apreciados pelo Legislativo – todos referentes ao pré-sal: *i*) sobre o sistema de partilha de produção; *ii*) sobre a criação de uma nova estatal – inicialmente chamada de PetroSal, depois rebatizada de Pré-Sal S/A; *iii*) sobre a formação de um fundo social (Fundo Soberano Social do Brasil); e *iv*) sobre a cessão onerosa do direito de exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas do pré-sal, à Petrobras, até o limite de 5 bilhões de barris, além da possibilidade de o governo participar de uma operação de capitalização da companhia. O primeiro projeto (Projeto de Lei – PL nº 5.938 de 2009) prevê que, nas áreas ainda não licitadas do pré-sal, vigora um sistema de contratos de partilha de produção. Nestes, os riscos são assumidos pelas empresas contratadas, os quais são ressarcidos apenas se fizerem descobertas comerciais. O ressarcimento é feito em óleo (custo óleo). A produção excedente (lucro óleo) é repartida entre a União e as contratadas. Por acumular determinada quantidade de petróleo, cabe a União gerir este recurso da maneira que achar política e economicamente mais interessante para o desenvolvimento do país. A União pode celebrar os contratos de duas formas: exclusivamente com a Petrobras (100%) ou a partir de licitações, com

30. O Artigo 3º da Resolução nº 6 de 2007 do CNPE determina: “(...) a rigorosa observação dos direitos adquiridos e atos jurídicos perfeitos, relativos às áreas concedidas ou arrematadas em leilões da ANP”.

31. De acordo com dados da Petrobras, a área total da província do pré-sal é de 149.000 km² e a área já concedida corresponde a 41.772 km² (Petrobras, 2009).

livre participação das empresas, atribuindo-se a operação e uma porcentagem de pelo menos 30% no consórcio para a Petrobras, sendo esta empresa em todos os casos a operadora. Como operadora, a Petrobras conduz os projetos de exploração e produção, providenciando os recursos humanos e materiais para a execução das atividades.

O segundo projeto (PL nº 5.939 de 2009), sancionado pelo presidente da República em 2 de agosto de 2010 (Lei nº 12.304), é o da nova estatal, Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), com capital 100% estatal, criada para representar os interesses da União nos contratos de partilha. Embora não participe como investidora dos projetos de exploração e produção, está presente nos comitês operacionais que definem as atividades dos consórcios. Cabe à nova estatal monitorar e auditar os custos e os investimentos, gerindo, ainda, os contratos de comercialização do petróleo e gás da União. O papel desta empresa é crucial em um modelo de partilha devido ao mecanismo de ressarcimento dos custos (custo óleo), antes de dividir a produção. O mecanismo induz o aumento do custo – deslocando custos para a conta do custo petróleo.

A experiência na Rússia com os contratos de partilha (*production sharing agreements*), criados no fim dos anos 1990 para atrair as empresas privadas para a exploração na Sibéria – envolvendo Shell e Exxon –, passaram por uma revisão crítica durante o governo Vladimir Putin, quando se detectaram aumentos de custos muito acima das previsões (SCHUTTE, 2010, p. 26). Por isso a necessidade de um controle dos custos da operação em defesa do interesse da União. A Petrobras sendo uma empresa de economia mista, não poderia representar o Estado. No caso da ANP, haveria um conflito de interesses, uma vez que, ao assumir esta tarefa, seria parte da operação e, ao mesmo tempo, reguladora e juíza de eventuais conflitos.

Com as preocupações quanto aos possíveis efeitos de uma sobrevalorização da taxa de câmbio, em função de repentina entrada de divisas, o terceiro projeto (PL nº 5.940 de 2009) visa criar um fundo social, ou seja, uma instituição que gerencie parcela significativa dos recursos gerados pela produção e exportação do pré-sal, de forma a maximizar os benefícios para o desenvolvimento nacional a partir de uma visão de médio-longo prazo.

No quarto projeto (PL 5.941 de 2009), previa-se um mecanismo para garantir a capitalização da Petrobras, para fazer frente aos investimentos necessários à exploração

inicial do pré-sal. Foi o primeiro dos quatro projetos a ser aprovado pelo Congresso e sancionado pelo presidente da República, em 30 de junho de 2010 (Lei nº 12.276 de 2010). Esta lei garante a cessão onerosa de direitos que a União poderá ceder à Petrobras, como o direito de exploração e produção, por sua conta e risco, sem licitação, em determinadas áreas do pré-sal, no limite máximo de até 5 bilhões de barris de petróleo. Concomitantemente à cessão onerosa, a empresa pode aumentar seu capital, autorizando a União a subscrever ações do capital social da companhia e integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. A empresa pode, por sua vez, utilizar os mesmos títulos advindos da capitalização para pagar a União, pela cessão onerosa dos direitos de exploração e produção. Observe-se que o valor total dos barris é equivalente ao que a União terá de aportar para manter sua fatia na empresa (32%). Deve-se a isto a sensibilidade causada pelo processo de definição – pelo CNPE – do preço pelo qual os 5 bilhões de barris seriam vendidos à estatal, e também as dúvidas que surgiram no mercado com relação à capacidade de organizar esta megaoperação no prazo estabelecido – que foi até 30 de setembro de 2010, na véspera das eleições presidenciais. Sempre foi explicitada a possibilidade, caso não houvesse um exercício do direito de compra total dos demais acionistas, que a União pudesse exercer o restante, o que significaria um aumento de sua participação no capital e no resultado da Petrobras. O aumento da participação estatal na Petrobras não foi colocado explicitamente como objetivo, embora isto fosse quase implícito à operação, dado que, em um contexto de crise econômica internacional, a participação dos acionistas estrangeiros poderia ter sido ainda menor do que foi.

A operação de vendas das ações da Petrobras foi lançada em 24 de setembro de 2010, na presença do presidente da República, na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros de São Paulo (BM&FBovespa). O setor estatal entrou com o tesouro, com o BNDES e com o Fundo Soberano do Brasil (FSB). Houve emissão de lote suplementar ainda em outubro. A soma total da operação foi de R\$ 120,48 bilhões, maior emissão mundial, que colocou a Petrobras como a quinta maior empresa do mundo em valor de mercado (tabela 4).

TABELA 4
Maiores empresas do mundo por valor de mercado

Posição 2011	Posição 2010	Empresa	País	Setor	Valor de mercado ¹
Primeira	Segunda	Exxon Mobil	Estados Unidos	Petróleo	417,16
Segunda	Primeira	PetroChina	China	Petróleo	326,19
Terceira	Quinta	Apple	Estados Unidos	Tecnologia	321,07
Quarta	Quarta	Industrial and Commercial Bank of China	China	Financeiro	251,07
Quinta	Décima Terceira	Petrobras	Brasil	Petróleo	247,41
Sexta	Sexta	BHP Billiton	Austrália/Reino Unido	Mineração	247,07
Sétima	Décima primeira	China Construction Bank	China	Financeiro	232,60
Oitava	Décima nona	Royal Dutch Shell	Holanda/Reino Unido	Petróleo	228,12
Nona	Vigésima quinta	Chevron	Estados Unidos	Petróleo	215,78
Décima	Terceira	Microsoft General Electric	Estados Unidos	Tecnologia	213,33

Fonte: FT Global 500 (2011).

Notas: ¹ Valor de mercado em 31 de março de 2011 – em bilhões de dólares.

Foram R\$ 120,25 bilhões obtidos com a capitalização e, com isso, o total das ações pulou de 8.774 bilhões para 13.044 bilhões, sendo estas compostas por 7.442 bilhões de ações ordinárias e por 5.602 de ações preferenciais. O setor estatal comprou cerca de R\$ 80 bilhões, o equivalente a 66,5% das ações vendidas. Com isso, houve de fato um expressivo aumento da participação estatal, que pulou de 39,8% para 48,3%, enquanto a parcela detida pelos estrangeiros recuou de 37,4% para 31,8%.³² O que influenciou o comportamento do investidor estrangeiro foi uma ligeira desconfiança inicial do processo, provocando um recuo de 38,8% em dezembro de 2009 para 37,4% em agosto de 2010, antes da capitalização. Mas o principal motivo deste regresso foi o impacto do Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) de 2% junto à exigência de trazer os recursos para o mercado local para participar da oferta prioritária – destinada aos antigos acionistas –, que somou R\$ 89,94 bilhões. Assim, os investidores estrangeiros se concentraram na compra de recibos de ações (ADR's) diretamente no exterior e ainda compraram 75% do lote suplementar.³³

32. *Valor Econômico*, 5 de outubro de 2010. Caderno Investimentos.

33. Não cabe neste ensaio especular sobre o futuro das ações da Petrobras após a consolidação da capitalização. Sem dúvida é preciso um olhar de longo prazo, uma vez que, em primeiro momento, o faturamento e o lucro da empresa continuam, por enquanto, no mesmo patamar, ou seja, com mesmo nível de lucro, mas patrimônio bem maior, o índice de rentabilidade da estatal cai.

3.2.2 Gerenciamento de recursos

A tabela 5 mostra um cálculo do impacto da migração do regime de concessão para o de partilha no que diz respeito à apropriação pelo poder público da renda petrolífera, deixando de qualquer forma uma margem de lucro nada desprezível para os investidores privados.

TABELA 5
Cálculo das rendas do petróleo

Cálculo das rendas do petróleo	Concessão	Partilha
Preço do barril em US\$ (A)	76,00	76,00
Royalties (B=10%*A)	7,60	7,60
Custo produção (C)	20,00	20,00
Excedente total (D=A-B-C)	48,40	48,40
PE/EP (E=20% ou 60%*D)	9,68	29,04
Lucro Privado (F=D-E)	38,72	19,36
IRPJ/CSLL (G=34%*F)	13,16	6,58
Total por barril em US\$ (B+E+G)	30,44	43,22
Fluxo anual em R\$ milhões/bilhões de barris	51.756	73.478

Fonte: Gobetti (2009) e Diretoria de Estudos Macroeconômicos (Dimac) do Ipea.

Elaboração própria.

Existe, portanto, uma discussão sobre a divisão e o gerenciamento destes recursos, mas, como mencionado, o debate sobre o gerenciamento da exploração e produção do pré-sal envolve outras questões estratégicas que dialogam com o desafio de desenvolvimento do país e sua inserção internacional. Em primeiro lugar, a questão da exportação. A Petrobras estima que, em 2020, a produção do pré-sal corresponderá a 1,815 milhão de barris diários de petróleo (mbd), ou 46% da produção total do Brasil. Este montante, somado aos 3,9 mbd que se espera que a Petrobras produza fora do pré-sal – incluindo fora do país –, e ao 1,1 mbd que se espera que as outras empresas atuantes no Brasil produzam, conformaria uma produção de 6,815 mbd em 2020. Com isso e diante das perspectivas de consumo no Brasil, a produção de 6,815 mbd geraria um excedente de cerca de 2 mbd, invertendo drasticamente o movimento tradicional da balança comercial de petróleo e derivados do país. Além disso, com os contratos de partilha do pré-sal, parte considerável do excedente será de propriedade da União, que poderá decidir se vai exportar o petróleo bruto ou seus derivados. Sem dúvida pode haver um conflito entre o mercado internacional – cujo interesse é uma exploração com maior intensidade e o mais rápido possível – e o interesse nacional de impulsionar as estratégias de desenvolvimento do país. O estudo de 2008 do Grupo de Petróleo e Gás do BNDES, coordenado por Antônio Barros de Castro, defende um modelo de controle da oferta. Um critério é garantir que o petróleo do pré-sal possa, aos poucos, financiar os altos investimentos com

a própria receita da exploração, considerando que é a velocidade da oferta que vai definir a necessidade de financiamento. Ao mesmo tempo, o ritmo de produção deve ser ditado por oportunidades produtivas em outros segmentos. Há muitas formas de explorar os bilhões de barris. Pode-se distribuir de forma planejada e gradual ao longo de 30 anos ou decidir por uma explosão da produção e depois um abrupto declínio.³⁴ Lessa (2009) questiona a estratégia do Brasil de se tornar exportador de petróleo:

não devemos ser exportadores de petróleo cru, a não ser em circunstâncias comerciais específicas, singulares e de alta conveniência para nossos planos de investimento e desenvolvimento. A parcimônia de manter nossas reservas provadas ao abrigo da fúria predatória das petroleiras-exportadoras é uma excelente aplicação financeira e uma salvaguarda de nossa economia futura (LESSA, 2009).

O autor explicita que

quanto mais conhecida e “poupada”, maior será o valor da reserva de petróleo (...) A Petrobras poderia desenvolver campos de petróleo sem colocá-los em produção; poderia “vendê-los” ao Tesouro Nacional como um lastro-petróleo superior a títulos do tesouro americano ou ouro metal (LESSA, 2010).

Contra essa argumentação, seria possível alegar a necessidade de o Brasil extrair o máximo possível de petróleo, pois se desenvolvem no mundo tecnologias alternativas com novas fontes energéticas, o que sinaliza uma progressiva redução do uso de combustíveis fósseis. Na verdade, este risco é ainda hipotético, considerando o papel que o petróleo terá ainda por várias décadas, apesar das ameaças permanentes de novas descobertas e *breakthrough* tecnológicos que possam mudar rapidamente o mercado. Sauer e Seger (2009, p. 9) argumentam que o petróleo continuará sendo de grande valor por três ou quatro décadas e levantam a hipótese de que a retirada de pré-sal do subsolo e sua conversão em moeda “pode não ser inteligente”, ainda mais se o dinheiro for aplicado como reserva brasileira em moeda estrangeira. Os autores apontam, também, a necessidade de planejar a produção do petróleo em ritmo necessário ao financiamento de um projeto de desenvolvimento econômico e social definido.

O aproveitamento do pré-sal envolve ainda uma estratégia de inserção nas cadeias produtivas, tanto *upstream* como *downstream*. No *upstream*, na fase de exploração e produção existe um poder de compra enorme que pode implicar importações ou criação da

34. Ver, também, entrevista com Barros de Castro, no jornal *O Estado de S. Paulo* de 24 de maio de 2009.

capacidade produtiva nacional. Nesta escolha é essencial a adoção de políticas públicas seletivas para aproveitar as oportunidades e garantir que o crescimento esperado qualifique a base produtiva. Aqui estão em jogo não somente as compras do equipamento como as próprias plataformas e navios, mas também os serviços especializados necessários ao longo das décadas de exploração – por exemplo, na área de logística e manutenção. Dados levantados pelo Ipea mostram que os contratos da Petrobras com as empresas internacionais têm hoje em média um valor 23 vezes superior aos contratos com as nacionais, devido à falta de capacidade tecnológica no país (NEGRI, 2010). Mais que o conteúdo local, o foco deveria ser a geração de competências tecnológicas para responder às novas demandas que precisam, por definição, ser competitivas internacionalmente e terão, portanto, o potencial de contribuir com a capacidade exportadora em segmentos de maior valor agregado. A definição de políticas adequadas enfrentará o *trade-off* entre optar por fornecimento rápido a preços menores, de um lado, e de outro, gerar capacidade própria, o que exige tempo e terá, pelo menos inicialmente, um custo maior. Assim, esta questão dialoga com as preocupações levantadas a respeito do ritmo da exploração.

No *downstream*, a discussão se concentra entre a oportunidade de exportação de petróleo cru e o investimento em capacidade de refino para poder exportar derivados. Isto posto, que se opte por exportação, considerando que esta questão se coloca independentemente do ritmo entre exploração, produção e exportação. Neste ponto, Castro questiona a opção por impulsionar a capacidade produtiva brasileira a partir da cadeia do petróleo.³⁵ O argumento é que o mercado internacional de derivados é consideravelmente menor que o de petróleo bruto. As margens de refino, isto é, o lucro gerado a partir da industrialização de um barril de petróleo bruto – transformado em gasolina, diesel e outros combustíveis –, têm sido reduzidas e devem permanecer mínimas nos próximos anos. De um lado, há uma grande capacidade de refino no Oriente Médio, onde existe uma estrutura de custo bastante inferior à do pré-sal. De outro lado, há uma estrutura de refino nos países importadores, perto do mercado consumidor e ligada a questões de segurança de abastecimento.³⁶ Fora isso, a tecnologia de refino não qualifica a base produtiva nacional. Uma alternativa seria usar os recursos de exportação do petróleo cru para investir em segmentos realmente de ponta, gerando capacidade tecnológica endógena.

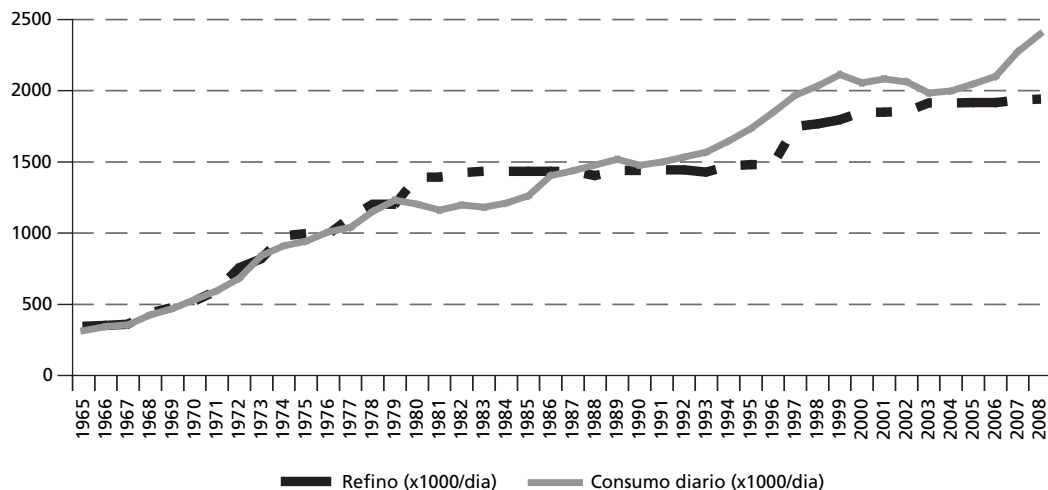
35. Palestra proferida no Ipea, em Brasília, intitulada "Crescimento *versus* rumo de desenvolvimento", em 26 de janeiro de 2010.
36. As razões apontadas são duas: *i*) o declínio na demanda global, ancorada pela crise; e *ii*) a proliferação de novas refinarias na Ásia e no Oriente Médio. Entre 2007 e 2009, o preço chegou a cair 60%. As grandes empresas do setor, como a BP, a Royal Dutch Shell, a Chevron Corp., a ConocoPhillips e a Valero Energy Corp. chegaram a reduzir suas operações em refino diante das cotações internacionais.

Importante frisar, que haverá de qualquer forma, a necessidade de ampliar significativamente a capacidade de refino para responder à crescente demanda interna, que supera esta capacidade com um consumo de derivados acima da média mundial (gráfico 5).

GRÁFICO 5

Aumento da demanda e da capacidade de refino de petróleo no Brasil

(Em barris por dia)



Fonte: BP (2009).

Destaca-se o crescimento sustentado no consumo do diesel, combustível em que o país é importador líquido. As características do óleo processado e o *hardware* das refinarias tornam mais difíceis a conciliação do volume de petróleo ofertado com a demanda por derivados, o que pressiona a balança comercial de hidrocarbonetos, colocando a necessidade de importação de petróleo leve e de alguns derivados.

Diante das perspectivas de aumento da produção e de elevação da demanda por derivados, os investimentos em novas refinarias têm sido uma das prioridades das políticas para a indústria de petróleo. A estratégia de expandir a capacidade de refino torna-se não somente necessária para buscar o equilíbrio com o crescimento da produção de petróleo, mas também para adequar o parque de refino para atender os níveis de qualidade de produtos requeridos pelo mercado. O Plano de Negócios 2010-2014 da Petrobras coloca como meta responder ao aumento na demanda de derivados no mercado interno, projetada para 2,4 mbd em 2014 e 2,8 mbd em 2020. Para isso, estão projetados investimentos da ordem de US\$ 36.8 bilhões somente para a ampliação do parque de refino, sem contar os investimentos necessários para melhorias em refinarias existentes.

3.2.3 Organização dos Países Exportadores de Petróleo e inserção externa do Brasil

Uma característica da estratégia de inserção internacional do Brasil que marcou sua atuação ativa, sobretudo a partir de 2003, foi o esforço de articular os interesses do país de forma variável, dependendo do assunto, por meio de articulações formais e informais, para aumentar seu poder de negociação. No caso do petróleo, coloca-se a avaliação com relação ao envolvimento do país com a OPEP. Em setembro de 2008, representante do Irã convidou o Brasil para se associar à organização. Criada em 1960, esta organização tem como objetivo defender os interesses dos países exportadores em suas relações com as corporações estrangeiras e com os países consumidores. Durante a década de 1970, a OPEP chegou a regular o mercado internacional de petróleo, administrando os preços e os suprimentos. Apesar disso, os conflitos entre os países-membros não foram incomuns e as condições dos anos 1980 chegaram a diminuir muito a influência da organização. Apenas em 1986, depois do choque provocado pelo aumento da produção saudita, a OPEP reestruturou sua forma de atuação: os *free riders*³⁷ tiveram de negociar com os países-membros da organização, e foi estabelecido um sistema de ajuste de produção conforme as flutuações da demanda global e as oscilações em torno de uma banda de preços. Integrada por Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita, Venezuela, Qatar, Líbia, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Nigéria, Equador e Angola, a organização atualmente detém 76% das reservas e 44,8% da produção de petróleo (BP, 2009).

Para o Brasil, o principal bônus advindo do ingresso na OPEP seria político, secundado por algumas oportunidades no campo econômico. O país teria voz e voto em um dos principais centros de decisão das relações internacionais. Com o acirramento da “corrida por recursos naturais”, o papel da organização em um mundo com poder menos concentrado tende a se fortalecer, projetando a influência dos exportadores. Atores pivô do Movimento dos Países Não Alinhados, do G 77 e da Liga Árabe, os países membros da organização também podem promover o multilateralismo ativo do Brasil, apoiando as posições do país nas principais organizações intergovernamentais. O adensamento das relações com países que tradicionalmente acumulam grandes superávits na balança de transações correntes pode trazer benefícios econômicos – investimentos e exportações. Contatos estabelecidos e a prática da cooperação na área petrolífera podem extrapolar os eixos de atuação da OPEP, favorecendo o desenvolvimento da capacidade produtiva brasileira, de modo a impulsionar a conversão do país no quarto

37. Exportadores de fora da OPEP que aproveitavam o corte de produção dos países membros da organização para ampliar seu *market share* em um contexto de preços altos.

polo fornecedor de bens e serviços para a indústria do petróleo,³⁸ ocupando o mercado dos países da América do Sul e do Oeste da África.

Entretanto, outro argumento é que o ingresso na OPEP não seria vantajoso para o Brasil. Diferentemente do observado nos países-membros da organização, em que as estatais petrolíferas são mais instrumentos fiscais que propriamente empresas integradas, as CIPs têm pouca influência no Brasil. Isto reduz os ganhos da cooperação com outros Estados proprietários, na medida em que a necessidade de se aumentar o poder de barganha nas relações com os investidores externos e com os consumidores é relativamente menor. A ideia de que entrar na OPEP ampliaria a participação do país nos centros internacionais de decisão também pode não se coadunar com a realidade. De um lado, o exercício de voz e de voto na organização pode ser bem menos efetivo que pareceria a primeira vista, uma vez que a Arábia Saudita – com as maiores reserva, produção e, sobretudo, o controle quase absoluto da capacidade ociosa – assumiu, a partir da década de 1980, o controle de fato sobre a OPEP (cenário que não se alteraria com a inclusão do Brasil, já que o país possui altos custos relativos de produção e nenhuma capacidade ociosa). De outro lado, o ingresso não necessariamente garantiria boas relações com os países-membros da organização, haja vista as intensas disputas entre os países populosos (Irã, Venezuela, Argélia) e os não populosos (Arábia Saudita, Kuwait, Qatar) sobre a política a ser adotada na década de 1970³⁹ e a Guerra Irã-Iraque na década de 1980.

Durante a década de 1990, os baixos preços e a estratégia volumétrica dos países-membros chegaram a provocar a implosão da estrutura cooperativa da organização, com o sistemático desrespeito às cotas e à competição por fatias do mercado. De qualquer forma, o Brasil ainda terá tempo para sopesar os ônus e os bônus de um possível ingresso. Embora o país tenha alcançado superávit financeiro (US\$ 2,9 bilhões, equivalente a um volume de 156 mil barris diários) na balança comercial de hidrocarbonetos em 2009, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados da Petrobras (excluídos o gás natural, o GNL e os nitrogenados), ainda não é o suficiente para garantir a participação na OPEP. Se fosse decidido um corte na produção dos países-membros, o Brasil deixaria de ser exportador e se converteria em importador de petróleo.

38. Os outros três polos são: *i*) o do Golfo do México, centrado em Houston; *ii*) o do Norte da Europa, concentrado no Reino Unido e na Noruega; e *iii*) o asiático, concentrado em Cingapura.

39. Os países populosos, em função das maiores pressões sociais, tendiam a defender a maximização dos preços, de forma a financiar grandes projetos econômicos e sociais no curto prazo; os países pouco populosos, por sua vez, defendiam uma política de preços mais moderada, preocupados com os efeitos de médio e longo prazo da continuidade de preços muito altos.

As decisões envolvendo a exploração e a produção das descobertas do pré-sal vão, portanto, muito além do debate sobre a divisão das rendas a serem apropriadas pelo poder público entre as instâncias da federação, único ponto que foi objeto de debate nacional até o momento. Sem dúvida, as escolhas estratégicas apontadas serão mais facilmente orientadas por interesses públicos em um regime de exploração no qual o Estado tenha maior controle, em sintonia com o espírito das mudanças propostas no marco regulatório.

O aumento da densidade estratégica do setor se verifica no interesse crescente dos grandes importadores – Estados Unidos e China – pela indústria petrolífera brasileira. No intuito de aprofundar seu papel como demandante de produtos primários do Brasil, Pequim envidou esforços para garantir maior espaço no setor de petróleo e gás. Ainda no final de 2008, no contexto de falência do Lehman Brothers e congelamento do interbancário, as autoridades chinesas garantiram as condições para o que seria um futuro acordo de financiamento para a Petrobras. Em 19 de maio de 2009, quando o presidente Lula estava em visita à China, foi assinado o Memorando de Entendimento sobre Petróleo, Equipamento e Financiamento entre os dois países. Subscrito com base no protocolo sobre cooperação em energia e mineração (19 de fevereiro de 2009) da Comissão Sino-Brasileira de Alto Nível de Concertação e Cooperação (24 de maio de 2004), o memorando estabeleceu preferência ao fornecimento brasileiro de petróleo de forma estável e de longo prazo para a China, assegurado por compromisso de financiamento à Petrobras pelo China Development Bank Corporation (CDBC). Ademais, o instrumento previu a possibilidade de participação de empresas chinesas no segmento *upstream* do Brasil e a preferência à utilização do financiamento para compra de bens e serviços chineses – inclusive em operações “desdolarizadas”, ou seja, com crédito em renmibis.

Depois de mais alguns meses de negociações, o memorando e seus instrumentos complementares foram operacionalizados em 3 de novembro de 2009, com assinatura de contratos entre a Petrobras, o CDBC e a China Petroleum & Chemical Corporation (SINOPEC). Ficou estipulado o financiamento de US\$ 10 bilhões por dez anos do CDBC para a Petrobras, com cinco anos de carência e cinco de amortização. O recurso deve ser utilizado em parcelas pela estatal brasileira até 2013. Quando da realização do primeiro saque da Petrobras do contrato com o CDBC, entrou em vigor o acordo da companhia com a UNIPEC Ásia (subsidiária da SINOPEC), por meio do qual se garantiu as vendas de petróleo a longo prazo (exportações por dez anos) para a empresa

chinesa – volume de 150 mil barris por dia no primeiro ano e 200 mil barris por dia nos nove anos seguintes. A despeito desta sincronia e condicionalidade para o início do desembolso, a Petrobras se resguardou: garantiu a independência entre os contratos, evitando uma operação de securitização – o preço de venda estabelecido no contrato tem como base a cotação internacional, ou seja, o financiamento não será pago em petróleo. O acordo com a SINOPEC não é propriamente de comercialização, mas de fornecimento estratégico: a Petrobras tem a obrigação de oferecer à sua contraparte chinesa a primeira opção para a compra diária dos volumes mencionados.

O interesse dos Estados Unidos pelo novo potencial petrolífero brasileiro se expressou mais claramente durante a visita do presidente Barack Obama ao Brasil em 19 e 20 de março de 2011. Acompanhado de Fred Hochberg, presidente do Export-Import Bank (Ex-Im Bank), viabilizou linha de financiamento de US\$ 2 bilhões do banco para a Petrobras. De acordo com as regras da instituição norte-americana, o crédito só pode ser liberado para a compra de bens e serviços de empresas dos Estados Unidos. Embora beneficie a Petrobras, o empréstimo também atende aos interesses do pólo industrial para-petrolífero centrado em Houston (Texas), que pretende aproveitar ao máximo as brechas não contempladas pela política de conteúdo nacional, evitando, inclusive, o aumento da presença chinesa. À medida que a produção brasileira aumente, espera-se maior interesse dos Estados Unidos, sobretudo em função da leitura de Washington do país como um futuro no *drama oil exporter*.

4 A GEOPOLÍTICA DO ETANOL

Os combustíveis produzidos a partir de biomassas são atualmente a principal alternativa aos derivados de petróleo para o uso de transporte. Desde 2009, as atenções no debate sobre a energia no Brasil estiveram voltadas para o pré-sal. Contudo, seria um erro estratégico o Brasil, com o pré-sal, cair na tentação de aumentar o consumo de derivados de petróleo. Pelo contrário, há um espaço considerável para tentar diminuir esta dependência na matriz energética. Por exemplo, com a expansão da navegação costeira (cabotagem) e fluvial ou com a expansão dos meios de transporte público sobre trilhos nos centros urbanos. Em um cenário no qual a preocupação com o meio ambiente se torna irreversível, é essencial que o Brasil consiga articular de forma harmônica as várias fontes de energia, tendo como visão estratégica no médio e no longo prazo a construção de uma economia de baixo teor carbônico. Esta seção tem como objetivo apresentar a

geopolítica do etanol e apontar os desafios apresentados ao país que pretende explorar seu potencial exportador.

O etanol representou em 2008 mais de 90% do fornecimento mundial de biocombustíveis líquidos e é produzido, fundamentalmente, a partir da cana-de-açúcar e do milho, embora se possam utilizar outros cultivos amiláceos (FAO, [s.d.]). O crescente interesse internacional no etanol está relacionado diretamente ao aumento da preocupação com a degradação do meio ambiente, à busca de fontes de energia renováveis, à procura de uma diversificação destas fontes por motivos geopolíticos e à geração de oportunidades de trabalho e renda no campo. O que era até pouco tempo uma curiosidade brasileira, se tornou um novo paradigma energético. Nos anos 2006 e 2007, os Estados Unidos e a União Europeia passaram legislações visando a mistura de etanol na gasolina. A produção mundial de etanol quase quadruplicou entre 2000 e 2008 (FAO, 2009; IICA, 2008). O Brasil e os Estados Unidos são os principais produtores, seguidos por China, Índia e França. O comércio internacional representou em 2008 pouco mais de 10% da produção, sendo o Brasil responsável por quase dois terços das exportações. A perspectiva é de crescimento para os próximos dez anos, quando a produção deve ser o dobro da atual (FAO, 2009). Ampliação e consolidação dos mercados de exportação para o etanol exigem transformá-lo em uma *commodity* produzido e utilizado em vários países.

A aspiração brasileira de se tornar um grande exportador de etanol encontra, porém, resistências, dúvidas, obstáculos externos e internos que devem ser enfrentados. As resistências não se limitam à legítima defesa de interesses consolidados em torno das fontes de energia tradicionais. Elas também incluem falsos dilemas, em particular especulações em torno do efeito desastroso que a ampliação do cultivo da cana-de-açúcar para o etanol teria sobre a produção alimentar, o meio ambiente e as condições sociais de produção. Assim, apesar do reconhecimento do etanol como alternativa para a necessária descarbonização das fontes energéticas, ele continua altamente protegido, ao passo que o petróleo circula sem tarifas. Isto porque ainda prevalece a lógica da proteção da produção alimentar e, nos Estados Unidos, o programa de biocombustíveis nasceu a partir do *lobby* agrícola, em particular dos produtores de milho. Por tudo que está em jogo, pode-se afirmar que não se requer somente uma promoção comercial; é exigida do Brasil uma estratégia abrangente. Ao mesmo tempo, este esforço não pode estar descolado da dinâmica da demanda e da oferta interna. O aumento da demanda

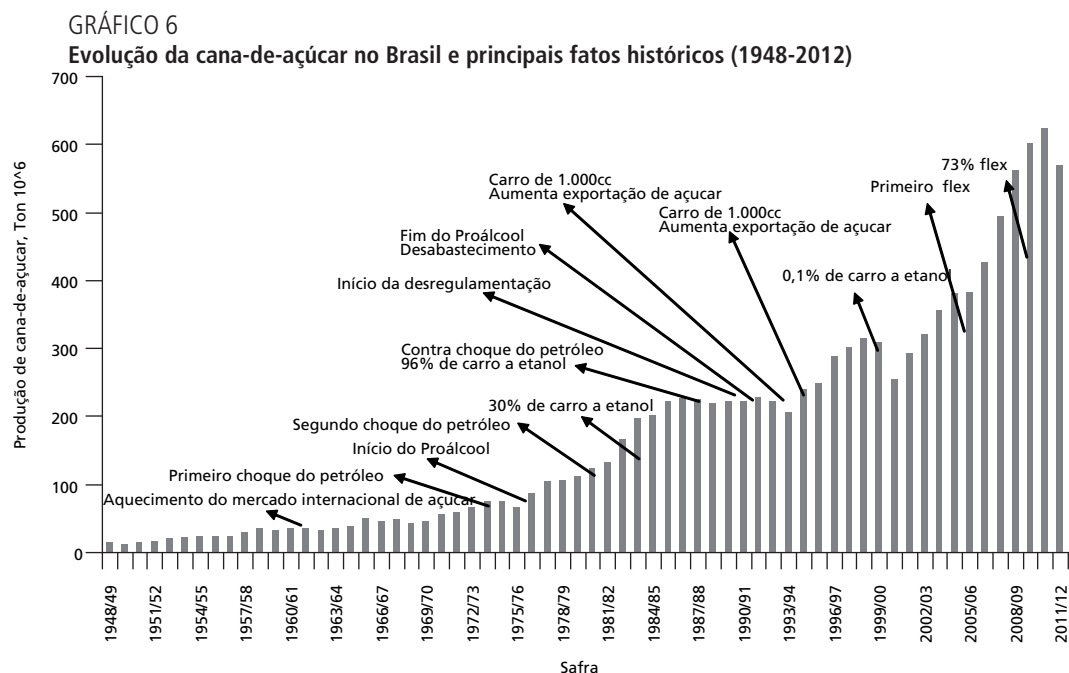
devido ao forte e contínuo crescimento da venda de automóveis e veículos leves com motor *flex*, de um lado, e de outro o impacto negativo da crise de 2008 sobre a oferta interna exigiram uma reorientação, pelo menos temporária, da estratégia voltada à conquista de mercados externos.

4.1 PROÁLCOOL

O protagonismo do Brasil não surgiu a partir de preocupações climáticas, mas como resposta às restrições externas. O Proálcool foi o segundo e, indubitavelmente, o maior impulso ao setor sucroalcooleiro.⁴⁰ A preocupação do governo brasileiro era diminuir o peso da importação de petróleo diante da multiplicação dos preços internacionais. Nesse caso, com o novo aumento do preço internacional do petróleo, em 1979, e com os constrangimentos às importações brasileiras devidos ao aumento dos serviços da dívida externa do início dos anos 1980, o governo acelerou e redirecionou o programa. Estabeleceu-se a meta – que foi superada – de triplicar a produção de álcool até 1985 (FEALQ, 2008, p. 12). A fragilização do Proálcool coincidiu com a desestruturação do Estado brasileiro e com o predomínio da visão de curto prazo na definição das políticas públicas. O programa contava com subsídios governamentais para garantir a ampliação do parque produtivo. Porém, a crise econômica levou o governo a diminuir os investimentos no setor justamente no momento em que o preço do petróleo começava a diminuir. A produção de etanol, que havia triplicado entre 1976 e 1986, estagnou. Na passagem da década de 1980 para a de 1990, este quadro levou ao desabastecimento e, inclusive, à importação do produto. No início do governo Collor, o Proálcool foi extinto.

Diante dessa conjuntura, a produção de carros movidos a álcool no Brasil despencou até próximo de zero no fim da década de 1990. O fim do subsídio, a queda do preço internacional do petróleo e a liberalização do mercado de açúcar forçaram os produtores a buscar o mercado externo como alternativa.

40. Em 1933, no conjunto de medidas para superar os efeitos da crise de 1929 e estruturar o Estado brasileiro, foi criado o Instituto do Açúcar e do Alcool (IAA), com o intuito de apresentar alternativas ao setor sucroalcooleiro.



Fonte: FEALQ-IICA (2008) e CONAB (2009; 2011). Os dados a respeito das safras de 2010/2011 e 2011/2012 (estimativa) são da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB).

Elaboração própria.

O saldo da década de 1990 foi uma grande desconfiança do consumidor em relação ao álcool hidratado, que deixou como herança o fantasma do desabastecimento e, ao mesmo tempo, colocou a estratégia de exportação em segundo plano. A retomada do setor foi incentivada, a partir de 1999, por fatores externos de grande repercussão interna: a inflexão na curva de preço do petróleo, que voltou a subir, e a desvalorização do real, que tornava ainda mais caro para os consumidores nacionais o combustível importado. Os consumidores das periferias das grandes cidades, em particular de São Paulo, impulsionados pela criatividade popular, inventaram o “rabo de galo”, mistura de álcool hidratado e gasolina no próprio tanque do veículo. Diante da difusão desta prática, as montadoras se inspiraram e desenvolveram o motor *flex-fuel*, lançado pelo presidente Lula em março de 2003. Na prática, isto foi fundamental para restabelecer a confiança no álcool combustível. Entre 2003 e 2010, a produção de etanol dobrou de 12,6 bilhões para 25,7 bilhões de litros (UNICA, 2010).⁴¹ Mas, como pode ser observado no gráfico 6, houve uma interrupção desta trajetória de crescimento em 2011, resultante da queda de produtividade e da falta de investimentos tanto nas usinas já existentes quanto na construção de novas.

41. Dados da Unica apresentados na *Carta Capital*.

Já em 2005, mais da metade dos veículos produzidos no país portavam tecnologia *flex-fuel*, e hoje este nível supera 90%. A garantia de um mercado consumidor potencial em expansão fez que, entre 2002-2003 e 2008-2009, a produção brasileira de etanol crescesse 110% (IICA, 2008). Em 2008, o Brasil foi o primeiro país do mundo a usar mais etanol que gasolina para alimentar a frota de automóveis. Destaca-se que 85% dos usuários de automóveis bicompostíveis têm optado por álcool.

Cabe observar que, se de um lado o motor *flex* deve ser considerado um sucesso, de outro, existe um espaço grande a ser conquistado para melhorar sua eficiência. As montadoras que operam no Brasil são multinacionais que pautaram até pouco tempo seu desempenho tecnológico na redução do consumo e das emissões, a partir da ótica do motor a gasolina convencional. Foi a partir desta lógica que se adequaram às novas exigências. Cabe agora estimular as montadoras a investir para aperfeiçoar o desempenho do motor. Por exemplo, com sistemas de partida a frio, com pré-aquecimento do etanol, dispensando assim o tanque auxiliar de gasolina (SOUSA e MACEDO, 2009).

A necessidade do setor se preparar para uma explosão da demanda emana da combinação de três fatores, a saber: *i)* seguidos recordes na produção de automóveis no Brasil (tabela 6); *ii)* predominância de carros *flex*; e *iii)* preferência do consumidor pelo álcool.

TABELA 6
Vendas no mercado interno de automóveis e comerciais leves

	Gasolina	Álcool	Flex-fuel	Total
2005	644.614	49.860	846.710	1.615.585
2006	323.192	1.065	1.424.112	1.824.268
2007	234.747	9	2.032.361	2.362.453
2008	223.032	-	2.354.524	2.709.774
2009	221.890	-	2.711.267	3.069.574
2010	660.182	-	2.627.111	3.287.293

Fonte: Anfavea.
Elaboração própria.

O setor sucroalcooleiro chega a representar mais de um quarto do produto agrícola brasileiro, e o país lidera a produção mundial de cana-de-açúcar, superando a Índia. Cerca de metade da produção de cana-de-açúcar se destina à produção de etanol. Observa-se, ao mesmo tempo, o crescimento da produção de álcool destinada à exportação, atendendo à demanda crescente por energias alternativas. Em 2003, o Brasil

exportou 606 mil toneladas de álcool, volume que cresceu para 4.095 mil toneladas em 2008. Em valor, o aumento no mesmo período foi de US\$ 158 milhões para US\$ 2,4 bilhões (IICA, 2008, p. 14). Como se pode ver na próxima seção, houve, a partir de 2008, um colapso na atividade exportadora do setor.

4.2 DESAFIOS PARA A PROMOÇÃO DA EXPORTAÇÃO DO ETANOL

Os setores produtivos, junto com o governo brasileiro, colocaram como desafio a consolidação do país como exportador de etanol, o que passa necessariamente por estabilizar um mercado internacional para o produto. Para isto, há duas necessidades básicas que demonstram o caráter geopolítico da questão. A primeira é diminuir as restrições à entrada do produto nos países ricos (potenciais consumidores). A segunda é garantir um grande número de países produtores que, por condições naturais e estratégias de desenvolvimento, devem concentrar-se na África e na América Central (países pobres). Ambas as necessidades estão em consonância com o objetivo de “commoditização” do etanol, expressos nas estratégias do Mapa e do Ministério das Relações Exteriores (MRE). Além disso, é crucial avançar na certificação, na normatização e na padronização das especificações do produto e da formação internacional dos preços.

No jogo internacional, as condições e os objetivos estão definidos para três diferentes grupos. O primeiro seria constituído pelos países desenvolvidos, que já ocupam grande parte das áreas agriculturáveis e precisam diminuir a emissão de gases de efeito estufa. Estes países adotam políticas protecionistas contra importação de biocombustíveis por motivos de segurança energética e de defesa dos interesses dos seus agricultores. Compondo o segundo grupo, os países em desenvolvimento têm interesse em produzir para a exportação sem comprometer a produção de alimentos. Há, porém, um déficit de capital e de tecnologia para a consecução de tal projeto. O Brasil, representante do terceiro grupo e o maior produtor mundial de etanol, detém tecnologia e enorme capacidade para expandir a produção sem prejuízo da segurança alimentar. Todavia, pesa contra o Brasil o fato de os países consumidores não quererem ficar dependentes de um único ou de poucos produtores. A desconfiança em relação à capacidade de garantir fornecimento estável foi, de certa forma, confirmada com a brusca queda das exportações a partir de 2008 e até com um inesperado aumento significativo das importações em 2011. As exportações de álcool carburante caíram de 4 mil toneladas em 2008, para 1,525 mil toneladas em 2010, e 1,29 mil toneladas nos primeiros 11 meses de 2011 (CONAB, 2011, p. 21). As importações, por seu turno, aumentaram de 60 mil toneladas em 2010 para 474 mil nos primeiros 11 meses de 2011 (CONAB, 2011, p. 25).

4.3 POTENCIAIS CONSUMIDORES

A União Europeia tem uma política comum de energias renováveis expressa em suas diretivas. Porém, cada país estabelece suas próprias estratégias para a produção nacional.

Como pontos comuns a toda a comunidade, estão as cotas para importação de etanol (variáveis em função do consumo), metas para redução de gases de efeito estufa – em particular após ter definido em 2003, quantidades mínimas de utilização de biocombustíveis –, a tarifa zero para as importações provenientes de países de menor desenvolvimento (Least Developed Country – LDC). A participação da Europa no mercado mundial de açúcar foi muito afetada pelo resultado do painel da Organização Mundial de Comércio (OMC) interposto pelo Brasil e pela Austrália contra os altos subsídios às exportações europeias de açúcar, em 2005. A decisão da OMC obrigou a União Europeia a cortar sua produção interna de açúcar, e o etanol tornou-se uma alternativa econômica para os agricultores, em particular na França e na Alemanha. Entre as políticas nacionais, destacam-se as de dois países que têm posições bastante diferentes. De um lado, a França, consumidora com ambições de expandir a produção interna. De outro, a Suécia, com metas mais ambiciosas e sem pretensão de desenvolver uma produção doméstica. Enquanto a preocupação da Suécia é de apenas “limpar” suas fontes de energia, a França vai além. O objetivo francês envolve também uma política de segurança energética e uma opção econômica, que se manifesta em política tributária ativa. A proteção ao setor é legitimada pelo argumento da indústria nascente. Apesar das políticas protecionistas, as importações de etanol pela União Europeia quintuplicaram entre 2004 e 2008. O etanol brasileiro responde por 70% destas importações. A reivindicação por maior abertura para o mercado de etanol deve estar em pauta na retomada das negociações entre o Mercado Comum do Sul (Mercosul) e a União Europeia. Ressalta-se que a União Europeia, exige, desde 2011, certificações ambiental, social e trabalhista para açúcar e álcool.

No início da década de 2000, os Estados Unidos eram os principais produtores, consumidores e importadores de etanol. O primeiro estímulo governamental veio com o Clean Air Act de 1990, que estabeleceu critérios para misturar a gasolina convencional com MTBE e etanol para atingir os padrões exigidos de qualidade do ar. A preocupação neste momento era com a camada de ozônio e com o monóxido de carbono. Em 2005, por meio da Energy Policy Act, o governo tornou obrigatório os padrões de uso de fontes renováveis e estabeleceu normas até 2012 para uma mistura cada vez maior

de biocombustível com a gasolina convencional. Esta legislação sofreu uma alteração em 2007, com a Energy Independence and Security Act, que estendeu o horizonte até 2022 e introduziu novas exigências para uso obrigatório de biocombustíveis com ênfase nos chamados biocombustíveis avançados, também chamados de biocombustíveis de segunda geração. De acordo com as metas estabelecidas o volume total mínimo de biocombustível a ser utilizado no mercado dos Estados Unidos, em 2022, deve ser de 36 bilhões de galões, contra 11 bilhões vendidos em 2009 (CBO, 2010, p. 18). Para isso, o governo dos Estados Unidos apoia a produção doméstica de biocombustível, basicamente em sua totalidade a partir de milho, com um esquema de isenção de impostos, equivalente a US\$ 6 bilhões no ano fiscal de 2009, ou US\$ 1,78 por produção de etanol com equivalência energética de um galão de gasolina (*op. cit.*, p. 7 e p. 10). Haveria, portanto, um potencial enorme para a exportação do etanol brasileiro para os Estados Unidos. Acontece que sua política de estímulo ao uso de biocombustível mistura vários objetivos (*op. cit.*, p. 1): *i*) substituição de petróleo no combustível; *ii*) redução de efeito estufa e seu impacto sobre a saúde pública; *iii*) diminuição da dependência externa de combustível; e *iv*) geração de renda no setor agrícola. Fica evidente que os dois últimos objetivos são contrários à importação do etanol brasileiro.

Não obstante, em maio de 2009, o governo americano divulgou as novas regras para as metas de combustíveis renováveis, classificando o etanol de cana-de-açúcar como mais eficiente na redução de poluentes que o de milho. Isto possibilita que as usinas brasileiras concorram pelas cotas de biocombustíveis avançados. Ou seja, as metas ambientais americanas podem abrir espaço para um aumento das importações do etanol brasileiro, mesmo sem diminuição das barreiras tarifárias, sobre as quais não se vislumbram reduções no curto prazo. Por enquanto, as importações americanas de biocombustível são 2% do consumo interno, praticamente provenientes do Brasil.

Desde 2003, no âmbito da nova política de explorar ativamente a “vocação” exportadora de biocombustíveis, em especial o etanol, o Brasil começou a reivindicar com insistência a abertura do mercado americano. Os Estados Unidos, em um primeiro momento, se mostraram inflexíveis. Entretanto, diante da insistência do governo brasileiro e de uma conjuntura cada vez mais favorável às energias limpas, chegou-se, em 2006, ao entendimento de que era necessário um mercado internacional estável para o etanol. Para isso, foi definido que deveria haver uma especificação única para a cana-de-açúcar, milho e celulose e o desenvolvimento de um mercado de

futuro de biocombustíveis. Este trabalho envolveu o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), por parte do Brasil, e o Instituto Norte-Americano de Padrões e Tecnologia (NIST), por parte dos Estados Unidos. Em seguida, foi criado o Fórum Internacional de Biocombustíveis (FIB), que reúne os Estados Unidos, o Brasil, a União Europeia, a China, a Índia e a África do Sul. Foi definida ainda uma força-tarefa tripartite entre Brasil, Estados Unidos e União Europeia, para troca de informações e de padronização de normas. Na visita do presidente George W. Bush ao Brasil, em março de 2007, foi assinado um memorando de entendimento com o objetivo de cooperar no desenvolvimento e na difusão dos biocombustíveis em uma estratégia de três níveis.

1. Bilateral: avançar na pesquisa e no desenvolvimento tecnológico para nova geração de biocombustíveis, utilizando mecanismos de cooperação existentes, como as consultas entre o MDIC e o Departamento de Comércio dos Estados Unidos. Com base neste entendimento, foi assinado, no fim de 2008, um acordo entre o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras (CENPES) e o National Renewable Energy Lab (NREL), dos Estados Unidos, para o desenvolvimento de sistemas de processamento e distribuição de biocombustíveis com base em tecnologias de “segunda geração”.⁴²
2. Global: expansão do mercado por meio do estabelecimento de padrões uniformes e normas. Para atingir este objetivo, foi definida a atuação conjunta no âmbito do FIB, uma iniciativa brasileira lançada em março de 2007, na Organização das Nações Unidas (ONU), em Nova Iorque. O fórum reúne o Brasil, a África do Sul, a China, os Estados Unidos, a Índia e a Comissão Europeia, e tem como principal objetivo transformar o etanol e o biodiesel em *commodities*.
3. Terceiros países: triangulação produtiva com países da América Central e África.

Sob o impacto das discussões para cortar os gastos em um esforço para reduzir o déficit público, o Congresso dos Estados Unidos acabou não renovando os subsídios ao etanol de milho, no final de 2011. Isto não significa que o subsídio não possa ser retomado no futuro próximo, mas gerou uma nova dinâmica, justo em um momento no qual o Brasil não está preparado para tomar proveito do novo potencial exportador e, ao contrário, aumentou suas importações de etanol dos Estados Unidos.

42. Trata-se da produção de etanol de celulose, usando bagaço da cana-de-açúcar, no Brasil, e gramíneas, nos Estados Unidos, que poderá maximizar a produtividade do uso de matérias-primas.

4.4 AUMENTAR O NÚMERO DE PRODUTORES

O Memorando de Entendimento de 2007, entre os Estados Unidos e o Brasil, iniciou uma cooperação para estimular a produção de etanol pelo setor privado em outros países por meio também de estudos de viabilidade⁴³ e de assistência técnica, a começar pela América Central e Caribe. Durante a Conferência Internacional de Biocombustíveis, em outubro de 2008, em São Paulo, o chanceler Celso Amorim e o secretário de Estado da Agricultura dos Estados Unidos, Edward Schafer, assinaram novo Memorando de Entendimento ampliando esta cooperação para nove países, incluindo alguns do continente africano (quadro 1).

QUADRO 1

Cooperação triangular dos Estados Unidos e do Brasil acerca do etanol

Primeira fase

País	Situação no final de 2009
El Salvador	Mais adiantado
República Dominicana	Concluiu o estudo de viabilidade e solicitou o financiamento do BID para avançar
Haiti	Por causa das dificuldades gerais, a prioridade é cooperar para a montagem de uma hidrelétrica
São Cristóvão e Névis	Desistiram

Segunda fase

País	Situação no final de 2009
Honduras	Interrompido devido à quebra da institucionalidade democrática
Guatemala	Recebeu o apoio do BID para fazer estudo de viabilidade
Jamaica	Recebeu o apoio do BID para fazer estudo de viabilidade
Senegal	Recebeu o apoio do Brasil para fazer estudo de viabilidade
Guiné-Bissau	Recebeu o apoio do Brasil para fazer estudo de viabilidade

Fonte: Subsecretaria de Energia e Alta Tecnologia do MRE (BRASIL, [s.d.]).

A experiência do Brasil com os Estados Unidos em torno do etanol inspirou a União Europeia a sugerir o mesmo tipo de cooperação triangular com países africanos. O memorando de entendimento foi assinado, em outubro de 2009, em Estocolmo, na III Cúpula da Parceria Estratégica União Europeia-Brasil. Neste caso, a parceria deve envolver a União

43. Os estudos de viabilidade devem identificar o que pode ser plantado e quem pode oferecer financiamento. Com base nestes estudos, os governos locais devem decidir se priorizam ou não o desenvolvimento do biocombustível. Se optarem por isso, o passo seguinte é buscar apoio em um dos bancos de desenvolvimento, no caso da América Latina, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), parceiro nesta iniciativa. No caso do Senegal e da Guiné-Bissau, o Brasil convidou o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA; para a sigla em inglês, UNEP) para participar desde o início.

Africana. A vantagem para os países africanos é poder contar com o mercado europeu aberto (tarifa zero) caso se confirme um potencial de exportação de biocombustíveis.

Em todos os casos de cooperação triangular, o interesse brasileiro tem dois lados. Primeiro, um número crescente de países produtores ajuda a criar um mercado internacional de etanol. Segundo, gera uma demanda para equipamentos e tecnologia, setor em que empresas brasileiras dispõem de oferta competitiva. Para a União Europeia, representa uma maneira prática de promover o desenvolvimento da África, com o qual pretende contribuir. Mas há muita cautela por parte das autoridades europeias em estimular a produção de biocombustíveis na África, pois problemas de segurança alimentar e sustentabilidade podem gerar efeitos colaterais negativos. Por isso, opta-se por projetos de menor escala que devem ser acompanhados para entender seu impacto na realidade específica de cada país. Os países africanos, de fato – diferentemente dos desenvolvidos –, ainda contam com parte significativa da cobertura vegetal natural. O ideal é que a produção se dê em áreas que já são utilizadas para cultivo ou pastagem. Para ser viável a produção sem constrangimentos nacionais (queda da produção de alimentos) ou internacionais (aumento da emissão de dióxido de carbono pela devastação de florestas para o aumento da área de cultivo) é fundamental que, haja concomitante ao plantio da cana-de-açúcar, aumento da produtividade de outras culturas, especialmente de alimentos para o mercado interno. Torna-se decisiva, portanto, uma ação articulada da política externa brasileira, que concilie, de um lado, incentivos à produção de cana-de-açúcar, que poderia ser feita diretamente pelo setor privado, e, de outro, cooperação técnica para melhorar a produção de outros gêneros, que precisa de apoio público, notadamente da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa). Algumas ações neste sentido já vêm sendo realizadas.⁴⁴

4.5 ENFRENTAR A CAMPANHA ANTIETANOL

O aumento da produção de biocombustíveis começou a provocar uma discussão forte acerca de um possível efeito negativo sobre a produção e os preços dos alimentos. Em 2006, durante a alta das cotações do petróleo e dos alimentos, surgiu o debate *food versus fuel*, que se transformou rapidamente em uma verdadeira campanha anti-etanol. A discussão foi marcada por uma abordagem generalizada que não fez nenhuma distinção entre o impacto

44. Em abril de 2008, na XII Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), o presidente Luiz Inácio Lula da Silva inaugurou um escritório da empresa em Acra, capital de Gana, objetivando aumentar a cooperação técnica com a África sobre agricultura.

da produção de etanol de beterraba na União Europeia, de milho nos Estados Unidos e de cana-de-açúcar no Brasil.⁴⁵ Organismos como o Banco Mundial e a Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação (FAO) uniram lideranças como Fidel Castro e Hugo Chávez para afirmar que os biocombustíveis contribuiriam com a fome no mundo.

Assim, o etanol, em vez de solução, tornou-se problema. O Brasil, liderado pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva, iniciou uma contraofensiva, nem sempre apoiada por setores da mídia nacional. No seu discurso no encontro especial da ONU sobre a crise alimentar mundial, em maio de 2008, o presidente afirmou:

é preciso desmascarar campanhas, movidas pelo protecionismo comercial e pelos interesses de grupos petrolíferos, que buscam demonizar a produção de biocombustíveis. Atribuem-lhes a culpa seja pelo encarecimento dos alimentos, seja pelo aquecimento global. Desconhecem, com isso, a exitosa experiência brasileira com o etanol, à base da cana-de-açúcar (SILVA, 2008a).

Era preciso, em primeiro lugar, mostrar que o aumento dos preços dos alimentos estava ligado principalmente à explosão do preço de petróleo. Em segundo lugar, era preciso explicitar a enorme diferença entre o etanol brasileiro da cana-de-açúcar e o dos Estados Unidos produzido à base de milho. A eficiência energética do etanol no Brasil – balanço energético de 10,2 – é muito superior à do etanol de milho nos Estados Unidos – balanço energético de 1,4 (GOLDENBERG, 2009).⁴⁶ Não era, portanto, de nenhuma forma generalizável o efeito da produção nos Estados Unidos sobre o preço do milho no México, que afetou a camada mais pobre deste país.⁴⁷ Ban Ki-Moon, secretário-geral da ONU, repetiu os argumentos do governo brasileiro ao afirmar que não é o etanol a grande causa das altas dos preços dos alimentos, mas as políticas agrícolas dos países ricos e a elevação do preço do petróleo. Como parte da sua contraofensiva, o governo brasileiro hospedou, em novembro de 2008, a Conferência Internacional sobre Biocombustíveis: os biocombustíveis como vetor do desenvolvimento sustentável, com a participação de setores de governos e sociedade civil – cerca de 50 países –, além das representações de organismos multilaterais. A ofensiva brasileira, insistindo

45. A título de exemplo, o venezuelano Carlos Mendoza Potellá (2008, p. 12) afirma que: *“estas compañías que producen etanol, en Brasil, las que producen la soya, también en Brasil y Argentina, en el sur de Brasil y en el norte de Argentina, han destruido bosques subtropicales; sólo con la soya. Si van a pasar a caña de azúcar, la destrucción será todavía mayor; y no es un problema que va a afectar a Brasil, afectará a la humanidad. El cambio climático va a ser terrible”*.

46. A busca de aumento da produtividade é uma constante. Em 1975, a produtividade do etanol por hectare de plantação de cana-de-açúcar era cerca de 2 mil litros, 20 anos depois chegou a 7 mil litros.

47. De fato, o etanol norte-americano só é competitivo contra o brasileiro devido aos subsídios e às barreiras tarifárias.

nestes argumentos em todos os fóruns internacionais possíveis, deu resultado. Um relatório do Banco Mundial, por exemplo, admite que

(...) a produção de biocombustível a partir da cana-de-açúcar no Brasil tem custos menores que o biocombustível produzido nos Estados Unidos ou na União Europeia e não tem elevado significativamente os preços do açúcar, porque a produção de cana tem crescido rápido o suficiente para atender tanto à demanda por açúcar quanto por etanol.⁴⁸

A FAO (2009) também começou a reconhecer a especificidade do etanol brasileiro.⁴⁹ Os argumentos da diplomacia brasileira não se limitaram a uma posição defensiva, mas mostraram que a produção do etanol poderia, em determinadas condições, contribuir para a superação da pobreza e da fome ao gerar oportunidades de trabalho e renda em países mais pobres.

A partir da segunda metade de 2008, a crise financeira global desviou a atenção do mundo, inclusive por seus efeitos deflacionários. A discussão, não obstante, permanece presente. A estratégia para ampliar os mercados mundiais do etanol por meio da “commoditização” deste produto deve ser acompanhada de um discurso claro a respeito do impacto sobre a produção e os preços dos alimentos. Em determinadas situações, pode haver um conflito com potenciais consequências desastrosas, o que não é o caso no Brasil, onde a produção ocupa apenas 2% das terras agricultáveis. De acordo com o Mapa, a lavoura utiliza 63 milhões hectares, dos quais 7 milhões são para a cana-de-açúcar. Cerca da metade é usada na produção de açúcar, a outra – 3,6 milhões de hectare – para a produção de etanol.⁵⁰

É preciso ainda reconhecer o grande potencial para aumentar a produtividade e a eficiência energética, aproveitando cada vez mais a energia química contida no biocombustível, o que significa reduzir a área requerida de cultivo. Outro ponto ligado ao desenvolvimento tecnológico, da chamada segunda geração de biocombustíveis, é o uso

48. No original em inglês: *biofuels production from sugar cane in Brazil is lower-cost than biofuels production in the U.S. or EU and has not raised sugar prices significantly because sugar cane production has grown fast enough to meet both the demand for sugar and ethanol* (MITCHELL, 2008, p. 17).

49. Em uma entrevista à BBC, em 30 de maio de 2008, o novo relator especial da ONU para o direito ao alimento, Olivier de Schutter, distancia-se do seu antecessor, Jean Ziegler, e afirma que o etanol brasileiro “não pode ser colocado no mesmo plano que a transformação do milho em bioetanol nos EUA”.

50. De acordo com Goldenberg (2007), a produção de açúcar ocupava 5,6 milhões de hectares. Em 2007, isto equivalia a 10% das terras cultivadas e a 1% das terras agricultáveis.

da palha e do bagaço em cadeias de alta pressão, gerando bioeletricidade, com o potencial de complementar – junto com a energia eólica – a produção das hidrelétricas. O principal problema, por enquanto, é a interligação de cerca de 400 usinas com a rede elétrica.

As ressalvas ao etanol não se limitam à discussão *food versus fuel*, mas apontam também um possível efeito negativo sobre o meio ambiente, em particular ao incluir no debate a expansão da fronteira agrícola brasileira sobre a floresta amazônica. A crítica foi dirigida diretamente à organização da produção no Brasil e pode colocar em risco a capacidade de exportação ao classificar o produto como responsável pelo desmatamento – principal origem das emissões brasileiras de gases do efeito estufa. Diante disso, era preciso demonstrar que a produção se concentra em outras regiões do país, em particular em São Paulo, e que há somente três usinas em funcionamento na Amazônia. Isto não se deve a um esforço para evitar a produção nesta região, mas ao simples fato de as condições naturais não serem favoráveis à produção eficiente do etanol.

Surgiu, porém, a tese do uso indireto da terra (*indirect land use*), segundo a qual o etanol substituiria outros cultivos em regiões fora da Amazônia, que, por sua vez, seriam transferidos para a Amazônia. Este argumento não somente é utilizado por Organizações Não Governamentais (ONGs) e ambientalistas internacionais como também se encontra na pauta de discussão do Congresso dos Estados Unidos, com propostas de introdução de barreiras comerciais a produtos que influenciam o aumento do efeito estufa. A tese não é de todo desprezível, apesar de ser extremamente difícil provar ou contestar uma relação causal. A resposta do governo brasileiro foi a elaboração de projeto de lei do zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar, encaminhado em setembro de 2009 ao Congresso Nacional. Este proíbe a construção de novas usinas e a expansão do plantio em qualquer área da Amazônia, do Pantanal, da Bacia do Alto Paraguai ou em vegetação nativa de outros biomas. Neste caso, mais uma vez, a resposta não pode ser somente defensiva, afirmando que a produção do etanol não necessariamente contribui com a degradação ambiental e com o aumento do efeito estufa. Pelo contrário, o etanol é justamente uma energia renovável que não usa energia fóssil em suas usinas. O etanol gera um saldo zero de emissão de gases do efeito estufa, pois o que se emite na queima do combustível é compensado pela absorção dos gases pelas plantas na fase de cultivo. Longe de ser um problema, ele fornece, como combustível renovável, uma contribuição para encontrar a solução. Tanto é que, muito

recentemente, o painel da ONU que avalia Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDLs) aprovou a inclusão de projetos de biocombustíveis líquidos.⁵¹

Por último, o etanol estaria relacionado à exploração de mão de obra e às ocorrências de trabalho infantil e escravo. A devida atenção aos problemas sociais e trabalhistas contribuiu com uma diminuição drástica destes casos, que representam um universo muito pequeno da produção sucroalcooleira. Além do mais, o fato é que o setor tem um dos melhores salários e grau de formalização da agricultura brasileira.⁵² Para consolidar e universalizar estes avanços, o governo federal articulou em junho de 2009 o Compromisso Nacional para o Aperfeiçoamento das Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar, um pacto entre entidades de trabalhadores e produtores que pretende garantir condições mínimas de trabalho no setor sucroalcooleiro.

Contudo, não há dúvida que os biocombustíveis somente poderão ocupar um lugar de destaque e contribuir com a transição energética no mundo, quando seu cultivo comprovadamente não ameaçar os biomas vitais para o clima nem a produção de alimentos. Para isso, é preciso investir fortemente em pesquisa e garantir que o Brasil fique na liderança tecnológica na segunda geração, o etanol celulósico, que permite produzir combustível a partir do bagaço e da palha, aumentando muito a produtividade e gerando energia elétrica. Este etanol, conhecido como lignocelulose, deve ser produzido em grande escala a partir de 2015.

Outra frente tecnológica é a geração de substitutos para produtos petroquímicos, as chamadas resinas verdes, para a produção de plásticos. A Braskem tornou-se pioneira no uso de etanol em substituição à nafta como matéria-prima da cadeia do plástico a partir das suas instalações em Triunfo, no Rio Grande do Sul. Porém, a Dow Chemical, em parceria com a Mitsui, anunciou um projeto de construção da primeira usina, em Santa Vitória (ES), direcionada somente ao fornecimento para a indústria química, em

51. Os MDLs foram criados para permitir investimentos em projetos de energia em países em desenvolvimento, que signifiquem reduções de emissões de carbono na comparação com sistemas tradicionais. Estas reduções, posteriormente, são certificadas por um painel da ONU, o que permite que os investidores nestes projetos mais limpos de energia possam gerar créditos de carbono e vendê-los no mercado.

52. Dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio – PNAD (IBGE, 2006) mostravam, em 2006, que o rendimento médio por nível de educação na produção da cana-de-açúcar é muito superior à média da agricultura – milho, café, arroz, mandioca – e pecuária. A produção de cana só paga menos que a de soja. Os trabalhadores da cana-de-açúcar são os que têm mais carteira assinada (76% contra 59% da soja, o segundo lugar) e a participação de trabalhadores com menos de 16 anos de idade é de 3,6%, o mais baixo da agricultura, ainda que o índice seja inaceitável.

específico o polietileno (PE). Estes avanços do patamar tecnológico exigem empresas fortes e capitalizadas para enfrentar estes desafios. O risco é que as novas fronteiras tecnológicas sejam ocupadas e monopolizadas por empresas internacionais ligadas aos grandes oligopólios, objeto de análise na próxima seção.

4.6 INTERNACIONALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ETANOL NO BRASIL

A expansão da demanda interna no Brasil pelo etanol continuará crescendo de forma exponencial nos próximos anos, o que justifica e exige uma expansão da produção independentemente do êxito do esforço exportador. Mas a internacionalização do setor veio, de forma mais rápida de fora para dentro: a competitividade do etanol brasileiro e a perspectiva de crescimento da demanda mundial por biocombustíveis vêm atraindo a atenção de grandes empresas multinacionais para o setor, além da participação dos fundos de investimento internacionais. A concentração do setor veio a partir de um processo de desnacionalização cuja contribuição para o desenvolvimento soberano nacional precisa ser monitorada e avaliada.

O movimento de entrada de companhias internacionais no mercado nacional esteve baseado tanto na perspectiva de crescimento acelerado no mercado doméstico – garantido pela tendência irreversível na comercialização de veículos bicombustíveis⁵³ quanto, sobretudo, pela expectativa positiva para as exportações brasileiras a partir de 2003. Este movimento tem resultado em expressivas mudanças em toda a cadeia produtiva do etanol no Brasil, com impactos na estrutura patrimonial tradicionalmente formada por empresas familiares de capital nacional e caracterizada pela pulverização das unidades produtivas. Nesse sentido, o setor sucroalcooleiro, que já exibia um lento e gradual movimento de concentração no início da década de 2000, parece adentrar mais recentemente em uma nova fase de consolidação, na qual a estratégia de comprar pequenas usinas para ganhar escala começa a ser associada a negociações que objetivam conquistar e ampliar mercados, além de aumentar a participação de capitais estrangeiros no setor.

A magnitude desse processo pode ser percebida pela análise dos dados. O estudo da KPMG (2009) mostra que em 2007, no auge das aquisições e das fusões no setor, houve 25 transações; em 2008, apesar da crise, ocorreram 14; e no primeiro semestre

53. Segundo Benetti (2008, p. 4), esta reserva de mercado como fator de atração para as empresas é importante como garantidor da demanda, "(...) uma vez que elas podem contar, praticamente, com um piso garantido para a colocação de sua produção".

de 2009 este número foi de quatro transações. Uma visão mais detalhada sobre estas operações mostram que das 14 fusões ou aquisições realizadas em 2008, oito envolveram capital estrangeiro. Enquanto três aquisições, das quatro apontadas em 2009, envolveram empresas ou investidores de capital externo. Este movimento sinaliza não somente um movimento de concentração da produção como também um maior interesse dos *players* internacionais, uma vez que das cinco maiores usinas a segunda e a terceira possuem capital estrangeiro em sua estrutura societária.

Além dessas tradicionais operações de aquisições e fusões, o processo de internacionalização da indústria brasileira do etanol tem assumido diferentes nuances. Outras formas mais complexas e atuais de organização têm sido frequentemente utilizadas, quais sejam os empreendimentos conjuntos (*joint-ventures*), as alianças com empresários locais, o ingresso de capitais via fundos de investimentos, os diferentes acordos estratégicos formais na área da produção, comércio, pesquisa e transferência de tecnologia, entre outros. Segundo Benetti (2008), em relação a estes acordos, a complexidade das relações econômicas que foram sendo criadas entre os grupos nacionais e estrangeiros tornaram-se de tal forma acentuada que, fica difícil conhecer todas as conexões, envolvendo os protagonistas atuantes na cadeia de produção e comercialização do etanol e o peso de cada um neste ambiente.

Um dos primeiros investimentos estrangeiros a ingressarem na indústria brasileira foi o realizado pelo grupo francês Louis Dreyfus por meio da aquisição de uma empresa nacional do setor em 2000. Deste momento em diante, diversos grupos originários de países europeus e asiáticos – além dos Estados Unidos – começaram a operar no segmento brasileiro adotando as diversas estratégias de investimento mencionadas anteriormente. Entre os principais grupos listados no quadro 2 destacam-se: a Adecoagro (investidor George Soros), Cargill, Bunge e ADM (Estados Unidos); Louis Deyfus e Tereos (França), Evergreen e Infinity Bio-Energy (Reino Unido); Noble (Cingapura); e Abengoa (Espanha).

QUADRO 2
Presença estrangeira no setor de etanol no Brasil

Empresa	País	Informações
Adecoagro	Argentina	Soros
Abengoa	Espanha	
ADM	Estados Unidos	Achier Daniels Midland
AGRERG	Diversos	Direção de Roberto Rodrigues com fundos estrangeiros
Amyris	Estados Unidos	Recursos da Fundação Bill e Melinda Gates e capitais do Vale do Silício
BP	Grã Bretanha	- Em 2008, aquisição da usina Tropical Bioenergia (GO), em parceria com Louis Dreyfus e o Grupo Maeda (Arion Capital) - Em 2011, anunciou aquisição de 50% de três usinas paulistas de Cerradinho
Brenco	Diversos	Tarpon Investments, Semco, Vinod Khosla, Steve Case, Ronald Burkle, Stephen
Bing e James Wolfensohn	Estados Unidos	Investidores americanos
Bunge e Born	Argentina	
Cargill	Estados Unidos	
Cluster de Bioenergia	Diversos	Empresa formada por 20 investidores, entre eles, instituições financeiras, construtoras e grupos petrolíferos
Coinbra/Dreyfus (França)	França	LDC Louis Dreyfus Bioenergia (Brasil)
DOW Chemical	Estados Unidos	
Epuron	Alemanha	Grupo Conergy
Eridania Beghin Say (EBS)	França	
Evergreen	Reino Unido	
Fundos de investimentos: Carlyle/Riverstone, Di Maio Ahmad, Discovery Capital, Goldman and Sacks e Global Foods	Diversos	Fundos de investimento
Glencore Intl AG	Suíça	
Global Energy	Espanha	
Globex	Estados Unidos	
Grupo Stanley Morgan	Estados Unidos	
Infinity Bio-Energy	Estados Unidos	Fundos de investimentos Kidd & Company e banco de investimentos Merry Lynch
Logen Corporation	Canadá	
Mitsubishi Corporation	Japão	
Mitsui	Japão	
Noble Group	Cingapura	
Shell	Grã-Bretanha e Holanda	Criação de uma <i>joint venture</i> com a Cosan, Raízen, no valor de aproximadamente US\$ 12 bilhões em fevereiro de 2010
Sojitz Coporation	Japão	Participação de 33,3% na empresa ETH Bioenergia do Grupo Odebrecht.
Tereos	França	
Toyota Tshusho	Japão	
Trading Noble Group	Hong Kong	
Trading Sucden	França	
Truenergy (Grupo Upstreamcap)	Estados Unidos	

Fonte: Benetti (2008), notícias do jornal *Valor Econômico* e da *Carta Capital*.

A tendência de entrada maciça do capital estrangeiro no mercado sucroalcooleiro vêm se consolidando também mediante a construção de novas plantas produtoras, ou seja, os grandes projetos chamados *greenfield*. Entre os principais exemplos nesta modalidade de investimento cita-se a construção de novas plantas pelos grupos Louis Dreyfus, ETH Bioenergia (pertencente ao grupo Odebrecht) e Brenco.⁵⁴

No box 1 são apresentadas, como exemplo, duas recentes transações envolvendo a entrada de novos atores no setor de etanol brasileiro, que exemplificam os investimentos atraídos pelas boas perspectivas de ganhos neste mercado, além das complexas relações econômicas que estão sendo formadas entre os grupos nacionais e internacionais ingressantes no setor.

BOX 1**Exemplos de reorganização societárias das empresas sucroalcooleiras no Brasil****Santelisa Vale S/A**

A Santelisa está entre as cinco maiores empresas de açúcar e de álcool no Brasil e é a primeira na geração de energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar. A constituição do grupo remonta a 2007, com a fusão de duas empresas nacionais: a Companhia Energética Santa Elisa (Cese) e a Companhia Açucareira Vale do Rosário. Ainda em 2007, procedeu-se a formação de uma *joint-venture* entre a Santelisa e uma das empresas do grupo nacional Maeda (importante produtora de algodão) de Goiás, dando origem à Tropical Bionergia. Também em 2007, o banco de investimento Goldman Sachs e o segmento BNDESPAR assumiram parte do controle da Santelisa tornando-se sócios das famílias proprietárias. Em 2008, a terceira maior petroleira do mundo – BP – adquiriu 50% do capital desta empresa: a nova sociedade passou a nomear-se BP Etanol. Cabe mencionar também a constituição de outra *joint-venture* em 2007, envolvendo a Santelisa e o Fundo de Investimento Global Food Holding com sede nas Antilhas Holandesas, formando a Companhia Nacional de Açúcar e Álcool (CNAA). Esta última adquiriu recursos junto ao BID para financiar parte do projeto de construção de quatro unidades industriais em Minas Gerais e em Goiás em 2008. Uma terceira *joint-venture*, formada também em 2008, entre a Trading Crystalsev (uma subsidiária da Cese) e a norte-americana Amerys, originando a Amerys-Crystalsev direcionada à produção e à comercialização de bicompostíveis de última geração. Neste arranjo, a Santelisa participaria com a produção de cana-de-açúcar; a Crystalsev com a comercialização da produção; e a Amerys seria a responsável pela transferência de tecnologia, sendo esta a última empresa com participação majoritária no controle do grupo. A mesma Crystalsev realizou uma adicional parceria com a Dow Chemical para a produção de polietileno, passando o grupo a ter uma participação também na indústria química, mais especificamente, na indústria alcoolquímica.

(Continua)

54. Maiores detalhes sobre estes empreendimentos são apresentados em Ramos *et al.* (2008).

(Continuação)

Cosan

No primeiro semestre de 2010, a Cosan anunciou a abertura das negociações para a criação de uma *joint-venture* com a anglo-holandesa Shell, criando a segunda maior distribuidora de combustíveis do país, com faturamento em torno de R\$ 50 bilhões. Esta fica apenas atrás da BR Distribuidora, líder com 36,7% do mercado e à frente do grupo Ultra (Texaco e Ipiranga). Com 2,2 bilhões de litros de produção de etanol em 2010, a Raízen é a maior empresa de etanol do Brasil. O anúncio da *joint-venture* representa mais um passo na estratégia da Shell de ampliar sua presença no setor de etanol. A empresa já mantinha pesquisa na segunda geração de biocombustíveis, mas a Raízen é a primeira experiência concreta de produção de biocombustíveis para a Shell. O avanço das duas companhias é beneficiado pela compra pela Cosan, em 2008, do grupo Esso Brasileira de Petróleo S/A, que foi pioneiro em integrar a produção de etanol *downstream* na distribuição. Com o objetivo de construir e operar uma malha de dutos para transporte de etanol, a Cosan realizou uma associação com a Crystalserv e a Cooperativa de Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo (Copersucar), criando a Uniduto. Isto visava viabilizar recursos para o empreendimento que transportaria o combustível das usinas do Centro-Sul e do Sudeste para o Porto de Santos. A estratégia de usar o Brasil como base para exportação foi substituída por uma estratégia voltada para o mercado interno.

A crise global de 2008 teve grande impacto sobre as usinas altamente endividadas e acelerou o processo de internacionalização. Segundo estimativas do banco Bradesco, a participação estrangeira no setor pulou de 7%, em 2007, para 25%, em 2011 (BRADESCO, 2011).

4.7 DILEMAS E PERSPECTIVAS

Sob o impacto da crise de 2008, houve, do lado da oferta, retardo nos investimentos e aceleração de vendas de usinas nacionais endividadas para empresas estrangeiras. As empresas multinacionais não promoveram novos investimentos em volumes necessários para lidar com a continuidade da expansão da demanda interna por etanol, contribuindo assim com a queda do potencial exportador e problemas de abastecimento do mercado interno, acompanhado de aumento dos preços. Evidenciou-se a necessidade de resolver os desequilíbrios internos antes de se retomar com vigor a diplomacia do etanol. É preciso garantir um excedente regular expressivo para acessar outros mercados sem afetar o abastecimento interno. Diante deste novo quadro, o governo brasileiro tomou algumas iniciativas para garantir, em primeiro lugar, a satisfação da demanda interna e, com isto, temporariamente, relegar o esforço exportador ao segundo plano. Entre as medidas tomadas destacam-se:

- o aumento expressivo da participação do BNDES, que se tornou o principal financiador do setor, sobretudo a partir de 2009;
- a criação, em julho de 2008, da Petrobras Biocombustível (PBio), subsidiária integral da Petrobras. Espera-se do envolvimento da Petrobras uma garantia de esforço para o

desenvolvimento tecnológico nacional, visando aumento da produtividade e investimentos na capacidade produtiva;

- a mudança do marco regulatório ao classificar o etanol prioritariamente como combustível e não um produto derivado da agricultura. A partir de abril de 2011, a ANP passou a regular e fiscalizar a produção de etanol; e
- as negociações com o setor privado para a contratação e formação de estoque de etanol para evitar escalada de preços e risco de desabastecimento nas entressafas.⁵⁵

5 PERSPECTIVAS DA ENERGIA NUCLEAR

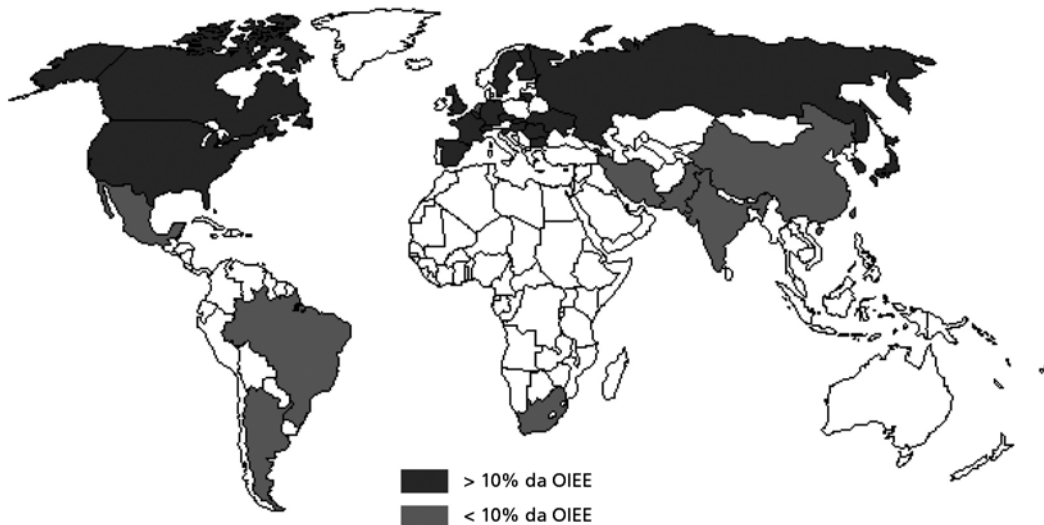
Em 2008, o governo brasileiro, após ter tomado a decisão de concluir a construção da usina nuclear Angra 3, anunciou planos de retomar os investimentos na construção de novas usinas, envolvendo US\$ 212 bilhões, gerando um capacidade total de 60 mil MW. Embora o acidente de Fukushima (março de 2011) tenha contribuído para desacelerar estes planos, os mesmos continuam no horizonte das políticas governamentais para o médio e longo prazo – importantes produtores e consumidores de energia nuclear, França, Rússia, Índia e República Tcheca anunciaram publicamente que darão continuidade aos seus respectivos programas nucleares. A grande exceção é a Alemanha, que explicitou a possibilidade de abandonar seus projetos na área. Existem 11 países que dominam o ciclo tecnológico do urânio, sendo que somente três destes são detentores de reservas significativas do minério: Estados Unidos, Rússia e Brasil – o que os tornam atores estratégicos neste mercado.

A energia nuclear para fins pacíficos depara-se historicamente com três obstáculos. Primeiro, a ligação direta com a construção da bomba atômica, que limita a transferência tecnológica. Segundo, os desafios relacionados ao próprio processo de geração da energia nuclear, com riscos de impacto altamente negativo em qualquer acidente, como nos casos de Chernobil (1987) e Fukushima (2011). Terceiro, o problema dos resíduos radioativos. Atualmente, a energia nuclear é utilizada por vários países, especialmente os desenvolvidos. A energia nuclear nos países em desenvolvimento que possuem a tecnologia, não supera em nenhum dos casos um décimo da oferta nacional de energia elétrica (mapa 2). Antes do acidente de Fukushima, segundo a Agência Internacional de Energia Atômica

55. Ao mesmo tempo, o governo tomou, em 2011, algumas medidas paliativas para lidar com a situação de emergência, em particular a redução do teor de álcool anidro na mistura com gasolina de 25% para 20%. Considerando que esta medida está na contramão da política do etanol perseguida pelo governo nos últimos anos, há de se esperar que isto seja revogado assim que se normalize a relação entre oferta e demanda no mercado interno.

(AIEA *apud* PESTANA, 2010), as perspectivas de expansão da energia nuclear no mundo, incluíam principalmente países em desenvolvimento, como o Chile e a Venezuela.

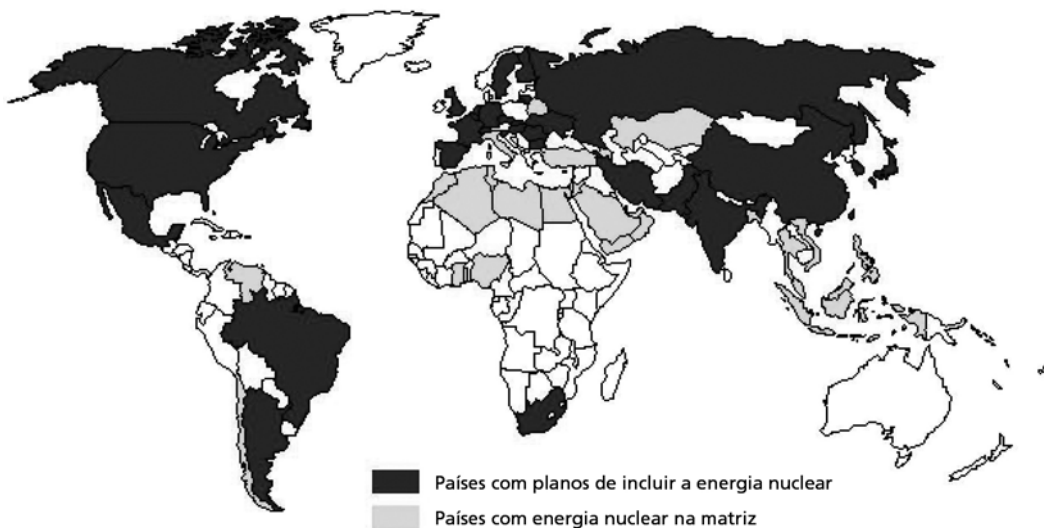
MAPA 2
Países com reatores em operação ou em construção



Fonte: AIEA/AIE *apud* PESTANA (2010).

Nota: ¹ Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE).

MAPA 3
Perspectivas de expansão da energia nuclear (antes de Fukushima)



Fonte: AIEA *apud* PESTANA (2010).

5.1 PROGRAMA NUCLEAR BRASILEIRO (PNB)

Também no caso do PNB, as origens remetem aos anos 1930 e 1940, com as primeiras pesquisas nucleares na Universidade de São Paulo (USP), décadas nas quais também são localizadas as primeiras reservas de urânio em território nacional. O início efetivo do programa, contudo, dar-se-ia com o apoio dos Estados Unidos, no contexto da Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, foram criados o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), em 1956, e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), em 1962, que passaram a compor a estrutura governamental para promover o programa nuclear nacional. Em 1965, apesar de se ter conseguido desenvolver a tecnologia para um reator nacional, o país era dependente do fornecimento de urânio enriquecido. Em 1971, começou a construção da usina Angra 1, com financiamento externo. O governo Ernesto Geisel (1974-1979), no contexto do II PND, criou as Empresas Nucleares Brasileiras S/A (Nuclebrás) para incentivar a expansão do programa nuclear e atender às demandas energéticas do país.

Na década de 1970,⁵⁶ o Brasil propôs um acordo com a Alemanha Ocidental para construir oito reatores em território nacional, que incluiria a transferência de tecnologia para o domínio do ciclo do enriquecimento de urânio.⁵⁷ No acordo com a Alemanha, contudo, não houve significativa transferência de tecnologia – tratou-se mais de incorporação de tecnologia.⁵⁸ Pouco depois, investimentos vultosos na indústria nuclear tornaram-se inviáveis em virtude da crise da dívida externa pela qual passaram os países em desenvolvimento, particularmente na América Latina, no início dos anos 1980. Por este motivo, a construção das usinas Angra 2 e Angra 3 previstas no acordo teuto-brasileiro foi interrompida.

Nesse ínterim, em 1982, a Angra 1 começou a gerar energia, que seria comercializada somente em 1985. Três anos depois, dois importantes fatos ocorreram: a companhia Indústrias Nucleares do Brasil S/A (INB) sucedeu as subsidiárias da Nuclebrás, e a CF/88, impediu o desenvolvimento, no Brasil, de armas nucleares. Em seu Artigo 21, inciso XXIII, a CF prevê que é competência exclusiva da União

56. Este período – no qual a política externa ficou conhecida como *pragmatismo responsável*, estando diretamente relacionada ao aumento do preço do petróleo e à dependência energética – também foi caracterizado pelo não alinhamento automático aos Estados Unidos.

57. O ciclo de produção do combustível envolve: *i)* mineração e beneficiamento; *ii)* conversão do minério beneficiado (*yellow cake*) em gás (UF6); *iii)* enriquecimento (aumento do isótopo U235 de 0,7% para 5%); *iv)* reconversão do gás para pó; *v)* prensagem da pastilha; e *vi)* montagem do elemento combustível.

58. Por seu turno, o insucesso no processo de transferência de tecnologia foi imprescindível para que o Brasil buscasse desenvolver sua própria tecnologia de geração de energia nuclear.

(...) explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados, atendidos os seguintes princípios e condições: a) *toda atividade nuclear em território nacional somente será admitida para fins pacíficos e mediante aprovação do Congresso Nacional*; b) sob regime de permissão, são autorizadas a comercialização e a utilização de radioisótopos para a pesquisa e usos médicos, agrícolas e industriais; c) sob regime de permissão, são autorizadas a produção, comercialização e utilização de radioisótopos de meia-vida igual ou inferior a duas horas; d) a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa (BRASIL, 1998, grifo nosso).

Contudo, no fim dos anos 1980, o PNB foi desarticulado. As pesquisas sobre energia, radiofármacos e submarinos persistiram, mas sem nenhuma coordenação e com orçamentos escassos.

5.2 A NECESSIDADE DO INVESTIMENTO ESTATAL

Tendo em vista esse panorama histórico, é importante destacar o papel primordial do Estado brasileiro no investimento em tecnologia nuclear. Com efeito, cabendo à União a maior parte de tudo que se refere a tecnologias nucleares, a necessidade de uma política pública para o desenvolvimento – e mesmo a manutenção – do setor torna-se vital.⁵⁹ Mais que isto, é preciso que esta política pública seja assumida pelo Estado brasileiro com prioridade sobre projetos conjunturais e interesses corporativos, para que se possa constituir plenamente. Seu estímulo é importante para a diversificação da matriz energética nacional. Pesam também os fatos de que: *i)* a energia nuclear é considerada limpa no que diz respeito à emissão de CO₂, a despeito do problema dos resíduos radioativos; *ii)* o aumento da oferta de outras fontes energéticas tem sido insuficiente para atender a contínua expansão da demanda; e *iii)* o Brasil é reconhecido internacionalmente como um usuário pacífico da tecnologia nuclear – principalmente pela bem-sucedida cooperação com a Argentina, desenvolvida desde os anos 1980. Cabe frisar que a energia atômica representava em 2010 apenas 1,5% da matriz energética nacional.

Segundo a World Nuclear Association, a energia nucleoe elétrica produzida no Brasil é 50% mais cara que a hidrelétrica. De fato, entre as alternativas para geração de energia em larga escala, a opção nuclear é a de maior custo por causa dos investimentos

59. São insuficientes as discussões sobre privatização da área no Brasil. A maioria delas, contudo, não dá a devida relevância ao fato de a manutenção do setor sob o controle estatal se tratar de uma questão de segurança nacional.

em segurança dos sistemas de emergência e do armazenamento de resíduos radioativos. Além disso, há custos altos relacionados à descontaminação e à desmontagem definitiva das instalações de usinas que atingiram suas vidas úteis.

Sauer e Seger (2009, p. 18) também enfatizam que, do ponto de vista da análise comparativa dos custos envolvidos, a opção nuclear, para sustentar a expansão da capacidade brasileira, “não aparece como prioridade”. Apesar disso, o PNB apresenta uma série de potenciais vantagens que o tornam viável como fonte complementar e para garantir o fornecimento de produtos nucleoderivados, tais como radiofármacos e molibdênio, e que justificaria os altos investimentos para sua viabilização.

5.3 FATORES FAVORÁVEIS À CONSOLIDAÇÃO DE UM PNB

Mesmo tendo prospectado somente um quarto de seu território, o país já possui a sétima maior reserva de urânio do mundo (tabela 6), sendo o décimo segundo maior produtor mundial do minério. As maiores concentrações se encontram em Poços de Caldas (Minas Gerais), inoperante desde 1997; Caetité (Bahia), operando desde 1999; e Santa Quitéria (Ceará), produção prevista para 2012. Todo o urânio extraído é utilizado no Brasil depois de passar por etapas de conversão e enriquecimento fora do país.

TABELA 7
Reservas conhecidas de urânio (2007)

País	Toneladas (t)	Porcentagem em relação ao total mundial
Austrália	1.243.000	23
Cazaquistão	817.000	15
Rússia	546.000	10
África do Sul	435.000	8
Canadá	423.000	8
Estados Unidos	342.000	6
Brasil	278.000	5
Namíbia	275.000	5
Níger	274.000	5
Ucrânia	200.000	4
Jordânia	112.000	2
Uzbequistão	111.000	2
Índia	73.000	1
China	68.000	1
Mongólia	62.000	1
Outros	210.000	4
Total mundial	5.469.000	100

Fonte: World Nuclear Association (2010).

TABELA 8
Maiores produtores de urânio (2008)
 (Em t)

País	Produção
Canadá	9.000
Cazaquistão	8.521
Austrália	8.430
Namíbia	4.366
Rússia	3.521
Níger	3.032
Uzbequistão	2.338
Estados Unidos	1.430
Ucrânia	800
China	769
África do Sul	566
Brasil	330
República Tcheca	263

Fonte: World Nuclear Association (2010).

Atualmente, o Brasil utiliza centros de gaseificação no Canadá e de enriquecimento de urânio na França. Com a expansão do parque nuclear nacional, o país pode se tornar independente do beneficiamento externo e, caso se confirme o esperado – 1 milhão de toneladas em reservas de urânio –, pode também se tornar exportador do minério, cujo preço no mercado internacional aumentou aproximadamente 343% desde 2004 – de US\$ 12,00 em 2004 para US\$ 53,19 por libra-peso em novembro de 2011. Espera-se que o país possua, a partir de 2014, além do domínio tecnológico do ciclo completo do combustível nuclear, a possibilidade de sua efetivação em território nacional – o que, além de vantajoso para a autonomia do país no setor e a segurança nacional, também é essencial para a propulsão de um submarino nuclear. Ressalte-se que, além da inovação tecnológica e dos ganhos em defesa, o submarino nuclear brasileiro pode impulsionar também a indústria naval no país, que já se encontra reativada.⁶⁰ De fato, possuir a tecnologia de enriquecimento de urânio não apenas viabiliza o PNB como, no longo prazo, ainda pode tornar o país um fornecedor de urânio enriquecido para usinas estrangeiras. A garantia de demanda interna é requisito para viabilizar a economia de escala necessária à incorporação de tecnologia e à produção nacional de todo o ciclo de enriquecimento. Isto pode, ainda, significar a entrada do Brasil no estratégico e

60. A indústria naval brasileira, a segunda maior do mundo no início da década de 1980, foi praticamente desativada nos anos 1990 e retomada na década de 2000, particularmente por conta de uma mudança na política de compras da Petrobras, que passou a privilegiar fornecedores nacionais.

sensível mercado internacional de urânio enriquecido.⁶¹ Em termos de segurança energética, a energia nuclear apresenta uma produção estável, próxima aos grandes centros consumidores e não sazonal. Ela pode contribuir para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo a autonomia e a soberania nacional.

Por fim, o interesse do setor privado em participar da cadeia nuclear brasileira,⁶² particularmente do desenvolvimento de projetos e construção de usinas, pode viabilizar a produção, de forma autônoma ou em parceria com outro país, de reator de pequeno porte. Alguns países sul-americanos já demonstraram intenção de criar ou ampliar seus programas nucleares, o que aponta para a possibilidade de aumento da demanda regional por usinas nucleares. A existência de um pólo fornecedor de ilhas nucleares, de sistemas, componentes e serviços de engenharia e arquitetura para usinas na América do Sul, ampliaria a segurança energética da região, ademais de contribuir indiretamente com os esforços de *confidence-building* na área de defesa, uma vez que diminuiria a necessidade de participação de terceiros países. Não pode ser descartada, portanto, a possibilidade de criação de uma indústria nuclear regional articulada, aglutinando esforços de dois ou mais países do subcontinente.

5.4 OS EIXOS ESTRUTURANTES DO PNB

Um programa nuclear coeso implica ações articuladas para os diferentes usos de sua tecnologia. O PNB, a coordenação das políticas públicas que consolidaria os temas nucleares no Brasil, se estruturou em torno de três principais áreas: a produção de energia nucleoeletrica, radiofármacos e combustível para o submarino nuclear. O programa tem como metaexemplo o desenvolvimento do Reator Multipropósito Brasileiro (RMB), com capacidade para produzir desde radioisótopos – que permitiriam a autossuficiência do país na área – até traçadores, passando pelo desenvolvimento de novos combustíveis e pela formação de recursos humanos. Fica claro, pois, o conceito de um PNB enquanto combinação estratégica de economia de recursos – no médio e longo prazo –, desenvolvimento tecnológico, ganhos em segurança, diversificação da pauta exportadora e da matriz energética, bem como, por consequência, diminuição

61. Por se tratar de um segmento sensível, com estrutura produtiva inconvertível e custos fixos elevados, há que se ter demanda interna mínima capaz de suprir eventuais contrações do mercado internacional.

62. Carajilescov, Losada e Fernandez (2011) apresentam o interesse empresarial no setor com base nas discussões do I Encontro de Negócios de Energia Nuclear, realizado na Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), em 23 de novembro de 2010.

da importação de determinados bens. A sinergia entre as atividades de um programa nuclear articulado implica a vinculação dos objetivos de diversos ministérios. No caso do RMB, estão envolvidos:

- o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) – formação de recursos humanos, pesquisa, desenvolvimento e inovação;
- o Ministério da Saúde (MS) – ampliação da capacidade nacional de produção de radiofármacos;
- o Ministério de Minas e Energia (MME) – nacionalização da tecnologia e diversificação e aumento da oferta energética;
- o Ministério da Defesa (MD) – teste de combustíveis e irradiação de materiais;
- o MDIC – consideração do RMB como instrumento de desenvolvimento de inovação tecnológica; e
- o Ministério do Meio Ambiente (MMA) – licenciamento nuclear e ambiental e produção de traçadores.

5.4.1 Energia nucleoeletrica

O planejamento energético brasileiro para 2030 prevê que a participação da energia nuclear na matriz energética nacional dobre, correspondendo a 3% da produção nacional de energia elétrica. A ampliação da produção de energia nucleoeletrica ganhou legitimidade na década de 2000. O apagão de 2001 legitimou maiores investimentos estatais na produção e na distribuição de energia. O planejamento prevê que, entre 2014 e 2030, a cada quatro anos, entre em funcionamento uma usina nuclear com capacidade de geração de 1.000 MW. A efetivação das metas previstas para a produção de energia nucleoeletrica garantiria a demanda para que o PNB realizasse internamente todo o ciclo de enriquecimento do urânio e para que a tecnologia necessária fosse completamente incorporada e periodicamente renovada. Além disso, o aumento da geração deste tipo de energia ampliaria a confiabilidade do sistema interligado nacional. A energia gerada pelas usinas de Angra 1, 2 e 3 – quando entrar em operação – será capaz de atender a 80% da demanda do Estado do Rio de Janeiro (SILVA, 2010b).

5.4.2 Produção de radiofármacos

Os radioisótopos são incorporados a moléculas (radiofármacos), que são metabolizadas e absorvidas temporariamente pelo organismo, com duas possibilidades de uso. A primeira se refere aos diagnósticos realizados por meio da imagem de sua emissão gama

atravessando o corpo humano; a segunda diz respeito à terapia feita mediante a destruição de tecidos circunvizinhos, particularmente no tratamento do câncer. O Brasil, por meio do IPEN, já elabora 39 produtos – dos gerados em reatores, como o Mo_{99} e o I_{131} , aos processados no ciclotron, como o FDG (F_{18}) e o Ti_{201} . Cerca de 80% de todos os procedimentos de medicina nuclear no Brasil utilizam o Tc_{99m} , oriundo do Mo_{99} . Os procedimentos alternativos são menos eficazes, menos efetivos e não universais. O consumo nacional de Tc_{99m} é garantido pela conversão de molibdênio importado feita no IPEN/CNEN, com tecnologia 100% nacional.

A maior parte da produção mundial (95%) de Mo_{99} estava distribuída, no início de 2009, em cinco grandes laboratórios: 31% era produzido no RNU (Canadá), 33% no HFR (Holanda), 13% no Safari-1 (África do Sul), 10% no BR2 (Bélgica), e 8% no Osiris (França), todos com mais de 40 anos (período aconselhável para o reator deixar de ser utilizado). Em maio de 2009, o laboratório canadense deixou de operar por problemas técnicos e, em fevereiro de 2010, o mesmo ocorreu com o laboratório holandês. Considerando-se, conforme a tabela 8, que o consumo *per capita* de Mo_{99} no Brasil é metade do da Argentina e da União Europeia, e um sexto do consumo dos Estados Unidos, a demanda interna atual e sua expectativa de crescimento são mais que suficientes para justificar a produção local do molibdênio-99 e o desenvolvimento nacional de uma cadeia industrial completa de radiofármacos. Uma possível solução seria a criação de uma empresa trinacional ou regional de produção de molibdênio amparada no PNB e apoiada pelo reator nuclear peruano de fabricação argentina, que se encontra atualmente subutilizado.

TABELA 9

Consumo semanal de Mo_{99} – total e por milhão de habitantes

(Em Ci por semana)

País	Consumo Mo_{99}	Consumo por milhão de habitantes
Argentina	200	4,9
Brasil	450	2,3
Estados Unidos	4.500	14,6
União Europeia	2.300	4,6

Fonte: Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN (*apud* MARTINS, 2010).

5.4.3 Submarino nuclear brasileiro

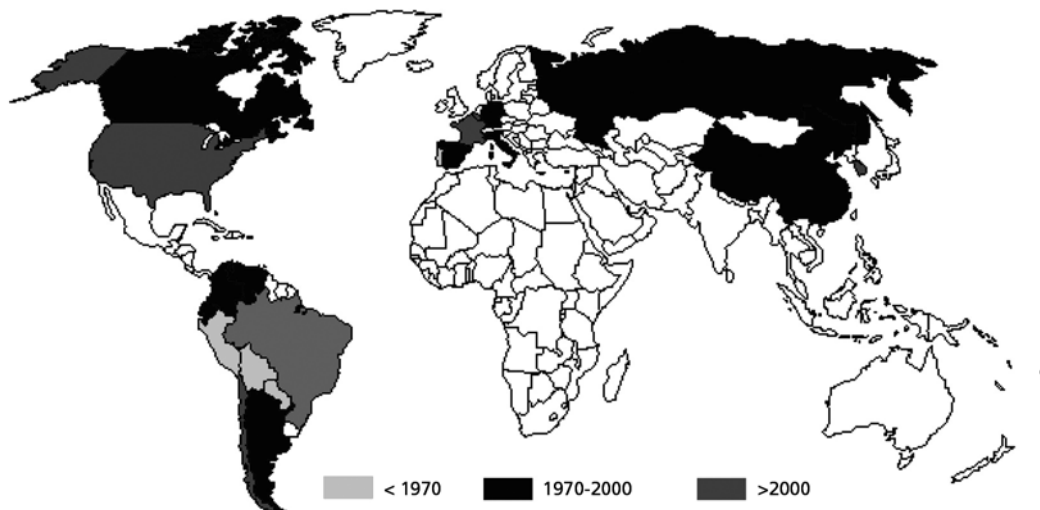
A produção de um submarino movido à propulsão nuclear pela Marinha do Brasil vem se arrastando há algumas décadas, devendo ter seu protótipo concretizado em 2014.

No momento em que se aproxima a fase de execução do projeto, surge a necessidade de consumo de combustível nuclear. A Marinha deve começar a converter hexafluoreto de urânio em usina própria também em 2014. A construção do submarino nuclear deve ser iniciada em 2016, com previsão de término em 2022. O cronograma de produção do submarino nuclear brasileiro coincide com a expansão da produção de petróleo e gás na camada do pré-sal do litoral brasileiro, fato que garante maior legitimidade social ao projeto em virtude da necessidade de proteção das reservas nacionais.

5.5 ACORDOS INTERNACIONAIS

O Brasil assinou uma série de acordos internacionais no que diz respeito à tecnologia nuclear (mapa 4), além de obviamente incluir alusões ao Tratado de Não Proliferação Nuclear (TNP). Esta grande quantidade de acordos assinados pelo Brasil demonstra seu interesse estratégico na área.

MAPA 4
Acordos nucleares bilaterais do Brasil



Fonte: MRE (*apud* PESTANA, 2010).

Obs.: Não constam na figura os acordos realizados com a Índia e a África do Sul.

De fato, a necessidade e a prioridade de fortalecer internamente as equipes e as instituições que tratam da questão nuclear e da criação de parcerias estratégicas internacionais nessa área, são opções complementares. Além disso, acordar programas de

cooperação – sejam bilaterais, regionais ou multilaterais – pode contribuir para a indústria nuclear e para a formação de recursos humanos.

As seções seguintes são dedicadas aos acordos multilaterais e bilaterais no setor nuclear firmados pelo país, incluindo, ao final, a relação do país com a AIEA e a assinatura do TNP.⁶³ Em relação aos acordos bilaterais, destacam-se os celebrados com a Argentina, com a França e com a Índia. Além destes três países, o Brasil possui acordos bilaterais com outros 13 governos.⁶⁴ Cabe ressaltar, ainda, o papel protagonista das agências brasileiras de energia nuclear, principalmente a partir da década de 1990, na cooperação internacional do país: a CNEN, autarquia federal ligada ao MCT, e as INBs, empresa brasileira de economia mista, vinculada à própria CNEN. Como ressalta Alcañiz (2010), à medida que os gastos governamentais diminuirão, as agências nucleares aumentarão sua participação nas redes regionais de cooperação.

5.5.1 Argentina

A intensificação da cooperação em âmbito regional pode evitar a duplicidade de esforços e possibilitar ganhos de escala. A cooperação brasileira no que se refere à energia nuclear iniciou-se com o Acordo de Cooperação para o Desenvolvimento e Aplicação dos Usos Pacíficos da Energia Nuclear – assinado com a Argentina – e entrou em vigor em 1983. O documento reconhece que o desenvolvimento da energia nuclear para fins pacíficos constitui um elemento fundamental para promover o desenvolvimento econômico e social, e objetiva fomentar a cooperação entre os dois países para o desenvolvimento e para a aplicação deste tipo de energia. Em termos de cooperação, estão previstos o intercâmbio de informações e de pessoas, a realização de pesquisas em conjunto e a formação de grupos de trabalho mistos. Propõe-se, ainda, a celebração de um acordo com a AIEA para a aplicação de salvaguardas, que veio a ser firmado em 13 de dezembro de 1991 (em vigor desde março de 1994) e ficou conhecido como Acordo Quadripartite.

A cooperação nuclear entre o Brasil e a Argentina fez parte de um pacote mais amplo de cooperação entre os dois países, encabeçado pelos presidentes Raúl Alfonsín

63. O TNP é um dos principais instrumentos jurídicos que compõem os mecanismos internacionais de controle de tecnologia nuclear. Somam-se a ele os acordos de salvaguarda, os tratados de Zonas Livres de Armamento Nuclear (ZLANs), que incluem, por exemplo, o Tratado de Tlatelolco, e outras convenções e acordos plurilaterais. Os atores internacionais relevantes nesta área são, entre outros, a AIEA e o Grupo de Fornecedores Nucleares (Nuclear Suppliers Group – NSG).

64. Os outros países com os quais se possui acordos vigentes na área nuclear são: Alemanha, Canadá, Chile, China, Colômbia, Equador, Espanha, Estados Unidos, Israel, Itália, Portugal, Rússia e Venezuela.

e José Sarney. Esse conjunto de acordos, que se davam para os dois países, no contexto interno de redemocratização, e, no externo, do reconhecimento da necessidade de ampliar sua estratégia de inserção internacional, foi o marco oficial do apaziguamento das rivalidades estratégico-militares entre os dois vizinhos. A Declaração de Iguazu, de novembro de 1985, tinha duplo objetivo: *i*) criar um grupo de trabalho de alto nível, envolvendo os ministros de relações exteriores dos dois países; e *ii*) firmar a cooperação na área de tecnologia nuclear para fins pacíficos (OLIVEIRA, 1998). Esta declaração e a conjuntura de cooperação entre os dois países, formaram o embrião do Tratado de Assunção de 1991, que daria origem ao Mercosul. A “Declaração Conjunta de Iperó sobre Política Nuclear”, que data de abril de 1988, pressupõe o “inalienável direito [de] desenvolver, sem restrições, (...) programas nucleares para fins pacíficos” e ressalta “a plena coincidência das posições brasileiro-argentinas diante das questões internacionais na área nuclear”. Apesar de envolver apenas o Brasil e a Argentina, a declaração manifesta vontade de estender a cooperação na área de energia nuclear a todos os países latino-americanos interessados em participar. A proposta que o documento apresenta é de aperfeiçoar a cooperação existente. Para tanto, resolve transformar o Grupo de Trabalho Conjunto criado pelo item 4 da Declaração de Iguazu em Comitê Permanente, com vista a empreender iniciativas conjuntas no setor nuclear.

Mais recentemente, a Declaração Conjunta concernente à criação da Agência Brasileiro-Argentina de Aplicações da Energia Nuclear (ABAEN), de agosto de 2001, relembra que os dois países são partes no Tratado para a Proscrição de Armas Nucleares na América Latina e no Caribe (Tratado de Tlatelolco), no Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares (TNP) e no Tratado de Proibição Completa de Testes Nucleares (CTBTO). Sua intenção é propiciar as condições para manter a utilização e a geração da energia nucleoe elétrica. A ABAEN é a responsável por promover e intensificar a cooperação, em vários aspectos, entre os dois países no campo da aplicação da energia nuclear para fins pacíficos. Em 30 de novembro de 2005, foram assinados dois protocolos adicionais: o Protocolo Adicional ao Acordo de Cooperação para o Desenvolvimento de Energia Nuclear para Fins Pacíficos em Matéria de Reatores, Combustíveis Nucleares, Abastecimento de Radiofármacos, e de Gestão de Resíduos Radioativos e o Protocolo Adicional ao Acordo de Cooperação para o Desenvolvimento de Energia Nuclear para Fins Pacíficos nas Áreas Normativa e de Regulação Nuclear. Os dois governos reiteraram que o uso da energia nuclear para fins pacíficos é um dos pilares do processo de integração. Assim sendo, ficam estabelecidas: a importância de estimular a cooperação nesta área; a necessidade de cooperar em matéria de regulação da atividade nuclear; e

a responsabilidade do Comitê Permanente Argentino-Brasileiro de Política Nuclear (CPPN) de identificar novos projetos e propostas de cooperação.

Em 2008, a Declaração da Casa Rosada estabelece a criação da Comissão Binacional de Energia Nuclear (COBEN), responsável pela cooperação em cinco áreas: aplicações; ciclo do combustível nuclear; reatores e rejeitos; regulação; e a criação da empresa binacional de enriquecimento de urânio. Em meados de 2010, a colaboração entre os dois países é retomada em nível presidencial. O acordo anunciado entre os presidentes Luiz Inácio Lula da Silva e Cristina Kirchner prevê, em médio e longo prazo, uma empresa binacional e o projeto de reatores multipropósito, para a produção de isótopos médicos e pesquisa científica. A especificação do entendimento fica por conta das três instâncias existentes: a Agência Brasileiro-Argentina de Contabilidade e Controle (ABACC) – que realiza inspeções mútuas –, a Comissão Binacional de Energia Nuclear e o Comitê Permanente Argentino-Brasileiro de Política Nuclear. O encontro do Comitê será o primeiro desde 2005, embora os dois países tenham atuado juntos na recente revisão do TNP.

5.2.2 França

Passa a vigorar em 5 de julho de 2005 o Acordo de Cooperação entre o Brasil e a França para o Desenvolvimento das Utilizações Pacíficas da Energia Nuclear, de outubro de 2002. As partes acordam em desenvolver a cooperação em matéria de pesquisa, envolvendo, por exemplo, a utilização de urânio enriquecido a 20%, segurança nuclear, geração de energia nucleoe elétrica e informação ao público com fins de aceitação da energia nuclear. O acordo tem duração prevista de 20 anos. Com efeito, este acordo faz parte de um pacote mais amplo de cooperação que se tem desenvolvido com a França. A principal motivação é a percepção mútua da importância em firmarem-se os dois países como parceiros estratégicos. Estão envolvidas neste pacote outras questões sensíveis como a transferência de tecnologia na área militar – para programa do submarino nuclear brasileiro, por exemplo, ou para a reestruturação das Forças Armadas.

5.5.3 Índia

O Brasil e a Índia vêm demonstrando um importante movimento de convergência nos últimos anos. Da mesma forma, segundo Poletto (2007), os programas nucleares do Brasil e da Índia são altamente complementares, o que torna promissoras as perspectivas na área. O interesse na viabilização do etanol como alternativa energética e a cooperação no setor nuclear são claros exemplos (POLETTTO, 2007). A primeira tentativa na área ocorreu em 1968, sem sucesso. A segunda também: o acordo nuclear celebrado com a Índia

em 1996 foi denunciado dois anos depois. Em 2006, ressurgiu o interesse de reativar a cooperação nuclear com a Índia. No âmbito do Fórum IBAS (composto por Índia, Brasil e África do Sul) sob a alegação das necessidades de crescimento econômico, a questão do uso e da produção de combustíveis não poluentes serviu de eixo para orientar o acordo de cooperação nuclear celebrado em setembro do mesmo ano. Além disso, o acordo prevê a cooperação sobre a utilização da energia nuclear nas áreas de saúde e alimentos.

5.5.4 Acordos multilaterais

A tabela 10 resume os diversos acordos multilaterais na área de energia nuclear dos quais o Brasil faz parte, incluindo a data da celebração e da promulgação, bem como o número do decreto que aprovou o ato internacional.

TABELA 10
Atos multilaterais assinados pelo Brasil nos campos da energia convencional e nuclear

Título	Data	Promulgação	
		Decreto nº	Data
Estatuto da Agência Internacional de Energia Atômica	26/10/1956	42.155	27/08/1957
Convenção de Viena sobre Responsabilidade Civil por Danos Nucleares	21/05/1963	911	03/09/1993
Acordo entre o governo do Brasil, o governo dos Estados Unidos e a AIEA para a aplicação de salvaguardas	10/03/1967	63.705	29/11/1968
Emenda ao Artigo 6º do Estatuto da Agência Internacional de Energia Atômica	28/09/1970	73.357	26/12/1973
Emenda ao Acordo entre a Agência Nacional de Energia Atômica, o governo da República Federativa do Brasil e o governo dos Estados Unidos da América para a aplicação de salvaguardas	27/07/1972	71.207	05/10/1972
Convenção sobre a proteção física dos materiais nucleares	03/03/1980	95	16/04/1991
Convenção sobre pronta notificação de acidente nuclear	26/09/1986	9	15/01/1991
Convenção sobre assistência ao caso de acidente nuclear ou emergência radiológica	26/09/1986	8	15/01/1991
Acordo entre a República da Argentina, a República Federativa do Brasil, a Agência Brasileira-Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares e a AIEA para a aplicação de salvaguardas	13/12/1991	1.065	24/02/1994
Convenção de segurança nuclear	20/09/1994	2.648	01/07/1998
Convenção conjunta sobre o gerenciamento seguro do combustível nuclear usado e dos rejeitos radioativos	05/09/1997	5.935	19/10/2006
Protocolo para suspender a aplicação de salvaguardas decorrentes do acordo de 26 de fevereiro de 1976 entre a Agência, o governo da República Federativa do Brasil e a República Federal da Alemanha à luz dos dispositivos para a aplicação de salvaguardas conforme o Acordo Quadripartite de Salvaguardas entre a Argentina, o Brasil, a Agência Brasileiro-Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares e a AIEA	16/10/1998		
Acordo de Cooperação para a Promoção da Ciência e da Tecnologia Nucleares na América Latina e no Caribe.	25/09/1998	5.885	05/09/2006
Memorando de Entendimento sobre Interconexão Gasífera entre o MME da República Federativa do Brasil, o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana da Venezuela, e o Ministério de Planejamento Federal, Investimento Público e Serviços, da República Argentina.	09/12/2005	09/12/2005	

Fonte: BRASIL [s.d.].

5.5 O BRASIL, A AIEA E O TNP

O Brasil é um membro-fundador da AIEA. No âmbito da agência, o país apoia a promoção dos usos pacíficos da energia nuclear, em especial para os países em desenvolvimento. Além disso, ressalta-se que o Brasil assinou, em 1998, o TNP sob a gestão do presidente Fernando Henrique Cardoso, sepultando o que restava do programa secreto de armamento nuclear que o país desenvolvia desde a década de 1970. Por um lado, a assinatura do tratado é vista como natural, uma vez que seria apenas uma confirmação no plano internacional do compromisso constitucionalmente assumido de não desenvolver armamento nuclear.⁶⁵

É preciso lembrar, entretanto, que o acordo possui três partes: além da não proliferação, prevê-se a transferência de tecnologia nuclear para fins pacíficos e o gradual desmantelamento do arsenal nuclear pelos países que o possuíam. Embora não pareça possível que o Brasil denuncie o tratado, é fácil reconhecer que se trata de um acordo desigual. O tratado não é totalmente cumprido por certas potências nucleares, que, ao mesmo tempo, cobram seu cumprimento pelos países em desenvolvimento. Além disso, há países armados para os quais não há cobrança, uma vez que não são signatários do TNP – o que seria o caso da Índia, do Paquistão e de Israel.

A atual posição brasileira da não adesão ao protocolo adicional do TNP reflete, entre outras razões, o cuidado de proteger as tecnologias industriais das centrífugas de Resende. De fato, o Brasil já se envolveu em impasses com a agência em função deste posicionamento. O país, sob a alegação de que processos que trabalhavam com baixos níveis de enriquecimento de urânio não justificariam uma inspeção da agência a fim de verificar o possível desenvolvimento de um programa de armamentos nucleares, restringiu o acesso dos inspetores a partes do projeto nuclear brasileiro, que, neste caso, já incluía a proposta de desenvolvimento de um submarino nuclear. Em 2005, fechou-se um acordo com a AIEA que considerava, por um lado, o papel da Agência em realizar uma inspeção crível, e, por outro, o interesse brasileiro de proteger sua tecnologia. Ao mesmo tempo, o governo brasileiro vem manifestando internacionalmente o apoio ao direito de uso de energia nuclear para fins pacíficos, como foi o caso do Irã.⁶⁶

65. Em 1988, o Brasil era um dos poucos países que tinha esta obrigação como dispositivo constitucional.

66. Ver, por exemplo, discurso proferido pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva em 25 de março de 2010 em São Paulo: "(...) eu não quero para o Irã nada mais do que eu quero para o Brasil. Mas quero que o Irã tenha o direito de enriquecer urânio para produzir energia elétrica, para cuidar da indústria farmacêutica, para produzir remédios" (Silva, 2010a).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

À parte o imenso desafio de gerar recursos energéticos em escala suficiente para satisfazer a voracidade da demanda, os governos e as empresas ligadas à energia enfrentarão, daqui por diante e de maneira crescente, o aumento das pressões públicas para reduzir as emissões de dióxido de carbono a fim de conter o avanço do aquecimento global. A segurança energética não poderá se dissociar da busca de uma “economia de baixo carbono”, o que equivale à “descarbonização da matriz energética” e implica grandes investimentos tecnológicos. Neste sentido, o mundo atravessa uma fase de transição, em que as fontes tradicionais, como o petróleo, seguem tendo um papel crucial, enquanto as novas fontes, renováveis, são estimuladas a assumir um papel de destaque no longo prazo.

O Brasil tem uma matriz energética das mais limpas e diversificadas do mundo. Uma década após passar por grave crise no setor, o país se encontra, a partir de 2008, na transição de importador para exportador líquido de energia. Esta situação se tornou viável, principalmente, a partir das seguidas descobertas de reservas de petróleo e gás na Bacia de Santos. Enfatiza-se que as decisões envolvendo a exploração e a produção das descobertas do pré-sal, vão muito além do debate sobre a divisão das rendas apropriadas pelo poder público entre as instâncias da federação, único ponto objeto de debate nacional até o momento. As escolhas estratégicas apontadas serão mais facilmente orientadas por interesses públicos em um regime de exploração no qual o Estado tenha maior controle, em sintonia com o espírito das mudanças propostas no marco regulatório.

A abundância de petróleo pode levar ao desestímulo de programas bem-sucedidos – como o de produção de etanol –, relegando-os a um segundo plano. A este respeito, resalta-se que as reservas comprovadas de urânio (pré-sal) no território brasileiro (300 mil toneladas do minério) equivalem à reserva de petróleo sem considerar o pré-sal (30 bilhões de barris) – PESTANA, 2010. O efeito de longo prazo de falhas de planejamento seria a deterioração da matriz brasileira e uma maior vulnerabilidade do país no que se refere à segurança energética, pelo não acompanhamento tecnológico de fontes não fósseis.

Tudo indica que a expansão da demanda interna no Brasil por etanol continuará crescendo de forma sustentada nos próximos anos. Quanto às exportações, elas dependem da superação dos vários obstáculos mencionados na seção 4, que exigem, além dos instrumentos tradicionais – tais como promoção das exportações – uma abordagem

estratégica que leve em consideração as diferentes variáveis geopolíticas. O processo de internacionalização representa uma possibilidade de ampliar o alcance do etanol brasileiro que, junto com o processo de concentração, contribui para criar massa crítica necessária para garantir os investimentos tecnológicos. É preciso que a crescente participação de empresas internacionais seja acompanhada pela formação de fortes grupos nacionais e de uma estratégia clara do governo para evitar que os centros de decisão de desenvolvimento do setor se desloquem para fora do país. Nesse contexto, tornam-se estratégicos a consolidação e o aumento da participação da própria Petrobras, por meio da Petrobras Biocombustíveis.

Faz-se necessária, portanto, a consolidação de uma estratégia nacional que articule e dê prosseguimento aos esforços existentes e passados, sob a base das limitações atuais, avançando em um projeto, há muito iniciado, de autonomia energética como alicerce do desenvolvimento nacional. No plano internacional, o Brasil tem capacidade de ser protagonista, não apenas reforçando sua crescente e relevante posição externa, mas, sobretudo, valendo-se de suas fontes energéticas para dar um salto no desenvolvimento socioeconômico – base para uma inserção autônoma.

REFERÊNCIAS

AIE – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **The European Union**. Paris: OECD, 2008a.

_____. **World Energy Outlook 2008**. Paris: OECD, 2008b.

_____. **Key World Energy Statistics**. Paris: OECD, 2011a.

_____. **World Energy Outlook 2011**. Paris: OECD, 2011b.

ALCAÑIZ, I. Bureaucratic networks and government spending: a network analysis of nuclear cooperation in Latin America. **Latin American Research Review**, v. 45, n. 1, p. 148-172, 2010.

AL-SOOF, N. A. **The role of OPEC spare capacity**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 30 Apr.-3 May 2007, Houston, Texas. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/866.htm>.

ALVEAL, C. **Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil industrial**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1994.

ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira**. São Paulo: Anfavea, 2011.

BAKER III, J. A. The changing role of national oil companies in international energy markets. **Baker Institute Policy Report**, n. 35, Apr. 2007.

BENETTI, M. D. A. Internacionalização recente da indústria de etanol brasileira. **Indicadores Econômicos FEE**, Rio Grande do Sul, v. 36, n. 4, 2008.

BRADESCO. Departamento de Pesquisa e Estudos Econômicos. **Boletim de Conjuntura**, 16 dez. 2011.

BRASIL. **Constituição Federal de 1988**. 1988.

_____. Ministério das Relações Exteriores. **Divisão de atos internacionais**: atos multilaterais assinados pelo Brasil nos campos da energia convencional e nuclear. [s.d.]. Disponível em: <<http://www2.mre.gov.br/dai/energia.htm>>. Acesso em: 8 mar. 2010.

BP – BRITISH PETROLEUM. **History of BP**. [s.d.]. Disponível em: <<http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=10&contentId=7036819>>. Acesso: 27 out. 2010.

_____. **British Petroleum Statistical Review of World Energy**. 2009.

_____. **British Petroleum Statistical Review of World Energy**. 2011.

CARAJILESCOV, P.; LOSADA, J. M. M.; FERNANDEZ, E. O dilema da energia nuclear no Brasil. **Valor Econômico**, 4 jan. 2011.

CBO – CONGRESS BUDGET OFFICE. **Using biofuel tax credits to achieve energy and environmental policy goals**. In: CONGRESS OF THE UNITED STATES, July 2010, Washington, United States.

CONAB – COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Indicadores da agropecuária**. Brasília, dez. 2011.

_____. **Acompanhamento de safra brasileira**: cana-de-açúcar. Brasília: CONAB, set. 2009. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/9579d4162da214d30b9e86a7881b447c..pdf>>.

_____. **Acompanhamento de safra brasileira**: cana-de-açúcar. Brasília: CONAB, ago. 2011. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/11_08_30_13_41_19_boletim_cana_portugues_-_agosto_2011_2o_lev..pdf>.

ENERGY INTELLIGENCE. **Oil Market Intelligence**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.energyintel.com/pages/about_omi.aspx>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Contexto mundial e preço do petróleo**: uma visão de longo prazo. Rio de Janeiro, 2008.

FAO – FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION. **A bioenergia e a segurança alimentar na América Latina e o Caribe**. [s.d.]. Disponível em: <<http://faorlc.cgnnet.com/pt/prioridades/bioenergia/bioseguridad.htm>>.

_____. **The market and food security implications of the development of biofuel production**. Roma: CCP, Apr. 2009.

FATTOUH, B. Spare capacity and oil price dynamics. **Middle East Economic Survey**, v. 49, n. 5, 2006.

_____. **OPEC pricing power: the need for a new perspective**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Mar. 2007. (Paper WPM31).

FEALQ – FUNDAÇÃO DE ESTUDOS AGRÁRIO LUIZ DE QUEIROZ. **Projeto realização de estudos visando à proposição de mecanismos de certificação e integração**. Piracicaba: FEALQ, 2008.

FEALQ; IICA – INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA AGRICULTURA. **Projeto Realização de Estudos visando à proposição de mecanismos de certificação e integração das áreas de expansão da cana-de-açúcar**. Piracicaba: FEALQ; IICA, 2008. Disponível em: <http://ceragro.iica.int/Documents/FEALQ_-_108006_-_NEAD_-_Rel_Final.pdf>.

FT GLOBAL 500. The World Largest Companies. **Financial Times**, Londres, 2011. Disponível em: <<http://media.ft.com/cms/33558890-98d4-11e0-bd66-00144feab49a.pdf>>.

GOBETTI, S. W. **As oportunidades e desafios colocados pelo pré-sal**. Porto Alegre, 18 dez. 2009.

GOLDENBERG, J. Os limites do etanol de primeira geração. **Revista Opiniões**, jul./set. 2009. Disponível em: <<http://www.revistaopinioes.com.br/aa/materia.php?id=590>>.

_____. Ethanol for a sustainable energy future. **Science**, v. 315, p. 808-810, 9 Feb. 2007.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Pesquisa Nacional por Amostra De Domicílio (PNAD)**. Rio de Janeiro: IBGE, 2006.

IICA – INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA AGRICULTURA. **Caderno de Estatísticas do Agronegócio Brasileiro**. 2008. Disponível em: <http://www.iica.org.br/Docs/Publicacoes/Agronegocio/CadernoEstatisticas_03-2009.pdf>.

INB – INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. **FCN enriquecimento**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.inb.gov.br/inb/WebForms/Interna2.aspx?secao_id=59>. Acesso em: 10 mar. 2010.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Boletim de política industrial**. Brasília, dez. 2000. n.12.

KLARE, M. T. **Resource wars: the new landscape of global conflict**. New York: Owl Books, 2001.

_____. **Blood and Oil**. New York: Metropolitan Books, 2004.

_____. Oil, Geopolitics, and the Coming War with Iran. **Tom Dispatch.Com**, 10 Apr. 2005. Disponível em: <<http://www.tomdispatch.com/post/2312/>>.

_____. **Rising powers, shrinking planet: the new geopolitics of energy**. New York: Metropolitan Books, 2008.

KPMG. Sucroalcooleiro: melhora no ambiente traz boas perspectivas para o setor. **KPMG Business Magazine**, n. 16, nov. 2009.

- LESSA, C. O pré-sal e os maus brasileiros. **Valor**, 23 set. 2009.
- _____. É uma maldição ser exportador de óleo cru e uma bênção ser autossuficiente. **Valor**, 1 jul. 2010.
- LIMA, H. **Petróleo no Brasil**: a situação, o modelo e a política atual. Rio de Janeiro: Synergia, 2008.
- LÓPEZ, A. (Coord.). **La industria de biocombustibles en el Mercosur**. Montevideo: Red Mercosur de Investigaciones Económicas, 2009. p. 18.
- SILVA, L. I. L. **Mensagem por ocasião de encontro especial do Conselho Econômico e Social das Nações Unidas sobre a crise alimentar**. Nova York, 15 maio 2008a. Disponível em: <<http://www.info.planalto.gov.br/download/discursos/mensagem200508.doc>>.
- _____. **Discurso na abertura da 30ª Conferência Regional da FAO para a América Latina e Caribe**. Brasília, 16 abr. 2008b. Disponível em: <<http://www.info.planalto.gov.br/download/discursos/pr625-2@.doc>>.
- _____. **Discurso na cerimônia e jantar de celebração do Dia Nacional da Comunidade Árabe no Brasil**. São Paulo, 25 mar. 2010a.
- SILVA, O. L. **Rumo a 2022**: desafios estratégicos para o Programa Nuclear Brasileiro. *In*: ENCONTROS DA SAE RUMO A 2022, 2010b, Brasília, Distrito Federal.
- MARTINS, M. N. **Estratégias para a autossuficiência na produção de radioisótopos e radiofármacos**. *In*: ENCONTROS DA SAE RUMO A 2022, Brasília, 2010.
- MITCHELL, D. **A note on rising food prices**. Washington: Banco Mundial, Policy Research, 2008. (Working Paper, n. 4.682).
- MOMMER, B. **Oil prices and fiscal regimes**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1999. (Paper WPM24).
- _____. **The governance of international oil**: the changing rules of the game. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2000. (Working Paper, n. 26).
- NEGRI, J. São Paulo. **Estudos Avançados**, 16 ago. 2010.
- ODELL, P. The oil industry in Latin America. *In*: PENROSE, E. **The large international firm in developing countries**: the international petroleum industry. London: George Allen & Unwin, 1968.
- OLIVEIRA, O. M. A integração bilateral Brasil-Argentina: tecnologia nuclear e Mercosul. **Revista Brasileira de Política Internacional**, Brasília, v. 41, n. 1, jun. 1998. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-73291998000100001&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 18 mar. 2010.
- OPEC – ORGANIZATION OF PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. **Anual Statistical Bulletin**. Viena: Ueberreuter, 2011.
- PESTANA, A. **O Brasil e a Energia Nuclear**: oportunidades e desafios da cooperação internacional. *In*: ENCONTROS DA SAE RUMO A 2022. Brasília, 2010.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S/A. **Modelo regulatório de exploração e produção:** pré-sal e área estratégicas. 22 set. 2009.

PINTO, L. F. S. **Petróleo, gás e nacionalismo na Venezuela e na Bolívia:** uma análise histórica. São Paulo: Prolam, 2009.

_____. A Petrobras na América do Sul. *In:* VIANA, A. R.; BARROS, P. S.; CALIXTRE, A. B. (Org.). **Governança global e integração da América do Sul.** Brasília: Ipea, 2011.

POLETTI, R. S. O movimento nuclear indo-brasileiro em perspectiva. **Meridiano**, v. 47, n. 88, nov. 2007. Disponível em: <http://www.mundorama.info/Mundorama/Meridiano_47_-_1100_files/Meridiano_88.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2010.

POTELLÁ, C. M. **Petróleo:** el motivo del diablo. Caracas: Ministerio del Poder Popular para la Comunicación y Información, 2008.

RAMOS, H. R. *et al.* **A estratégia de internacionalização do setor sucro-alcooleiro do Brasil através da teoria de Born Global.** *In:* ENCONTRO LUSO-BRASILEIRO DE ESTRATÉGIA, 2., Lisboa, 2008.

SAUER, I.; SEGER, S. **Energia:** estratégia e poder. *In:* CONFERÊNCIA NACIONAL DE POLÍTICA EXTERNA E POLÍTICA INTERNACIONAL, 4., FUNAG/IPRI, Rio de Janeiro, dez. 2009.

SCHUTTE, G. R. **Economia política de petróleo e gás:** a experiência Russa. Brasília: Ipea, 2010. (Texto para Discussão, n. 1.474).

SENA, A. **Rumo a 2022:** desafios estratégicos para o Programa Nuclear Brasileiro. *In:* ENCONTROS DA SAE RUMO A 2022. Brasília, 2010.

SERRANO, F. A economia americana, o padrão dólar flexível e a expansão mundial nos anos 2000. *In:* FIORI, J. L.; MEDEIROS, C.; SERRANO, F. **O mito do colapso do poder americano.** Rio de Janeiro: Record, 2008.

SOUZA, E. L.; MACEDO, I. C. **Etanol e biodiversidade:** a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo: Unica, 2009.

TORRES FILHO, E. T. O papel do petróleo na geopolítica americana. *In:* FIORI, J. L. (Org.). **O poder americano.** Petrópolis: Vozes, 2007.

UNICA – UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR. **Carta Capital**, 18 ago. 2010. n. 16 de 609.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Nuclear power in Brazil.** 2010. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf95.html>>. Acesso em: 8 Mar. 2010.

YERGIN, D. **The prize:** the epic quest for oil, money and power. New York: Simon & Schuster, 2008a.

_____. Energy Under Stress. *In:* CAMPBELL, K. M.; PRICE, J. **The global politics of energy**, Washington: The Aspen Institute, p. 39, 2008b.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

AIE – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Key world energy statistics**. Paris: OECD, 2009a.

_____. **World Energy Outlook 2009**. Paris: OECD, 2009b.

_____. **Key World Energy Statistics**. Paris: OECD, 2010a.

_____. **World Energy Outlook 2010**. Paris: OECD, 2010b.

BENETTI, M. D. A. Como vai a indústria do etanol no Brasil. **Indicadores Econômicos FEE**, Rio Grande do Sul, v. 37, n. 1, 2009.

CIEP – CLINGENDAEL INTERNATIONAL ENERGY PROGRAMME. **Natural gas Supply to EU in the short to medium term**. 2004.

DEFNEYES, K. **Hubbert's peak: the Impending World Oil Shortage**. Princeton: Princeton University Press, 2001.

DUARTE, S. **Oficina de trabalho desafios estratégicos para o programa nuclear brasileiro**. *In*: ENCONTROS DA SAE RUMO A 2022, 2010, Brasília, Distrito Federal.

EUROPEAN COMMISSION. EU energy and transport in figures. **Statistical Pocketbook**, 2007-2008.

FOSTER, J. B. Peak Oil and Energy Imperialism. **Monthly Review**, New York, July-Aug. 2009. Disponível em: <<http://www.monthlyreview.org/080707foster.php>>.

FUSER, I. **Petróleo e poder: o envolvimento militar dos Estados Unidos no Golfo Pérsico**. São Paulo: UNESP, 2008.

GHIRARDI, A. **Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível**. Disponível em: <<http://diplo.org.br/2008-01,a2109>>.

GÖTZ, R. Germany and Russia: strategic partners? **Geopolitical Affairs**, n. 4, p. 1-12, 2007.

GREENPEACE. **Revolução energética: perspectivas para uma energia sustentável**. EREC; Greenpeace, 2007. (Relatório Cenário Brasileiro).

GUEDES, C. A. M.; TEIXEIRA, M. R. **Inovação e internalização na cadeia produtiva do etanol no Brasil: avaliação e perspectiva**. *In*: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL – SOBER, 47., Porto Alegre, 2009.

ITPOES – INDUSTRY TASKFORCE ON PEAK OIL & ENERGY SECURITY. **Second report of the UK industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security**. 2010.

KEOHANE, R. O. The demand for international regimes. *In*: KRASNER, S. D. (Ed.). **International regimes**. Londres: Cornell University Press, 1995.

KRASNER, S. D. (Ed.). **International regimes**. Ithaca: Cornell University Press, 1989.

MATTOSO, E. S. Estratégias de atuação das empresas de etanol no Brasil. Dissertação (Mestrado) – Fundação Getúlio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia, Rio de Janeiro, 2008.

MCKINDER, H. The Geographical Pivot of History. **Geographical Journal**, n. 23, p. 421-444, 1904.

MOMMER, B. **Grafting liberal governance on the Oil-Exporting Countries**: will the transplant take root? *In*: INTERNATIONAL STUDIES ASSOCIATION ANNUAL CONVENTION, 42., 20-24 Feb. 2001, Chicago, United States.

MORSE, E. The New Geopolitics of Oil. **The National Interest**, Washington, Winter 2003-2004.

MYERS, A.; SOLIGO, R. **Militarization of energy**: geopolitical threats to the global energy system. Houston: Institute for Public Policy of Rice University, 2008.

NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. **Hard truths**: facing the hard truths about energy: a comprehensive view to 2030 of global oil and natural gas. Washington: National Petroleum Council, 2007.

NUNN, S.; SCHLESINGER, J. R.; EBEL, R. E. **The geopolitics of energy into the 21 century**. Washington: Center for Strategic and International Studies, 2001. (CSIS Panel Report).

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Relatórios do painel intergovernamental sobre mudanças climáticas**. IPCC; PNUD .

OPEC – ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. **Annual statistical bulletin**. Viena: Ueberreuter, 2009.

_____. **Annual statistical bulletin**. Viena: Ueberreuter, 2010.

SALGADO, L. H.; FIÚZA, E. (Org.). **Marcos regulatórios no Brasil**: é tempo de rever regras? Rio de Janeiro: Ipea, 2009.

STENT, A. An energy superpower. *In*: CAMPBELL, K. M.; PRICE, J. **The global politics of energy**. Washington: The Aspen Institute, 2008.

THE ASPEN INSTITUTE. **Oil and gas in a changing world**: forum on global energy, economy, and security, 2009.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2009**. Washington, 2009. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>>.

WEISBROT, M. **An empty research agenda**: the Creation of Myths About Contemporary Venezuela. Washington: CEPR, Mar. 2008. Disponível em: <http://www.cepr.net/documents/publications/venezuela_research_2008_03.pdf>.

EDITORIAL

Coordenação

Cláudio Passos de Oliveira

Supervisão

Everson da Silva Moura

Marco Aurélio Dias Pires

Revisão

Andressa Vieira Bueno

Laeticia Jensen Eble

Luciana Dias Jabbour

Mariana Carvalho

Olavo Mesquita de Carvalho

Reginaldo da Silva Domingos

Celma Tavares de Oliveira (estagiária)

Patrícia Firmina de Oliveira Figueiredo (estagiária)

Editoração eletrônica

Aline Rodrigues Lima

Andrey Tomimatsu

Bernar José Vieira

Danilo Leite de Macedo Tavares

Jeovah Herculano Szervinsk Junior

Daniella Silva Nogueira (estagiária)

Leonardo Hideki Higa (estagiário)

Capa

Luís Cláudio Cardoso da Silva

Projeto Gráfico

Renato Rodrigues Bueno

Livraria do Ipea

SBS – Quadra 1 - Bloco J - Ed. BNDES, Térreo.

70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Tiragem: 500 exemplares

Missão do Ipea

Produzir, articular e disseminar conhecimento para aperfeiçoar as políticas públicas e contribuir para o planejamento do desenvolvimento brasileiro.

