MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

ESTUDIO DE CASO: BRASIL

Fecha: Noviembre 2007





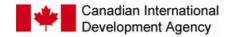


El autor del presente documento es el Consultor: Profesor Helder Queiroz Pinto Junior

El proyecto está bajo la coordinación de OLADE: Byron Chiliquinga, Director de Planificación y Proyectos (e)

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.







RESUMEN EJECUTIVO

A reestruturação do setor público no Brasil, nos anos 90, seguiu o movimento de reformas ocorridas a nível mundial e adotou, como principais medidas, o programa de privatização, a abertura econômica, a liberalização do mercado e as chamadas políticas de competição, e a reforma legislativa, dando prosseguimento às alterações da Constituição de 1988.

No setor de petróleo e gás natural, em particular, essas mudanças institucionais buscaram introduzir pressões competitivas naqueles segmentos em que a concorrência fosse possível. A escolha do modelo de abertura no setor de petróleo e gás natural foi marcada pelo gradualismo das mudanças estruturais e institucionais e pela deliberada escolha política de preservar o papel da estatal Petrobras como a empresa líder e dominante no setor.

Objetivos do Novo Marco Regulatório

Em termos setoriais, o objetivo governamental para reformar a indústria brasileira de hidrocarbonetos (IBH) foi orientado para a introdução de pressões competitivas, através do estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de associações (parcerias) entre a estatal Petrobras e agentes locais e/ou estrangeiros, presentes e/ou potenciais entrantes na estrutura do mercado doméstico.

Do ponto de vista formal, a reforma da IBH teve início em 1995 e estava vinculada ao programa de Reforma do Estado Brasileiro, implementado no governo Fernando Henrique Cardoso. Seguindo essa orientação, a Emenda Constitucional nº 9/95, determinou a quebra legal do monopólio da Petrobras, exercido desde 1953, sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, refinação de petróleo, comércio internacional de derivados, bem como transporte de petróleo, seus derivados e gás natural.

Com a promulgação da Lei nº 9.478, em 1997, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cuja finalidade é "promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo" (art. 8°).

A ANP, entidade reguladora governamental, tem a incumbência de realizar as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrar os contratos delas decorrentes e fiscalizar a sua execução.

Criada como autarquia especial, e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), esta Agência possui a responsabilidade de regulamentar e regular a atuação de todos os agentes operadores, inclusive a da estatal Petrobras, no mercado brasileiro de petróleo e de gás natural, atendendo ao dispositivo da







reforma constitucional, de 1995, que retirou da estatal a competência de executora do monopólio.

Formalmente, a ANP também possui autonomia financeira e decisória, sendo dirigida por um diretor-geral e mais quatro diretores, com mandatos de quatro anos, sendo autorizada uma recondução do mandato.

As nomeações para os cargos de diretores são feitas por indicação do MME e da Presidência da República. Após a indicação, os diretores são sabatinados na Comissão de Infra-estrutura do Senado. Uma vez aprovados por esta Comissão, o nome do candidato a diretor tem que ser aprovado em sessão plenária do Senado.

Por ora, as indicações sempre refletiram escolhas políticas. Ainda que, em muitos casos desde a criação das agências, os diretores possuíssem *background* e experiência na área de energia, as nomeações refletem a estrutura de repartição de poder entre diferentes partidos políticos, visando a criação de uma coalizão capaz de garantir maioria no Congresso e as condições de governabilidade.

O mesmo fenômeno ocorre com as empresas estatais, cujos cargos de direção são palco de disputas acirradas entre os partidos que apóiam o governo. Entretanto, no caso particular da Petrobras, uma parte dos cargos de direção acaba sempre sendo ocupada por funcionários de carreira da empresa, embora este tipo de indicação também reflita uma escolha de natureza política deste ou daquele partido.

Cabe destacar ainda que, assim como as demais agências reguladoras, a ANP acumula as responsabilidades de Poder Concedente e de regulação. No âmbito da mesma lei, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ao qual foram atribuídas as funções de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; assegurar seu fornecimento a todo o território nacional; rever as matrizes energéticas das regiões; bem como estabelecer diretrizes para programas específicos e para importação e exportação de petróleo e gás.

Tanto o CNPE quanto a ANP integram uma organização político-institucional e regulatória da indústria brasileira de hidrocarbonetos (figura 1) de energia que envolve o governo federal e os estados da federação. Ao Ministério de Minas e Energia (MME) cabe a elaboração das diretrizes de política energética, as quais são validadas ou contestadas no CNPE. Na estrutura ministerial, estas tarefas competem à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Energias Renováveis. As agências reguladoras estaduais, embora tenham um escopo multi-setorial, regulando outros setores de infra-estrutura, tratam especificamente da regulação das atividades de distribuição de gás. Este desenho é formalmente completado pelas funções desempenhadas pela recém-criada (2004) Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – braço do MME responsável pelos estudos de suporte para o







planejamento energético, apesar de não existir um documento formalizado, sintetizando as orientações da política energética nacional.

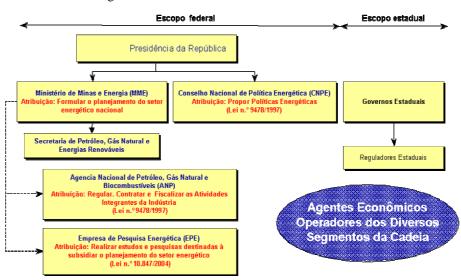


Figura 1 – Desenho Institucional da IBH

Por se tratar da regulação de uma indústria de recursos naturais não renováveis, os objetivos de introdução de pressões competitivas e de atração de capitais privados foram compatibilizados com a manutenção da titularidade da União dos direitos de propriedade das reservas de petróleo e de gás natural.

Resultados da Abertura da Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos

Não obstante a vasta gama de missões, é inegável que uma das principais atuações da ANP tem sido a organização do processo de entrada de novas empresas no segmento *upstream*. Através do mecanismo de leilão de blocos exploratórios, o processo de abertura foi muito bem sucedido no período 1999-2005. Nas sete (7) primeiras rodadas realizadas pela ANP foram concedidos mais de 500 blocos de exploração.

Os principais resultados destes leilões indicaram a confirmação da liderança da Petrobras, que arrematou a maior parte da oferta de blocos, ancorada na experiência geológica das bacias sedimentares brasileiras. Os leilões foram considerados bem sucedidos em razão do número de participantes interessados e da arrecadação de bônus de assinatura. A arrecadação dessa participação governamental nas sete Rodadas de Licitações¹, realizadas entre 1999 e 2005, totalizou um montante de R\$ 3,26 bilhões correntes.

¹ A Oitava Rodada, realizada em novembro de 2006, foi suspensa antes dos términos dos trabalhos por decisão judicial.







Não obstante a ampliação do número de empresas operadoras, a Petrobras prosseguiu sendo a principal empresa do setor e a principal vencedora de todas as rodadas de licitação. A necessidade de compartilhar riscos e, sobretudo, a competência tecnológica requerida pelo esforço exploratório em áreas off-shore de fronteira, são fatores que impulsionaram as estratégias de cooperação entre as companhias internacionais e a Petrobras na reestruturação do upstream brasileiro. Estas estratégias marcaram o ingresso de grandes grupos petrolíferos globais e a internacionalização do segmento upstream no Brasil.

Quanto ao *downstream*, cabe notar que o parque de refino brasileiro é estruturado por 14 plantas, incluindo uma unidade de beneficiamento de xisto e uma fábrica de lubrificantes. A capacidade nominal é de cerca de 2 milhões de barris/dia e a Petrobras detém 98% deste total. Logo, o processo de abertura da IBH não produziu nenhuma consequência na estrutura de mercado deste segmento de atividade.

No que concerne à distribuição de derivados, ao contrário de outros países que organizaram de forma verticalizada e monopolista a indústria de petróleo, este segmento sempre comportou várias empresas privadas internacionais e nacionais, constituindo um oligopólio competitivo no qual se destacavam as empresas Shell, Esso, Texaco, Ipiranga, Atlantic, entre outras. É importante observar que a entrada da Petrobras neste segmento de atividade da cadeia petrolífera foi inclusive tardia, dado que a subsidiária BR Distribuidora foi criada apenas em 1971, dezessete anos após a criação da Petrobras.

O novo modelo regulatório do *downstream* brasileiro, regulado pela ANP, teve por objetivo aumentar as alternativas de oferta de derivados no mercado interno, viabilizando, assim, a concorrência entre os supridores. Tendo em vista esse objetivo, o novo modelo buscou ampliar a diversidade dos agentes econômicos atuando no mercado e, hoje, além das grandes empresas internacionais, o segmento de distribuição de derivados comporta cerca de 200 empresas de pequeno e médio porte.

Estas mudanças implicaram na necessidade de reforçar as competências da ANP no que tange à fiscalização e à regulação do segmento e, em particular, da qualidade dos combustíveis comercializados.

Já na indústria de gás natural, os principais marcos regulatórios também são a Lei nº 9.478/97 e a Constituição Federal. Contudo, este marco legal se revelou inadequado para tratar das principais questões regulatórias da indústria de gás, em especial a interface com o setor elétrico decorrente do aumento da participação da geração térmica a gás. Ademais, ainda persistem muitas incertezas com relação à fronteira de competência regulatória Federal (transporte) e Estadual (distribuição).







Até outubro de 2007, o Congresso não havia aprovado o projeto de lei específico, atualmente em tramitação no parlamento, para definir um novo marco legal e arcabouço regulatório para a indústria de gás.

Desempenho Setorial e a Posição Dominante da Petrobras

O processo de abertura proporcionou resultados extremamente positivos para a Petrobras, auxiliado pelo crescimento do mercado doméstico, o alto preço do petróleo e também a estrutura verticalizada da empresa. Este último aspecto juntamente com as barreiras à entrada na área de refino e a fase ainda inicial de desenvolvimento dos novos campos de produção explicam o fato das empresas estrangeiras presentes na IBH ainda não atingirem resultados comparáveis.

A Petrobras é uma sociedade anônima mista de capital aberto, controlada pelo Governo Federal (51%), que atua de forma integrada verticalmente em todas as etapas da cadeia petrolífera. As ações da companhia são negociadas no mercado brasileiro e em outras praças financeiras internacionais, como nos EUA.

Esta caracterização de empresa mista favoreceu à exclusão da Petrobras dos critérios de contratação de serviços da Lei nº 8.666/1993, que exige licitações para a contratação de bens e serviços no setor público brasileiro. Dessa forma, a Petrobras goza de grande autonomia com relação a suas decisões gerenciais, muito embora tenha que prestar contas ao Tribunal de Contas da União, órgão responsável pelo controle externo dos órgãos públicos e empresas estatais no Brasil. A empresa tem cerca de 48 mil funcionários concursados (aprovados em exames públicos segundo suas formações profissionais de origem).

A Petrobras cumpre o papel de "national champion" na economia brasileira. A companhia é especializada nos seguintes segmentos da indústria de petróleo, gás e energia: exploração e produção; refino; comercialização; transporte; petroquímica; e distribuição de derivados.

Após a reforma da indústria brasileira de hidrocarbonetos, apesar da entrada de novos *players*, a Petrobras ainda mantém posição dominante. Como mencionado anteriormente, a estatal é a "grande vencedora" das rodadas de licitações e é responsável por praticamente toda a produção de petróleo do país.. Na distribuição, a subsidiária BR Distribuidora é a líder no segmento, mas disputa fatias de mercado com outras distribuidoras.

No que se refere ao gás natural, a Petrobras é, atualmente, responsável por cerca de 96% da produção doméstica e 90% da importação de gás. Além disso, é detentora de praticamente toda infra-estrutura interna de transporte. Com relação à distribuição, a Petrobras detém participação em 20 das 26 distribuidoras de gás canalizado estaduais. Pelo lado da demanda, participa em muitos projetos de construção de plantas termelétricas e em cogeração.







Esses dados revelam que a análise do comportamento da Petrobras é bastante representativa da situação de toda a Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos, à exceção do segmento de distribuição de derivados.

Como resultado dos esforços da Petrobras nas atividades de exploração e produção e do consequente aumento da produção, é possível perceber, através do gráfico 1, a redução da dependência externa de petróleo. Este objetivo constitui o elemento comum da política energética brasileira, desde o primeiro choque do petróleo, em 1973, e sempre representou uma prioridade dos diferentes governos que assumiram o poder no Brasil desde então. As importações apresentaram queda de 27% entre 1995 e 2006, passando de 182,5 para 131,9 milhões de barris. Ao mesmo tempo, foi verificado um significativo aumento das exportações nesse período, saltando de 1,84 milhões de barris, em 1995, para 134,34 milhões de barris, em 2006.

Importações e Exportações de Petróleo (mil barris) 200.000 150.000 100 000 50 000 2002 2003 2004 2005 2006 1999 2000 2001 IMPORTAÇÕES EXPORTAÇÕES

Gráfico 1

Fonte: ANP.

Com relação ao gás natural, a carência de infra-estrutura de transporte e distribuição conferiu a esta fonte de energia um papel secundário comparado com a importância do petróleo na matriz energética brasileira.

No entanto, apesar da Indústria de Gás Natural (IGN) ainda ser incipiente no a participação do gás na matriz energética vem crescendo consideravelmente. Entre 1970 e 2006, a participação do gás natural no total da oferta de energia primária no país passou de cerca de 2% para, aproximadamente, 10%.

A tabela 1 apresenta as importações de gás natural no Brasil. É possível observar o significativo incremento sofrido pelas importações desse combustível entre 1999 e 2005, houve um salto de 400 milhões de m³ para, aproximadamente, 9 bilhões de m³ - sendo um resultado direto da expansão do mercado interno de gás natural.







Assim, apesar da conquista da auto-suficiência do petróleo, a dependência externa com relação ao gás natural segue crescendo. Os problemas relacionados com as importações reorientaram a estratégia de suprimento de gás natural da Petrobras na direção de lançar um programa de investimentos para desenvolver a infra-estrutura necessária para a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL). Ademais, destaca-se igualmente o Plano Nacional de Antecipação de Gás, implementado pela Petrobras, visando acelerar os programas de desenvolvimento da produção nacional a partir das descobertas recentes de novas reservas, em particular nas bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo.

Tabela 1 – Importações de Gás Natural

	Volume	de Importa	Dispêndio com Importação	
	Argentina	Bolívia	Total	US\$/mil m ³
1999	-	400	400	19
2000	106	2.105	2.211	184
2001	753	3.850	4.603	365
2002	492	4.777	5.269	425
2003	350	5.597	5.947	584
2004	451	7.635	8.086	785
2005	349	8.648	8.998	1.044

Fonte: ANP.

A Tabela 2 mostra que o Brasil era importador líquido dos derivados de petróleo até recentemente, tornando-se exportador líquido a partir de 2003 e assim se mantendo até 2006. Esse dado reflete, novamente, um contexto de redução da dependência externa de petróleo e derivados.

Tabela 2 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

	Importação	Exportação	X-M	Importação	Exportação	X-M
Ano	Mil	m³	Mil m³	Mil US	S\$ FOB	Mil US\$ FOB
1996	16.118	3.763	(12.355)	2.135.630	494.772	(1.640.858)
1997	17.380	4.215	(13.166)	2.420.600	492.071	(1.928.529)
1998	17.555	6.538	(11.017)	1.695.571	548.349	(1.147.222)
1999	18.857	7.641	(11.215)	1.953.596	811.945	(1.141.651)
2000	18.229	7.878	(10.351)	3.225.564	1.854.038	(1.371.526)
2001	18.204	15.666	(2.538)	2.830.004	2.498.380	(331.624)
2002	16.780	15.013	(1.767)	2.389.564	2.271.585	(117.979)
2003	12.703	15.009	2.306	2.127.090	2.916.877	789.787
2004	11.139	15.796	4.657	2.494.948	3.447.635	952.687
2005	10.860	15.991	5.131	3.320.156	5.242.321	1.922.165
2006	13.414	16.775	3.361	4.923.972	6.411.745	1.487.773

Fonte: ANP.

O desempenho empresarial da Petrobras tem se revelado um grande sucesso após a abertura, ao contrário do que alguns analistas preconizavam quando tiveram início as reformas. Tanto a receita quanto o lucro líquido têm crescido, como resultado do incremento da produção e dos preços do petróleo (gráfico 2). A magnitude destes valores reflete a presença verticalizada da Petrobras em todas as etapas da cadeia petrolífera, o que não ocorre com as demais concorrentes. Estes resultados contribuem ainda para explicar a aceleração







do processo de internacionalização da companhia. O incremento dos lucros tem facultado a busca do crescimento da empresa através da procura por novas áreas de exploração, bem como a aquisição de ativos de companhias menores. Cabe destacar igualmente que estes resultados se refletiram na valorização patrimonial da empresa. O gráfico 3 apresenta a evolução da cotação das ações² ao longo dos últimos dez (10) anos, precisamente após a aprovação da Lei nº 9.478/97. O valor nominal das ações foi multiplicado por cerca de dezoito (18) vezes com relação aos valores observados em 1997. Este aspecto tem atraído o interesse de investidores institucionais e individuais, tanto no Brasil, quanto no exterior, o que contribui, pela esfera financeira, para a consolidação da Petrobras como um *player* destacado nos mercados internacionais.

Gráfico 2 – Lucro Líquido Petrobras US\$ 1000

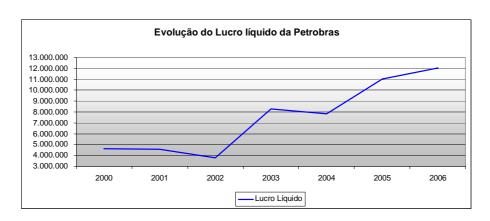
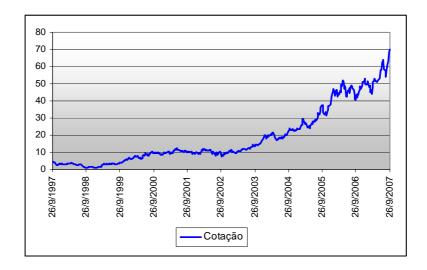


Gráfico 3 – Evolução do Valor das Ações da Petrobras: 1997-2007



² Ação Ordinária PETR3.







Lições Aprendidas e Recomendações

O processo de abertura da IBH pode ser sintetizado a partir da análise de cinco lições e traços marcantes.

Primeiro, o mecanismo de leilões de blocos de petróleo consubstanciou o processo de abertura e permitiu, com grande transparência, a entrada de dezenas de operadores na exploração e produção de petróleo.

Segundo, a Petrobras permanece como a principal empresa operadora no país e vencedora da maior parte desses leilões atuando sozinha ou em parceira com outras empresas; mas é inegável que foi criado um novo ambiente de negócios permitindo a atuação de novas companhias petrolíferas no segmento *upstream* da IBH, especialmente para compartilhar o conhecimento tecnológico acumulado pela Petrobras na exploração *off shore* em águas profundas.

Terceiro, um dos principais problemas remanescentes e que possivelmente trará problemas para as empresas privadas que vierem a descobrir petróleo diz respeito à política de preços e à posição dominante da Petrobras no segmento de refino. Detentora de praticamente 100% das refinarias, a Petrobras pode atuar como monopolista e monopsonista, dificultando as ações das empresas concorrentes. Desse modo, a abertura não gerou os mesmos efeitos, em matéria de redução de barreiras à entrada e de participação de novas empresas, ao longo de todas as atividades econômicas da cadeia petrolífera. O Sistema de Defesa da Concorrência no Brasil tem se mostrado incapaz de tratar deste problema. É inegável que o peso político da Petrobras nas decisões governamentais se constitui num fator explicativo da falta de decisões objetivas, no que concerne à IBH, dos órgãos de defesa da concorrência no Brasil. Neste sentido, seria recomendável o fortalecimento de ações e competências das autoridades de defesa da concorrência, a médio e longo prazo, visando possibilitar o incremento de pressões competitivas em outros segmentos.

Quarto, a Política Energética Nacional, embora formalmente a cargo do Ministério de Minas e Energia e referendada no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética, ainda não é clara com relação ao futuro das atividades de *upstream.* A questão central é sobre as decisões a serem tomadas com relação ao papel da Petrobras no incremento da produção nacional. O Brasil se tornará um exportador de petróleo? Este aspecto está diretamente associado com os critérios que presidirão a oferta de novos blocos de petróleo a serem licitados ao longo dos próximos anos. Vale notar que seria recomendável dar transparência a estes critérios, visando facilitar o processo de tomada de decisão de investimentos e demais empresas operadoras privadas.

Quinto, com a relação ao papel da ANP, é forçoso observar que, nos primeiros anos de sua atuação, a agência teve que enfrentar diversos embates com a Petrobras na busca de implementar os dispositivos da Lei nº 9478/97 e foi muito bem sucedida na organização do processo de entrada de novos agentes no upstream. O modelo brasileiro de leilões de licitação de blocos de petróleo se







tornou uma referência para a indústria internacional do petróleo. Porém, com o passar do tempo, as ações pró-ativas da ANP foram minguando e o próprio processo de licitações recebeu um duro golpe com a suspensão da oitava rodada de licitações no ano passado. Tal evento afetou seriamente a credibilidade da agência e colocou um ponto de interrogação sobre o aperfeiçoamento do modelo de licitação de blocos e sobre as próximas rodadas.

Em suma, é possível afirmar que o processo de reforma da IBH foi bem sucedido no segmento *upstream*, com regras transparentes visando organizar o processo de entrada de novos operadores através da utilização do mecanismo concorrencial de leilões de blocos de exploração de petróleo. A nova estrutura de *government take* ampliou sobremaneira a arrecadação fiscal, proveniente da atividade petrolífera, dos governos federais, estaduais e municipais.

É difícil vislumbrar uma mudança deste cenário a médio prazo, dado que o governo brasileiro aposta no gradualismo do processo de abertura e no fortalecimento da Petrobras tanto no mercado doméstico, mas também no plano internacional.

Dessa forma, é inegável que a evolução de longo prazo da IBH será dependente dos movimentos estratégicos da Petrobras. Nesse sentido, a motivação inicial de atrair investimentos privados se tornou, na prática, um objetivo secundário. Apesar da ampliação do espaço de atuação de novos operadores, o resultado mais nítido do processo de abertura diz respeito à transformação da gestão, a expansão nacional e internacional do portfolio de ativos da Petrobras. Por ora, não há sinais de inflexão desta condição privilegiada alcançada pela Petrobras após a reforma da indústria brasileira de hidrocarbonetos.





1. INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor público no Brasil, nos anos 90, seguiu o movimento de reformas ocorridas a nível mundial e adotou, como principais medidas, o programa de privatização, a abertura econômica, a liberalização do mercado e as chamadas políticas de competição, e a reforma legislativa, dando prosseguimento às alterações da Constituição de 1988.

De forma geral, as mudanças dos setores de infra-estrutura e energia no Brasil envolveram as seguintes ações: (i) desverticalização da cadeia produtiva dos serviços de infra-estrutura energética; (ii) introdução da concorrência em diferentes atividades das indústrias de rede; (iii) abertura do acesso de terceiros interessados no compartilhamento de infra-estrutura; (iv) introdução de novos mecanismos de regulação; e (v) criação de novas formas de contratos.

Nas indústrias de petróleo e gás natural, em particular, essas mudanças institucionais buscaram introduzir pressões competitivas naqueles segmentos em que a concorrência fosse possível. A partir daí observou-se o Estado passando a atuar como agente regulador da indústria. Porém, a escolha do modelo de abertura no setor de petróleo e gás natural foi marcada pelo gradualismo das mudanças estruturais e institucionais e pela deliberada escolha de preservar o papel da estatal Petrobras como a empresa líder e dominante no setor.

Este trabalho examina os principais aspectos da reforma da indústria brasileira de hidrocarbonetos (IBH). A seção 2 examina as principais motivações da reforma e apresenta o novo marco legal da indústria. A seção 3 analisa as conseqüências da abertura para o segmento de *upstream*, onde de fato tem sido constatada a entrada de novas empresas na exploração e produção, a partir da introdução do mecanismo concorrencial de leilões de blocos de petróleo. A seção 4 destaca os impactos da reforma para o segmento de *downstream*, destacando-se as atividades de refino e de distribuição.

A seção 5, por sua vez, mostra que o novo marco legal da IBH se revelou inadequado para a regulação das atividades de gás natural. Neste sentido, são examinados, por um lado, os principais alcances da regulação do transporte de gás natural sob a responsabilidade do regulador federal — Agência Nacional do Petróleo. Por outro lado, são destacadas também as principais lacunas regulatórias, com especial ênfase à divergência dos critérios de regulação do segmento de distribuição de gás — a cargo dos reguladores estaduais — e os problemas inerentes à interface entre a indústria de gás natural e à indústria elétrica, decorrente da expansão da geração térmica. A seção 6 traça um perfil do desempenho setorial e empresarial da IBH após as reformas, com destaque evidentemente para a posição dominante da Petrobras. Por fim, a última seção focaliza as principais lições e os problemas remanescentes a serem resolvidos no âmbito da regulação do setor.







2. ANTECEDENTES, FATORES INDUTORES DA REFORMA E O NOVO MARCO LEGAL

De forma esquemática, é possível afirmar que o desenvolvimento histórico da indústria mundial de petróleo foi canalizado por duas modalidades de organização econômica. A primeira, originalmente americana, centrou-se no crescimento de firmas privadas que evoluíram rapidamente para a internacionalização; a segunda, cujos precursores foram a Inglaterra, a Argentina e o México, se difundiu para a maioria dos países de industrialização tardia, centrando-se no desenvolvimento de empresas estatais. Contudo, as mudanças ocorridas no cenário mundial, energético e econômico, pós-choques do petróleo desencadearam a ação de fatores que alteraram essa organização econômica secular e redefiniram os horizontes e as agendas estratégicas dos agentes relevantes da cena petrolífera.

A indústria petrolífera no Brasil, similarmente ao ocorrido em economias de industrialização muito tardia, ingressou nesta indústria através de uma solução institucional específica de organização econômica: o monopólio estatal (Lei 2004, 1953).

A partir da criação da Petrobras, em outubro de 1953, até a promulgação da Emenda Constitucional n° 9, de 09 de novembro de 1995, o monopólio da União sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural foi exercido exclusivamente por essa empresa. Através da Emenda n° 9/95, que alterou o artigo 177 da Constituição Brasileira, foi permitida a participação das empresas privadas nas atividades de E&P.

Desde então até a reforma petrolífera da segunda metade dos anos 1990, a trajetória de crescimento bem sucedida da indústria, liderada pela estatal Petrobras, havia situado o Brasil como uma das mais expressivas economias de crescimento rápido do século XX. O sucesso dessa trajetória projetou o país como uma das fronteiras mais promissoras de desenvolvimento da indústria petrolífera mundial.

Em termos setoriais, o objetivo governamental para reformar a indústria brasileira de hidrocarbonetos (IBH) foi orientado para a introdução de pressões competitivas, através do estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de associações (parcerias) entre a estatal Petrobras e agentes locais e/ou estrangeiros, presentes e/ou potenciais entrantes na estrutura do mercado doméstico.

Numa concepção de longo prazo, a reforma buscou atender a três objetivos gerais associados com as dimensões de eficiência econômica produtiva, alocativa e distributiva.

O *primeiro*, de cunho setorial, porém de significativas implicações sistêmicas para o desempenho da economia brasileira, consistiu na expectativa de redução dos custos nos vários segmentos de atividades da indústria interna de







petróleo e de gás natural (Exploração/Desenvolvimento/Produção, Refino, Transporte, Distribuição e Revenda).

O **segundo** objetivo pretendido era estimular o nível de investimentos na indústria do petróleo, a partir da redução das barreiras institucionais e o conseqüente incremento da participação de novos operadores no *upstream* e no *downstream*.

Enfim, o *terceiro* objetivo residiu no aumento substancial do fluxo de receitas fiscais, em decorrência do alargamento esperado das bases tributárias com a entrada dos novos operadores e o aumento da produção nacional.

Como será visto adiante, a nova legislação petrolífera brasileira — Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo — consagrou uma abertura gradual, ao combinar a titularidade dos direitos de propriedade da União sobre os recursos em hidrocarbonetos e a manutenção do estatuto de empresa mista da Petrobras, com a propriedade majoritária da União, preservando também sua estrutura vertical e sua capacidade operacional. A referida Lei ratificou os direitos de propriedade da estatal nas áreas de produção em que estava operando, e sobre seus ativos de refino, equipamentos e infraestrutura de transporte e armazenagem. Porém, em sintonia com o objetivo de criar um novo padrão de organização industrial, estabeleceu o livre acesso a terceiros nos ativos de transporte e armazenagem da estatal.

Neste contexto, a Lei nº 9.478/97, consolida este novo cenário institucional no que diz respeito à indústria do petróleo no Brasil, estabelecendo as diretrizes para a sua regulação. Este marco regulatório, que regulamentou a Emenda Constitucional nº 9/95, teve por objetivos o estímulo à concorrência, a atração de investimentos na produção de energia e a regulamentação das participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural.

2.1 MARCO LEGAL, DESENHO INSTITUCIONAL E POLÍTICA ENERGÉTICA

Do ponto de vista formal, a reforma da IBH teve início em 1995 e estava vinculada ao programa de Reforma do Estado Brasileiro, implementado no governo Fernando Henrique Cardoso. Em consonância com a tendência verificada em diversos países, foram adotadas no Brasil, na década de 1990, políticas de cunho liberal que transformaram os setores de infra-estrutura. Assim, com o objetivo de estimular a concorrência e atrair investimentos privados para o setor, o governo federal começou a desenhar um novo modelo para a indústria do petróleo.

Seguindo essa orientação, a Emenda Constitucional nº 9/95, determinou a quebra legal do monopólio da PETROBRAS, exercido desde 1953, sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, refinação de







petróleo, comércio internacional de derivados, bem como transporte de petróleo, seus derivados e gás natural.

Com a promulgação da Lei nº 9.478, em 1997, , foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cuja finalidade é "promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo" (art. 8°). A ANP, entidade reguladora governamental, tem a incumbência de realizar as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrar os contratos delas decorrentes e fiscalizar a sua execução.

Criada como autarquia especial, e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, esta Agência possui a responsabilidade de regulamentar e regular a atuação de todos os agentes operadores, inclusive a da estatal Petrobras, no mercado brasileiro de petróleo e de gás natural, atendendo ao dispositivo da reforma constitucional, de 1995, que retirou da estatal a competência de executora do monopólio.

Formalmente, a ANP também possui autonomia financeira e decisória, sendo dirigida por um diretor-geral e mais quatro diretores, com mandatos de quatro anos, sendo autorizada uma recondução do mandato. As nomeações para os cargos de diretores são feitas por indicação do MME e da Presidência da República. Após a indicação, os diretores são sabatinados na Comissão de Infraestrutura do Senado. Uma vez aprovados por esta Comissão, o nome do candidato a diretor tem que ser aprovado em sessão plenária do Senado.

Por ora, as indicações sempre refletiram escolhas políticas. Ainda que, em muitos casos desde a criação das agências, os diretores possuíssem *background* e experiência na área de energia, as nomeações refletem a estrutura de repartição de poder e de garantia de condições de governabilidade. Desde o retorno da democracia, o partido ao qual pertence o Presidente da República jamais conquistou maioria no Congresso. Assim, é necessário formar um governo de coalizão, com participação de outros partidos políticos para compor uma base de sustentação e de governabilidade. Não é raro que neste processo ocorra uma repartição de cargos da administração pública entre os partidos da base aliada. As agências reguladoras não se constituem uma exceção neste processo.

O mesmo fenômeno ocorre com as empresas estatais, cujos cargos de direção são palco de disputas acirradas entre os partidos que apóiam o governo. Entretanto, no caso particular da Petrobras, uma parte dos cargos de direção acaba sempre sendo ocupada por funcionários de carreira da empresa, embora este tipo de indicação também reflita uma escolha de natureza política deste ou daquele partido.







Cabe destacar ainda que, assim como as demais agências reguladoras, a ANP acumula as responsabilidades de Poder Concedente e de regulação³. No âmbito da mesma lei, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ao qual foram atribuídas as funções de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; assegurar seu fornecimento a todo o território nacional; rever as matrizes energéticas das regiões; bem como estabelecer diretrizes para programas específicos e para importação e exportação de petróleo e gás.

Tanto o CNPE quanto a ANP integram uma organização político-institucional e regulatória da indústria brasileira de hidrocarbonetos (figura 1) de energia que envolve o governo federal e os estados da federação. Ao Ministério de Minas e Energia (MME) cabe a elaboração das diretrizes de política energética, as quais são validadas ou contestadas no CNPE. Na estrutura ministerial, estas tarefas competem à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Energias Renováveis. As agências reguladoras estaduais, embora tenham um escopo multi-setorial, regulando outros setores de infra-estrutura, tratam especificamente da regulação das atividades de distribuição de gás. Este desenho é formalmente completado pelas funções desempenhadas pela recém-criada (2004) Empresa de Pesquisa Energética — braço do MME responsável pelos estudos de suporte para o planejamento energético nacional.

A mudança de governo, em 2003, com a saída do Presidente Fernando Henrique Cardoso e a eleição do Presidente Luís Inácio Lula da Silva não provocou nenhuma mudança brusca nas diretrizes de política na indústria de hidrocarbonetos. De fato, a opção pelo gradualismo do processo de abertura não foi modificada e a busca do fortalecimento da posição de liderança da Petrobras no setor, iniciada ainda no governo Cardoso, prosseguiu durante o governo Lula.

Apesar de não existir um documento formalizado, sintetizando as orientações da política energética nacional, o governo Lula tem oferecido sinais evidentes de que o processo de privatização de empresas estatais não seria ampliado no seu governo. Como se verá adiante, tampouco foi questionado o status de empresa mista da Petrobras, com o governo mantendo sua participação como acionista majoritário em 51%. Em contrapartida, o governo Lula também não tem restringido o processo de expansão empresarial e de internacionalização da Petrobras, tal como será examinado detalhadamente na seção 6.







³ No âmbito do projeto de lei em tramitação no Congresso visando conferir um marco legal único para o funcionamento das agências reguladoras no país, este ponto tende a ser alterado: a tendência é de que o Poder Concedente fique nas mãos do Executivo e o órgão regulador exerça apenas as atribuições de regulação.

Escopo federal Escopo estadual Presidência da República Ministério de Minas e Energia (MME) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) Atribuição: Propor Políticas Energéticas Atribuição: Formular o planejamento do setor Governos Estaduais energético nacional (Lei n.º 9478/1997) Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Energias Renováveis Reguladores Estaduais Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) Atribuição: Regular. Contratar e Fiscalizar as Atividades Integrantes da Indústria Agentes Econômicos (Lei n.º9478/1997) Operadores dos Diversos Segmentos da Cadela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Atribuição: Realizar estudos e pesquisas destinadas à subsidiar o planejamento do setor energético (Lei n.º 10.847/2004)

Figura 1 – Desenho Institucional da IBH

Este desenho institucional comporta ainda uma série de órgãos e ministérios relacionados. Em especial, destaca-se o papel das autoridades de defesa da concorrência — Secretaria de Direito Econômico (SDE)/Ministério da Justiça e Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE)/Ministério da Fazenda — também têm um papel a cumprir no que tange à regulação de práticas anticompetitivas, formação de cartéis e atos de concentração.

Este desenho institucional é completado com o papel dos órgãos de controle externo. Os órgãos reguladores, enquanto autarquias especiais (e, portanto, órgãos da Administração Pública Direta), estão sujeitos aos mesmos mecanismos de controle externo existentes no país, quais sejam: no âmbito do Poder Legislativo a Comissão de Infra-Estrutura do Senado (a nível federal), as comissões parlamentares de infra-estrutura das Assembléias estaduais (a nível estadual) e os Tribunais de Contas da União e dos Estados; e, no âmbito do poder judiciário, os reguladores estão também sujeitos a um controle externo exercido pelos tribunais







(uma vez que nenhuma decisão pode ser excetuada da possibilidade de reexame pelos juízes).

As relações entre os Poderes se refletem no exercício de controle sobre as Agências Reguladoras, conforme sintetiza a figura 2 a seguir:

Poder Judiciário Poder Legislativo **Poder Executivo** Justiça Federal Comissões Legislativas (para reguladores federais) Competência determinada Justiça Estadual por interpretação extensiva 49 do artigo (para reguladores estaduais) Constituição Federal. Competência determinada Tribunais de Contas no artigo 5º da Constituição **AGÊNCIAS** Competência determinada Federal REGULADORAS artigo 71 Constituição Federal. Competências delimitada na lei de criação)

Figura 2 – Relação entre Poderes e Órgãos Reguladores

Fonte: Borges, 2004.

2.2 AS MISSÕES DA ANP

No campo legal, a partir da eliminação das barreiras institucionais à entrada de novos agentes, tornou-se possível a abertura ao processo concorrencial, com a participação de empresas privadas em diferentes atividades da indústria, particularmente os segmentos de exploração/produção e comercialização – considerados potencialmente competitivos.

Por se tratar da regulação de uma indústria de recursos naturais não renováveis, os objetivos de introdução de pressões competitivas e de atração de capitais privados foram compatibilizados com a manutenção da titularidade da União dos direitos de propriedade das reservas de petróleo e de gás natural.

Tal como mencionado anteriormente, a lei ratificou os direitos de propriedade da Petrobras das áreas de produção, bem como das refinarias e dos seus equipamentos de transporte dutoviário/marítimo e do seu complexo portuário/armazenagem.







Cabe observar que as atribuições da ANP compreendem um conjunto de segmentos de atividade econômica, comportando estruturas de mercado e características técnico-econômicas bastante distintas. A indústria de petróleo e derivados é tradicionalmente analisada a partir de três etapas produtivas: *upstream* (fases de exploração e produção), *middlestream* (transporte e refino) e *downstream* (distribuição e revenda). A possibilidade de importação de petróleo bruto e derivados e as características descentralizadas de distribuição e revenda fazem com que a indústria de petróleo e derivados não seja caracterizada como uma indústria de rede. Entretanto, a indústria de gás natural é uma ilustração típica das indústrias de rede, especialmente pelas características de monopólio natural dos segmentos de transporte e distribuição.

Essas características revelam que a ANP tem um papel regulador que é bastante peculiar. Esta agência tem a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades integrantes da referida indústria a serem levadas a efeito por empresas estatais ou privadas, cabendo-lhe, principalmente:

- (i) implementar a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis contida na política energética nacional;
- (ii) Fiscalizar diretamente ou mediante convênios as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;
- (iii) promover estudos visando a delimitação de blocos petrolíferos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, a fim de consolidar o processo de entrada de novas empresas;
- (iv) elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução;
- (v) Estabelecer a estrutura e o controle dos pagamentos de royalties e demais participações governamentais;
- (vi) Estabelecer os critérios para a movimentação e comercialização do petróleo, derivados e gás natural;
- (vii) Estabelecer a regulação do acesso aos dutos de transporte de petróleo, derivados e de gás natural;
- (viii) Fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo e seus derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;
- (ix) Manter base de dados e difusão das informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras:







- (x) Garantir o suprimento de derivados em todo território nacional;
- (xi) Proteger o interesse dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- (xii) autorizar a prática das atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação;
- (xiii) estabelecer critérios para o cálculo das tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores;
- (xiv) especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis; e
- (xv) regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis.

No que tange especificamente à fiscalização e controle, a ANP recebe das empresas as declarações sobre os fluxos produzidos e comercializados pelas empresas em toda a cadeia de petróleo e de gás da cadeia. O não envio de tais informações já justifica autuações por parte da Agência. Além disso, a ANP possui um Centro de Monitoramento para o acompanhamento dos fluxos de transporte de gás natural e líquidos. As fiscalizações em qualquer dos segmentos são programadas e realizadas pela ANP, visando em particular o monitoramento da qualidade e detectar casos de adulteração dos combustíveis.

Em suma, cabe à ANP zelar pela proteção dos interesses dos consumidores quanto à preço, qualidade e oferta adequada dos produtos, através da regulação das distintas atividades das cadeias de valor das indústrias de petróleo e gás natural.

Como nos casos das agências de telecomunicações e eletricidade, uma tarefa fundamental nos primeiros anos de vida das agências de regulação é a edição de normas e portarias regulamentando aspectos gerais estabelecidos nas leis das agências.

Importa salientar ainda que, ao contrário das agências reguladoras de eletricidade e de telecomunicações criadas igualmente no âmbito do programa de Reforma do Estado do governo Fernando Henrique Cardoso, a ANP não exerce a regulação de preços, os quais foram totalmente liberalizados em janeiro de 2002.

Segundo este novo modelo, o Estado passa a desempenhar a função de regulador, transferindo as atividades de exploração e produção às empresas através de contratos de concessão celebrados com a ANP.

Em suma, com a promulgação da Lei do Petróleo, foi estabelecido que os direitos de prospecção e produção de gás natural no território brasileiro continuariam pertencendo à União Federal, cabendo à ANP a sua administração,







mediante concessões a empresas públicas ou privadas. Cabe notar que a reforma não introduziu restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia, permitindo que qualquer agente tenha qualquer percentual de participação na propriedade de empresas nos distintos segmentos do energético. Entretanto, há a exigência de que as atividades de produção e transporte sejam realizadas por empresas juridicamente distintas.

3. IMPACTOS DO NOVO MARCO REGULATÓRIO PARA O SEGMENTO *UPSTREAM:* A ENTRADA DE NOVOS PLAYERS

Não obstante a vasta gama de missões, é inegável que uma das principais atuações da ANP tem sido a organização do processo de entrada de novas empresas no segmento *upstream*. Através do mecanismo de leilão de blocos exploratórios, o processo de abertura foi muito bem sucedido no período 1999-2005. Nas sete (7) primeiras rodadas realizadas pela ANP foram concedidos mais de 500 blocos de exploração.

Na ocorrência de descoberta de petróleo ou gás, as empresas fazem uma declaração à ANP de comercialidade do campo e preparam um programa de desenvolvimento a fim de iniciar a fase de produção.

Os leilões são realizados com o modelo de "envelope fechado", no qual os pretendentes à área licitada informam o valor do lance correspondente ao que se denomina bônus de assinatura – pagamento à União referente ao direito de explorar o bloco de petróleo licitado por um período de três anos. O vencedor é escolhido entre os candidatos com base em três critérios:

- i) Maior valor monetário ofertado de bônus de assinatura:
- ii) Comprometimento da empresa vencedora com relação ao desenvolvimento do programa de investimentos com base em equipamentos adquiridos junto à indústria nacional; e
- iii) Programa Exploratório Mínimo, em Unidades de Trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios.

Os principais resultados destes leilões indicaram a confirmação da liderança da Petrobras, que arrematou a maior parte da oferta de blocos, ancorada na experiência geológica das bacias sedimentares brasileiras. Os leilões foram considerados bem sucedidos em razão do número de participantes interessados (tabela 1) e da arrecadação de bônus de assinatura (tabela 2). A arrecadação dessa participação governamental nas sete Rodadas de Licitações⁴, realizadas entre 1999 e 2005, totalizou um montante de R\$ 3,26 bilhões correntes.

⁴ A Oitava Rodada, realizada em novembro de 2006, foi suspensa antes dos términos dos trabalhos por decisão judicial. Até a data da redação final deste livro não havia sido tomada nenhuma decisão oficial quanto à validade dos resultados parciais e aos blocos ofertados para licitação.







Os resultados destes leilões demonstram, efetivamente, que o monopólio da exploração e produção foi quebrado. Neste segmento de atividade, durante mais de quarenta anos, apenas a Petrobras operou programas de investimento de exploração e produção. Os leilões permitiram, de fato, a entrada de novos operadores e atraíram a participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras no setor petrolífero nacional (tabela 3).

Não obstante a ampliação do número de empresas operadoras, a Petrobras prosseguiu sendo a principal empresa do setor e a principal vencedora de todas as rodadas de licitação, tal como fica evidenciado no Anexo I. É importante notar nos dados deste anexo que muitos blocos envolveram parcerias e consórcios das empresas entrantes com a Petrobras. A necessidade de compartilhar riscos e, sobretudo, a competência tecnológica requerida pelo esforço exploratório em áreas off-shore de fronteira, são fatores que impulsionaram as estratégias de cooperação entre as companhias internacionais e a Petrobras na reestruturação do upstream brasileiro. Estas estratégias marcaram o ingresso de grandes grupos petrolíferos globais e a internacionalização do segmento upstream no Brasil, mostrando que o engajamento da Petrobrás foi fundamental para o sucesso da reestruturação do upstream.

A tabela 4 classifica as maiores ofertas, ordenadas pelo valor pago de bônus de assinatura⁵. Cabe notar que em muitos casos, a Petrobras não foi a principal vencedora. Isto revela que, na análise estratégica das companhias para participar do leilão, é necessário oferecer pagamentos de bônus elevados a fim de superar o maior conhecimento geológico que dispõe a Petrobras sobre as bacias sedimentares⁶. Mas vale enfatizar que, a partir da análise do Anexo I, que a empresa estatal adquiriu a maior parte dos blocos ofertados.

⁶ A partir da quinta rodada, o "cardápio" de blocos foi sendo alterado, com a ampliação do número de blocos e a redução da área média concedida para cada empresa. Isto explica os menores valores arrecadados na forma de bônus de assinatura.







⁵ Os dados são referentes às seis primeiras rodadas. Não foi possível obter os dados da da sétima rodada, da mesma forma apresentada para a tabela 7. A oitava rodada, realizada em 2006, foi interrompida por decisão judicial, face ao questionamento das regras apresentadas no edital de licitações.

Tabela 1 - Número de Empresas Participantes nos Leilões de Blocos de Petróleo

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7
Manifestação de interesse	58	49	46	35	18	30	Parte A - 53 Parte B - 113
Pagamento de taxa de participação	39	48	44	33	14	27	Parte A - 47 Parte B - 92
Habilitadas	38	44	42	29	12	24	Parte A - 46 Parte B - 91
Apresentando ofertas	13	27	26	17	6	21	Parte A - 32 Parte B - 53
Vencedoras	11	16	22	14	6	19	Parte A - 30 Parte B - 16

Fonte: ANP.

Tabela 2 – Arrecadação de Bônus de Assinatura – 1999-2005

	Bônus de Assinatura (R\$)
Rodada 1	321.656.637,00
Rodada 2	468.259.069,00
Rodada 3	594.944.023,00
Rodada 4	
	92.377.971,00
Rodada 5	27.448.493,00
Rodada 6	665.196.028,00
Rodada 7 - Parte A	1.085.802.800,00
Rodada 7 - Parte B	3.045.804,00

Fonte: ANP.

Vale lembrar que, até 1998, apenas a Petrobras atuava na atividade de exploração. Em 2006, cerca de 50 concessionárias provenientes de mais de 15 países, entre as quais dez de capital nacional, operavam no setor brasileiro de petróleo e gás natural. Desse modo, a abertura do segmento *upstream* pode se







constituir em um processo promissor de incremento do ritmo de descobertas de petróleo, permitindo a melhoria do indicador Reserva Provada/Produção (R/P), atualmente situado no patamar de 19 anos.

Tabela 3 – Empresas Vencedoras das Rodadas de Licitações

1999 Round 1	2000 Round 2	2001 Round 3	2002 Round 4	2003 Round 5	2004 Round 6	2005 Round 7
Amerada	Amerada Hess	Amerada Hess	BHP Billiton	Aurizônia	Arbi Petróleo Ltda.	Amerada Hess Corporation
Hess	Amerada ness	Amerada ness		Empreendimentos Ltda.		Amerada ness Corporation
BP	BG	El Paso	Devon Energy	Maersk Olie og Gas AS	Aurizônia Empreendimentos Ltda.	ARBI Petróleo Ltda
British Borneo	Chevron	Enterprise	Dover	Newfield Exploration Company	Devon Energy Corporation	Aurizônia Petróleo Ltda
Eni	Coastal	Esso	El Paso	Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation	EnCana Corporation	BG Energy Holdings Limited
Esso	Ipiranga	Ipiranga	Maersk	Petróleo Brasileiro S.A.	Epic Gas International Serviços do Brasil Ltda.	Brazalta Resources Corp
Kerr-McGee	Odebrecht	Kerr-McGee	Newfield	Synergy Group Corp	Kerr-McGee Corporation	Companhia de Des. Eco. de Minas Gerais - CODEMIG
Petrobras	PanCanadian	Koch	Partex		Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation	Delp Engenharia Mecânica Ltda
Shell	Petrobras	Maersk	Petrobras		Petróleo Brasileiro S.A.	Devon Energy Corporation
Texaco	Petrogal	Ocean	PetroRecônc avo		Petróleos de Portugal - Petrogal S.A.	Encana Corporation
YPF	Queiroz Galvão	PanCanadian	Queiroz Galvão		PetroRecôncavo S.A.	ENGEPET - Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda
Unocal	Rainier	Petrobras	Shell		PortSea Oil & Gas NL	Eni SpA
	Santa Fé	Petrogal	Starfish		Queiroz Galvão Perfurações S.A.	Koch Petróleo do Brasil Ltda
	Shell	Petroserv	Statoil		Repsol YPF Brasil S.A.	Logos Engenharia S.A
	SK	Phillips	Unocal		Shell Brasil Ltda.	Norse Energy Corp ASA
	UPR	Queiroz Galvão			SK Corporation	Oil M&S S.A
	YPF	Rainier			Starfish Oil & Gas S.A.	Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda
		Repsol-YPF			Statoil ASA	Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation
		Samson			Synergy Group Corp	Petróleo Brasileiro S.A Petrobras
		Shell			W. Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	Petróleos de Portugal - Petrogal S.A
		Statoil				Phoenix Empreendimentos Ltda
		Total Fina Elf				Repsol YPF S.A
		Wintershall				Shell Brasil Ltda
						Silver Marlin Exploração e Produção de Petroleo e Gás Ltda
						Starfish Oil & Gas S.A.
						Statoil ASA
						Synergy Group Corp
						Tarmar Terminais Aero-Rodo- Marítimos Ltda
						Vitória Ambiental Engenharia e Tecnologia S/A
						W. Washington Empreendimentos

Fonte: ANP.





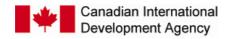


e Participações Ltda

Tabela 4

Principais Empresas Vencedoras nos Leilões de Blocos de Exploração de Petróleo no Brasil

Blocos Licitados	Empresa/Consórcio	Valor do Bônus de	
	Vencedor	Assinatura	
Primeiro Round			
BM-S-4	Agip* (100%)	R\$ 134.162.101	
BM-C-4	Agip (55%)*, YPF (45%)	R\$ 51.000.128	
BM-ES-2	Unocal* (40,5%), Texaco (32%) YPF (27,5%)	R\$ 31.742.736	
Segundo Round			
BM-S-9	Petrobras* (45%), BG (30%), YPF (25%)	R\$ 116.278.032	
BM-S-10	Petrobras* (50%) BG (25%) Chevron (25)	R\$ 101.995.032	
BM-S-7	Chevron* (65%), Petrobras (35%)	R\$ 67.635.032	
Terceiro Round			
BM-ES-11	Phillips* (100%)	R\$ 117.743.190	
BM-C-15	Ocean (65%), Amerada Hess (35%)	R\$ 74.000.000	
BM-S-22	Amerada Hess* (80%) Ocean (20%)	R\$ 59.040.234	
BM-BAR-1	Petrobras* (100%)	R\$ 48.341.234	
Quarto Round	(200,0)		
BM-S-29	*Maersk Olie OG Gas AS (100%)	R\$15.148.000	
BM-C-24	*BHP Billiton Limited (100%)	R\$13.500.000	
BM-J-3	*Petróleo Brasileiro S.A.(60%) Statoil ASA (40%)	R\$13.201.777	
Quinto Round			
J-M-115	Petrobras	R\$ 7.923.665,00	
J-M-63	Petrobras	R\$ 3.317.506,00	
J-M-5	Petrobras	R\$ 2.320.257,00	
Sexto Round			
ES-M-525	Petrobras*; Shell	R\$ 82.300.009,00	
C-M-101	Devon*; Encana; Kerr- McGee; SK	R\$ 50.000.000,00	
C-M-151	Petrobras*; Shell	R\$ 34.111.007,00	







C-M-61	Devon*; Kerr-McGee; SK	R\$ 28.500.000,00	
ES-M-523	Petrobras*	R\$ 30.172.000,00	

Fonte: ANP

3.1 PRINCIPAIS ASPECTOS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Uma vez concluída a rodada de licitações, são assinados os contratos de concessão entre a ANP, em nome da União, e as empresas/consórcios vencedores. A Agência acompanha a execução desses contratos, que estabelecem:

- 1. o pagamento pela ocupação (ou retenção) das áreas;
- 2. o pagamento dos royalties;
- 3. o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade;
- 4. as condições de devolução das áreas;
- 5. a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção;
- 6. o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais;
- 7. o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora;
- 8. as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente.

O Contrato de Concessão também exige que as concessionárias cumpram o Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vendedora, com período variável entre três a oito anos. Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis.

Tal como destacado acima, no caso de se considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção.

O Contrato de Concessão prevê ainda que, em caso de risco de desabastecimento de combustíveis no País, as concessionárias atendam prioritariamente às necessidades do mercado interno. Com a finalidade de garantir o abastecimento nacional, a <u>Lei nº 9.478/97</u> atribui à ANP, a função de autorizar as exportações de petróleo, gás natural e seus derivados.







Cabe ainda à ANP – diretamente ou mediante convênios com órgãos dos Estados ou do Distrito Federal – o acompanhamento e fiscalização permanente das operações realizadas nos blocos concedidos. O objetivo deste acompanhamento é assegurar que o concessionário adote as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedeça às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive com vistas à segurança das pessoas e equipamentos, à conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e à proteção do meio ambiente.

3.2 ESTRUTURA E NÍVEIS DE GOVERNMENT TAKE: ROYALTIES E PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS

Uma outra atribuição importante da ANP foi a de estruturar um novo regime de tributação, incidente sobre os contratos de concessão e previstos no edital de licitação.. Além do bônus de assinatura no ato dos leilões, foram instituídos os seguintes tributos : i) *royalties* – de 5 % até 10% da produção de petróleo e de gás (Box 2.5); ii) participação especial; e iii) pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Os royalties do petróleo no Brasil são compensações financeiras pagas aos Estados e Municípios, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia, pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Os *royalties* são calculados mensalmente para cada campo produtor, aplicando-se a alíquota sobre o valor da produção. Este valor, por sua vez, é obtido multiplicando-se os volumes de petróleo e gás natural produzidos durante o mês pelos respectivos preços de referência relativos a esse mês.

A metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo é dada por uma fórmula paramétrica que utiliza como referência o preço do petróleo tipo Brent e considera a taxa de câmbio real/dólar (ambos os valores cotados no mês de competência da produção):

Pmin: TC x 6,2898 x (P.Brent +D),

Onde: Pmin - é o preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico; TC - é o valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, fixadas pelo Banco Central do Brasil, para o mês; PBrent - é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na *Platt's Crude Oil Marketwire*, em dólares americanos por barril, para o mês; D - é o diferencial entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

A mudança, introduzida pelo novo marco legal, permitiu um expressivo aumento da arrecadação total de *royalties*, expressa em reais correntes (Gráfico 1 abaixo). Não obstante a apreciação do real no período 2003-2006, ao longo do mesmo observou-se forte aumento da arrecadação, influenciada pelo aumento da cotação do petróleo e pelo incremento da produção nacional deste energético. O total arrecadado saltou de um patamar de R\$ 200 milhões de reais antes das mudanças nos critérios de arrecadação, em 1998, para mais de R\$ 6 bilhões de reais. Para uma análise detalhada, ver Serra (2005), Pacheco (2003) e Fernandes (2007).







Gráfico 1 - Arrecadação de Royalties (R\$ milhões)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A participação especial (PE) é a compensação financeira extraordinária a ser paga pelos concessionários nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade. Entre o início de sua arrecadação, em 2000, e a sétima rodada, em 2005, foram arrecadados cerca de R\$ 22,5 bilhões em termos de PE.

O pagamento pela ocupação ou retenção de área é feito anualmente pelos concessionários, cujo valor inicial é estabelecido no edital da licitação e no contrato de concessão e é fixado por quilômetro quadrado ou fração da área do bloco. Até 2005, o montante arrecadado totalizou aproximadamente R\$ 845 milhões. A tabela 5 resume a evolução da arrecadação de tributos ao longo do período 1995-2005.

Tabela 5 - Participações Governamentais (milhões R\$)

	Royalties	Participação Especial	Bônus de Assinatura	Pagamento por Ocupação ou Retenção de Área
1995	123	-	-	-
1996	154	-	-	-
1997	190	-	-	-
1998	284	-	-	29
1999	984	-	322	73
2000	1.868	1.039	468	91
2001	2.303	1.722	595	125
2002	3.184	2.510	92	147
2003	4.396	4.997	27	126
2004	5.043	5.272	665	124
2005	6.206	6.967	1.089	130

Fonte: ANP.







4. IMPACTOS DA REFORMA PARA O SEGMENTO DOWNSTREAM: LIBERALIZAÇÃO DE DIREITO COM MONOPÓLIO DE FATO

A reestruturação do segmento *downstream* brasileiro iniciou-se pela extinção do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e sua substituição pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), em 1990, medida que modificou a relação entre o Estado e o principal agente da indústria, a Petrobras: o órgão deixou de ser subordinado diretamente à Presidência da República – como era o CNP desde sua criação, em 1938 – passando a ser controlado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Foi esta alteração institucional a que possibilitou operacionalizar modificações na administração dos preços dos derivados ao consumidor final. As práticas de tabelamento e controle de margens de distribuição e de revenda, anteriormente executadas pelo CNP, foram substituídas pela definição de "tetos" máximos de preços que, a partir de 1996, também foram progressivamente eliminados (Martinez, 1999), até a liberação total em fins de 2001.

Paralelamente, foi modificada a estrutura de formação dos preços dos derivados nas refinarias (preço ex-refinaria)⁷, com a extinção em 1998, do mecanismo de equalização dos preços ao consumidor em todo o território nacional, o Frete de Uniformização de Preços (FUP), que subsidiava o fornecimento de derivados nas regiões remotas do país (Portaria InterMinisterial nº 3). Os preços que remuneravam a atividade de refino da Petrobras para cada derivado produzido (preços de realização) passaram a ser definidos pelo custo de oportunidade, segundo parâmetros internacionais de comparação, acrescido dos custos de transporte e de internalização. Entretanto, o preço de faturamento, para as distribuidoras, continuou a ser definido, até janeiro de 2002, quando em ato conjunto, pelo MME e o Ministério da Fazenda (MF)⁸, os preços foram liberalizados em todos os segmentos da cadeia de petróleo e derivados no Brasil.

4.1 estrutura do refino de derivados no brasil

⁸ A diferença entre o preço de faturamento e o preço de realização, denominada Parcela de Preço Específica (PPE) continuou a ser utilizada visando: i) manter os subsídios remanescentes aos preços de combustíveis como o álcool hidratado e o gás liquefeito de petróleo (GLP); e ii) abater o saldo remanescente na Conta-Petróleo, a favor da Petrobras - decorrente da anterior prática de preços de faturamento de derivados, inferiores ao Valor Médio de Referência (VMR).







⁷ Até 1998, o preço ex-refinaria (Lei nº 3.452/1963) era formado com base nos custos de refino (custo do petróleo bruto), acrescidos de uma margem de refino. Os preços do petróleo, nacional e importado, utilizados no cálculo do custo de refino, eram fixados pelo MME, sendo a diferença entre o preço fixado e o efetivo, no caso do petróleo importado, contabilizada na Conta-Petróleo. Com base nos custos de refino eram estabelecidos Valores Médios de Referência (VMR) para cada um dos derivados de petróleo, sendo o preço efetivo fixado abaixo ou acima do VMR e a respectiva diferença também computada na Conta-Petróleo.

O parque de refino brasileiro é estruturado por 14 plantas, incluindo uma unidade de beneficiamento de xisto e uma fábrica de lubrificantes. As 12 refinarias em operação detinham, em 2000, capacidade nominal de cerca de 1,95 milhão de barris e capacidade efetiva equivalente de cerca de 90% desse total. A Petrobras detém 98% da capacidade total de refino e as refinarias privadas (Manguinhos e lpiranga) produzem, principalmente, gasolina e produtos especiais direcionados para mercados locais.

A escala média das refinarias brasileiras é de 140 mil b/d (tabela 6). Porém, a maioria das plantas possui capacidade de refino superior a 150 mil b/d – as exceções são as refinarias Recap (SP) e Remam (AM), com 53 e 46 mil b/d, respectivamente, ambas adquiridas da iniciativa privada. Entre as 8 (oito) refinarias construídas pela Petrobras, entre 1953 e fins de 1970, a escala média de refino é de 230 mil b/d, destacando-se as refinarias Replan (352 mil b/d), Relam (306 mil b/d) e Reduc (242 mil b/d).

Tabela 6 - Capacidade de Refino (m³/ dia de operação) - Brasil

Refinarias	2005
	mil barris/dia
TOTAL	2008,1
IPIRANGA (RS)	17,0
LUBNOR (CE)	6,3
MANGUINHOS (RJ)	13,8
RECAP (SP)	53,5
REDUC (RJ)	242,2
REFAP (RS)	188,7
REGAP (MG)	151,0
REMAN (AM)	45,9
REPAR(PR)	188,7
REPLAN (SP)	364,8
REVAP(SP)	251,6
RLAM (BA)	314,8
RPBC (SP)	169,8
Factor AND	

Fonte: ANP.

Outro atributo relevante do refino brasileiro é a elevada concentração espacial, pois sua construção visou otimizar o conjunto do parque, maximizando as economias de escala na produção e, simultaneamente, minimizando as deseconomias de escala na distribuição: as refinarias foram construídas em locais próximos aos principais centros consumidores. O objetivo era "minimizar o custo total de abastecimento" (Santos, 2000), ou seja, "não gastar petróleo para transportar petróleo" (Martínez, 1999, p. 192). Somente em 1995, as distribuidoras de combustíveis passaram a contratar diretamente o transporte de derivados de petróleo, que até então era regulado, centralizadamente, pelo DNC, órgão que







definia os modais a serem utilizados – com prioridade para os modais dutoviário e aquaviário – e as tarifas (Martins, 2003).

A rationale de otimizar custos de transporte, no suprimento das refinarias e na distribuição de derivados conduziu, por um lado, a concentrar a atividade de refino nas regiões Sul e Sudeste que, em conjunto, respondem por 81% da capacidade total de refino, mais de 90% da produção dos 2 principais derivados, gasolina e óleo diesel, 2/3 do consumo de gasolina e 64% do consumo total de óleo diesel (Martins, 2003). Por outro lado, definiu um parque produtivamente especializado, onde cada refinaria processa um reduzido leque de derivados, exceto os derivados mais demandados (gasolina, diesel, GLP e óleo combustível), produzidos em todas as refinarias. A especialização produtiva se reflete no grau de complexidade do parque de refino brasileiro, ainda que parte dessa complexidade responda à adaptação para processar o petróleo nacional⁹.

A adequação do parque de refino à redução do óleo combustível na matriz energética brasileira – redução estimada em 25% até 2010 – é a principal mudança observada na oferta de derivados, resultante de alterações de longo prazo no perfil da demanda brasileira de combustíveis.

Para enfrentar a dinâmica futura da demanda doméstica, entretanto, o grande problema ensejado para 2007, se mantida a atual configuração de tendências do downstream brasileiro e o crescimento sustentado da produção nacional de cru, é a qualidade do balanço comercial entre a produção de cru e a demanda interna de derivados: o Brasil tende a ser um exportador líquido de cru e um importador líquido de derivados brancos (diesel, nafta e GLP), cujo valor comercial é superior ao petróleo.

É essa perspectiva que colocou em pauta a decisão de ampliar escalarmente a capacidade atual do parque de refino brasileiro, quer por ampliação de uma unidade já existente, como proposto pela Petrobras, quer pela implantação de uma ou duas novas refinarias, de porte situado entre 150-200 mil b/d, como sugerido pela ANP.

Este debate, que fugiu do cenário fechado dos especialistas do setor, alargando-se para incluir o público mais amplo, é expressivo do abandono das soluções argüidas em torno dos resultados esperados da introdução de pressões

⁹ Do total de 39 produtos manufaturados no parque de refino, nenhuma refinaria, isoladamente, produz mais de 19. Derivados especiais são produzidos em poucas unidades e abastecem todo o mercado nacional e/ou são complementados pela importação: Reduc (RJ), produz mais de 70% de óleos lubrificantes; Refap (RS) e Relam (BA), próximas aos pólos petroquímicos do Sul e do Nordeste, são responsáveis por cerca de metade da produção de nafta; RPBC (SP), responde por toda a produção nacional de gasolina de aviação e gasolina *premium*. Por essa razão, o indicador de complexidade (IC) médio - soma da capacidade instalada das unidades de destilação a vácuo, coqueamento, craqueamento e reforma catalítica, relativamente à capacidade nominal de destilação atmosférica – do parque brasileiro de refino é de 0,64. Entre as refinarias mais complexas destacam-se a RPBC (SP), a Regap (MG) e a Revap (SP), todas com IC superior a 0,75 (Martins, 2003).







competitivas no mercado brasileiro de derivados de petróleo, notadamente os que acenavam com o interesse do capital internacional em investir numa nova refinaria e as que permitiriam a ampla execução da importação dos derivados deficitários no mercado brasileiro.

A ampliação da capacidade interna de refino, questão hoje latente na agenda do governo federal e mais explícita na agenda de vários Estados da federação, para a expansão do *downstream* brasileiro, tenderá a se pautar por estratégias de cooperação, hoje dominantes na indústria petrolífera mundial e na experiência brasileira de reestruturação do *upstream*.

4.2 distribuição de derivados no brasil

A etapa de distribuição de combustíveis tem seu início na refinaria, de onde saem os derivados que serão comercializados para as distribuidoras de combustível. No Brasil, ao contrário de outros países que organizaram de forma verticalizada e monopolista a indústria de petróleo, o segmento de distribuição sempre comportou várias empresas, constituindo um oligopólio competitivo no qual se destacavam as empresas Shell, Esso, Texaco, Ipiranga, Atlantic, entre outras. É importante observar que a participação da Petrobras neste segmento de atividade da cadeia petrolífera foi inclusive tardia, dado que a subsidiária BR Distribuidora foi criada apenas em 1971, dezessete anos após a criação da Petrobras.

O processo de abertura da indústria do petróleo, a partir da segunda metade dos anos 1990, modificou a estrutura de mercado, ainda que um conjunto de empresas sejam as principais responsáveis pela distribuição dos derivados.

A desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil iniciou-se na década de 90 e culminou com a abertura total do mercado em janeiro de 2002.

O novo modelo regulatório do *downstream* brasileiro, regulado pela ANP, teve por objetivo aumentar as alternativas de oferta de derivados no mercado interno, viabilizando, assim, a concorrência entre os supridores. Tendo em vista esse objetivo, o novo modelo buscou ampliar a diversidade dos agentes econômicos atuando no mercado.

Para tal, novas categorias de agentes econômicos foram definidas no segmento de distribuição de derivados. As principais alterações no modelo de organização do setor estão relacionadas à introdução do "Formulador", do "Importador" e dos Transportadores Revendedores Retalhistas (TRRs), que constituem pessoas jurídicas distintas dos demais agentes presentes no mercado.

O formulador é autorizado a importar e/ou adquirir no mercado interno correntes de hidrocarbonetos líquidos, a partir dos quais serão formulados a gasolina A¹⁰ e o diesel. Em tese, o formulador aumenta o potencial de oferta, pois

¹⁰ É importante notar que a gasolina A não contém álcool anidro na mistura. Já a denominada gasolina C é um combustível "blend" que comporta, em cada litro, a mistura de gasolina A com percentuais de álcool anidro. Historicamente, estes percentuais variam na







dá maior flexibilidade ao importador, que não fica limitado ao mercado internacional de produtos acabados (gasolina e diesel). O importador, por sua vez, é autorizado a importar gasolina A, diesel, solventes e outros produtos.

Neste novo modelo, não só a Petrobras possui acesso direto ao mercado internacional de óleo e derivados, mas também as refinarias privadas, as centrais petroquímicas, os formuladores de gasolina e diesel e os importadores. Assim, foram alargadas as possibilidades de abastecimento das distribuidoras e dos TRRs. Vale lembrar que o TRR fornece os combustíveis diretamente aos consumidores. Além disso, as empresas TRRs prestam outros serviços como a execução da instalação de tanques de armazenamento e equipamentos nos estabelecimentos consumidores e a orientação para a aplicação de procedimentos corretos para a adequada utilização e manuseio do produto.

A atual configuração do segmento de distribuição é esquematizada na Figura 3.

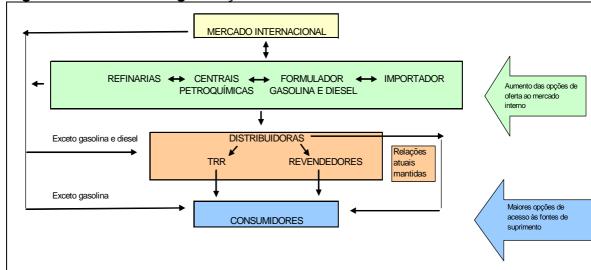


Figura 3 – Modo de Organização do Mercado de Combustíveis no Brasil

Fonte: ANP.

Estas mudanças reduziram as barreiras à entrada de novos agentes no segmento de distribuição. Em contrapartida, isto implicou na necessidade de reforçar as competências da ANP no que tange à fiscalização e à regulação do segmento e, em particular, da qualidade dos combustíveis comercializados¹¹.

faixa de 20% a 25 % de álcool em cada litro de gasolina C e a definição deste percentual pode inclusive se constituir em um instrumento de política energética, regulando os volumes de acordo com a disponibilidade de oferta de álcool.

¹¹ No início do processo de abertura um grande número de problemas emergiu do processo de entrada de novas empresas, como, por exemplo, adulteração de combustíveis e sonegação fiscal. Isto exigiu da ANP a instituição de mecanismos mais rígidos de controle







Cabe recordar que a partir da Lei nº 9.478/97, a ANP passou a exercer as atribuições do extinto DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool. Neste sentido, uma das principais missões da agência reguladora no segmento de distribuição é a regulação da qualidade dos combustíveis.

Tal qualidade é definida por um conjunto de características físicas e químicas previstas nas Normas Brasileiras (NBR) e Métodos Brasileiros (MB) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e de normas da *American Society for Testing and Materials* (ASTM). A ANP, conforme a Lei nº 9.478/97, estabelece valores-limites para essas características, de modo a assegurar o desempenho adequado dos combustíveis. Assim, cabe à Agência regular a qualidade dos produtos derivados de petróleo por meio de regras estabelecidas em portarias, instruções normativas e resoluções, objetivando proteger a sociedade quanto à adequação dos combustíveis ao uso e ao meio ambiente.

No que se refere ao abastecimento, a ANP é responsável pela regulamentação das atividades dos distribuidores, revendedores de combustíveis líquidos derivados de petróleo, GLP, álcool anidro e álcool hidratado, GNL e GNV, assim como das atividades dos TRRs de diesel, óleo combustível e querosene de aviação e iluminante. Além disso, cabe ao órgão regulador realizar o levantamento de preços e margens de comercialização de combustíveis praticados em estabelecimentos autorizados pela ANP.

4.3 A ABERTURA INCOMPLETA DO DOWNSTREAM

É inegável que, a partir de 1995, o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) deu um importante passo no processo gradual de reforma e abertura do mercado brasileiro de derivados de petróleo. A liberalização dos preços em todas as etapas da cadeia produtiva sinalizou a continuidade de um processo progressivo de reformas que vêm sendo realizadas desde o início dos anos 90.

A liberalização foi acompanhada da instituição da Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (Cide), criada para substituir a antiga Parcela de Preço Específica (PPE), cujo objetivo era sustentar uma política de subsídios cruzados entre os derivados. Como era um instrumento que espelhava a relação entre a Petrobras e o Tesouro, a PPE, ao contrário da Cide, não poderia ser cobrada de potenciais importadores de derivados. O fim da PPE e a instituição da Cide marcaram uma nova etapa no complexo processo de formação de preços internos de derivados. Esperava-se, desta forma, estimular as pressões competitivas, favorecendo a entrada de empresas com capacidade de importação de derivados. A Cide poderia ainda funcionar como uma espécie de amortecedor dos impactos das elevações dos preços internacionais do petróleo sobre os derivados, tal como concebido em vários países europeus.

da qualidade de combustíveis, e maior rigor na autorização de operação de novas empresas.







Num primeiro momento, a Petrobras adotou o comportamento de reajustes freqüentes e sucessivos dos preços dos combustíveis, repassando para os consumidores finais os impactos das altas do dólar e petróleo.

Após um primeiro semestre intenso em debates, a segunda metade do ano 2002 se anunciou ainda mais difícil para as decisões sobre os preços dos combustíveis: os preços do petróleo saltaram de US\$ 18-19 por barril, para um patamar de US\$ 28-30 por barril em setembro; no mês de outubro daquele mesmo ano, a desvalorização cambial levou a cotação do dólar para próximo de R\$ 4. Entretanto, os preços dos combustíveis, em particular da gasolina, diesel e GLP ficaram estáveis desde o início de julho até o aumento de novembro de 2002. Este episódio deixou claro que a Petrobras não passaria a fazer um alinhamento automático dos preços internos dos combustíveis com as flutuações dos preços internacionais. Esse comportamento decorrente da posição dominante da Petrobras tem suscitado incerteza e dificultado o processo de tomada de decisão de todas as empresas.

Apesar da mudança de governo, os critérios de formação de preços tampouco se tornaram mais claros. O expressivo aumento dos preços do petróleo, desde 2003, não tem sido integralmente repassado e nenhuma sinalização tem sido dada para os consumidores e demais agentes operadores deste mercado quanto ao processo de formação de preços, alimentando as fontes de incerteza.

Portanto, tanto no governo Fernando Henrique Cardoso quanto no governo Lula, estes problemas de não-alinhamento dos preços domésticos aos preços internacionais do petróleo têm sido observados (gráfico 8). Cabe, assim, investigar com maior apuro as razões que explicam os movimentos erráticos dos preços e os espaços reservados de intervenção num mercado supostamente aberto.

O que tem sido constatado é a presença no mercado de derivados de uma dupla distorção, revelando a insuficiência de instrumentos econômicos capazes de corrigir os problemas oriundos do processo de abertura. A primeira distorção, de natureza microeconômica, diz respeito aos problemas de formação de preços dos derivados no mercado doméstico; a segunda, de cunho macroeconômico, concerne ao espaço indevido de intervenção que o atual modelo da indústria nacional de petróleo reserva ao Poder Executivo.

Examinemos suas consequências.

O aspecto microeconômico é crucial à compreensão do jogo dos atores e do debate atual. A Petrobras possui mais de 95% da capacidade de refino, sendo, portanto, a empresa dominante e com poder de mercado neste segmento. Uma firma com tais vantagens competitivas, seja ela pública ou privada, exerce o papel de *price maker*; em tais condições, a firma dominante fixa os preços de referência do mercado e os demais competidores são forçados a marcar seus preços seguindo o comportamento da empresa líder. Esta pode ainda barrar a entrada de outras operadoras suportando, temporariamente, preços baixos para dissuadir a entrada dos concorrentes.







Esta é precisamente a situação que tem ocorrido com freqüência no mercado de derivados: as empresas que potencialmente poderiam disputar uma fatia de mercado com a Petrobras, via importações de derivados, e as refinarias nacionais de menor porte têm suas margens reduzidas ou mesmo negativas, caso a Petrobras pratique preços muito abaixo daqueles observados no mercado internacional. É importante deixar registrado que qualquer empresa na posição da Petrobras tende a atuar desta maneira. Sob tais condições assimétricas de competição, cabe ao governo criar instrumentos de correção das falhas observadas neste tipo de estrutura de mercado.

A distorção macroeconômica se refere às possibilidades de intervenção do Executivo sobre os preços, para solucionar problemas de natureza social, política-eleitoral e/ou macroeconômica. Esta distorção é ainda maior quando a empresa líder é estatal. Neste caso, o governo pode, por exemplo, "segurar" os preços para conter a inflação. A história econômica brasileira é recheada de ilustrações exemplares deste tipo de distorção. No caso aqui discutido, já mencionamos que esse tipo de prática foi identificado nos governos Fernando Henrique Cardoso e Lula.

Estas observações revelam que o principal problema do mercado de derivados, hoje, é a falta de transparência do processo de formação de preços e a ausência de instrumentos efetivos para tratar os impactos da volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional, tanto nos momentos de forte alta, como a observada este ano, quanto dos movimentos de redução de preços.

O único instrumento econômico existente jamais foi usado com eficácia. Vale recordar que a Cide foi pensada para exercer o papel de amortecedor dos impactos dos preços internacionais no mercado doméstico. A Cide permite ao governo brasileiro arrecadar, anualmente, algo em torno de R\$ 10 bilhões. Porém, uma vez mais, o conflito macro-micro aparece, pois as metas de superávit primário limitam este tipo de utilização, já que é difícil imaginar, ante estas restrições macroeconômicas, que o governo renuncie à redução de parcelas importantes da arrecadação fiscal.

Estes exemplos apenas reforçam o argumento de que o modelo de abertura da indústria de petróleo e derivados é incompleto e insuficiente em matéria de instrumentos de correção.

O problema de falta de transparência na formação de preços dos derivados é grave. Ante um mercado internacional instável, os agentes econômicos são alimentados por fontes de incerteza adicionais e desnecessárias, em especial no que tange à freqüência e à magnitude dos reajustes esperados para os derivados, dificultando sobremaneira o exercício de uma política monetária, ancorada no regime de metas de inflação. Os agentes econômicos terminam por antecipar, muitas vezes até de forma indevida, os repasses dos preços dos combustíveis nas suas previsões de inflação.







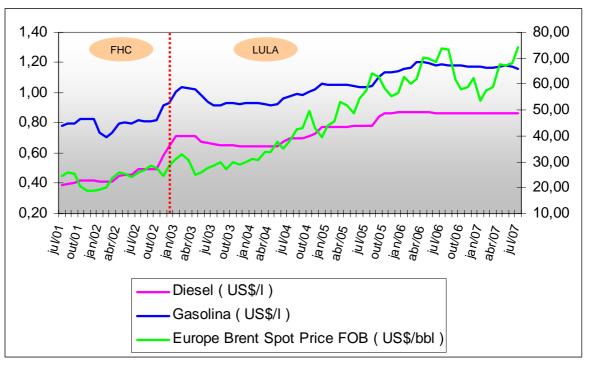
Este tipo de problema não é insolúvel, bastando que alguma regra de repasses, eventualmente estabelecida até pela própria Petrobras e concertada com o governo, confira transparência ao processo de formação de preços. A necessidade de regras e de maior transparência é tão mais necessária se lembrarmos que a Petrobras permanecerá dominante no mercado de refino por longos anos, pois a estrutura de mercado escolhida no processo de abertura - promovido no governo anterior e aprovado no Congresso Nacional - legitimou o poder de mercado da empresa neste segmento da indústria. Ainda que num cenário otimista de entrada de novos operadores no refino num horizonte de quinze anos, esta posição de liderança da Petrobras dificilmente será revertida.

A experiência internacional fornece vários exemplos que podem servir de referência para a criação de um instrumento adequado à realidade do mercado brasileiro de combustíveis. Dadas as características estruturais da indústria de petróleo e derivados no Brasil, em particular no segmento de refino, o estabelecimento de um conjunto de regras mais claras e transparentes de formação de preços contribuirão sobremaneira no processo de atração de novos investimentos para a indústria e garantirão um grau maior de previsibilidade com relação aos impactos dos reajustes dos preços dos combustíveis sobre a inflação. Caso contrário as distorções micro e macroeconômicas continuarão exercendo efeitos perversos para o bom desempenho da indústria nacional de petróleo e derivados e para a consecução dos objetivos de política macroeconômica.





Gráfico 8 – Evolução dos Preços dos Derivados vis-à-vis o Preço Internacional do Petróleo.



Fonte: ANP e EIA.

Apesar de ser uma agência reguladora, a lei 9478 não atribui à ANP nenhum papel com relação à responsabilidade de regulação de preços.

Esta restrição distorce, em nosso entender, as missões de regulação de estrutura e de conduta. Isto é decorrente da participação dominante (> 95%) da Petrobras no segmento de refino.

A constatação principal (e grave!) é que não existe uma política de preços transparente para os combustíveis no Brasil.

Isto decorre do problema capital mencionado em qualquer manual de economia: uma firma, com poder de monopólio, não pode marcar seus preços livremente e, conseqüentemente, deve ser regulada a fim de evitar abuso da sua posição dominante. No caso de empresas estatais, as regras de fixação de preços devem ser igualmente claras para evitar o comportamento oportunista do Executivo.

O equívoco do processo de liberalização foi deixar espaços para a Petrobras marcar seus preços ou eventualmente para o Executivo se valer da







posição da empresa para controles de preços com objetivos de política antiinflacionária ou para a manutenção de arrecadação fiscal e dividendos mais elevados em detrimento do interesse dos consumidores.

As duas práticas são perversas e distorcem completamente a estrutura dos preços relativos de energia. Ademais, cria barreiras à entrada de novos agentes na indústria, impedindo a ampliação dos investimentos setoriais.

Neste sentido, mesmo sem ser uma agência reguladora de preços, caberia à ANP o exercício de um papel mais ativo no monitoramento da estrutura de mercado e no acompanhamento sistemático da formação dos preços de refino e dos preços finais. O levantamento de preços realizado pela ANP constitui um passo nesta direção. Porém, a base de dados sem estudos analíticos de suporte acaba se tornando pouco útil para a defesa do interesse dos consumidores e para subsidiar as decisões governamentais.

Além disso, estudos sistemáticos contribuiriam igualmente para a melhoria dos resultados de controle de qualidade e de fiscalização. Neste campo, a ANP avançou muito, mas não conseguiu ainda minimizar os problemas de fraude e de adulteração.

É importante verificar igualmente se mudanças na estrutura organizacional poderiam aprimorar o exercício da fiscalização. A separação das superintendências de qualidade e de abastecimento dentro da ANP reduz a margem de manobra de ações coordenadas e o compartilhamento de informações essenciais para o exercício da fiscalização.

Dada a natureza deste tipo de problema e devido aos indícios sempre presentes de distorção das condições de competição e de cartelização nos postos, a ANP deveria reforçar sua parceria institucional com as autoridades responsáveis pela regulação da concorrência no Brasil (CADE e SDE).

5. IMPACTOS DO NOVO MARCO REGULATÓRIO PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

A partir da década de 1990, a indústria do gás natural (IGN) adquiriu um novo status na política energética brasileira em função de dois fatores principais: i) a descoberta de reservas importantes na Bacia de Campos, seguido do aumento da produção de gás associado¹²; ii) o avanço das negociações a partir de 1994 para importação de 30 milhões de m³/dia de gás da Bolívia. Dada a crescente disponibilidade dos recursos gasíferos, tanto doméstico quanto importado, o MME

¹² A partir de 1985 o Estado do Rio de Janeiro passou a ser o primeiro produtor brasileiro de gás natural. A produção de gás no Estado atingiu 5 mm³/dia em 1985 e cresceu lentamente para 7 mm³/dia em 1994. A partir desta data a produção voltou a crescer de forma acelerada, com o aumento da produção de petróleo da Bacia de Campos, atingindo 12 mm³/dia em 1998.







passou a colocar a difusão do gás natural como uma das prioridades para o setor de energia.

As reformas setoriais e o programa de privatização dos anos 90, em particular no setor elétrico, sinalizaram novas oportunidades para os investidores privados na geração. Neste novo contexto, as centrais termelétricas a gás se constituíram, em tese, num empreendimento mais adequado ao perfil de riscos do capital privado por exigir escalas menores e um tempo de retorno do investimento mais baixo. O agravamento da situação da geração hidrelétrica favoreceu a instituição do ambicioso Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). No que tange especificamente a indústria de gás natural, o PPT era percebido como a melhor oportunidade de ancorar a demanda de gás, pelo fato das termelétricas se qualificarem como grandes consumidores.

Pelo lado da oferta, o incremento da produção nacional e a assinatura do acordo Brasil-Bolívia viabilizando a construção do gasoduto entre os dois países pareciam, finalmente, conferir as bases sustentáveis necessárias à expansão da indústria do gás natural. Nesta época, a Petrobras, buscando preservar as vantagens econômicas da integração vertical das atividades ao longo da cadeia, adquiriu participações na maior parte das empresas estaduais e consolidou sua posição dominante na cadeia produtiva do gás, via a aquisição de ativos e a internacionalização de suas atividades até o segmento *upstream* boliviano.

Porém, a falta de uma política estruturada de energia e o descompasso entre as ações empreendidas pelos diferentes agentes econômicos (Petrobras, empresas de distribuição, consumidores industriais, centrais termelétricas...) culminaram por oferecer sinais equivocados que levaram a desequilíbrios nas condições de oferta de energia e de segurança no suprimento, tanto no setor elétrico como no setor de gás natural.

Nos planos institucional e regulatório, tornavam-se cada vez mais claros os problemas e riscos inerentes à expansão da indústria. Além disso, com a definição do novo modelo institucional do setor elétrico, efetuada em 2004, passou a ser ainda mais premente a definição clara dos espaços institucionais relativos à interface entre as indústrias elétrica e de gás natural.

Nas indústrias de rede existe uma forte interdependência estratégica entre os agentes e, por conseqüência, a necessidade de coordenação das suas decisões é crucial para reduzir a complexidade e os riscos nelas envolvidos. Este aspecto é ainda mais relevante em mercados não maduros. A ausência destes mecanismos de coordenação criou uma zona de incerteza que impede o exercício da regulação no que tange à ordenação dos regimes contratuais, às formas de comercialização e de organização de mercados primários e secundários, à regulação das tarifas e às condições de acesso às redes de transporte e de distribuição. No Brasil, e em demais países com mercados que necessitam de grandes aportes de capital para a expansão das redes, a dificuldade central para o financiamento dos empreendimentos é a estruturação de um conjunto de garantias que permitam mitigar os riscos dos investidores.







O início das operações do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), em 1999, foi marcado pela insuficiência de demanda, penalizando comercialmente a Petrobras no exercício das cláusulas de *take or pay* do contrato de importação. Neste sentido, o primeiro desequilíbrio a ser identificado foi a paradoxal situação de importação de gás com a continuidade da queima do gás natural associado. Dessa maneira, era coerente sinalizar as opções de comercialização de gás para as distribuidoras que começavam a conquistar clientes industriais e estimular outros usos como o do gás natural veicular (GNV).

Tal situação abriu o caminho, ainda, para o lançamento, já mencionado, do PPT. Apesar da maior parte desses projetos não terem se concretizado, um grande estímulo à demanda foi sinalizado, com forte crescimento do consumo proveniente do setor industrial, da geração termoelétrica e do segmento automotivo (GNV) (Tabela 7 e Gráfico 2). No período 1995-2000, o consumo total cresceu a uma taxa média anual de 12,4 % ao ano; já no qüinqüênio seguinte, entre 2000-2005, a demanda cresceu à um ritmo de 13,6% ao ano.

Tabela 7

Consumo	Consumo de Gás Natural no Brasil por Setor (unidade: 10 ⁶ m³)										
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005			
CONSUMO FINAL	80	414	1.003	2.539	3.414	4.435	7.965	15.044			
CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO	3	92	452	948	1.010	956	831	849			
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	77	322	551	1.591	2.404	3.479	7.134	14.195			
SETOR ENERGÉTICO	74	149	188	911	859	989	2.278	3.500			
RESIDENCIAL	0	0	0	0	5	52	114	217			
COMERCIAL/PÚBLICO	0	0	0	0	3	36	86	321			
TRANSPORTES	0	0	0	0	2	49	313	1.945			
INDUSTRIAL	3	173	363	680	1.535	2.353	4.343	8.209			

Fonte: BEN, 2006

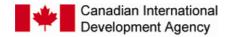
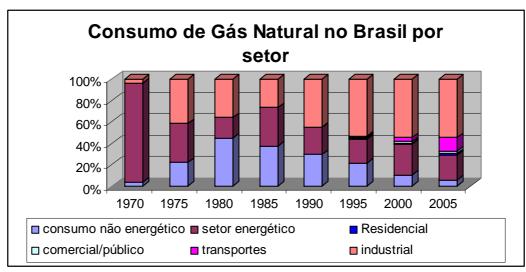






Gráfico 2



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN 2006.

Este crescimento expressivo viabilizou a otimização do uso do gasoduto e justificou o início dos estudos para a sua ampliação. Porém, em 2004, surgiram os primeiros sinais de problemas quanto à segurança de abastecimento. Com a seca no Nordeste, as termelétricas ali localizadas não puderam ser despachadas devidamente por problemas de falta de gás. Este problema conduziu ao incremento de esforços na direção de interconexão dos gasodutos do Sudeste e Nordeste. Apesar da coerência desta decisão, a luz amarela já estava acesa, levando os consumidores a desconfiarem das condições de suprimento. Estas passaram a depender, em médio prazo, da expansão do Gasbol e das importações da Bolívia (que passaram a enfrentar restrições políticas), das importações de GNL e da entrada em produção das reservas encontradas na Bacia de Santos e do Espírito Santo.

5.1 marco legal incompleto e lacunas regulatórias na indústria brasileira de gás natural

As formas de organização industrial e contratos tradicionalmente utilizados na fase nascente da IGN buscaram reduzir os riscos aos investimentos necessários à construção da infra-estrutura de transporte e distribuição. A constituição de monopólios territoriais, a utilização de contratos de longo prazo e as políticas de preços administrados foram os principais instrumentos utilizados para o desenvolvimento da IGN nos mercados atualmente maduros (por exemplo, Argentina, Reino Unido e América do Norte). Entretanto, estes instrumentos puderam ser utilizados em função da coerência dos mesmos em relação ao contexto econômico geral¹³; em particular no que se refere às formas de organização industrial dominantes nas outras indústrias energéticas¹⁴.

¹³ Contexto caracterizado por uma maior intervenção estatal na economia, com destaque para as indústrias de infra-estrutura. Esta intervenção se deu invariavelmente através do controle de preços e







Os principais marcos regulatórios da indústria gasífera nacional também são a Lei nº 9.478/97 e a Constituição Federal. A referida Lei, como exposto anteriormente, define os princípios básicos que norteiam as atividades integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Vale salientar que muitos desses princípios são apenas enunciados pela Lei do Petróleo, devendo a ANP regulamentá-los posteriormente.

A partir da alteração do Artigo 25, §2º, da Constituição Federal, realizada através da Emenda Constitucional nº 05/95, os Estados locais tornaram-se habilitados a prestar o serviço de distribuição em seus respectivos territórios ou outorgar concessões para sua operação por terceiros: "cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação".

Nota-se, portanto, a existência de dois tipos de jurisdição para as autoridades regulatórias na indústria de gás natural: (i) a ANP detém controle sobre a prospecção, produção, importação, exportação e transporte interestadual até os *city-gates*; e (ii) os segmentos de distribuição e comercialização dentro dos Estados estão sob a jurisdição das Autoridades Reguladoras Estaduais.

Desde então, têm sido criados nos distintos Estados, organismos reguladores com competência no segmento de distribuição de gás natural. De fato, alguns Estados têm optado pela criação de Agências Reguladoras Estaduais, enquanto outros por Secretarias Estaduais, com atribuições de regular, fiscalizar e controlar a prestação de serviços de distribuição dentro dos limites geográficos estaduais.

Assim é que, a regulação da indústria nacional de gás natural encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da esfera estadual, conforme pode ser observado, na Figura 4, a seguir.

tarifas dos setores de infra-estrutura, através de empresas estatais ou pela regulação de empresas privadas.

¹⁴ Monopólios setoriais concedidos a empresas privadas ou estatais, em geral verticalizadas.

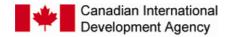
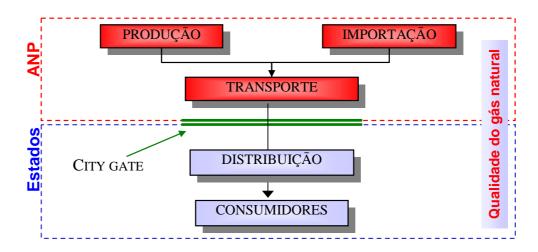






Figura 4
Competências Regulatórias na Indústria Brasileira de Gás



5.2 PROBLEMAS DE REGULAÇÃO DE ACESSO AOS DUTOS DE TRANSPORTE

O acesso às instalações de transporte de gás natural é realizado de forma negociada entre as partes interessadas e está exposto no artigo 58 da Lei nº 9.478, o qual regulamentou o acesso de terceiros aos dutos de transporte de gás e atribuiu diretamente à ANP a responsabilidade de: (i) fixar a tarifa no caso de conflito entre os agentes envolvidos; (ii) verificar se o valor acordado entre as partes é compatível com o mercado; e (iii) regular a preferência a ser dada ao proprietário das instalações com o objetivo de promover a sua máxima utilização.

- "Art 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.
- § 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.
- § 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis."

Inicialmente o referido artigo esteve regulamentado pela Portaria ANP nº 169/98 durante o período de novembro de 1998 a abril de 2001. Além de regulamentar o livre acesso propriamente dito, esta portaria continha dispositivos que estabeleciam alguns critérios aplicáveis às tarifas de transporte dutoviário de







gás natural; solicitava algumas informações dos agentes; e proibia a cessão de capacidade pelo carregador.

Entre os anos 2000 a 2001, a ANP resolveu quatro conflitos de acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), sendo três referentes à prestação de Serviço de Transporte Interruptível ou Não Firme (STI) e um referente ao Serviço de Transporte Firme (STF).

Os dois primeiros processos, entre a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), empresa operadora do GASBOL, e a ENERSIL, empresa do grupo Enron, foram referentes ao mesmo contrato de serviço de transporte não firme de gás natural. Este caso foi pioneiro no país tanto na utilização do previsto no artigo 58 da Lei do Petróleo, que submeteu os dutos e terminais marítimos de petróleo e gás ao regime de livre acesso, como na contratação de um serviço interruptível de transporte de gás.

Os dois casos seguintes, entre a TBG e a BG (British Gas do Brasil Ltda.), foram referentes a um serviço não firme e outro firme de curto prazo. O primeiro, com base no princípio da não discriminação, seguiu a linha definida ao longo da resolução do caso Enersil. Já o segundo, apesar da natureza distinta do serviço, seguiu alguns dos conceitos estabelecidos nos casos precedentes, tal como a definição de tarifas relacionadas à distância entre os pontos de recepção e entrega. Este último caso, o primeiro envolvendo a prestação de um serviço firme, acabou resultando no primeiro caso de comercialização de volumes de gás que se beneficiaram do regime de livre acesso a gasodutos no Brasil.

Em virtude da amplitude e complexidade da regulação de acesso aos dutos de transporte, deu-se início ao processo de elaboração de uma nova regulamentação (a primeira consulta pública foi realizada em fevereiro de 2001), optando-se pela divisão da norma em quatro regulamentações distintas separadas por tema: (i) Portaria de Acesso à Infra-estrutura, (ii) Portaria de Critérios Tarifários, (iii) Portaria de Cessão de Capacidade de Transporte e (iv) Portaria de Requisição de Informações.

Merece destaque a iniciativa de realização do Concurso Aberto, a partir da Portaria ANP nº 98/01. No contexto de racionamento de energia elétrica, ocorrido em 2001, e de expectativa de aumento significativo da demanda para fins de geração térmica, o processo estabelecia procedimentos para a oferta e alocação de capacidade decorrente da ampliação de gasodutos existentes, buscando criar igualdade de oportunidades para novos agentes no suprimento de gás natural.

A Portaria ANP nº 98/01 objetivava a compatibilização entre a necessidade de investimentos na expansão das instalações dutoviárias de transporte de gás e, conforme preconizado pela Lei nº 9.478/97, a promoção de competição no suprimento deste energético, mediante a garantia de condições justas e não discriminatórias de acesso à rede de transporte.







O procedimento de Concurso Aberto encetou-se, então, pela empresa TBG e PETROBRAS Transporte S.A. (TRANSPETRO), a partir da elaboração de um edital de realização do leilão. Não obstante, no início de 2002, em decorrência da inversão verificada no quadro de oferta e demanda de energia elétrica no Brasil, passou-se, rapidamente, de uma situação de potencial esgotamento da capacidade de transporte de gás existente à um panorama oposto, de expressiva ociosidade, acirrada pela antecipação da capacidade máxima prevista no projeto do GASBOL – de cerca de 30 milhões m³/dia – de 2007 para 2004. Estas novas circunstâncias contribuíram significativamente para o adiamento da necessidade de expansão do referido duto e, portanto, de realização do Concurso Aberto.

Desde o final de 2005, entretanto, é possível observar, no Brasil, um quadro de aumento da demanda por gás natural, paralela ao déficit de oferta deste energético, em razão, sobretudo, do iminente esgotamento da capacidade ociosa do GASBOL, bem como da existência de gargalos localizados na malha nacional de transporte de gás.

Interessante observar, neste contexto, que o consumo de gás natural no país vem apresentando taxas significativas de crescimento. De acordo com os dados mais recentes do Balanço Energético Nacional 2006, referente ao ano de 2005, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética — EPE, o gás natural representa 9,4% da oferta interna de energia, em contraposição à participação de 5,4% em 2000. Tem-se que, para o período 2000-2006, a taxa de crescimento observada foi de, aproximadamente, 36,1% no segmento automotivo; 11,6% no comercial; e 28,4% no segmento de geração (EPE, 2006).

À luz do exposto, fez-se premente a retomada da discussão sobre ações efetivas a serem empreendidas com vistas a expansão da capacidade de transporte de gás natural, visando ao atendimento das necessidades do mercado brasileiro.

No que tange ao tema, após a revogação da Portaria ANP nº 98/01, por meio da Resolução ANP nº 27/05, o escopo para o procedimento de oferta de capacidade foi ampliado, passando a decorrer não somente da expansão dos gasodutos existentes, mas também da construção de novos.

Cabe dizer que a Resolução ANP nº 27/05 adotou, para o procedimento de Concurso Aberto, a designação Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC); e regulamentou o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador, estabelecendo, no caput de seu artigo 7º, que "toda Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC)".

Desse modo, o transportador permitirá o acesso não discriminatório às suas instalações de transporte, assim como a conexão de suas instalações com outras, exceto quando a solicitação do serviço refira-se a instalações de transporte com menos de 6 anos do início de sua operação comercial. A fixação deste período baseou-se na idéia de que o mesmo é suficiente para que a capacidade máxima de







utilização do duto seja alcançada, não se configurando, todavia, como o prazo que garantirá o retorno dos investimentos realizados.

O acesso de terceiros dar-se-á na capacidade contratada ociosa, através do STI ou na capacidade disponível, através de STF ou STI. A capacidade disponível se refere à capacidade total do duto menos a capacidade contratada. Já a capacidade ociosa diz respeito à capacidade contratada subtraída da que está sendo efetivamente utilizada (programada para o STF), como pode ser mostrado na figura 5 a seguir.

Ponto de Ponto de Recepção Entrega **TRANSPORTADOR CAPACIDADE** Capacidade Contratada Capacid. Disponível Programação STF Capacidade Não Utilizada Capacid. Contratada Ociosa (90% Carregador 10% Transportador) Transp. Não Firme Transp. Firme TERCEIRO INTERESSADO

Figura 5 Alocação da Capacidade no Transporte de Gás

Fonte: ANP.

As Manifestações de Interesse, que integram o Regulamento de CPAC, são o documento preliminar através do qual as empresas interessadas em contratar capacidade firme de transporte apresentam suas intenções em termos de volumes, prazos, pontos ou zonas de recepção e entrega. Essas manifestações servem ao transportador como fonte de informação sobre a demanda por capacidade de transporte em sua área de atuação, contribuindo ao processo de definição do projeto de expansão da malha.

Cabe dizer que a PETROBRAS foi a única empresa a se manifestar quanto às instalações supracitadas e que este processo encontra-se atualmente em fase de elaboração do projeto conceitual.







Cumpre mencionar, ademais, o início de um novo procedimento de CPAC que está sendo conduzido pela TBG, cujo regulamento foi aprovado pela ANP em 24 de maio de 2007. Neste processo, a PETROBRAS foi novamente a única empresa a apresentar Manifestação de Interesse, solicitando 5,2 MMm³/dia. Este CPAC encontra-se atualmente em fase de elaboração e aprovação da Carta-Convite.

Por fim, pode-se traçar uma breve análise da estratégia competitiva do agente dominante na indústria do gás natural.

Não obstante a regulamentação vigente ter contribuído com a dissolução do monopólio legal da PETROBRAS e a desverticalização do setor, a mesma ainda apresenta importantes lacunas que requerem um tratamento específico, no sentido de fazer valer efetivamente os objetivos previstos na Lei nº 9.478/97, principalmente, o de fomentar a competição no suprimento de gás natural e na sua comercialização junto aos consumidores finais.

Neste âmbito, a ausência de limitação à participação cruzada, sustentada na preocupação de que a mesma pudesse dificultar os investimentos em um contexto de reduzido grau de maturidade da indústria gasífera nacional, constituiu-se um entrave à concorrência.

Isso porque o proprietário das instalações de transporte dutoviário possui interesses empresariais próprios, que nem sempre são compatíveis com os interesses do carregador/comercializador interessado em utilizar esta infraestrutura, sobretudo se há concorrência nos segmentos upstream e downstream. Neste caso, tendo o carregador participação acionária majoritária na empresa transportadora, o mesmo buscará impedir ou dificultar o acesso do concorrente aos dutos de transporte, a fim de fortalecer sua posição estratégica no segmento competitivo a montante e a jusante.

De outro modo, se o transportador atuasse de forma verdadeiramente independente, sua racionalidade econômica seria no sentido de maximizar o uso da capacidade da rede, permitindo, e mesmo incentivando, o acesso de terceiros onde houvesse capacidade disponível ou ociosa.

Contudo o comportamento do carregador dominante no setor – a PETROBRAS, faculta o exercício de seu predomínio sobre a propriedade da infraestrutura de dutos, busca erguer barreiras à entrada de novos atores no fornecimento de gás natural, com o objetivo de proteger e aumentar seus interesses de reserva de mercado.

De um total de 12 (doze) transportadoras constituídas, 6 (seis) foram estruturadas com participação acionária majoritária da PETROBRAS e 3 (três) com participação de até 50% de capital acionário desta estatal, como pode ser verificado na tabela 8 a seguir:

Tabela 8







Estrutura Patrimonial do Segmento de Transporte de Gás

Participação Acionária	Nº de Transportadoras	Transportadoras
Com 100% de participação da PETROBRAS	5	TNS / TRANSPETRO / TAG / TCG / GASENE
Com participação majoritária da PETROBRAS	1	TBG
Com até 50% de participação da PETROBRAS	3	TMN / TNG / TSB
Sem participação da PETROBRAS	3	GASOCIDENTE / NTN / NTS
Total	12	

Fonte: ANP.

5.3 CRITÉRIOS TARIFÁRIOS APLICÁVEIS AO TRANSPORTE

A Resolução ANP nº 29/05 estabeleceu os critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural, as quais não poderão implicar tratamento discriminatório ou preferencial entre usuários. Estas tarifas, aplicáveis a qualquer tipo de serviço de transporte de gás natural, deverão ser comunicadas à ANP e divulgadas ao mercado.

As tarifas atribuídas a cada serviço e/ou carregador devem ser compostas por uma estrutura de encargos relacionada à natureza dos custos atribuíveis à sua prestação, incluindo: (i) os custos da prestação eficiente do serviço; e (ii) os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recepção e entrega, o volume e o prazo de contratação.

Dessa forma a tarifa de serviço de transporte firme pode ser estruturada com base nos seguintes encargos:

- (i) encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção e os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que não dependem da distância;
- (ii) encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que dependem da distância;
- (iii) encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega;
- (iv) encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.







A tarifa do STI pode ser estruturada com base em um único encargo volumétrico, aplicável à quantidade de gás efetivamente movimentada. É importante que o nível da tarifa interruptível seja estabelecido em função da probabilidade de interrupção e da qualidade relativa deste serviço em relação ao STF.

As tarifas propostas para serviços diversos dos STF e STI também têm por referência a tarifa do STF, por ser este o principal serviço oferecido pelo transportador. Tal procedimento permite evitar o risco de concorrência predatória entre os diferentes tipos de serviço.

Conforme já explicitado, embora a ANP não possua a atribuição de estabelecer as tarifas de acesso aos dutos de transporte, à exceção dos casos que apresentem divergências entre os agentes envolvidos, a esta Agência cabe verificar se o valor acordado entre as partes é compatível com o mercado.

5.4 interface e problemas regulatórios da indústria de gás natural com a indústria elétrica

O transporte dutoviário de gás natural, analogamente à transmissão de energia elétrica, constitui uma importante infra-estrutura de interesse público e apresenta características de monopólio natural.

No que concerne aos problemas regulatórios que surgem da interface entre as indústrias de gás natural e energia elétrica deve-se destacar alguns importantes aspectos: (i) a importância crescente da geração termelétrica a gás natural em razão das expectativas de aceleração do crescimento econômico e aos atrasos na implantação de novos empreendimentos hidrelétricos; (ii) a necessidade, identificada pelo governo, de estabelecer um mecanismo que permita garantir o suprimento de gás natural para a geração termelétrica, priorizando este consumo de modo a evitar um comprometimento na oferta de eletricidade; (iii) o reduzido número de usinas termelétricas que atualmente tem contrato de suprimento firme de gás natural com a PETROBRAS (com destaque para a UTE Norte Fluminense e a UTE Juiz de Fora). Por força contratual, e devido à escassez deste energético, a PETROBRAS prioriza o atendimento da demanda de gás destas usinas; (iv) a Resolução ANEEL nº 237/06 estabelece critérios para consideração das UTE's na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO em função da indisponibilidade por falta de combustível.

Com vistas a evidenciar esta inter-relação e as problemáticas advindas deste processo destacam-se os resultados do mais recente teste de operação simultânea, cujo objetivo foi o de verificar a disponibilidade de gás natural para o despacho simultâneo de 13 Usinas Termelétricas a plena capacidade, ocorrido em dezembro de 2006, para usinas localizadas nas regiões dos sub-mercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.







5.5 OBSTÁCULOS DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA DISTRIBUIÇÃO

Até meados de 2007, o governo federal não havia elaborado nenhum tipo de arcabouço regulatório para disciplinar as concessões estaduais de distribuição do gás natural. A interpretação jurídica da Emenda nº 5 da Constituição Federal que prevaleceu até o momento é a de que a passagem do Poder Concedente da atividade de distribuição para os Estados da Federação inclui também a prerrogativa de elaborar normas disciplinadoras desta atividade.

Apesar de não ter regulado diretamente, o Governo Federal teve um papel na formatação do modelo da distribuição de gás no Brasil. Em 1993, o MME assinou um protocolo de entendimento com as Secretarias Estaduais de Energia. Através deste protocolo, os Estados da Federação realizaram concessões do segmento de distribuição a empresas públicas ou mistas (com participação dos Governos Estaduais, Petrobras e um Sócio Privado). Estes contratos de concessão foram realizados entre 1994 e 1996. Todas as distribuidoras estaduais assinaram um mesmo contrato de concessão.

Existem três tipos básicos de contratos de concessão para distribuição de gás em vigor no Brasil: o contrato da CEG e CEG-Rio, no Estado do Rio de Janeiro; os contratos das distribuidoras de São Paulo; e, finalmente, os contratos assinados pelo restante das distribuidoras. Todas as distribuidoras do país detêm a exclusividade de todo o mercado por um período que varia de, no mínimo, 10 anos, e, no máximo, 50 anos. Por estes contratos, apenas as próprias distribuidoras podem vender contratos para fornecimento de gás a um consumidor final da sua área de concessão.

Na grande maioria dos Estados, pouco esforço regulatório específico foi realizado. Ou seja, praticamente todo o marco regulatório está incorporado no próprio contrato de concessão. Os Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo optaram por privatizar suas respectivas empresas de distribuição de gás em 1998 e 1999, respectivamente. Nestes processos de privatização, um novo contrato de concessão foi negociado para licitação das empresas atuantes e novas áreas de concessão. Assim, os arcabouços regulatórios da distribuição nestes dois Estados se diferenciam do contrato de concessão assinado pelas distribuidoras dos demais Estados da Federação.

Além das regras estipuladas nos contratos de concessão, o Estado de São Paulo foi o único a empreender um esforço de regulação da atividade. Este Estado criou uma agência reguladora específica para o setor de energia (Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE) que vem elaborando portarias que visam disciplinar a atividade de distribuição e dar mais clareza ao marco regulatório. Dentro do marco regulatório que vem sendo implementado pela CSPE, há a previsão para o desenvolvimento de mercado interruptível, além da possibilidade para a distribuidora retomar contratos take-or-pay de consumidores que não estão consumindo para repassá-los para consumidores interruptíveis.







Além da possibilidade de retomada de contratos de gás, o marco regulatório do gás em São Paulo prevê a figura de consumidor livre. Os grandes consumidores industriais e termelétricos poderão escolher seus fornecedores de gás, que terão livre acesso à infra-estrutura de distribuição, a partir do décimo segundo ano da concessão. No caso da Comgás, isto deve acontecer em 2011. Até esta data, a CSPE deverá elaborar normas disciplinando o livre acesso na distribuição.

Da mesma forma, o contrato de concessão do Estado do Rio de Janeiro prevê a existência de consumidores livres no décimo ano da concessão. Esta cláusula do contrato deverá entrar em vigor em 2007. Este mesmo contrato de concessão estipula que o consumidor que escolher um outro fornecedor deve continuar a pagar à distribuidora a margem que pagava no período anterior à escolha do fornecedor. Ou seja, o contrato não prevê que o Regulador Estadual (no caso, a AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Rio de Janeiro)¹ deverá estabelecer uma nova margem para cobrir apenas os serviços de transporte do gás do city-gate até o consumidor final. Assim, o consumidor que se dispuser a trocar de fornecedor deverá arcar com uma dupla margem de comercialização do gás (a do novo fornecedor e a da Ceg ou Ceg-Rio).

Com relação aos contratos de concessão dos outros Estados, não existe previsão para consumidores livres. Caso o modelo da indústria brasileira de gás natural contemple este tipo de consumidor, o ponto de passagem obrigatório é a adequação dos contratos de concessão atualmente vigentes.

Atualmente, ainda persistem muitas incertezas com relação à fronteira de competência regulatória Federal e Estadual. Para avançar nesta direção, dever-seia buscar definições jurídicas e regulatórias para as seguintes questões:

- 1. Alcance da competência regulatória da União. Ou seja, deve-se buscar estabelecer juridicamente se existem impedimentos para que a União, apesar de não ser o Poder Concedente, elabore normas disciplinadoras para o segmento da distribuição¹.
- 2. Deve ficar claro também a abrangência dos serviços locais de gás canalizado; isto é, a definição de qual tipo de serviço de transporte dutoviário de gás deveria ser considerado como serviço local. Além disso, deve-se esclarecer também se outras formas de serviços de transporte de gás (transporte de gás liquefeito e comprimido por caminhões e trens, por exemplo) podem ser matérias de normas estaduais.

Fica nítido, então, que o arcabouço regulatório do segmento de distribuição representa um obstáculo ao desenvolvimento de um mercado mais competitivo para o gás, bem como para a adoção de mecanismos contratuais que viabilizem uma maior flexibilidade da demanda. Para que se possa avançar no sentido de se constituir um novo arcabouço regulatório para o segmento de distribuição de gás, é importante estabelecer claramente o papel da União Federal para o setor. Destacase ainda a presença relevante da Petrobras na estrutura de capital da maior parte das distribuidoras de gás estaduais (quadro 1).

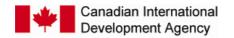






QUADRO 1 DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL

DISTRIBUIDORA	ÁREA DE CONCESSÃO	CAPITAL ACIONÁRIO VOTANTE
	Região Norte	
CIGÁS – Companhia de Gás do Amazonas (*)	Estado do Amazonas	51% Estado 49% CS Participações
RONGÁS – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	Estado de Rondônia	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Termogás
	Região Nordeste	
ALGÁS – Gás de Alagoas S.A.	Estado de Alagoas	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Mitsui
BAHIAGÁS – Companhia de Gás da Bahia	Estado da Bahia	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% ¹ Mitsui
CEGÁS – Companhia de Gás do Ceará	Estado do Ceará	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Textilia S/A
COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás	Estado de Pernambuco	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Mitsui
GASMAR – Companhia Maranhense de Gás (*)	Estado do Maranhão	51% Estado 28% CS Participações 21% Gaspetro
GASPISA – Companhia de Gás do Piauí (*)	Estado do Piauí	51% Estado 24,5% CS Participações 24,5% Gaspetro
PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás	Estado da Paraíba	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Mitsui
POTIGÁS – Companhia Potiguar de Gás	Estado do Rio Grande do Norte	51% Estado 49% Gaspetro
SERGÁS – Sergipe Gás S.A.	Estado do Sergipe	51% Estado 24,5% Gaspetro 24,5% Mitsui
	Região Centro-Oeste	
CEBGÁS – Companhia Brasiliense de Gás (*)	Distrito Federal	51% CEB 28% Brasiliagás 21% Gaspetro
GOIASGÁS – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	Estado de Goiás	51% Estado 29,5% Gasgoiano S/A 19,5% Gaspetro







MSGÁS – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	Estado do Mato Grosso do Sul	51% Estado 49% Gaspetro
	Região Sudeste	
BR Distribuidora S.A. – ES	Estado do Espírito Santo	100% BR Distribuidora
CEG – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro	54,16% Gás Natural 34,56% BNDESPAR 8,74% Dinâmica Energia 2,26% Pluspetrol 0,28% Outros
CEG RIO S.A.	Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, Baixadas Litorânea, Serrana, Médio Paraíba, Centro-Sul e Baía da Ilha Grande, todas no Estado do Rio de Janeiro	70,46% Gás Natural 26,19% Gaspetro 3,35% Pluspetrol
COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo	Região Metropolitana do Estado de São Paulo e Regiões Administrativas de Campinas, Santos e São José dos Campos	71,9% Integral Investments BV 6,3% Shell 21,8% Outros
GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.	Noroeste do Estado de São Paulo	51% ENI 49% Italgás
GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais	Estado de Minas Gerais	50,8% Cemig 40% Gaspetro 7,9% MG Participações S/A 1,3 % Município de BH
GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.	Sul do Estado de São Paulo, abrangendo 93 municípios	100% Gás Natural SDG
	Região Sul	
COMPAGÁS – Companhia Paranaense de Gás	Estado do Paraná	51% Copel Participações S/A 24,5% Gaspetro 24,5% Mitsui
SCGÁS – Companhia de Gás de Santa Catarina	Estado de Santa Catarina	51% Estado 23% Gaspetro 23% Mitsui 3% Infragas
SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	Estado do Rio Grande do Sul	51% Estado 49% Gaspetro

5.6 A BUSCA DE UM MARCO LEGAL ESPECÍFICO: A PROPOSTA DE UMA LEI DO GÁS

No Brasil, os contratos utilizados ao longo da cadeia do gás são essencialmente inflexíveis. As principais formas contratuais utilizadas são contratos de longo prazo com cláusulas de *ship-or-pay* e *take-or-pay*. Estes contratos não permitem ajustes freqüentes do







preço do gás de acordo com as variações do valor do mesmo no mercado. Na medida em que o preço do gás para o consumidor final não reflete o seu valor, a expansão da demanda tende a se acelerar nos momentos de maior competitividade do gás e a estagnar-se nos períodos de menor competitividade.

Neste contexto, os instrumentos contratuais deveriam permitir uma flexibilidade para que o preço do gás varie, buscando manter sua competitividade frente aos combustíveis concorrentes. Os mecanismos contratuais devem permitir a variação das margens e uma mudança na repartição da renda do gás para que os preços e tarifas reflitam, a todo o momento, o valor econômico do gás.

Cabe salientar que no caso dos mercados onde o gás concorre com os derivados do petróleo, a variação do valor do gás se dá de acordo com o preço do petróleo no mercado internacional e o câmbio. Nestas circunstâncias, os contratos de longo prazo podem garantir um alinhamento do preço do gás, já que este inclui os custos de transporte e o preço da commodity. Enquanto este pode ser indexado aos preços internacionais do petróleo, as parcelas do transporte e distribuição seguem regras de reajuste específicas.

Outra fonte de necessidade de flexibilidade é a forte presença da hidroeletricidade. Vale recordar que a capacidade de geração hidrelétrica no Brasil não depende apenas da capacidade instalada, mas igualmente da quantidade de água armazenada nos reservatórios. Uma especificidade do sistema hidrelétrico no Brasil é o tamanho dos reservatórios, uma vez que a indústria de hidroeletricidade brasileira é a que apresenta os maiores reservatórios no mundo. Esta capacidade de armazenagem permite estocar água e elevar significativamente o fator de capacidade das usinas hidrelétricas. Desta forma, estas usinas podem ter uma produção de energia capaz de atender, a custos mais baixos, quase todo o mercado atual de energia elétrica. Assim, nos períodos de chuva favoráveis, o valor econômico do gás no setor de geração termelétrica a gás reduz-se substancialmente, podendo, no limite, chegar a ser zero.

A IGN brasileira apresenta algumas características importantes no lado da oferta que implicam um custo elevado para a oferta de flexibilidade. Estas características são:

- Não existe capacidade de estocagem desenvolvida fora da própria capacidade de estocagem dos próprios dutos.
- 2. Cerca de 75% da produção nacional vem de campos de gás associado. Assim, no caso de variação da produção de gás com objetivo de atender a necessidade de flexibilidade do setor de geração termelétrica, teria-se impactos sobre a produção de petróleo.







- 3. Praticamente toda produção de gás associado, e 60% da produção de gás não associado, vêm de reservatórios offshore. Mesmo as reservas de gás recentemente descobertas na Bacia de Santos, apesar de ser gás não-associado, apresentam um custo de oportunidade elevado em função dos altos custos de investimentos necessários ao desenvolvimento destes reservatórios offshore, e dos líquidos de gás que deixariam de ser produzidos nos períodos de redução da produção¹.
- 4. A produção relevante de gás não-associado *onshore* encontra-se, basicamente, no sistema isolado da Região Amazônica, sem possibilidade de compensar a variação de demanda do Nordeste ou Centro-Sul do país.
- 5. A expansão do gás natural importado da Bolívia envolve um conjunto de elementos de incerteza no plano político e econômico, o que tem levado o Brasil a buscar diversificar as fontes de suprimento de gás natural importado, notadamente via o desenvolvimento de um programa de investimentos para o recebimento de GNL.

Estas características apontadas acima fazem com que seja recomendável buscar-se uma maior flexibilidade pelo lado da demanda, já que esta tenderia a apresentar um menor custo para os consumidores de gás. Para tanto, é necessário o desenvolvimento de formas de organização industrial e de mecanismos contratuais que viabilizem uma maior flexibilidade. O desafio colocado para o arcabouço regulatório brasileiro é, justamente, tentar inovar através da busca de um melhor equilíbrio entre as necessidades de flexibilidade e de redução de riscos para os investimentos.

Encontra-se atualmente em apreciação pelo Congresso Brasileiro o Projeto de Lei nº 6.673/06, o qual se constitui em uma regulamentação específica para o gás natural. A necessidade de um marco legal específico é decorrente de uma série de problemas associados à expansão da indústria de gás no Brasil, os quais não encontram respaldo jurídico no âmbito da Lei 9.478/97.







No âmbito desta lei, o gás natural recebe tratamento não de uma fonte de energia primária competitiva, mas de um derivado de petróleo. Ademais, este arcabouço jurídico não define diretrizes claras quanto às políticas para o setor, nem fornece instrumentos adequados para a regulação da atividade de transporte (monopólio natural), além de dificultar a implementação de um modelo competitivo e aumentar a percepção de risco por parte de todos os integrantes da cadeia de valor.

A falta de diretrizes mais claras quanto às políticas para o setor – explícita na limitação contida na Lei nº 9.478 no que diz respeito ao gás natural – permite que decisões de grande importância sejam tomadas por meio de portarias e atos de natureza regulatória, sem considerar a visão estratégica que deve permear a tomada de decisões para um setor de importância vital para a matriz energética do país.

Cabe assim enfatizar que a Lei do Petróleo não contempla alguns pontos importantes para o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural. Aspectos considerados fundamentais para o processo regulatório e para o fortalecimento do regulador e de suas funções não estão especificados na Lei de criação da ANP. A ausência desses pontos dificulta o exercício da regulação por parte da Agência, uma vez que esta não dispõe de alguns instrumentos legais necessários à regulação setorial, especificamente na indústria de gás natural, de forma a alcançar o modelo implícito na própria Lei nº 9.478/97 para o funcionamento do setor. Dentre os principais pontos negligenciados pela Lei do Petróleo podem-se citar:

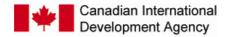
- (a) Possibilidade de exigência de separação jurídica, contábil e societária das atividades que compõem a cadeia do gás natural;
- (b) Possibilidade de estabelecimento de limites à participação cruzada dos agentes e/ou grupos econômicos;
- (c) Exigência de anuência prévia, por parte da ANP, dos contratos relativos à atividade de gás natural reguladas pela Agência;
- (d) Definição da competência regulatória entre a regulação federal e a estadual;
- (e) Estabelecimento do percentual de gás não aproveitável;
- (f) Fixação de prazos e cronograma para redução de queimas;
- (g) Possibilidade de criação, por parte da PETROBRAS, de empresas de transporte de gás natural;







- (h) Exigência de que a operadora da atividade de transporte seja detentora dos ativos que opera;
- (i) Estabelecimento, por parte da ANP, de tarifas de acesso às redes de transporte de gás natural;
- (j) Estabelecimento de prioridades no atendimento à demanda de gás natural (critérios de despacho);
- (k) Liberação gradual de consumidores finais.







6. IMPACTOS DO NOVO MARCO REGULATÓRIO SOBRE A INDÚSTRIA E AS EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS

O processo de abertura proporcionou resultados extremamente positivos para a Petrobras, auxiliado pelo crescimento do mercado doméstico, o alto preço do petróleo e também a estrutura verticalizada da empresa. Este último aspecto juntamente com as barreiras à entrada na área de refino e a fase ainda inicial de desenvolvimento dos novos campos de produção explicam o fato das empresas estrangeiras presentes na IBH ainda não atingirem resultados comparáveis.

A Petrobras é uma sociedade anônima mista de capital aberto, controlada pelo Governo Federal (51%), que atua de forma integrada verticalmente em todas as etapas da cadeia petrolífera. A companhia é especializada nos seguintes segmentos da indústria de petróleo, gás e energia: exploração e produção; refino, comercialização, transporte e petroquímica; distribuição de derivados. Criada em outubro de 1953, é hoje a 14ª maior companhia de petróleo do mundo, segundo os critérios da publicação *Petroleum Intelligence Weekly*.

Após a reforma da indústria brasileira de hidrocarbonetos, apesar da entrada de novos *players* após a abertura da indústria brasileira de petróleo e gás, a Petrobras ainda mantém posição dominante. Como mencionado anteriormente, a estatal é a "grande vencedora" das rodadas de licitações e é responsável por praticamente toda a produção de petróleo do país. Ademais, é monopolista do segmento de transporte e detém cerca de 98% da capacidade de refino. Na distribuição, a subsidiária BR Distribuidora, como se verá adiante, é a líder no segmento, mas disputa fatias de mercado com outras distribuidoras.

No que se refere ao gás natural, a empresa é, atualmente, responsável por cerca de 96% da produção doméstica e 90% da importação de gás. Além disso, é detentora de praticamente toda infra-estrutura interna de transporte. Com relação à distribuição, a Petrobras detém participação em 20 das 26 distribuidoras de gás







canalizado estaduais. Pelo lado da demanda, participa em muitos projetos de construção de plantas termelétricas e em cogeração.

Esses dados revelam que <u>a análise do comportamento da Petrobras é bastante</u> representativa da situação de toda a Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos (IBH), à exceção do segmento de distribuição de derivados. Por esta razão, optamos por apresentar os dados da evolução setorial e da performance da Petrobras na mesma seção. O caso do segmento de distribuição, será destacado adiante.

No horizonte 2012, a Petrobras pretende consolidar suas vantagens competitivas no mercado doméstico de petróleo e de derivados (Plano Estratégico da Petrobras), a partir da intensificação do programa tecnológico em sistemas de produção em águas profundas e ultra-profundas, dando continuidade às seguintes diretrizes: i) expandir reservas e produção; ii) preservar a liderança nas atividades *offshore* em águas profundas e ultra-profundas; iii) manter a liderança no mercado brasileiro de derivados; e iv) privilegiar a atuação integrada e a capacitação logística.

As Tabelas 9 e 10 abaixo mostram a evolução da produção e das reservas provadas de petróleo e gás natural nacionais nos últimos 10 anos. Pode-se observar no período analisado que a produção tanto de óleo quanto de gás mais do que dobram – entre 1995 e 2005, cresceram, respectivamente, 137% e 119%. Do mesmo modo, os dois combustíveis têm suas reservas provadas aumentadas – no caso do petróleo, o crescimento foi de 96%, ao passo que as reservas de gás natural aumentaram 47%.

As reservas existentes e as novas áreas mapeadas após a licitação de blocos representam o principal cenário de expansão nacional da Petrobras e demais empresas consorciadas e operadoras. Ademais, estas áreas definem a importância da liderança tecnológica em *offshore* profundo como variável decisiva para as atividades presentes e futuras da empresa. O aumento significativo das reservas ampliou as perspectivas de um rápido aumento da produção de petróleo e gás natural no país, permitindo à Petrobras tornar-se mais competitiva, reduzir a vulnerabilidade energética do País, evitar gastos elevados de divisas com importação de petróleo e reduzir o custo de abastecimento do país.







Essa elevação da produção é resultado tanto dos investimentos da Petrobras em exploração e produção - mais da metade dos investimentos da empresa é direcionada a estas atividades (vide tabela 11 e gráfico 3) - quanto da entrada de novos agentes nesse segmento da indústria petrolífera.

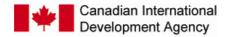
A abertura do segmento *upstream* pode resultar, a médio e longo prazos, em um aumento nas descobertas de reservas de petróleo e gás, na medida em que os primeiros programas de investimentos em exploração nas áreas licitadas nos primeiros *rounds* dos blocos de petróleo comece a dar resultados positivos. Em caso desta hipótese vir a se confirmar, é de se esperar por sua vez, uma melhoria do indicador R/P.

Tabela 9 – Produção e Reservas Provadas Nacionais de Petróleo

	RESERVAS	PRODUÇÃO	R/P
	Milhões barris	Milhões barris	Anos
1995	6.223	252	25
1996	6.681	286	23
1997	7.106	306	23
1998	7.357	355	21
1999	8.153	401	20
2000	8.465	451	19
2001	8.496	472	18
2002	9.805	531	18
2003	10.602	546	19
2004	11.243	541	21
2005	11.773	596	20
2006	12.182	629	19

Fonte: ANP.

Tabela 10 - Produção e Reservas Provadas Nacionais de Gás Natural







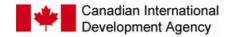
	RESERVAS (milhões de m³)	PRODU	PRODUÇÃO (milhões de m ³)				
		Associado	Não Associado	Total			
1995	207.964	5.812	2.254	8.066	26		
1996	223.562	6.431	2.737	9.167	24		
1997	227.650	6.919	2.906	9.825	23		
1998	225.944	7.933	2.854	10.788	21		
1999	231.233	9.301	2.554	11.855	20		
2000	220.999	10.775	2.508	13.283	17		
2001	222.731	11.131	2.868	13.999	16		
2002	244.547	12.091	3.434	15.525	16		
2003	245.340	12.135	3.657	15.792	16		
2004	326.084	12.981	3.990	16.971	19		
2005	306.395	13.778	3.921	17.699	17		

Tabela 11 - Investimentos da Petrobras (milhões de US\$ correntes)

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Internacional	Distribuição	Outros	Total
1995	1.628,0	1.147,0		263,0	81,0	271,0	3.390,0
1996	1.664,0	1.079,0	12,0	480,0	48,0	339,0	3.622,0
1997	1.849,0	955,0	78,0	766,0	81,0	280,0	4.009,0
1998	2.564,0	830,0	519,0	852,0	69,0	146,0	4.980,0
1999	2.316,0	532,0	501,0	469,0	63,0	96,0	3.977,0
2000	2.927,0	558,0	-	318,0	-	345,0	4.148,0
2001	2.723,0	561,0	231,0	500,0	92,0	120,0	4.227,0
2002	2.875,0	858,0	443,0	2.008,0	150,0	101,0	6.435,0
2003	3.110,0	1.533,0	472,0	640,0	108,0	149,0	6.012,0
2004	4.309,3	1.335,2	213,6	796,6	417,9	149,0	7.221,6
2005	5.758,1	1.349,0	627,0	1.297,0	203,0	346,0	9.580,1

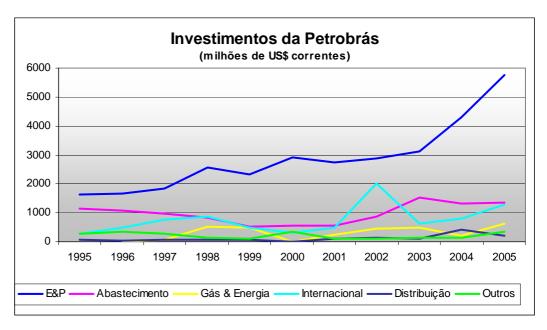
Fonte: ANP.

Gráfico 3



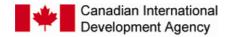






Como resultado dos esforços da Petrobras nas atividades de exploração e produção e do conseqüente aumento da produção, é possível perceber, através da Tabela 12, <u>a redução da dependência externa de petróleo</u> (ver também gráfico 4). Este objetivo constitui o elemento comum da política energética brasileira, desde o primeiro choque do petróleo, e sempre representou uma prioridade dos diferentes governos que assumiram o poder no Brasil desde então. As importações apresentaram queda de 27% entre 1995 e 2006, passando de 182,5 para 131,9 milhões de barris. Ao mesmo tempo, foi verificado um significativo aumento das exportações nesse período, saltando de 1,84 milhões de barris, em 1995, para 134,34 milhões de barris, em 2006.

Tabela 12 – Importações e Exportações de Petróleo

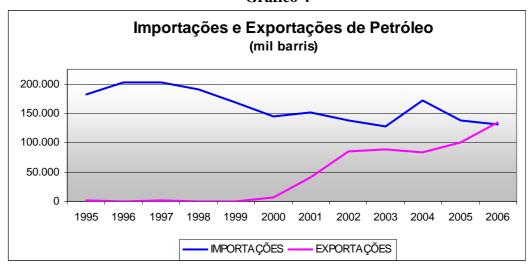






	IMPORTAÇOES	EXPORTAÇÕES	IMPORTAÇOES	EXPORTAÇÕES	Preço Médio do	Preço Médio do
					Petróleo Importado	Petróleo Exportado
	Milb	parris	MilUS	S\$ FOB	(US\$/b)	(US\$/b))
1995	182.548	1.837	2.951.466	n/d	16,17	n/d
1996	202.299	742	4.004.702	13.004	19,80	17,26
1997	202.049	931	3.731.093	17.104	18,47	18,35
1998	190.920	0	2.371.154	0	12,42	-
1999	169.254	204	2.812.432	1.525	16,62	7,49
2000	145.350	6.819	4.307.522	158.585	29,64	23,26
2001	152.481	40.434	3.978.037	720.871	26,09	17,83
2002	138.885	85.761	3.422.843	1.691.372	24,65	19,72
2003	128.213	88.246	3.918.965	2.121.930	30,57	24,05
2004	172.508	84.252	6.893.458	2.527.691	39,96	30,00
2005	138.468	100.190	7.661.484	4.164.450	55,33	41,57
2006	131.942	134.336	9.122.559	6.894.289	68,61	51,32

Gráfico 4



Fonte: ANP.

Com relação ao gás natural, a carência de infra-estrutura de transporte e distribuição conferiu a esta fonte de energia um papel secundário comparado com a importância do petróleo na matriz energética brasileira.

No entanto, apesar da IGN ainda ser incipiente no Brasil, a participação do gás na matriz energética vem crescendo consideravelmente. Entre 1970 e 2006, a







participação do gás natural no total da oferta de energia primária no país passou de cerca de 2% para, aproximadamente, 10%.

A tabela 13 a seguir apresenta as importações de gás natural no Brasil. É possível observar o significativo incremento sofrido pelas importações desse combustível – entre 1999 e 2005, houve um salto de 400 milhões de m³ para, aproximadamente, 9 bilhões de m³ – sendo um resultado direto da expansão do mercado interno de gás natural.

Tabela 13 – Importações de Gás Natural

	Volume	de Importa	ção (milhões m³)	Dispêndio com Importação
	Argentina	Bolívia	Total	US\$/mil m ³
1999	-	400	400	19
2000	106	2.105	2.211	184
2001	753	3.850	4.603	365
2002	492	4.777	5.269	425
2003	350	5.597	5.947	584
2004	451	7.635	8.086	785
2005	349	8.648	8.998	1.044

Fonte: ANP.

O crescimento do consumo de gás natural derivou-se de fatores tais como o aumento da demanda de gás para geração elétrica, a ampliação da infra-estrutura logística, a entrada de novos consumidores de grande porte no mercado e a forte expansão da frota de GNV.

Quanto à evolução da produção de derivados, é possível observar a partir dos dados da Tabela 14 e do Gráfico 5, a elevação da produção de derivados de petróleo, entre 1995 e 2005, à uma taxa média anual de 4%. Dentre os derivados energéticos, o GLP obteve o crescimento mais expressivo, à uma taxa média anual de 6%. Por outro lado, o querosene iluminante apresentou queda significativa entre 1995 e 2005, à uma taxa de crescimento negativo média anual de 34%. O segmento de refino é fortemente concentrado no Brasil. Apesar da abertura, a Petrobras permanece como monopolista de fato (tabela 15).





Tabela 14 – Produção de Derivados do Petróleo Energéticos e Não-Energéticos (mil m³)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Energéticos	63.247	61.857	69.817	75.603	76.570	77.681	83.486	81.909	82.737	88.176	89.510
GædinaA	14.643	15.220	17.818	19.591	18.364	18.576	19.930	19.407	18.537	18.583	19.978
Gædina de aviação	107	85	76	109	96	85	93	71	72	80	70
GLP .	6.769	6.286	6.950	6.939	7.296	8.134	8.788	9.100	10.076	10.361	11.691
Óleocombustível	11.879	11.717	13.577	15.772	15.558	16.066	17.525	16.360	15.685	16.497	15.075
Óleodesel	26.527	25.229	27.862	29.351	31.447	30.780	33.078	32991	34.153	38.252	38.396
QAV	0	3.195	3.439	3.765	3.722	3744	3714	3.625	3.792	4.142	4.118
Quarosane iluminante	3161	126	96	76	86	200	228	227	193	113	50
Outros	161	-	-	-	-	94	130	128	230	147	130
Não energéticos	11.608	10.812	12017	12520	15.674	16.428	15.730	15.026	15.121	15.204	15.449
Total	74.854	72669	81.835	88.123	92.243	94.109	99.216	96.935	97.858	103.380	104.959

Gráfico 5

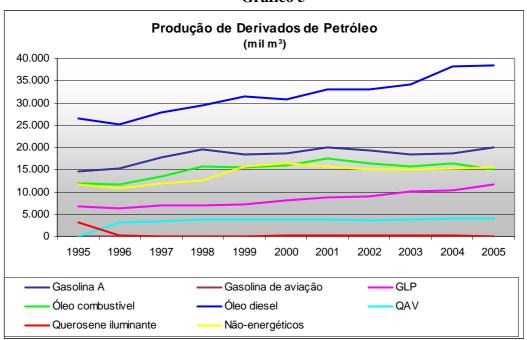






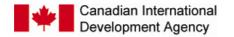


Tabela 15 - Produção de Derivados de Petróleo por Refinaria (mil barris)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
IPIRANGA (RS)	5.077	5.251	4.711	5.953	4.287	1.990	2.651
LUBNOR (CE)	2.072	2.138	2.157	1.694	1.851	1.868	2.564
MANGUINHOS (RJ)	4.693	5.578	5.193	6.081	5.909	2.877	1.054
RECAP (SP)	14.109	16.754	15.019	15.200	16.913	13.842	15.962
REDUC (RJ)	66.726	67.619	71.827	73.661	82.150	82.788	82.753
REFAP (RS)	45.658	41.955	38.637	38.220	37.424	42.395	41.085
REGAP (MG)	46.047	47.568	46.624	46.965	49.605	49.499	51.130
REMAN (AM)	10.800	15.934	16.195	16.173	16.649	16.177	12.599
REPAR (PR)	66.008	69.168	68.880	68.271	59.010	67.209	66.490
REPLAN (SP)	125.220	130.092	126.399	110.922	128.453	125.036	132.115
REVAP (SP)	85.767	82.680	71.930	83.631	88.617	89.609	78.531
RLAM (BA)	60.881	73.749	75.224	69.975	86.881	91.851	96.743
RPBC (SP)	50.925	52.996	53.482	58.140	50.602	50.904	58.194
TOTAL	583.982	611.483	596.279	594.888	628.353	636.047	641.873
Market Share das							
Refinarias da Petrobras	98,3%	98,2%	98,3%	98,0%	98,4%	99,2%	99,4%

A Tabela 16 e o Gráfico 6 mostram que o Brasil era importador líquido dos derivados de petróleo até recentemente, tornando-se exportador líquido a partir de 2003 e assim se mantendo até 2006. Esse dado reflete, novamente, um contexto de redução da dependência externa de petróleo e derivados.

Tabela 16 – Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

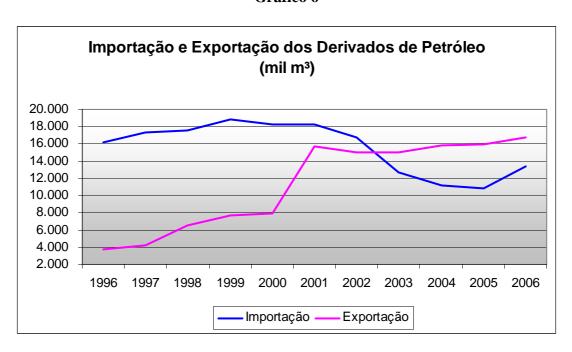






Ana	Importação	Exportação	X-M	Importação	Exportação	X-M
Ano	Mil	m³	Mil m³	Mil US\$ FOB		Mil US\$ FOB
1996	16.118	3.763	(12.355)	2.135.630	494.772	(1.640.858)
1997	17.380	4.215	(13.166)	2.420.600	492.071	(1.928.529)
1998	17.555	6.538	(11.017)	1.695.571	548.349	(1.147.222)
1999	18.857	7.641	(11.215)	1.953.596	811.945	(1.141.651)
2000	18.229	7.878	(10.351)	3.225.564	1.854.038	(1.371.526)
2001	18.204	15.666	(2.538)	2.830.004	2.498.380	(331.624)
2002	16.780	15.013	(1.767)	2.389.564	2.271.585	(117.979)
2003	12.703	15.009	2.306	2.127.090	2.916.877	789.787
2004	11.139	15.796	4.657	2.494.948	3.447.635	952.687
2005	10.860	15.991	5.131	3.320.156	5.242.321	1.922.165
2006	13.414	16.775	3.361	4.923.972	6.411.745	1.487.773

Gráfico 6



6.1 O DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA PETROBRAS E SUA INTERNACIONALIZAÇÃO CRESCENTE







O desempenho empresarial da Petrobras tem se revelado um grande sucesso após a abertura, ao contrário do que alguns analistas preconizavam quando tiveram início as reformas. Tanto a receita quanto o lucro líquido têm crescido, como resultado do incremento da produção e dos preços do petróleo (tabela 17 e gráfico 7). A magnitude destes valores reflete a presença verticalizada da Petrobras em todas as etapas da cadeia petrolífera, o que não ocorre com as demais concorrentes (figura 6). Estes resultados contribuem ainda para explicar a aceleração do processo de internacionalização da companhia. O incremento dos lucros tem facultado a busca do crescimento da empresa através da procura por novas áreas de exploração, bem como a aquisição de ativos de companhias menores (box 1).





Figura 6
Presença da Petrobras e Empresas Privadas na Indústria Brasileira de Petróleo e Derivados

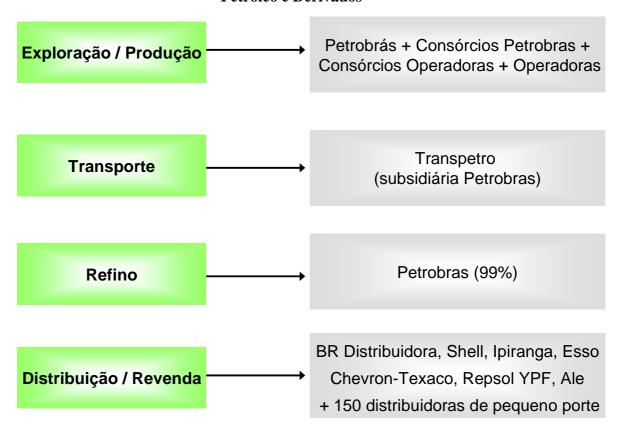


Tabela 17 – Resultados Econômico-Financeiros da Petrobras em 1000 US\$

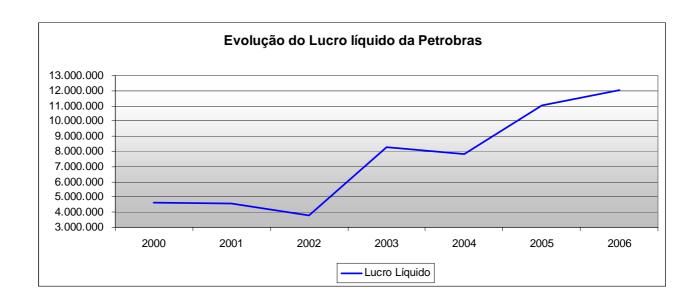
Petrobras							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Receita Bruta	29.901.751	37.181.241	46.142.161	61.415.597	70.001.470	83.321.057	95.576.305
Receita Líquida	23.164.322	26.760.780	32.188.430	44.550.138	51.708.975	63.563.854	73.630.273
Lucro bruto	9.699.007	10.542.057	11.619.238	19.938.293	21.431.497	27.684.674	29.581.209
Lucro do exercício	4.626.305	4.591.242	3.767.992	8.280.056	7.857.893	11.039.376	12.060.360







Gráfico 7 – Lucro Líquido Petrobras US\$ 1000







Cabe destacar igualmente que estes resultados se refletiram na valorização patrimonial da empresa. O gráfico 8 apresenta a evolução da cotação das ações¹⁵ ao longo dos últimos dez (10) anos, precisamente após a aprovação da Lei 9478. O valor nominal das ações foi multiplicado por cerca de dezoito (18) vezes com relação aos valores observados em 1997. Este aspecto tem atraído o interesse de investidores institucionais e individuais, tanto no Brasil, quanto no exterior, o que contribui, pela esfera financeira, para a consolidação da Petrobras como um *player* destacado nos mercados internacionais.

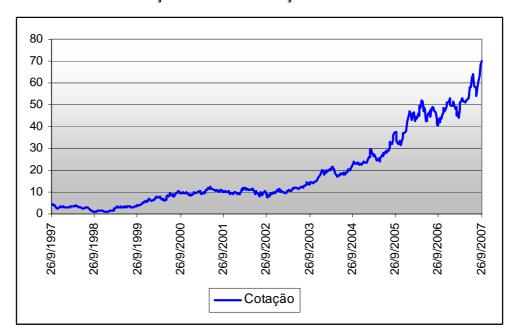
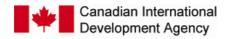


Gráfico 8 – Evolução do Valor das Ações da Petrobras: 1997-2007

¹⁵ Ação Ordinária PETR3







Box 1- O Processo de Internacionalização da Petrobras

A Petrobras desde os anos 1970 tem buscado desenvolver sua inserção internacional na indústria petrolífera mundial. Até o início dos anos 1990, as principais atividades internacionais forma realizadas na Colômbia, Angola e EUA. Contudo, é notória a inflexão nos anos 1990 com a entrada da empresa na Argentina e sobretudo após o início do processo de reformas em 1995. A partir daí, a Petrobras ampliou fortemente seu portfolio de atividades no exterior.

São listados, abaixo, os principais fatos relevantes, em ordem cronológica da atuação internacional da Petrobras

1993: Argentina – Início das operações na Argentina. Hoje a Petrobras é integrada verticalmente e é uma uma das maiores produtoras de petróleo e gás natural do país. Suas atividades abrangem um amplo conjunto de ativos e negócios nas áreas de Exploração e Produção de petróleo e gás natural, Comercialização, Refino e Processamento, Distribuição de derivados, Redes de Dutos, Petroquímica, e na Geração, Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica.

<u>1995</u>:Colômbia - Adquiriu participações da empresa Esso Colombiana Ltd. em cinco blocos, inclusive em três campos em produção - Yaguará, Rio Ceibas e Arauca - além de participações acionárias em alguns oleodutos.

Bolívia – Criação da Petrobras Bolívia, com início efetivo das operações em1996. Os investimentos totais nos projetos em que tem participação neste país alcançaram cerca de US\$ 1 bilhão no período 1996-2004.

<u>1996</u>:**Equador** – Início das operações com atividades e negócios de Exploração e Produção petrolífera e de Transporte por Oleoduto.

1997: Bolívia – Início da construção do gasoduto Bolívia-Brasil que terminou em 2000.

<u>1998</u>: Colômbia – Aquisição da empresa Lasmo Oil Colombia Ltd., com reservas de 48 milhões boe (barris de óleo equivalente) e participações em cinco blocos.

Nigéria – Início das atividades na Nigéria nas águas profundas do Delta do Rio Níger.

<u>2000</u>: Colômbia - Descoberto o campo de Guando no bloco Boquerón, que já se encontra em fase de produção.

2002: Colômbia – Venda de toda a participação (42%) no Campo Guepajé.

2003: E.U.A – Descobertas de óleo: as acumulações de Chinook e Saint Malo.

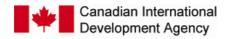
México – Início das atividades como operadora em contratos de serviços de Exploração e Produção de gás natural nos blocos Cuervito e Fronteirizo, em terra, em parceria com a japonesa Teikoku Oil e a mexicana Dia Vaz.

Venezuela – Início das atividades por meio da aquisição da empresa argentina Pérez Companc, depois convertida em Petrobras Energía S.A. (PESA), executando atividades de exploração e produção de óleo e gás em áreas a leste e a oeste do país.

2004: Nigéria – Início das operações de perfuração no bloco OPL 324, primeiro operado pela Petrobras nas águas profundas da costa oeste da África.

Tanzânia – Assinatura de um contrato com a companhia estatal de petróleo Tanzania Petroleum Development Corporation – TPDC, o qual prevê a Exploração do Bloco 5 da Bacia da Mafia, com 9.450 km2 de extensão, em águas de 300 a 3 mil metros de profundidade.

E.U.A – Através de *farm-ins*, a Companhia adquiriu importantes prospectos exploratórios em águas profundas do setor americano do Golfo do México, e também passou a participar da exploração de blocos para a prospecção de gás em reservatórios profundos, em águas rasas. Em abril de 2004, se fez a descoberta de gás natural no campo de Coulomb North,







localizado no Bloco MC 613, e que em menos de três meses começou a produzir, valendo-se da infra-estrutura de produção e escoamento adjacentes.

Uruguai – Início da atuação na distribuição de Gás Natural no interior do país. Tornou-se parceira da estatal uruguaia Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland, a Ancap.

China – Assinatura de um Acordo Estratégico de Cooperação com a estatal Sinopec, quando foi inaugurado o escritório da Petrobras na China.

Irã – Assinatura de um contrato com a estatal National Iranian Oil Company, a NIOC, para a exploração do bloco Tusan, no setor marítimo do Golfo Pérsico iraniano.

<u>2005</u>: **Líbia** – A Petrobrás foi uma das vencedoras da primeira rodada de licitações da empresa estatal National Oil Corporation da Libia (NOC). A Companhia adquiriu os direitos exploratórios de óleo e gás e de partilha de produção da área 18, constituída de quatro blocos, com uma extensão total de 10.307 mil quilômetros quadrados.

Tanzânia – Companhia participou da terceira rodada de licitações e foi a vencedora para a concessão do Bloco 6, com 100% de participação.

Argentina - Fusão, em janeiro de 2005, das empresas Eg3, Petrobras Argentina S.A e Petrolera Santa Fé, integrantes do Sistema Petrobras no país, formando a Petrobras Energia S.A.

China – Formalização de um memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China, a CNPC, para o desenvolvimento de negócios conjuntos com a Petrobras em atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em áreas em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo.

<u>2006</u>: Colômbia – A produção diária média operada em maio desse ano foi de 50.700 bpd de petróleo.

Guiné Equatorial - Aquisição de 50% de participação no contrato de partilha de produção no Bloco L.

Moçambique - Petrobras e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), empresa estatal de Moçambique, firmaram memorando de entendimento para exploração de petróleo e gás natural em Moçambique em terra e no mar.

Paraguai – Início das operações neste país com a compra de negócios da Shell, relativos às operações de combustíveis (varejo e mercado comercial).

Uruguai — Conclusão da compra dos ativos da Shell, envolvendo as operações de distribuição e comercialização de combustíveis. Consolidação de sua presença no Uruguai na área de gás natural ao concluir a compra de 51% das ações da Gaseba Uruguay S.A (em julho de 2007 a empresa trocou de nome e passou a se chamar MontevideuGas)

Turquia – Início das operações após a obtenção da concessão de dois dos três blocos oferecidos no processo licitatório para exploração e produção em águas profundas no Mar Negro pela companhia estatal de petróleo Türkýye Petrollerý Anoným Ortaklidi - (TPAO) da Turquia.

<u>2007</u>: Senegal – Aquisição de 40% de participação na exploração do bloco Rufisque Profond, em águas com profundidades variando entre 150 e 3.000 metros, cobrindo uma área de 7.294 quilômetros quadrados.

Índia - Assinatura de um acordo de parceria com a companhia ONGC, maior empresa indiana de petróleo e gás, e a ONGC Videsh Limited (OVL), braço internacional daquela companhia. Serão operados seis blocos exploratórios em águas profundas, dos quais três no Brasil e três na Costa Leste da Índia.

Paquistão - Assinado o contrato com a Oil and Gas Development Company Limited

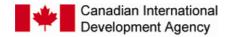






(OGDCL), para exploração do bloco offshore "G", no Paquistão, localizado na bacia Indus offshore e ainda bastante inexplorado.

Portugal - Assinatura de um acordo com a Galp Energia e Partex para exploração e produção de petróleo em quatro blocos na Bacia Lusitaniana, situada na costa portuguesa, ao norte de Lisboa.







6.2 A REFORMA DA IBH E AS EMPRESAS PRIVADAS

A reforma da IBH, tal como visto anteriormente, suscitou a entrada de um grande número de novos operadores no segmento *upstream*. Entretanto, os primeiros resultados do esforço exploratório somente agora começam a lograr sucesso e as estatísticas recentes ainda não informam estes resultados. Cabe notar, contudo, que estas empresas terão dificuldades de contornar as barreiras à entrada no segmento de refino, o que as impedirá de se beneficiarem das vantagens econômicas inerentes à integração vertical. Como já foi mencionado, sem atuar no refino estas empresas ficam dependentes do comportamento estratégico da Petrobras.

Por estas razões, a análise que segue examina o segmento de distribuição, onde a presença de empresas privadas sempre foi marcante no Brasil.

Rigorosamente, é possível constatar a existência de uma estrutura de mercado para cada um dos derivados. Em cada um dos mercados de derivados observa-se, inclusive, ritmos de crescimento da demanda bastante diferenciados (Tabela 18).

Tabela 18 – Vendas nacionais dos principais derivados de petróleo pelas distribuidoras (em mil m³) e Taxa Média de Crescimento Anual : 1995-2005

												Taxa de crescimento			
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	anual (%)			
Gasolina C	17.441	20.569	22.059	23.758	23.681	22.630	22.211	22.610	21.791	23.165	23.542	3,05			
Gasolina de aviação	63	67	76	81	76	76	71	63	59	61	55	-1,35			
GLP	10.465	11.165	11.550	11.964	12.461	12.751	12.676	12.131	11.407	11.681	11.611	1,04			
Óleo combustível	9.673	10.836	10.622	10.769	10.714	10.086	9.093	7.561	6.200	5.413	5.237	-5,95			
Óleo diesel	28.444	30.155	31.999	34.350	34.720	35.151	37.025	37.668	36.853	39.219	39.137	3,24			
QAV	3.703	4.024	4.497	4.997	4.566	4.333	4.818	4.436	3.972	4.209	4.430	1,81			
Querosene iluminante	169	144	108	93	100	145	202	201	177	116	59	-9,99			
Total	69.957	76.961	80.911	86.012	86.317	85.171	86.096	84.671	80.460	83.864	84.071	1,85			

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Nota: Inclui o consumo próprio das companhias distribuidoras

Alguns fatores não-econômicos também contribuem poara explicar as dificuldades experimentadas pelas principais empresas de petróleo privadas no segmento de distribuição. A progressiva liberação de preços e margens de distribuição e de revenda foi apoiada por novas regras de estímulo à entrada de novas empresas no segmento de







distribuição, para competir com as empresas estabelecidas no oligopólio da distribuição. As mais importantes medidas foram: i) fim da exigência de volumes mínimos de comercialização por distribuidora; e ii) término da obrigatoriedade de comercialização dos produtos fornecidos pela distribuidora da "bandeira" (marca) do posto de revenda.

Cabe registrar que essas modificações resultaram, por um lado, em notável aumento de novas entrantes (mais de 250 novas distribuidoras) e, por outro, na ocorrência de adulteração de combustíveis (principalmente gasolina) e de evasão/elisão fiscal. Novas (e pequenas) distribuidoras iniciaram práticas recorrentes de questionamento judicial dos mecanismos de substituição tributária (cobrança "antecipada" de impostos nas refinarias) para o pagamento das contribuições do Programa de Integração Social (PIS), da Seguridade Social (COFINS) e do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), obtendo decisões judiciais favoráveis.

Práticas espúrias de redução de custos pelas novas entrantes, tais como a sonegação e a adulteração de combustíveis, visaram o alcance imediato de ganhos "competitivos" para enfrentar as vantagens, sobretudo de escala, das grandes distribuidoras estabelecidas. Tais práticas se depararam com as dificuldades de fiscalização da nova estrutura de governança regulatória da indústria e demandaram novas medidas da ANP para coibir a competição desleal dos novos entrantes, a saber: i) aumento do controle e monitoramento da venda de solventes e da qualidade de combustíveis nos postos de revenda de combustíveis; ii) imposição de mínimos de capacidade de armazenamento (750 mil litros) e de capital social para a obtenção do registro de operação junto à ANP; e iii) revogação da permissão irrestrita de aquisição de combustíveis pelos postos de revenda de qualquer distribuidora - a permissão foi limitada aos postos de "bandeira branca".

Apesar do notável ingresso de novas empresas no segmento de distribuição (20% do mercado total), as 5 maiores empresas, BR Distribuidora, Ipiranga, Shell, Texaco e Esso, concentram o mercado dos principais derivados.

Tal como mencionado anteriormente, as vantagens decorrentes da integração vertical explicam a liderança da BR Distribuidora, subsidiária da Petrobras no mercado brasileiro de distribuição de derivados, dado que as grandes distribuidoras privadas concentram sua atuação no segmento de distribuição, dependendo dos preços e da amigável relação com a Petrobras, para preservar ou aumentar suas posições no mercado.

O ciclo de introdução de pressões competitivas na reestruturação do mercado downstream brasileiro foi completado pelo esforço regulatório para promover o ingresso de novos agentes na atividade de importação de derivados: querosene de aviação e GLP, em 1998 (Portarias ANP n° 203 e n° 204); e gasolina automotiva e óleo diesel, em 12/2001, após a criação da CIDE. No entanto, a efetivação das importações esbarrou em dificuldades







estruturais características da atividade de distribuição no Brasil, principalmente a estrutura oligopolista de fornecimento na distribuição de alguns produtos, associada à escala de operação das empresas e à inexistência de instalações de armazenamento e transporte do produto importado.

Esse conjunto de barreiras à importação, em especial as que decorrem da infra-estrutura disponível para transporte e armazenamento de combustíveis, decorrem da estrutura brasileira de oferta e demanda de derivados, configurada pelo parque de refino disponível.

Não obstante a entrada de novas empresas, o *market share* das cinco maiores empresas distribuidoras é significativo, e elas tem conseguido preservá-lo desde a virada do milênio, como ilustra a Tabela 19 para os mercados de gasolina, diesel e álcool hidratado. É importante verificar também que a liderança do mercado de distribuição de combustíveis permanece com a estatal brasileira, tendo ainda a BR Distribuidora aumentado seu poder de mercado em relação aos três combustíveis citados, entre 2001 e 2006.

O market share das empresas mencionadas é resultado de sua experiência e capacitação de controlar e gerenciar diversos ativos complementares bastante específicos e que estão dispostos estrategicamente para viabilizar a continuidade dos fluxos de abastecimento (tabela 18). Entre eles, destaca-se a capacidade própria de transporte, os contratos de exclusividade de fornecimento às redes de postos revendedores, os contratos de fornecimento aos grandes consumidores e unidades de produção dedicadas a outros derivados (lubrificantes, aditivos e componentes químicos).







Tabela 19 Distribuição de Combustíveis no Brasil e Grau de Concentração – Market Share (%)

	Gase	olina		Die	sel		Álcool h	idratado
	2001	2006		2000	2006		2000	2006
Petrobras	19,8	28,4	Petrobras	26,0	35,9	Petrobras	13,3	17,0
Grupo Ipiranga	15,0	17,4	Grupo Ipiranga	19,4	24,3	Grupo Ipiranga	10,8	13,1
Grupo Shell	12,0	6,3	Grupo Shell	12,4	7,1	Grupo Shell	7,8	5,3
Esso	12,3	9,5	Chevron Texaco	10,2	5,8	Texaco	5,8	4,1
Chevron Texaco	8,2	5,3	Esso	8,2	5,3	Esso	7,4	5,6
Repsol YPF	0,4	1,6	Repsol YPF	0,3	1,0	Repsol YPF	-	0,4
Ale	1,8	4,4	Satelite	0,7	2,0	Petronova	0,1	8,8
Outras	34,0	27,1	Outras	22,8	18,6	Tux	0,5	6,3
						Outras	54,2	39,5
CR 5	67,3	66,9		76,2	78,4		45,1	45,1

Fonte: ANP.

Quanto ao desempenho das empresas privadas, cabe destacar que algumas empresas importantes, como a Esso do Brasil, fecharam seu capital recentemente. Isto dificultou o acesso às informações econômico-financeiras. A tabela 19 apresenta o desempenho recente de duas das maiores distribuidoras privadas, A Shell e a Ipiranga. Cabe destacar, contudo, que o Grupo Ipiranga foi adquirido pelo consórcio Petrobras, Braskem (petroquímica) e Ultra (petroquímica e distribuição de derivados) em março de 2007. A Shell enfrentou fortes dificuldades no início dos anos 2000 devido a perda de *market share* em alguns mercados, mas desde 2004 voltou a ter lucros. Já a Ipiranga, no mesmo período, obteve resultados bastante expressivos. Entretanto, a operação recente de aquisição da Ipiranga reforça ainda mais o poder de mercado e a posição dominante da Petrobras na IBH.

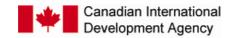
Tabela 20 Desempenho Econômico-Financeiro da Shell do Brasil e do Grupo Ipiranga em Mil US\$







	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	<u>Ipiranga</u>	<u>Shell</u>	<u>lpiranga</u>	<u>Shell</u>	<u>Ipiranga</u>	<u>Shell</u>	<u>Ipiranga</u>	<u>Shell</u>	<u>lpiranga</u>	<u>Shell</u>	<u>Ipiranga</u>	<u>Shell</u>
Receita Bruta	3.410.531	3.891.663	4.254.612	4.350.603	4.893.962	4.759.732	6.656.333	5.761.144	7.551.488	6.808.977	9.127.613	7.830.464
Receita Líquida	3.316.469	3.559.128	4.159.540	4.144.272	4.794.729	4.416.004	6.466.880	5.337.874	7.349.541	6.321.805	8.883.239	7.265.917
Lucro bruto	190.517	287.452	253.519	410.248	340.274	397.616	322.019	389.493	392.783	720.338	440.630	688.799
Lucro do exercício	21.592	(14.502)	11.363	(7.824)	(31.981)	(58.492)	69.069	(294.119)	147.918	3.689	151.448	19.216







7. LIÇÕES E PRINCIPAIS CONSEQÜÊNCIAS DA REFORMA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE HIDROCARBONETOS

Não obstante a reforma setorial de 1995 ter tido o foco centrado na liberalização e abertura do setor petróleo à competição, a Petrobras segue como a empresa dominante da IBH. Os impactos do estabelecimento de um marco regulatório no desempenho da estatal petrolífera, com a introdução de pressões competitivas, foram bastante positivos: levaram a empresa a rever seus métodos de gestão, reorganizar suas competências (tecnológicas, recursos humanos, gerências), redesenhar seu planejamento estratégico para se adequar ao novo ambiente econômico e ampliar sua inserção internacional. Ao contrário do que muitos imaginavam, a reforma brasileira reforçou a posição da Petrobras tanto no Brasil quanto na indústria mundial do petróleo.

Concernente às empresas privadas, a desregulamentação do setor possibilitou a entrada de novos agentes nas atividades de E&P, cujo desempenho ainda não pode ser corretamente dimensionado. Já na atividade de distribuição, o desempenho das duas maiores distribuidoras privadas (Shell e Ypiranga), apresentou resultados expressivos a partir de 2004.

Alguns dos principais aspectos resultantes do processo de abertura e de reforma da IBH merecem ser destacados.

1. O mecanismo de leilões de blocos de petróleo consubstanciou o processo de abertura e permitiu, com grande transparência, a entrada de dezenas de operadores na exploração e produção de petróleo. A Petrobras permanece como a principal empresa operadora e vencedora da maior parte desses leilões atuando sozinha ou em parceira com outras empresas; mas é inegável que foi criado um novo ambiente de negócios permitindo a atuação de novas companhias petrolíferas no segmento *upstream* da IBH. Os resultados dos programas exploratórios

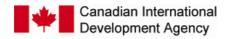






em curso começarão a aparecer em breve, dados os programas de investimentos que estão sendo realizados.

- 2. Apesar da entrada de novos *players*, a estatura e posição dominante e integrada da Petrobras na cadeia produtiva petrolífera do país é fator indutor de permanência das estratégias cooperativas dos grandes *players* internacionais na evolução futura do mercado de *upstream* brasileiro, especialmente para compartilhar o conhecimento tecnológico acumulado pela Petrobras na exploração *off shore* em águas profundas.
- 3. A Petrobras se fortaleceu após o processo de abertura. A redução das restrições institucionais para a expansão nacional e internacional da empresa, aliada ao aumento do preço do petróleo, permitiu um desempenho empresarial que pode ser refletido no exame tanto dos lucros quanto da evolução do valor das ações da empresa. O desempenho setorial também se revelou altamente satisfatório e a abertura do *upstream* permitiu efetivamente a entrada de novos operadores. Ademais, o país logrou atingir a meta de auto-suficiência em petróleo, perseguida há muitas décadas.
- 4. No horizonte de médio e longo prazo, o Brasil tende a se tornar uma das mais promissoras regiões de atração de investimentos no *upstream* e, no limite, um país exportador, disputando com novas regiões, mais "tradicionais", tais como o Golfo do México, Rússia, Ásia (especialmente Indonésia, China e Filipinas) e Costa Oeste Africana (especialmente Nigéria Golfo da Guiné e Angola): o litoral brasileiro é geologicamente semelhante ao do Oeste Africano e as bacias sedimentares brasileiras foram pouco exploradas em relação à sua dimensão.
- 5. Uma das principais questões remanescentes e que possivelmente trará problemas para as empresas privadas que vierem a descobrir petróleo diz respeito à política de preços e à posição dominante da

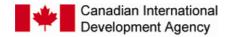






Petrobras no segmento de refino. Detentora de praticamente 100% das refinarias, a Petrobras pode atuar como monopolista e monopsonista, dificultando as ações das empresas concorrentes. Desse modo, a abertura não gerou os mesmos efeitos, em matéria de redução de barreiras à entrada e de participação de novas empresas, ao longo de todas as atividades econômicas da cadeia petrolífera. O Sistema de Defesa da Concorrência no Brasil tem se mostrado incapaz de tratar deste problema. É inegável que o peso político da Petrobras nas decisões governamentais se constitui num fator explicativo da falta de decisões objetivas, no que concerne à IBH, dos órgãos de defesa da concorrência no Brasil.

- 6. A Política Energética Nacional, embora formalmente a cargo do Ministério de Minas e Energia e referendada no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética, ainda não é clara com relação ao futuro das atividades de *upstream*. A questão central é sobre as decisões a serem tomadas com relação ao papel da Petrobras no incremento da produção nacional. O Brasil se tornará um exportador de petróleo? Este aspecto está diretamente associado com os critérios que presidirão a oferta de novos blocos de petróleo a serem licitados ao longo dos próximos anos.
- 7. Diretamente associada com os dois pontos anteriores está o papel das novas empresas de petróleo. Em caso de sucesso comercial na exploração, as decisões de produção, no quadro atual, deverão ser direcionadas para a exportação, uma vez que a estrutura concentrada do refino reduz o poder de negociação destas empresas no mercado doméstico.
- 8. Com relação ao papel da ANP, é forçoso observar que, nos primeiros anos de sua atuação, a agência teve que enfrentar diversos embates com a Petrobras na busca de implementar os dispositivos da lei 9478/1997 e foi muito bem sucedida na organização do processo de

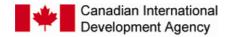






entrada de novos agentes no *upstream*. O modelo brasileiro de leilões de licitação de blocos de petróleo se tornou uma referência para a indústria internacional do petróleo. Porém, com o passar do tempo, as ações pró-ativas da ANP foram minguando e o próprio processo de licitações recebeu um duro golpe com a suspensão da oitava rodada de licitações no ano passado. Tal evento afetou seriamente a credibilidade da agência e colocou um ponto de interrogação sobre o aperfeiçoamento do modelo de licitação de blocos e sobre as próximas rodadas.

- 9. Apesar da conquista da auto-suficiência do petróleo, a dependência externa com relação ao gás natural segue crescendo. Os problemas relacionados com as importações reorientaram a estratégia de suprimento de gás natural da Petrobras na direção de lançar um programa de investimentos para desenvolver a infra-estrutura necessária para a importação de GNL. Ademais, destaca-se igualmente o Plano Nacional de Antecipação de Gás, implementado pela Petrobras, visando acelerar os programas de desenvolvimento da produção nacional a partir das descobertas recentes de novas reservas, em particular nas bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo.
- 10. O marco legal para a indústria de hidrocarbonetos deveria ter contemplado com maior grau de detalhe as questões específicas da indústria de gás. As questões regulatórias no setor de gás são muito diferentes daquelas observadas na cadeia petrolífera, pelo fato de comportar segmentos de atividade com características de monopólio natural (transporte e distribuição). A interface entre a indústria de gás e a indústria elétrica, devido ao papel crescente da geração termoelétrica, agrava ainda mais este problema. Esta lição é importante pois denota que o marco legal, instituído em 1997, não foi adequado para tratar dos problemas regulatórios da indústria de gás. Por esta razão encontra-se







em discussão no Congresso Brasileiro uma lei específica para a indústria de gás.

Em suma, é possível afirmar que o processo de reforma da IBH foi bem sucedido no segmento *upstream*, com regras transparentes visando organizar o processo de entrada de novos operadores através da utilização do mecanismo concorrencial de leilões de blocos de exploração de petróleo. A nova estrutura de *government take* ampliou sobremaneira a arrecadação fiscal, proveniente da atividade petrolífera, dos governos federais, estaduais e municipais.

Entretanto, no segmento *downstream*, até o presente momento, as condições de competição são fortemente assimétricas. A posição dominante e monopolista da Petrobras no refino se constitui num entrave à expansão das demais empresas nos diferentes segmentos da cadeia de petróleo e de derivados.

É difícil vislumbrar uma mudança deste cenário a médio prazo, dado que o governo brasileiro aposta no gradualismo do processo de abertura e no fortalecimento da Petrobras tanto no mercado doméstico, mas também no plano internacional. Dessa forma, não chega a ser surpreendente o grande número de alianças estratégicas estabelecidas entre os novos entrantes e a Petrobras.

No que concerne a indústria de gás natural, o marco legal da lei 9.478/1997 se revelou totalmente inadequado para tratar das questões contratuais e regulatórias. Objetivamente, apesar dos dispositivos gerais desta lei estarem ancorados no princípio da livre concorrência, o processo de abertura pouco impacto produziu em matéria de competição e de entrada de novos atores.

Desse modo, no que tange às melhorias que poderiam ser efetuadas nos marcos regulatórios atuais, cabe dizer que, além de revisões em algumas Resoluções e Portarias específicas, passando pelo processo institucionalizado de Consultas e Audiências Públicas, merecem destaque as lacunas existentes na Lei do Petróleo quanto ao tratamento conferido ao gás natural.

Como recomendação crucial é importante destacar a premência do aprimoramento do marco legal e regulatório para o setor energético brasileiro, tanto







pelo fato da Lei 9478/97 não fornecer os instrumentos adequados para a regulação da indústria de gás, sobretudo a atividade de transporte, considerada um monopólio natural; quanto pela necessidade de se tratar de forma mais consistente os temas referentes à interface entre o setor de gás e o setor elétrico.

Nesse sentido, com vistas a possibilitar a melhor operação das empresas, pública e privadas, bem como uma atuação mais eficiente do órgão regulador, tornam-se necessários aperfeiçoamentos no marco regulatório que possibilitem, principalmente: (i) possibilidade de exigência de separação – jurídica, contábil e societária – das atividades que compõem a cadeia do gás natural; (ii) possibilidade de estabelecimento de limites à participação cruzada dos agentes e/ou grupos econômicos; (iii) exigência de anuência prévia, por parte da ANP, dos contratos relativos à atividade de gás natural reguladas por esta Agência; (iv) definição da competência regulatória entre a regulação federal e a estadual; (v) estabelecimento do percentual de gás não aproveitável; (vi) fixação de prazos e cronograma para redução de queimas; (vii) possibilidade de criação, por parte da PETROBRAS, de empresas de transporte de gás natural; (viii) exigência de que a operadora da atividade de transporte seja detentora dos ativos que opera; (ix) estabelecimento, por parte da ANP, de tarifas de acesso às redes de transporte de gás natural; (x) estabelecimento de prioridades no atendimento à demanda de gás natural (critérios de despacho); (xi) liberação gradual de consumidores finais.

Por fim, vale sublinhar que é inegável, que a evolução de longo prazo da IBH será dependente dos movimentos estratégicos da Petrobras. Nesse sentido, a motivação inicial de atrair investimentos privados se tornou, na prática, um objetivo secundário. Apesar da ampliação do espaço de atuação de novos operadores, o resultado mais nítido do processo de abertura diz respeito à transformação da gestão, a expansão nacional e internacional do portfolio de ativos da Petrobras. Por ora, não há sinais de inflexão desta condição privilegiada alcançada pela Petrobras após a reforma da indústria brasileira de hidrocarbonetos.







REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. L. F.; PINTO Jr., H. Q. Evolução da Indústria do Gás Natural: Modelos de Regulação e Lições para o Caso Brasileiro, Relatório de Pesquisa, GEE/IE/UFRJ, Rio de Janeiro, novembro, 2005.

ALVEAL, C. Os Desbravadores. A Petrobras e a Construção Industrial do Brasil. Rio de Janeiro, Relume-Dumará/Anpocs, 1994.

ALVEAL, C.; PINTO Jr., H. Q. Flexibilización' del Monopólio en la Industria Petrolera Brasileña: Aspectos Institucionales y Perspectivas de Cooperación. In: Investigación Económica. Vol. LV, n. 213, julio-septiembre, p. 105-127, 1995.

BICALHO, R. G., PINTO JR., H.Q., ALMEIDA, E.F., IOOTTY, M., e (2007) - Ensaios Sobre Política Energética: Coletânea de artigos do Boletim INFOPETRO. Rio de Janeiro: Ed. INTERCIÊNCIA: IBP

BORGES, H.L. *O Controle Externo das Agências Reguladoras no Brasil*. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia / Universidade Federal do Rio de Janeiro. Setembro de 2004.

FERNANDES, C. F. A Evolução da Arrecadação de Royalties do Petróleo no Brasil o seu Impacto sobre o Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) — Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

LEITE, A. D. A Energia do Brasil. Editora Nova Fronteira. Rio de Janeiro, 1997.

MARTÍNEZ, L. M. *A Indústria do Petróleo*. Série Panorama Setorial – Gazeta Mercantil. São Paulo, abril de 1999.

MARTINS, C. *Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Indústria de Refino de Petróleo no Brasil.* Dissertação (Mestrado em Economia). Rio de Janeiro, Instituto de Economia - IE/UFRJ, 2003.

PINTO JR., H.Q., ALMEIDA, E.F., BOMTEMPO, J.V., IOOTTY, M., E BICALHO, R. G. (2007) - <u>Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial</u>, Ed. CAMPUS-ELSEVIER.

PINTO Jr., H. Q. et alli. Matriz Brasileira de Combustíveis. Relatório de Pesquisa, Grupo de Economia de Energia, IE/UFRJ. NAE. Rio de Janeiro, dezembro 2006.







PINTO Jr., H. Q.; TORRES, R. *Modelos de Organização e Repartição de Rendas na Cadeia Produtiva do Gás Natural*. In: Revista de Análise Econômica, no. 44, setembro de 2005, p. 93-113.

SANTOS, E. (2000) Análise do Impacto da Abertura do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo. São Paulo, USP. Mimeo.

SCHAEFFER, R.; TAVARES, M. E. E.; SZKLO, A. S.; MACHADO, G. V.; MARIANO, J. B.; SALA, J. F. *Oil Refining Expansion Criteria for Brazil*. Energy Policy, Oxford, v. 34, p. 3027-3040, 2006.

SERRA, R. V. Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petrolíferos no Brasil. Tese de Doutorado em Economia Aplicada. Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, 2005.



