

# PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás – Novembro de 2002 - Ano 3 – n.11

Grupo de Energia – Instituto de Economia - UFRJ

[www.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.ie.ufrj.br/infopetro)

**Apresentação**

**E**ste número do Boletim Petróleo & Gás Brasil traz cinco artigos, focados nas questões relativas aos preços na Indústria de Petróleo, às perspectivas de investimento no setor de refino no Brasil e às estruturas da indústria de Gás Natural referentes ao GNL e à geração térmica.

A seção “Petróleo-Indústria” reflete sobre as perspectivas de refino no Brasil a partir de argumentos que já vêm sendo debatidos no setor. O artigo analisa os fatores que influenciam as decisões privadas de investimento no refino e os projetos de refinaria atualmente em discussão.

O segundo artigo em “Petroleo-Mercado” aborda a política de preços da OPEP, analisada à luz do contínuo crescimento destes preços ao longo de 2002 e sua recente queda. No artigo observa-se que os fundamentos de mercado e a relação entre oferta e demanda devem ser considerados como parâmetros com muito cuidado. Levando em consideração o risco de guerra no Iraque, o artigo faz uso da compreensão da lógica da OPEP para explicar o comportamento dos preços

A seção “Gas Natural-Mercado” apresenta a expansão do gás natural liquefeito (GNL) como um componente essencial da indústria de gás natural. Avanços tecnológicos e econômicos nas últimas décadas fizeram com que o GNL evoluísse de uma tecnologia pouco utilizada nos anos 70 e 80 para a principal força motriz da expansão e flexibilização da indústria do gás natural. Além de viabilizar a ex-

pansão da comercialização internacional de gás natural, o comércio de GNL propiciará uma maior transparência dos preços do produto.

Levando em conta as metas definidas no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), lançado em 2000, a seção “Gas Natural-Indústria” analisa os possíveis impactos do aumento da participação da geração termelétrica na matriz energética sobre a balança comercial brasileira. O artigo ressalta que boa parte do custo de uma usina termelétrica (UTE) é referente a bens e equipamentos importados. A autora argumenta em prol da necessidade de políticas de substituição de importação de modo a contornar o impacto negativo destes investimentos na balança comercial.

Por fim, o Ensaio do Mês, debate os desafios impostos pela política de preços livres no mercado de derivados nacional ao novo governo. A partir da evolução dos preços dos derivados e do petróleo ao longo do ano,, o ensaio mostra que a vulnerabilidade externa aos preços dos derivados não é um “privilegio” brasileiro, mas está posto tanto aos países desenvolvidos quanto aos países em desenvolvimento.

As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.

## EQUIPE

### Editor Responsável

Edmar Luiz F. de Almeida

### Colaboradores

Carla Maria de Souza e Silva

Helder Queiroz Pinto, Jr.

Laura Zoratto

Rafael R. Pertusier

### Contato

Tel: (21) 3873-5272

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: [infopetro@ie.ufrj.br](mailto:infopetro@ie.ufrj.br)

### Apoio

ONIP-FINEP – FNDCT-CTPETRO

## NESTA EDIÇÃO

### Petróleo

Perspectivas para o Setor de Refino no Brasil ..... 2

Entendendo a OPEP e a Recente Queda no Preço do Petróleo:

Indisciplina dos Produtores ou Iminência de Guerra? ..... 5

### Gás Natural

Da Expansão do GNL e da Evolução

da Indústria do Gás Natural ..... 8

A Geração Térmica a Gás e os Impactos na Balança Comercial ..... 11

### Fatos Marcantes do Mês

..... 14

### Ensaio do Mês

A Agenda de Reformas no Mercado de Derivados

de Petróleo: os Desafios do Próximo Governo ..... 17

**Anexo Estatístico** ..... 21

## Perspectivas para o Setor de Refino no Brasil

Se a abertura da indústria de petróleo resultou em aumento nos investimentos na área de exploração e perspectivas positivas quanto à produção de petróleo no país, o mesmo não se pode dizer sobre o setor de refino. Desde o final dos anos 90, estudos sobre o mercado de derivados brasileiro revelam que a escassez de oferta doméstica de derivados tende a ser crescente ao longo da presente década. Este desequilíbrio acarretará problemas nos níveis setorial e macroeconômicos, justificando assim a reflexão acerca de medidas a serem tomadas no sentido de contornar o problema anunciado.

Em estudo contratado pela ANP, a consultoria Booz Allen & Hamilton, realiza projeções sobre a demanda de derivados no Brasil até 2010 tendo por base a construção de cenários sobre o comportamento da economia brasileira e dos investimentos previstos para a ampliação da oferta de derivados. O estudo leva em consideração hipóteses sobre a substituição energética entre GNV e gasolina e GLP e gás natural. A demanda por derivados, atualmente da ordem de 107 milhões de m<sup>3</sup>/ano (1,8 milhão de barris/dia), poderá aumentar para 145 milhões de m<sup>3</sup>/ano (2,5 milhões de barris /dia) num cenário de crescimento da demanda considerado moderado pelo estudo. Diante deste cenário de crescimento moderado da demanda, três alternativas de investimento em refino são considerados: 1) cenário de menor investimento US\$ 6,7 bilhões, que são relativos aos investimentos considerados necessários para que o parque de refino nacional permaneça competitivo internacionalmente; 2) cenário de adequação de perfil e conversão: investimentos previstos no cenário 1 somado a um adicional de US\$ 2,3 bilhões destinados à otimização das unidades de conversão e tratamento – como as unidades de craqueamento catalítico fluído e hidrotratamento – nas refinarias com previsão de investimentos já aprovados pela ANP; 3) cenário de cobertura da demanda: a partir dos investimentos das alternativas anteriores, são incluídos investimentos para construção de três módulos com capacidade de produção de 30 mil m<sup>3</sup>/dia, que poderiam ser instalados tanto em refinarias existentes quanto em projetos de novas refinarias. Nesta alternativa, estima-se um investimento adicional de US\$ 4,5 a US\$ 6 bilhões, totalizando US\$ 13,5 a US\$ 15 bilhões.

Frente a estas alternativas, o quadro abaixo sintetiza os possíveis impactos em termos de déficit de oferta e impactos na balança comercial.

**Tabela 1: Possíveis Cenários para o Refino Brasileiro**

<p><b>Cenário 1</b>  <b>Menor Investimento e Demanda Moderada</b>                      Importações de Derivados ⇒ 860 mil bbl/ dia                      Impacto na Balança Comercial ⇒ US\$ 6.3 bilhões</p>
<p><b>Cenário 2</b>  <b>Adequação de Perfil e Conversão e Demanda Moderada</b>                      Importações de Derivados ⇒ 670 mil bbl/ dia                      Impacto na Balança Comercial ⇒ US\$ 5.7 bilhões</p>
<p><b>Cenário 3</b>  <b>Cobertura da Demanda Moderada</b>                      Importações de Derivados ⇒ 240 mil bbl/ dia                      Impacto na Balança Comercial ⇒ US\$ 700 milhões</p>

Fonte: ANP

O cenário 1 projeta um aumento das importações de quase todos os derivados, somando um déficit anual de 860 mil barris diários, o que representa 35% de dependência externa e um impacto na balança comercial de US\$ 6,3 bilhões. A auto-suficiência do país só ocorreria na produção de óleo combustível e querosene. No cenário 2, as principais importações também seriam de gasolina (175 mil b/d) e diesel (140 mil b/d). No cenário 3, o estudo projeta que as importações seriam limitadas apenas ao GLP e à nafta, com uma necessidade de importação de 240 mil barris diários e impacto na balança comercial de menos de US\$ 1 bilhão.

Os dados mostram que para reverter a trajetória de crescente dependência externa, seriam necessários investimentos de mais de US\$ 10 bilhões até 2010. Atualmente, os investimentos programados pela Petrobras para o período de 2000 a 2006 totalizam US\$ 4,9 bilhões, destinados a implantação de unidades de conversão e melhoria da qualidade dos produtos. Nos últimos oito anos, os investimentos em refino realizados pela Petrobras têm sido da ordem de 4,2 bilhões. Conclui-se que será necessária, ou uma mudança na tendência de investimentos da estatal, ou a entrada de novos agentes na atividade.

Diante deste quadro, cabe indagar: que outros fatores são necessários para a efetivação de tais investimentos?

No modelo anterior da indústria de petróleo, no qual a Petrobras detinha o monopólio institucional nas atividades de *upstream*, refino e importação de combustíveis, a decisão de investimento em refino dependia apenas de um agente sob controle inteiramente estatal e era norteadada pela necessidade de economia de divisas e redução de dependência externa de energia, e pela lógica de abastecimento interno. Com a entrada de novos agentes, a tomada de decisão de investimento não depende mais de apenas um agente submetido à lógica macroeconômica, mas se dá de maneira descentralizada, em função da estratégia das empresas participantes da indústria. Dessa maneira, cabe discorrer um pouco sobre os fatores que influenciam a decisão privada de investimentos em uma nova refinaria, e os projetos de investimentos em discussão.

### Aspectos Econômicos da Atividade de Refino

A atividade de refino apresenta baixa rentabilidade. Por outro lado, os elevados investimentos, com longo prazo de maturação e o grau de risco nos segmentos de exploração e produção, levam a uma natural tendência a verticalização das atividades na indústria de petróleo, uma vez que as empresas necessitam de um fluxo contínuo e estável de receitas para fazer frentes aos seus investimentos. Em função dos requisitos de maior adequação do perfil de produtos ao perfil da demanda, bem como pela existência de economias de escala no transporte de óleo, as refinarias são construídas próximas aos centros consumidores.

Segundo o *BP Statistical Review of World Energy 2002*, a capacidade de refino mundial em 2001 era de 82,2 milhões bpd, enquanto a demanda por derivados, de 72,3 milhões bpd. Embora os dados indiquem um excesso de capacidade de refino no mundo, diversos fatores tornam esta discussão controversa. O primeiro deles refere-se a mudanças nos padrões de consumo e introdução de legislações ambientais mais rigorosas em diversos países, têm levado ao fechamento de algumas plantas. Por outro lado, as especificações de qualidade de derivados, também relativos a preocupações ambientais, indicam que parte da capacidade excedente de refino no mundial não está apta a atender as exigências de determinados países. Além disso, a introdução de novas especificações ambientais têm tornado a demanda por

derivados bastante especializada, o que implica que este excesso de capacidade pode não ser capaz de atender uma demanda crescente por determinados tipos de produto. Além disso, o processo de fusões e aquisições na indústria de petróleo tem contribuído para o fechamento de plantas menos eficientes.

No relatório *World Oil Market Forecast* de Setembro, a consultoria PIRA analisa a capacidade de refino no mundo fazendo distinção entre derivados claros e escuros. Os derivados cujas demandas crescem a maiores taxas são os derivados claros, enquanto que a capacidade de produção considerada nas estatísticas abrange a capacidade de produção de derivados escuros. Dessa maneira, o estudo apresenta que na Bacia do Atlântico, há um crescente estrangulamento da oferta de derivados leves, indicando a necessidade de investimentos em unidades adicionais de conversão em especial unidades de hidrocrackeamento e dessulfurização. O estudo mostra que na ausência de investimentos em conversão, os países do Atlântico dependerão das exportações vindas dos países asiáticos e do oriente médio. Em reportagem, a *Petroleum Economist (Profits Collapse Again, Setembro, 2002)* analisa as margens de refino no mundo no primeiro semestre e conclui que a tendência de extrema baixa, deve-se a queda no nível de utilização da capacidade de refino. Na ausência de unidades de conversão de derivados escuros em derivados mais leves, as refinarias reduzem seu nível de utilização. Como a oferta de derivados leves não atende a demanda, o prêmio por estes produtos aumenta. Da ótica do refinador, unidades de conversão, apesar de seu alto custo, aumentam a margem de refino: possibilitam maior utilização da torre de destilação e garante melhores preços aos seus produtos.

### Novas Plantas no Brasil

Um dos fatores alegados como um desincentivo à construção de novas plantas no Brasil é o excesso de capacidade de refino no mundo. Conforme vimos acima, esta é uma questão controversa, em especial se considerarmos a localização desta capacidade e as especificações desta capacidade. Por outro lado, as projeções quanto aos déficits de oferta são bastante claros nas projeções quanto à demanda de diesel, GLP e nafta, mas no caso da gasolina, a possibilidade de retomada do pró-alcool alteraria as projeções de demanda sendo um complicador desta decisão. Os dados indicam espaço para a construção de mais

de uma refinaria. Por outro lado, seguindo a tendência mundial, uma nova refinaria, para ter melhores margens deve apresentar ao mínimo um grau moderado de complexidade, o que torna o investimento ainda mais caro. A este grau de incerteza se alia o poder dominante da Petrobras, tanto como concorrente de uma nova refinaria, quanto como ainda principal fornecedora de petróleo no Brasil.

Dessa maneira, uma condição para a viabilizar uma nova refinaria no Brasil seria a participação da estatal. Ainda que minoritária em um novo empreendimento, sua participação representaria garantia de fornecimento e proteção contra práticas de poder abusivo por parte da empresa.

Dito isto, cabe analisar os projetos de refinaria atualmente em discussão. O primeiro deles, refere-se ao antigo projeto de construção de uma refinaria na região nordeste, a RENOR. O projeto da RENOR apresenta razoabilidade econômica, uma vez que localizaria a refinaria próxima ao centro consumidor com maior déficit de oferta no Brasil. O nordeste, atualmente conta apenas com duas refinarias, a LUBNOR (CE) com capacidade efetiva de 5,6 mil barris dia e a RLAM (BA) com capacidade efetiva de 276 mil barris dia. O déficit de oferta na região em 2001 foi de 171 mil barris / dia. Com relação à infra-estrutura, o porto de Suape garante as condições necessárias a tal empreendimento. O projeto já conta com fontes de financiamento definidas, alguns estados, como o Ceará e Pernambuco acenaram com a possibilidade de incentivos fiscais, mas o principal problema em termos de projetos é a formatação final da composição societária.

O segundo refere-se à construção de uma refinaria no Norte Fluminense, a RENORTE. O principal argumento deste projeto é o fato de a região ser a que concentra a maior parte da produção nacional de petróleo. O projeto conta com um fundo criado exclusivamente para a construção desta refinaria, o qual é capitalizado com 50% dos recursos excedentes das receitas recebidas com os royalties e das participações especiais. O projeto tem suporte mais político do que econômico, uma vez que representaria mais uma refinaria na Região Sudeste, região que conta com sete das 14 refinarias atualmente existentes no país, o que em termos de capacidade produtiva concentra mais de 60% da capacidade de produção efetiva. O superávit de produção da região sudeste em 2001 foi de 167 mil barris dia. O investimento em uma refinaria na região

demandaria um conjunto de investimentos adicionais em infraestrutura de transporte na região, que tem seu potencial pouco desenvolvido.

Cabe mencionar, a hipótese aventada sobre a construção de uma refinaria na Região Centro-Oeste, região que não conta com nenhuma planta. A possibilidade foi aberta pelo anúncio da Petrobras da construção de um duto interligando a bacia de campos a São Paulo. O oleoduto, que tem previsão de iniciar operação em meados de 2005, terá uma rede de 725 quilômetros. O projeto inclui, também, uma plataforma marítima para bombear o óleo do mar para o continente, com o objetivo de reduzir a dependência do transporte marítimo do petróleo para São Paulo. Este oleoduto se integraria ao poliduto existente entre São Paulo e o Distrito Federal.

### Reflexões Conclusivas

Do ponto de vista nacional, o aumento esperado da produção de petróleo sem a contrapartida de uma ampliação do parque de refino, consolida o país na posição de exportador líquido de óleo e crescente participação das importações na oferta doméstica de derivados. Esta situação, desvantajosa do ponto de vista cambial, também coloca o país numa situação de crescente fragilidade frente ao funcionamento do mercado de derivados internacional. O mercado internacional de óleo cru movimentava cerca de 75 milhões de barris por ano, enquanto mercado de derivados movimentava cerca de 10 milhões por ano. Isso se deve ao fato de que os parques de refino são voltados ao atendimento de mercados cativos, configurando o mercado de derivados internacional num mercado de excedentes de produção. A prática internacional é a de manter no máximo 20% do mercado doméstico suprido por importações. Em 2001, as importações de derivados foram responsáveis por 17,2% do consumo interno. (ANP, 2002)

No segmento de refino, esta situação se apresenta como completamente nova e complexa aos formuladores de políticas, uma vez em que, há um objetivo de estímulo à concorrência e o único agente que poderia ainda assumir o papel de realizar os investimentos em refino, detém 98,6% da capacidade de refino.

Carla Maria de Souza e Silva  
Mestranda IE-UFRJ / Bolsista ANP

Rafael R. Pertusier  
Mestrando IE-UFRJ / Pesquisador Infopetro

## Entendendo a OPEP e a Recente Queda no Preço do Petróleo: Indisciplina dos Produtores ou Iminência de Guerra?

O ano de 2002 tem sido marcado pela contínua alta dos preços do petróleo. Se nos primeiros meses identifica-se o sucesso da política de preços da OPEP, na segunda metade aponta-se o risco de ataque ao Iraque como fator principal desta tendência (*vide Petróleo & Gás Brasil, março, agosto 2002*). Depois da queda-de-braço entre Rússia e EUA no Conselho de Segurança da ONU, o preço sofre uma queda de US\$ 5 o barril (*vide anexo estatístico*) com o recrudescimento da posição norte-americana e a aprovação de uma resolução que adverte o Iraque sobre “sérias conseqüências” em caso de não cumprimento do desarmamento. O que está acontecendo com o mercado de petróleo?

Para esboçarmos uma resposta, é preciso entender o que ocorre na OPEP, uma organização criada com propósitos bem específicos mas com uma operacionalidade tortuosa e obscura.

### Traição Assentida

Pontos centrais para se entender porque a OPEP não faz o que o resto do mundo julga como óbvio são a luta interna pela divisão proporcional das cotas e o dilema dos cortes na produção. A política de preços da organização não se faz sem ônus, e este se materializa na forma de queda na participação de mercado. Entre o primeiro e segundo choques, por exemplo, esta participação caiu de 50% para 47%. No início da década de 80, com o resto do mundo já expandindo suas fronteiras de produção e buscando maior eficiência energética, a participação da OPEP na produção mundial foi a 30%.

O sentido da formação do cartel encontra-se na disposição em abrir mão de receitas no curto-prazo em troca do compromisso dos demais membros em fazer o mesmo, elevando os preços. Desconfiança e traição, contudo, sempre foram elementos presentes no relacionamento entre os países que o compõem. Nas relações bizantinas que costuram a sustentação da OPEP, a desconfiança mútua entre os árabes evidencia sua fragilidade. A OPEP sofre um problema de ação coletiva, comum aos cartéis de todas as indústrias. Qualquer membro terá incentivo a burlar as cotas, auferindo maior renda, desde que os demais se

mantenham aderidos às suas próprias cotas. Como todos os países têm os mesmos incentivos a incrementar sua produção, cartéis tendem a ser arranjos de curta duração. No entanto, a OPEP, já declarada morta e incapaz de coordenação diversas vezes, persiste.

O fiel da balança da Organização é a Arábia Saudita e seus 3 milhões bpd de capacidade ociosa. Ainda que o custo da disciplina acarrete na redução das rendas sauditas de petróleo, o país já deixou claro que é capaz punir a indisciplina em relação às cotas de seus sócios em caso de descontrolo excessivo da política de preços. O choque do petróleo de 1986 mostrou a disposição dos sauditas em infligir perdas em seus compartimentos.

Aparentemente, não há grande perturbação com o desrespeito às cotas, desde que não seja excessiva a ponto de comprometer a política de preços. O objetivo trata-se de manter sua cesta de preços<sup>1</sup> entre US\$ 22 e 28, valores não tão baixos para comprometer suas rendas minerais, mas também não altos o suficiente para incentivar a substituição do petróleo nos centros consumidores e incentivar o incremento de produção em outros países. A aparente desconsideração às cotas deve ser entendida mais como conseqüência dos interesses de cada país do que de uma ação coordenada entre seus membros. Obediência às cotas jamais foi a regra, e o logro individual de cada país é um problema perene.

### O Pomo da Discórdia

Na tentativa de controle de preços, a OPEP confronta dois problemas concretos: como determinar o nível de produção que realiza seus objetivos; e como determinar a participação de cada membro na produção e, conseqüentemente, nos cortes.

Ainda que as cotas sejam reajustadas periodicamente, nos últimos anos a organização as tem

<sup>1</sup> A cesta da OPEP é composta pelo preço de 7 crus: Saharian Blend (Argélia), Minas (Indonésia), Bonny Light (Nigéria), Arab Light (Arábia Saudita), Fateh (Dubai), Tia Juana Light (Venezuela), e Isthmus (México, país não-membro).

modificado proporcionalmente para todos os países. Seus valores são, ainda, calcados nas reservas e nos níveis históricos de produção, e não em capacidade de produção. Logo, mesmo que a Arábia Saudita detenha aproximadamente mais de um terço da capacidade de produção da OPEP, a organização pode acomodar produtores menores com participações consideráveis.

**Tabela 2: Divisão das Cotas e Capacidade de Produção da OPEP em 2002**

Membro	Cota de Produção (mbpd)*	Cota de Produção (%)	Capacidade de Produção (mbpd)	Capacidade de Produção (%)
Arábia Saudita	7.053	32,50%	10.500	36,02%
Argélia	693	3,19%	1.100	3,77%
Coveite	1.741	8,02%	2.400	8,23%
E. Árabes	1.894	8,73%	2.600	8,92%
Indonésia	1.125	5,18%	1.200	4,12%
Irã	3.186	14,68%	3.850	13,21%
Iraque **	-	-	2.900	-
Líbia	1.132	5,35%	1.400	4,80%
Nigéria	1.787	8,24%	2.300	7,89%
Qatar	562	2,59%	850	2,92%
Venezuela	2.497	11,51%	2.950	10,12%
Total	21.700	100%	29.150 ***	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados da EIA e da OPEP

\* Desde 1º de Janeiro de 2002

\*\* O Iraque não possui cotas de produção desde a Guerra do Golfo

\*\*\* Excluindo-se a capacidade de produção do Iraque

Mudanças significativas da distribuição das cotas ocorreram durante a Guerra Irã-Iraque e durante a Guerra do Golfo Pérsico, quando países com capacidade ociosa de produção, como a Arábia Saudita, foram chamados para compensar pela quebra de suprimento de petróleo no mercado. Ademais, poucos ajustes distributivos foram realizados.

Ainda que o controle da produção e a manutenção dos preços em patamares desejáveis sejam a pedra fundamental da política da organização,

os membros da OPEP não necessariamente compartilham dos mesmos interesses. Países com reservas relativamente pequenas ou com grandes populações, poucos recursos alternativos e em dificuldades econômicas (como Nigéria e Venezuela) geralmente pressionam por maior produção, enquanto os detentores de reservas gigantescas, como a Arábia Saudita, são mais conservadores quanto aos aumentos de produção, desejosos de uma política de longo prazo que maximize o valor de seus depósitos. Apenas recentemente a Venezuela se comprometeu com o controle da produção, vale lembrar.

Países da OPEP abertos ao capital privado das petroleiras internacionais são aqueles que têm apresentado as maiores taxas de crescimento de capacidade de produção. Ainda que esse não seja o critério de definição das cotas, uma disparidade crescente entre esses valores tende a criar divergências internas na Organização. Rumores quanto à saída da Nigéria do cartel e incertezas quanto ao posicionamento da Venezuela num eventual governo pós-Chávez deixam claros os conflitos de interesses entre esses países e as metas agregadas da OPEP.

Muito foi dito antes da última reunião em setembro especulando-se que haveria um aumento das cotas apenas para legitimar a sobre-produção dos países membros. Isso não ocorreu. A questão de sua definição é crescentemente sensível dentro da OPEP. A pressão de Argélia, Nigéria e Venezuela por cotas mais altas reflete o aumento da capacidade produtiva destes países, mas a alocação das cotas não foi tocada nos três encontros da Organização neste ano. Em consequência, os efeitos da sobre-produção são simplesmente minimizados em declarações oficiais da OPEP, especialmente porque têm correspondido ao recente aumento na demanda mundial.

### Entendendo a Dinâmica Recente

O desrespeito às cotas da OPEP recentemente alcançou valores de 3 milhões bpd de excesso de produção. A despeito disso, o preço da cesta da OPEP ainda encontra-se na faixa ótima entre US\$ 22 e 28. Contudo, grande parte do prêmio de guerra parece ter se esvaído, com os preços registrando uma queda de 20% desde a máxima de US\$ 31 do final de setembro. Em se considerando a eminência de guerra, a recente dinâmica dos preços parece ter perdido qualquer parâmetro indicativo.

As variações na demanda por petróleo seguem tendências sazonais já conhecidas, e mudanças em seu padrão decorrem de efeitos de longo prazo. Já a oferta, ao menos no curto prazo, é regida por fatores mais arbitrários (como interrupção de fornecimento e políticas da OPEP) do que por fundamentos de mercado, devido ao longo prazo de maturação dos investimentos. Logo, como o entendimento do comportamento do mercado de petróleo deve ser focado nas condições de oferta, a atenção então recai sobre o problema da sobreprodução: como explicar o excesso de 3 milhões bpd? Somente a Arábia Saudita está bombeando 1 milhão acima de sua cota. Qual a razão? Certamente, o reaquecimento da demanda e o desejo de não se tocar na questão da alocação de cotas são um fator relevante, mas o risco de guerra no Iraque não deve ser desconsiderado. Lembremo-nos de que os dois países compartilham uma longa fronteira, e que o risco de interrupção de fornecimento, com a destruição de dutos ou ataques a campos de produção, torna desejoso que se retire e se monetize o máximo possível de cru antes do conflito.

Os incentivos dos demais membros, notadamente Nigéria e Venezuela, seriam bastante claros, ainda que diferentes, constituindo-se simplesmente na necessidade de divisas. Além disso, com os produtores não-OPEP sinalizando que não deverão reduzir seu ritmo de crescimento de produção (*vide Petróleo & Gás Brasil, agosto 2002*), é de suma importância interpretar o comportamento da OPEP como forma de contrabalançar as tentativas desses países, especialmente Rússia, de captura do mercado da Organização.

### Conclusões

As repetidas acusações contra o Iraque impossibilitam qualquer calma no mercado, e é preciso notar que as expectativas têm no momento um papel muito mais importante do que os fundamentos de oferta e demanda. Basta observar que na terceira semana de novembro, marcada por uma pequena elevação dos preços, o único dia em que se registrou queda foi justamente aquele em que foi anunciado um corte de produção pela Arábia Saudita. Após meses de indisciplina, qualquer anúncio de corte por parte da OPEP po-

de muito bem ser interpretado como desinformação.

O preço da cesta de crus da OPEP ainda encontra-se dentro da faixa ótima, mas pouco pode se dizer sobre as verdadeiras forças por trás deste excesso de 3 milhões bpd. Pela análise histórica do comportamento da Organização, é pouco provável atribuir essa constatação a uma cooperação explícita entre seus membros, tampouco a uma total ineficiência de seu controle de produção. Logo, surge a explicação da eminência de guerra para justificar, em parte, o excesso de produção de pelo menos um país, a Arábia Saudita, ávida por enviar a quantidade máxima possível de óleo para longe do Iraque.

Ainda assim, a queda do preço do barril com o aumento do risco de guerra não parece seguir uma lógica definida. Segundo a *Petroleum Intelligence Weekly*, poderíamos simplesmente renomear esta redução do risco de guerra para “desconto pela paz temporária”, o que a rotularia como um parêntese num processo mais longo de aumento de risco e de preços. Contudo, mudanças na retórica não substituem fundamentos do mercado. Em resumo, pode-se concluir apenas que, apesar da importância da oferta de hidrocarbonetos na compreensão do comportamento dos preços, a política da OPEP, em função de seus dilemas de distribuição de cotas, há seis meses não vem sendo o fator predominante na definição dos níveis de preço do mercado.

Rafael R. Pertusier  
Mestrando IE-UFRJ / Pesquisador Infopetro

Para receber o **Boletim Petróleo & Gás Brasil gratuitamente**, nas versões em português e em inglês, basta enviar os seguintes dados para o e-mail [infopetro@ie.ufrj.br](mailto:infopetro@ie.ufrj.br):

NOME  
E-MAIL  
EMPRESA  
CARGO  
(Telefone e Endereço são opcionais)

## Da Expansão do GNL e da Evolução da Indústria do Gás Natural

Em equivalência energética, existem no mundo mais reservas recuperáveis de gás natural do que de petróleo. Essa abundância tem levado a uma rápida expansão da infra-estrutura de comercialização do gás. Após quatro décadas de desenvolvimento, a indústria de Gás Natural Liquefeito (GNL) evoluiu de um nicho de mercado para um negócio energético viável econômica e tecnologicamente, representando a principal força motriz da expansão e flexibilização da indústria do gás natural.

Por falta de uma maior escala de comercialização e pela existência de ativos específicos, os custos de infra-estrutura são preponderantes na formação dos preços de gás natural. O GNL responde por apenas 4% do consumo de gás, mas representa 25% de todo o gás comercializado internacionalmente. Logo, o maior impacto do crescimento do GNL será sobre a precificação do gás natural, diminuindo as diferenças regionais de através da possibilidade de arbitragem. O processo de consolidação de um mercado mundial de GNL pode contribuir para o surgimento de uma cotação internacional para o energético.

### A Economia do GNL

A opção pelo GNL se dá quando as reservas e os mercados de gás natural são distantes uns dos outros. O produto, quando liquefeito, ocupa um volume 600 vezes menor do que em condições normais de temperatura e pressão. É isso que torna o GNL economicamente viável para transporte, mas é necessário que haja um fluxo constante de suprimento para viabilizar o projeto. Como o empreendimento envolve grandes volumes de capital e sua amortização requer longa duração, as reservas e o mercado consumidor são garantidos em contratos de longo prazo.

Parâmetros fundamentais do desenvolvimento da indústria de gás natural pouco se aletraram: intensividade de capital, complexidade tecnológica, planejamento de longo prazo e cooperação entre produtores e compradores. Contudo, uma nova tendência tem surgido na indústria do GNL.

Apesar da existência de contratos de longo prazo, o mercado *spot* do GNL tem exercido influência crescente nas decisões de novas compras,

inclusive nos próprios contratos de longo prazo. Esta influência advém da flexibilização decorrente da abertura dos mercados nacionais de gás, convergência entre os preços da eletricidade e do gás, da competição inter-setorial (como já ocorre nos EUA), e do surgimento de novos exportadores de GNL.

As primeiras décadas de desenvolvimento comercial do GNL caracterizaram-se por um modelo relativamente estável, baseado em contratos de 20 anos ou mais, com normas rígidas de *take-or-pay* comprometendo 90-95% das quantidades contratadas. A única mudança neste modelo se deu na precificação. Contratos mais antigos eram baseados em preços fixos, mas o Primeiro Choque do Petróleo, em 1973, fez com que os contratos fossem indexados, em diferentes graus, ao preço do petróleo. Alguns ajustes também foram feitos após do Contra-Choque do Petróleo, em 1986, com o intuito de limitar a volatilidade do preço do petróleo no negócio de GNL.

Preços altos dificultaram o acesso do GNL aos mercados mundiais de gás, uma vez que era pouco competitivo nos países abastecidos com gasodutos. Conseqüentemente, seu crescimento foi focado em mercados como Japão, Coréia do Sul e Formosa. O mercado mundial de GNL é segmentado geograficamente em duas áreas: o Pacífico-Índico e o Atlântico-Mediterrâneo. Somente o Japão importa mais 50% do GNL comercializado internacionalmente. A Crise Asiática de 1997 e a resultante desaceleração econômica refrearam temporariamente a expansão da indústria do GNL, mas os mercados asiáticos ainda apresentam excelentes perspectivas. Existem no mundo 14 plantas de liquefação do tipo *base-load*<sup>2</sup> (69 trens<sup>3</sup>, com capacidade para processar 123,7 milhões de toneladas por ano) e 38 plantas de

<sup>2</sup> Existem dois tipos de plantas de GNL: As *peak-shaving* e as *base-load*. As *peak-shaving* são de menor capacidade (até 100.000 t/ano) e são utilizadas para regular variações de demanda através da produção e estocagem de GNL; As plantas *base-load* são de maior escala, que produzem GNL visando a comercialização em grandes volumes. Existem, além das plantas *base-load*, aproximadamente 60 plantas *peak-shaving*.

<sup>3</sup> As unidades de liquefação nas plantas de GNL são chamadas de trens.



regaseificação.

### Redução de Custos

O maior desafio na indústria de GNL são seus custos. Na mesma equivalência energética, o gás natural é muito mais caro de se transportar do que o petróleo. A alternativa mais prática de transporte desse gás sem a utilização de dutos é sua conversão em líquido.

Os custos de cada elemento da cadeia de GNL variam, em função do tipo das reservas de gás natural, a localização do campo, a tecnologia utilizada e a distância entre os centros produtores e os mercados consumidores. A planta de liquefação (considerando-se o número e o tamanho dos trens) e os terminais de regaseificação têm participação preponderante na composição dos custos.

Um grande número de inovações na construção de plantas de GNL, transporte e infraestrutura de suporte contribuiu para uma redução significativa dos custos nos últimos anos. Custos de liquefação e transporte reduziram-se em até 40% nas duas últimas décadas. O preço de novos metaneiros caiu 50% durante a última década, e os custos de regaseificação tornaram-se 20% mais baixos.

Economias de escala no transporte modificaram a indústria o GNL na direção de maiores cargas e, conseqüentemente, maiores metaneiros. A maior eficiência dos metaneiros também se traduziu em redução do GNL que se regaseifica (*boil-off*) ao longo do percurso. A nova geração de metaneiros garante uma perda máxima de 1,5%, comparado com 3% numa viagem de até duas semanas nos metaneiros de primeira geração.

Na outra ponta, aumentaram as capacidades de carga e estogagem dos terminais de recebimento. Além disso, os operadores desses terminais de regaseificação têm utilizado a grande variação de temperatura inerente ao processo para geração elétrica ou refrigeração, com a otimização desta sinergia reduzindo os custos de capital e operacionais da planta.

Melhorias no transporte em metaneiros, descarregamento e regaseificação do GNL, apesar de graduais, têm sido menos significativas que a evolução das tecnologias de liquefação. A planta de liquefação responde pela maior parte dos investimentos. A redução em seus custos é resultado de melhores designs, trens com maior capacidade,

maior eficiência térmica, otimização de processo e melhor gerenciamento da construção. A americana Air Products (APCI) domina o mercado tecnológico de liquefação de gás, com seu processo<sup>4</sup> sendo utilizado em 11 das 14 plantas em operação no mundo. A busca pela redução de custos trouxe novas tecnologias, oferecendo maior diversidade tecnológica para novas plantas e com benefícios a partir do aumento da competição neste mercado. Entretanto, vale notar que, na expansão das plantas existentes, os novos trens utilizam quase sempre a tecnologia da APCI. Isso é explicado pelo pequeno número de empresas construtoras de trens e pela manutenção de uma relação contratual entre operador e construtor após o término das obras (para manutenção), fazendo com que a regra seja a de que os trens de uma mesma planta adotem a mesma tecnologia.

### Novas Fronteiras

Avanços consideráveis foram realizados no design de plantas de GNL embarcadas. Ainda não há nenhuma em operação ou construção, mas o GNL *offshore* tem sido considerado para uma série de projetos em desenvolvimento no mundo. Há grandes vantagens na utilização de plantas embarcadas de GNL. Campos gasíferos distantes e/ou isolados poderão ser desenvolvidos sem que se incorra no ônus da construção de toda uma infraestrutura de apoio, reduzindo o tamanho mínimo da descoberta em relação aquela necessária para viabilizar um projeto convencional de GNL.

Tão importante quanto as plantas embarcadas de GNL serão as plantas embarcadas de regaseificação. Elas permitirão vendas de GNL em mercados que não possuem plantas de regaseificação viabilizando arbitragens nos diferentes mercados gasíferos internacionais. Outra inovação em estudo pelas operadoras são navios capazes de transportar e regaseificar o GNL. A operacionalização desta tecnologia transformaria a forma de comercialização de GNL, pois resultaria no impulso definitivo ao mercado *spot* de GNL.

Aparte os desafios tecnológicos, a descarga do gás estaria limitada à capacidade do mercado em absorver o volume transportado no navio em períodos curtos de tempo. Como os custos de frete de

<sup>4</sup> Air Products and Chemicals Incorporated, responsável pelo desenvolvimento, na década de 70, da tecnologia C3MR, um ciclo de propano de refrigerante misto pré-resfriado.

metaneiros encontram-se na faixa dos \$70.000 ou mais, por dia, o tempo da descarga do gás torna-se um fator importante. Cabe mencionar que essa nova geração de navios provavelmente implicará em taxas de frete mais altas. A existência de tanques de armazenamento resolveria o problema, mas limitaria a flexibilidade das plantas embarcadas de transporte e regaseificação.

### Tendências

Com o gás natural assumindo uma participação mais expressiva no setor de geração de energia, a demanda mundial por GNL tem sido frequentemente reajustada para cima por analistas de energia. As reduções nos custos, aliadas à liberalização dos mercados de gás natural, têm impulsionado a indústria do GNL. Aproximadamente 11 plantas de liquefação e 17 plantas de regaseificação estão sendo planejadas para os próximos 10 anos, refletindo a expectativa de expansão de demanda e de viabilização econômica de muitos campos de gás natural já descobertos ou por se descobrir.

Ainda que contratos de curto prazo tenham sido adotados com maior frequência recentemente, a consolidação de um mercado de curto prazo requer diversas condições. Considerando-se que os projetos para novas plantas estão amarrados em contratos de longo prazo, há a necessidade de capacidade excedente aos volumes contratados e de disponibilidade de navios metaneiros ou de maior flexibilidade da frota vinculada aos projetos, fator de grande restrição ao crescimento do comércio de curto prazo de GNL. A recente desaceleração econômica global, em particular no mercado Pacífico-Asiático, resultou na diminuição nos contratos do tipo *base-load*, significando que uma fração maior da capacidade das plantas de GNL está disponível para comercialização *spot*. No entanto, neste mercado de curto-prazo, a demanda por navios metaneiros excede sua disponibilidade. A diminuição dos custos de construção naval dos metaneiros colabora na superação deste desafio. Um grande número de novas naves sem dedicação a projetos específicos está sendo encomendado aos estaleiros especializados. É certo que parte deste comportamento é de caráter especulativo, esperando sua contratação pelos projetos em desenvolvimento ou o surgimento de novas oportunidades com o aumento da flexibilidade do

mercado. Se o mercado de curto prazo realmente se consolidar, há a possibilidade do surgimento de uma frota de metaneiros paralela àquela dedicada aos contratos. Além disso, um mecanismo de precificação eficiente (considerando-se que o crescimento da competição no mercado de gás levará a uma maior volatilidade de preços) e mercados consumidores capazes de absorver ofertas incrementais de curto prazo de gás também são condicionantes na evolução do mercado de curto prazo.

Com base na tendência de flexibilização do mercado, não podemos deixar de notar a adoção, pela Shell, de uma estratégia até então inédita na indústria do GNL, que é a construção de um trem, no Qatar, sem contrato de venda (a Shell tem contrato de compra do trem, mas não de venda para terceiros), refletindo uma possível tendência dos operadores em comercializar o GNL assumindo os riscos de mercado.

O caso da Shell tem seus fundamentos. Apesar do grande peso dos países do Leste Asiático na importação de GNL, os EUA são o grande mercado promissor (haja vista a reativação e expansão de seus terminais de regaseificação). Contudo, isso apresenta um problema para a formação de contratos de longo prazo, pois os EUA são um mercado *spot* que demandam maior flexibilidade. Logo, cabe às grandes operadoras assumir o risco de mercado, simplesmente porque são as únicas empresas com porte para tal.

Ainda que representem uma fração pequena do comércio mundial de GNL, as compras no mercado *spot* ou em contratos de curto prazo têm aumentado gradualmente. É preciso ressaltar, contudo, que o crescimento das expectativas quanto ao mercado de curto prazo pode ter o efeito de fazer com que o lado comprador opte por adiar novas contratações de longo prazo. Entretanto, os custos massivos da infra-estrutura de GNL fazem com que estes sejam preferidos para viabilizar esses investimentos. Mesmo assim, as possibilidades de arbitragem nos diferentes mercados consumidores levarão ao surgimento de uma maior transparência de preços para o gás natural.

Rafael R. Pertusier  
Mestrando IE-UFRJ / Pesquisador Infopetro

## A Geração Térmica a Gás e os Impactos na Balança Comercial

Concebido com o propósito de assegurar o suprimento de energia nos próximos anos, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), lançado em 2000, previa a construção de 49 usinas termelétricas, que, esperava-se, passariam a ser responsáveis, a partir de 2003, por mais da metade da demanda de gás natural no país. A implementação do PPT está inserida no contexto das reformas realizadas em diversos países, que, de uma forma geral, têm buscado reestruturar a indústria de eletricidade de modo a eliminar a estrutura monopolista, introduzir pressões competitivas que induzam as empresas a buscarem a redução de custos e o aumento de sua eficiência.

Diante dos riscos elevados do período de transição do setor elétrico para o modelo competitivo, as autoridades têm implementado medidas para estimular os investimentos, através maiores garantias para o investidor. Neste sentido, a opção pelas UTEs se justifica principalmente devido ao prazo curto de maturação do investimento, além da decisão política de aumentar a participação do gás natural na matriz energética do país. Buscou-se assim, com esse Plano, atender à necessidade urgente de expansão da oferta energética, descentralizar a matriz energética brasileira e proporcionar aos agentes privados um investimento mais atraente, em relação às usinas de geração hidráulica.

As termelétricas representam uma importante demanda para o gás natural, necessária inclusive para viabilizar o projeto Gasoduto Brasil-Bolívia e o projeto maior de expandir a utilização do gás natural na matriz energética brasileira. A expectativa do governo era que, com a conclusão do Gasoduto e implementação do PPT até 2005, o consumo interno do GN deveria chegar a 75 milhões de m<sup>3</sup> diários, contra os 16 milhões de m<sup>3</sup> vendidos, em média, em 2000.

Um importante desafio para o PPT diz respeito ao impacto gerado na balança comercial brasileira, decorrente da expansão da geração térmica a gás no país, uma vez que, em média, cerca de 50% do custo de instalação de uma Usina Termelétrica (UTE) é referente a bens de equipamento, grande parte importados. Ao buscar aumentar a participação de uma fonte de geração em relação à

outra, o governo deve estar ciente do impacto que tal substituição exercerá sobre a balança comercial brasileira. A definição do caráter estrutural ou conjuntural do PPT é fundamental para a sugestão de possíveis políticas públicas que venham a minimizar o seu impacto na balança comercial brasileira. No entanto, esta definição não é evidente.

Se o PPT fosse levado a cabo tal qual fora concebido, o impacto na balança comercial seria muito importante. Embora tal programa já esteja descaracterizado com relação a seu formato original, podemos hipoteticamente calcular qual seria o valor de tal impacto. Tal exercício será útil a fim de visualizarmos os efeitos da introdução definitiva desta opção térmica no parque gerador do país.

A capacidade total de 56 UTEs, em MW, é de 21.849 MW e, no total, aproximadamente 13,1 bilhões de dólares seriam investidos no PPT. O custo médio de instalação é, portanto, de cerca de US\$ 600 por kW. Considerando-se então esse custo médio de instalação para uma UTE de ciclo combinado, e que 40%<sup>5</sup> do custo da UTE seja de bens importados, obtemos o valor de US\$ 240 por kW, ou US\$ 2.400.000.000 por 10 GW instalados. Considerando-se também que o plano original do PPT era acrescentar à matriz energética brasileira 15 GW até 2003, tem-se que o impacto do mesmo sobre a balança comercial brasileira será de aproximadamente US\$ 3,6 bilhões, diluídos em 3 anos, ou seja, US\$1,2 bilhões por ano.

Esse impacto é relevante: comparado ao total importado pelo país em 2001 (US\$ 55,6 bilhões), representa 2% das importações neste ano<sup>6</sup>. O impacto representa ainda 46% do superávit alcançado em 2001: US\$ 2,6 bilhões. Desta for-

<sup>5</sup> Considerando que 50% do custo de instalação da UTE representa equipamentos, e que 80% desses equipamentos são importados, obtemos o percentual de 40% do custo médio de instalação como sendo de bens de equipamentos importados.

<sup>6</sup> Outras grandezas que servem de comparação: o total importado em bens de capital (US\$ 14,8 bilhões); o total importado em petróleo (US\$ 3, 2 bilhões); o total importado em motores, transformadores e geradores elétricos (US\$ 1,5 bilhões).

ma, não se deve subestimar o impacto sobre a balança comercial brasileira, ocasionado pela inserção de termelétricas no parque gerador brasileiro. Os dados do Ministério de Desenvolvimento e Comércio Exterior (MDIC), porém, indicam que foram importados apenas cerca de US\$ 500 milhões em turbinas a gás e a vapor (ciclo combinado) no período de 2000 a 2002. Este valor é muito inferior ao valor previsto acima, o que revela que o PPT não está sendo implementado como inicialmente previsto.

Ainda que as importações não estejam acontecendo como o previsto, é importante perceber que, caso a opção térmica seja implementada, o impacto das importações sobre nossa Balança Comercial não poderá ser desconsiderado, uma vez que a dependência externa do Brasil diante desta nova tecnologia é grande. Mais importante que o cálculo do impacto do PPT é a percepção da natureza do mesmo. A indústria de equipamentos para geração elétrica é uma indústria globalizada, altamente competitiva, apesar do número reduzido de produtores, concentrada em torno de empresas que investem primordialmente em P & D e que realizam acordos de cooperação entre si, buscando adquirir economias de escala e escopo. Trata-se de uma indústria tradicional, composta por empresas históricas, e na qual estão presentes fortes barreiras à entrada de novos competidores. As empresas dessa indústria se enfrentam no mercado global e a inovação tecnológica constitui uma vantagem competitiva fundamental neste embate. Mesmo com pesados investimentos estatais a capacitação interna em tecnologia de turbinas a gás exige esforço grandioso, como nos indica a experiência coreana, e mesmo assim a fabricação de uma turbina competitiva neste país ainda não foi possível.

Da mesma forma que a produção destes equipamentos a partir de um esforço nacional é bastante improvável, também o é a vinda destes fabricantes para o país, dificultando, neste caso, um possível processo de substituição de importações. Se no passado, empresas como Siemens, Alstom, ABB e GE vieram para o país fabricar equipamentos - e partes de - hidráulicos, a mesma disposição não demonstram em relação à fabricação interna de turbinas a gás. Conclui-se, portanto, que o impacto da geração térmica sobre a balança comercial brasileira é estrutural. No curto e médio prazo não há perspectivas para a produção nacional, mas no futuro a geração térmica pode vir a se tornar tão importante que tal

capacitação se justificará.

No longo prazo, os desafios da geração hidráulica serão crescentes e uma capacitação tecnológica em geração térmica a gás poderá vir a ser fundamental, uma vez que o impacto da dependência tecnológica sobre a economia do país será grande. Os melhores potenciais hidráulicos estarão esgotados e os custos de instalação e transmissão serão maiores, devido ao aumento da distância entre o local de geração e local de consumo da energia. Trata-se, portanto, de uma tecnologia que apresentará custos crescentes, e com a agravante de não possuir fatores para diminuir o custo: é uma tecnologia madura e há pouco espaço para o esforço tecnológico.

A tecnologia de turbina a gás, por outro lado, é uma tecnologia não madura e que demanda muito esforço tecnológico dos fabricantes. Espera-se que a tecnologia de turbinas a gás para geração elétrica se torne mais eficiente e compacta no futuro, pois, embora o desenvolvimento das turbinas de ciclo combinado represente grande avanço, muitas pressões por melhoria ainda existem. Além das expectativas de avanço tecnológico, há espaço para redução do preço do gás e do investimento inicial. Ou seja, é uma tecnologia que possui fatores de redução do custo, ao contrário da geração hidráulica, que poderão vir a fazer com que a geração térmica seja a melhor saída para a expansão da geração elétrica no Brasil.

Em face disto, políticas que estimulem a formação de capital humano especializado em O & M e a consolidação do mercado para empresas de Engenharia Consultiva, empresas de projeto e de prestação de serviços são importantes medidas que podem ser tomadas no curto prazo a fim de facilitar a inserção da tecnologia de turbinas a gás no Brasil. Quanto à projeção e fabricação de turbinas a gás no Brasil, a perspectiva deve ser de longo prazo, fazendo-se necessárias políticas que estimulem a produção interna, seja através de capacitação nacional ou através do estímulo à vinda dos fabricantes para cá.

Em suma, a reestruturação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação da geração térmica a gás implica em considerável impacto na Balança Comercial Brasileira, em decorrência da elevação das importações de bens de equipamento. Uma vez que o Brasil não possui capacitação tecnológica e industrial para produção dos bens de equipamentos que compõem uma

UTE, o impacto será estrutural: quanto maior o número de térmicas implantadas, maior será o impacto na nossa balança comercial. Embora não existam no país as condições propícias para a capacitação brasileira na produção destes bens, um conjunto de outras medidas podem ser tomadas pelo Poder Público, no curto e médio prazo, a fim de minimizar tal impacto.

Laura Zoratto  
Economista IE-UFRJ  
Mestranda Relações Internacionais PUC-Rio

## 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

A Comissão Organizadora do 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás convida os pesquisadores, profissionais e estudantes ligados ao setor de petróleo e gás, a participarem deste conclave no **Centro de Convenções do Hotel Glória, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.**

O Congresso contará com sessões de conferências plenárias, sessões para apresentação de trabalhos orais e na forma de pôster. Estão previstos minicursos para estudantes e mesas redondas para discussão de assuntos de interesse do setor, entre eles:

- 1 - EXPLORAÇÃO**
- 2 - EXPLOTAÇÃO**
- 3 - TRANSPORTE**
- 4 - PROCESSAMENTO**
- 5 - GÁS**
- 6 - SEGURANÇA E MEIO-AMBIENTE**
- 7 - REGULAÇÃO, GESTÃO E QUALIDADE**
- 8 - ECONOMIA DO PETRÓLEO E DO GÁS**
- 9 - CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA**

Atenção: a data para entrega de trabalhos foi adiada para o dia  
06/01/2003

## Fatos Marcantes do Mês

### Novo Modelo de Licitações

A Agência Nacional do Petróleo lançou em Novembro a quinta rodada de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás, que será voltada para atrair pequenas e médias empresas do setor (vide Petróleo & Gás Brasil, setembro 2002).

Serão postas 1.122 áreas em leilão, em contraste com 54 blocos da quarta rodada. O tamanho dos blocos, contudo, será muito menor e as mesmas poderão ser agrupadas de acordo com o interesse dos investidores, seguindo o conceito adotado no Golfo do México e no Mar do Norte. Serão 824 no mar em águas rasas (menos de 400 metros de profundidade) e águas profundas (de 400 a 2 mil metros de profundidade), e 298 em terra, totalizando mais de 195 mil quilômetros quadrados. As células serão ofertadas em 21 setores em nove bacias sedimentares – Pelotas, Santos, Campos, Espírito Santo, Jequitinhonha, Recôncavo, Potiguar, Barreirinhas e Foz do Amazonas – em dez estados do País.

As células não serão licitadas individualmente, como nos leilões anteriores. O investidor desenhará uma área com uma ou mais células e dará seu lance. Assim, a agência espera atrair empresas menores. Entre as mudanças, a agência incluiu o compromisso com investimentos em exploração nos requisitos para a classificação de uma oferta, incentivando mais investimentos na economia nacional.

### Shell Anuncia Descoberta

A Shell Brasil comunicou em novembro à ANP a descoberta de petróleo na Bacia de Campos, com reservas estimadas em 150 milhões de barris. A nova descoberta foi feita com a perfuração de no poço I-SHELL-11-ESS, no bloco BC-10, que é explorado por um consórcio liderado pela Shell, em associação com a Petrobras e a Esso (adquirido no round zero da ANP). A local da descoberta está situado a cerca de 150 quilômetros da costa de Vitória, no Espírito Santo e a 1.500 metros abaixo do nível do mar. Esta é a terceira maior descoberta de óleo feita pela Shell desde a abertura do setor em 1998.

No mesmo bloco BC-10, a Shell já havia notificado a ANP, desde 2000, sobre cinco outras descobertas, com um volume de petróleo estimado em 330 milhões de barris, fazendo com que agora,

com a nova descoberta, o bloco tenha reservas da ordem de 480 milhões de barris. Esse volume de petróleo pode ser considerado um campo médio para os padrões do Brasil. O petróleo encontrado é de melhor qualidade (um dos mais leves já encontrados no país, entre 20 e 24 graus API) do que o das descobertas anteriores no próprio bloco BC-10. Entre as entrantes, além da Shell, apenas a TotalFinaElf descobriu petróleo no país após a abertura do setor.

### Agip Inicia Perfuração

A Agip Oil do Brasil começou a perfurar o primeiro poço no bloco da Bacia de Santos, arrematado na primeira rodada. Levantamentos sísmicos indicam a possibilidade de se encontrar petróleo e gás, a 80 quilômetros da costa do Rio de Janeiro.

### Expectativas de Novo Campo na Bacia de Campos

A Petrobras comunicou à ANP a descoberta de indícios de petróleo no bloco exploratório BC-200, na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, e informou que está avaliando a existência ou não de reservas comerciais no campo. É o quarto anúncio de indícios neste mesmo bloco – os outros foram feitos em dezembro de 1999 e em março e junho de 2000 – mas ainda não há estimativas sobre volume de óleo nem perspectivas de início da produção.

O bloco BC-200 está localizado bem próximo aos campos produtores da região, estado adjacente aos campos de Marlim Sul, Barracuda e Caratinga, todos considerados campos gigantes. O BC-200, contudo, fica em águas ultra-profundas, o que dificulta a extração do petróleo. Os indícios encontrados recentemente estão a uma lâmina d'água de 2,7 mil metros.

A descoberta faz parte do que pode ser considerado uma nova estratégia da Petrobras, de estudar com maior profundidade as áreas em que tem concessão. Depois de um período centrado esforços em descobrir qualquer tipo de indício nas áreas, com o intuito de retê-las por mais tempos, agora a estatal pretende delimitar as possíveis reservas existentes. Em função disso, a empresa acredita que terá mais sucesso na busca por petróleo e gás em 2003.

## **Petrobras Inicia Produção no Campo Gigante de Jubarte**

A Petrobras informou que iniciou em novembro a produção do campo de Jubarte, no bloco BC-60, na Bacia de Campos, por um teste de longa duração no poço 3-ESS-110H. O campo fica na área norte da Bacia de Campos, a cerca de 70 quilômetros do litoral, em águas do Estado do Espírito Santo. Suas reservas são estimadas em 600 milhões de barris de petróleo, representando a maior descoberta feita pela Petrobras desde 1996. O teste no poço atingiu a produção de 16.500 barris de óleo e 100 mil m<sup>3</sup> de gás natural por dia. Segundo simulações feitas, o poço tem potencial de produção de 25 mil barris de petróleo por dia e o aumento da produção esta sendo feito de forma gradativa. Os investimentos totais da Petrobras na avaliação deste Campo de Jubarte são estimados em US\$ 100 milhões, 70% dos quais no teste de longa duração.

## **Suspensas Licitações para P-51 e P-52**

A Petrobras acatou a recomendação da Comissão de Licitação e adiou para janeiro de 2003 as datas para recebimento de propostas técnico-comerciais dos três processos de contratação em andamento, anteriormente previstas para dezembro deste ano. A licitação está sendo feita em três contratos: um para construção e montagem dos cascos e das plantas de processo das duas plataformas e outros dois para a construção de módulos de compressão de gás e de geração de energia.

A expectativa de contratação de estaleiros estrangeiros para a obra foi assunto de debate na indústria durante a campanha eleitoral. Entre as concorrentes à licitação, pelo menos duas empresas são brasileiras: a Fels-Setal, que controla os estaleiros Verolme, e a Odebrecht.

Os motivos alegados pela Petrobras para o adiamento foram, entretanto, puramente técnico, sendo, tendo sido acatado, inclusive, a pedido de sete das 11 empresas envolvidas na concorrência. As encomendas, orçadas em US\$ 1 bilhão, vão ficar para o próximo Governo e podem gerar 10 mil empregos nos próximos dois anos

## **Licitação da P-47 Vencida pela Ultratec**

A Ultratec, empresa com capital 100% nacional, instalada em Niterói, venceu a licitação para a construção da plataforma de petróleo P-47 da Pe-

trobras, que vai operar no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. A concorrência foi apenas entre empresas nacionais e teve início no final de agosto, quando as empresas receberam carta-convide da Petrobras. A proposta vencedora da Ultratec foi de R\$ 56,474 milhões. Além da Ultratec participaram da disputa a Fels-Setal, que ficou em segundo lugar, com proposta de R\$ 59,989 milhões, o consórcio entre o estaleiro Promon e a construtora Odebrecht, que ficou em terceiro lugar, com proposta de R\$ 61,828 milhões, e o estaleiro Mauá Jurong, que ficou em quarto lugar, com proposta de R\$ 68,468 milhões. Foram desclassificadas tecnicamente as empresas Akker Kvaerner, que estava consorciada com a construtora Camargo Correa, e a Technip.

A reforma de um navio petroleiro e instalação de duas plantas de tratamento de óleo, que devem produzir 75 mil barris cada, demandarão 18 meses de deverão gerar 800 empregos. A Ultratec pretende utilizar 60% de conteúdo nacional para o projeto. Ainda não existe previsão para a entrada em operação da plataforma.

## **Comissão Conclui Causas do Acidente com a P-34**

A conclusão da comissão de sindicância da Petrobras, formada por técnicos da empresa e um representante do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense (Sindipetro), aponta para uma falha no sistema elétrico dos painéis que controlavam as válvulas da plataforma P-34 e um erro no sistema de controle automático das válvulas como causas do adernamento da unidade, em 13 de outubro. Não há compromisso da estatal em apurar os culpados pelo acidente. A junção dos dois fatores provocou um comando automático indevido, que foi a abertura da válvula e a passagem de fluidos para os tanques de bombordo.

## **Perez Companc Anuncia Perdas de US\$ 13,2 milhões**

A empresa argentina Perez Companc, foi comprada pela Petrobras, anunciou em novembro, um prejuízo de 47 milhões de pesos (US\$ 13,2 milhões) no terceiro trimestre, contra lucro de 59 milhões de pesos no mesmo período do ano passado. Até setembro, a empresa acumula perdas de 1,099 bilhão de pesos (US\$ 310 milhões).

### **ChevronTexaco e Repsol-YPF Trocam Ativos no Brasil**

A americana ChevronTexaco e a hispano-argentina Repsol-YPF vão dividir os riscos de exploratórios de petróleo no Brasil, com uma troca de ativos nas Bacia de Santos e de Campos. Pela parceria formada, a ChevronTexaco cede à Repsol YPF 20% de sua participação inicial de 65% no BM-S-7 (Bacia de Santos). Assim, a nova composição deste bloco ficou com a ChevronTexaco (operadora, com 45%), Petrobras (35%) e Repsol-YPF (20%). Na Bacia de Campos a ChevronTexaco e a Repsol-YPF concluíram uma troca de ativos, na qual a Repsol-YPF passou a ter 32% de participação no bloco BM-C-5, ficando a ChevronTexaco com 68%, como operadora. Em contrapartida, a ChevronTexaco aumentou sua participação de 10% para 25% do bloco BM-C-4, mediante a cessão de 15% da Repsol-YPF, que ficou com 30% de participação neste bloco. A operadora do BM-C-4 é a Agip do Brasil, com 45%.

### **Brasil Exporta Mais Petróleo do que Importa**

Pela primeira vez na história, nos últimos dois meses, as operações de exportação e importação de petróleo tornaram-se superavitárias em volume. O país não tem saldo financeiro positivo porque o petróleo exportado é mais barato, enquanto que o cru comprado no exterior para refino nacional é mais caro. O petróleo nacional, apesar do baixo teor de enxofre, é considerado de baixa qualidade, pois é mais pesado. Países como Índia, Portugal e até Emirados Árabes compram petróleo bruto do Brasil.

### **Órgãos Ambientais Multam Petrobras Indevidamente**

A Petrobras recebeu, em Novembro, multa de R\$ 1 milhão da Comissão Estadual de Controle Ambiental (CECA), órgão da Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Rio de Janeiro, e de R\$ 33 milhões pelo IBAMA. A primeira, em valor máximo permitido pela legislação, por não possuir licença de perfuração para campos e blocos de prospecção na Bacia de Campos, é referente à ausência de licença para 39 campos (locais onde há confirmação da existência de petróleo) desde dezembro de 1999; a segunda, sob a acusação de não ter atualizado as autorizações de licenciamento ambiental de plataformas em operação para as

atividades de 37 plataformas (quatro desativadas) localizadas na mesma Bacia. Além dos R\$ 33 milhões, a multa do IBAMA inclui a cobrança de mais R\$ 10 mil por dia, por plataforma em funcionamento, a partir de quarta-feira, até a Petrobras regularizar sua situação com o órgão. Falha da Petrobras?

A Petrobras divulgou prontamente nota oficial de repúdio às acusações de que tem sido vítima, em relação às Licenças de Operação das suas plataformas de petróleo na Bacia de Campos. A estatal afirma que suas unidades operam rigorosamente dentro da legalidade e garante que, das 33 plataformas atuadas pelo Ibama na quarta-feira, 15 possuem Licença de Operação individuais, cujas renovações foram requeridas pela Petrobras dentro dos prazos estabelecidos pela legislação. A empresa informou que o pedido de atualização das licenças já foi solicitado ao IBAMA e que o atraso na regularização das autorizações é de responsabilidade do órgão ambiental. Em função disso, as licenças de operação das plataformas localizadas na Bacia de Campos estão rigorosamente dentro da legalidade. As atualizações foram solicitadas pela empresa ao IBAMA no prazo estabelecido e, como o órgão não se manifestou, tiveram o prazo de vigência automaticamente prorrogado, podendo operar legalmente sob o amparo da Resolução CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) 237/97.

Outras 18 unidades, instaladas anteriormente à legislação ambiental vigente, foram regularizadas por meio de um Termo de Compromisso assinado entre a Petrobras e o IBAMA em 25 de março de 1999, em conformidade com o disposto na Medida Provisória 1710-4, de 3/12/1998. A Petrobras cumpriu todas as etapas estabelecidas no referido Termo e requereu a emissão das Licenças de Operação no prazo determinado. Também nesse caso não houve qualquer manifestação formal por parte do IBAMA.

Em função do ocorrido, a Petrobras encaminhou o assunto à sua área jurídica para as providências cabíveis, no sentido de defender os interesses da empresa e, em especial com o recente histórico de acidentes na Bacia de Campos, sua imagem.



## A Agenda de Reformas no Mercado de Derivados de Petróleo: os Desafios do Próximo Governo

Helder Queiroz Pinto Junior  
Diretor de Pesquisa IE-UFRJ

Os preços dos combustíveis aumentaram no início de novembro. “De novo?”, perguntam os consumidores? “Só agora?”, queixam-se as empresas. Estas dúvidas colocam em tela o processo de formação de preços e os critérios de reajustes dos preços dos combustíveis no Brasil. Neste sentido, vale a pena tentar entender as dificuldades enfrentadas pelo governo, empresas e consumidores e destacar os pontos críticos que devem ser atacados pelo novo governo.

Em janeiro de 2002, o governo brasileiro 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 desta indústria sinalizou a continuidade de um processo progressivo de reformas que vêm sendo implementadas desde o início dos anos 90.

A liberalização foi acompanhada pela 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 da 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.

Estas mudanças abririam espaço para uma maior participação de novos entrantes na indústria, via o incremento de importações de derivados. Vale sublinhar que, apesar de ter desenvolvido um grande parque de refino, o Brasil depende da importação de derivados como diesel, nafta e GLP. A viabilização destas importações depende, entretanto, de dois requisitos cruciais: i) o alinhamento dos preços internos aos preços internacionais e ii) o acesso à infra-estrutura de dutos e terminais, desenvolvida ao longo das últimas décadas pela Petrobras.

Quanto ao primeiro aspecto, a necessidade de alinhamento aos preços internacionais é uma condição necessária tanto para as empresas in-

portadoras quanto para Petrobras. O termo alinhamento não significa necessariamente equiparação dos preços domésticos finais com os preços internacionais. Voltaremos a este ponto mais abaixo. Por ora, cabe destacar que preços inferiores aos preços internacionais inviabilizam, por um lado, a estratégia de importação dos entrantes; por outro, uma tal situação poderiam comprometer a rentabilidade e a remuneração dos acionistas da Petrobras. Preços internos muito altos facilitariam o processo de entrada de novos importadores, mas trariam efeitos perversos para a competitividade da indústria, para o bolso dos consumidores e seriam politicamente inaceitáveis.

O segundo requisito exigiu um grande empenho do órgão regulador para fixar as condições institucionais que sustentam essas mudanças. Desde que começou a funcionar, em janeiro de 1998, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) tem se empenhado em completar a regulamentação da Lei 9478/1997, tendo exercido um papel crucial na definição das regras de livre acesso, as quais permitiriam, de fato, a entrada de novos operadores no segmento *downstream* (refino, distribuição e revenda).

No fim de 2001, o governo brasileiro saudou esta mudança com precipitada euforia, anunciando, inclusive, uma meta de 20% de redução nos preços dos combustíveis.

Apesar de ser um terreno de difícil compreensão para o grande público, as oscilações dos preços dos combustíveis provocam impactos diretos no dia-a-dia da população e são imediatamente diagnosticadas.

Assim, ao longo do corrente ano, o comportamento dos preços dos derivados passou a ser tema recorrente no noticiário econômico e ocupou um espaço importante na arena política nos debates e entrevistas dos candidatos à Presidência da República.

A memória dos fatos econômicos costuma ser ainda mais curta em anos de turbulência. Cabe recordar, portanto, rapidamente a trajetória dos preços dos combustíveis desde janeiro de 2002, a fim de entendermos a natureza dos problemas a

serem enfrentados pelo novo governo.

A partir de fevereiro, os preços dos combustíveis passaram a sofrer os impactos dos aumentos dos preços do petróleo bruto no mercado internacional e das flutuações do câmbio. Naquele momento, a Petrobras adotou o comportamento de reajustes frequentes e sucessivos dos preços dos combustíveis, repassando para os consumidores finais os impactos da alta do dólar e do petróleo.

Assim, muito rapidamente, os propalados impactos da abertura sobre os preços internos foram sendo neutralizados por fatores exógenos. Esta situação abriu cizânias no âmbito do próprio governo. Aqueles que criticavam esta situação argumentavam que os reajustes da Petrobras poderiam gerar um aumento da inflação e eram percebidos como indutores de formação de expectativas negativas para o desempenho da economia. Os defensores da posição da Petrobras acenavam com o novo marco institucional da indústria, pois, afinal, o traço marcante da abertura deveria ser a liberdade de formação de preços.

Após um primeiro semestre intenso em debates, a segunda metade do ano se anunciou ainda mais nefanda para os preços dos combustíveis. Afinal, os preços do petróleo saltaram de 18-19 US\$ por barril, em janeiro passado, para um patamar de US\$ 28-30 por barril em setembro; no mês de outubro, a desvalorização cambial levou a cotação do dólar para próximo dos R\$ 4. Entretanto, os preços dos combustíveis, em particular, da gasolina, diesel e do GLP ficaram estáveis desde o início de julho.

Os aumentos ao longo do primeiro semestre exigiram uma resposta do governo, via um pedido de ação pró-ativa da ANP na tentativa de conter a alta dos preços do GLP, energético largamente utilizado pelos consumidores de baixa renda. Evidentemente, a guinada nesta orientação não estava dissociada do calendário eleitoral. Em suma, passamos de um contexto de repasses frequentes da alta do dólar e do petróleo para uma situação de interferência silenciosa nos preços internos dos combustíveis. Essa mudança radical tem suscitado incerteza e dificultado o processo de tomada de decisão de todas as empresas.

A ANP, que não tem atribuição definida por lei para regular os preços dos combustíveis, passou a fazer um acompanhamento permanente de margens de comercialização e de preços. Além disso,

a agência tem buscado reunir as opiniões das diferentes empresas que atuam ao longo da cadeia produtiva buscando avaliar o processo de abertura e corrigir o curso das reformas no âmbito de suas missões de regulação. Este parece ser um passo indispensável na tentativa de dirimir as distorções provocadas pelas reviravoltas nos critérios de formação dos preços e avaliar as dificuldades de consolidação do processo de abertura.

De uma forma esquemática, podemos compreender melhor a natureza deste tipo de problema lembrando que, em todos os países do mundo, a indústria de petróleo e derivados guarda estreita relação com os temas macroeconômicos. Isto é decorrência do peso dos impostos que incidem sobre os combustíveis, do impacto inflacionário dos aumentos de preços e dos problemas que concernem o equilíbrio da balança comercial, especialmente para os países importadores.

Nestes países, incluindo aqueles de orientação mais liberal, existe a preocupação com os efeitos das flutuações dos preços do petróleo. Nos países europeus, dada a forte dependência das importações, diferentes instrumentos de amortecimento da alta de preços podem ser identificados. Neste sentido, mencionamos dois pontos relevantes. Primeiro, os governos utilizam sistematicamente os tributos específicos sobre os derivados como instrumento de redução dos repasses dos aumentos do óleo cru para os consumidores finais. Isto é feito, em geral, via a redução de alíquotas; não é raro tampouco a determinação de uma *windfall tax*, visando reduzir a apropriação de rendas extraordinárias das empresas de petróleo. Sendo assim, o denominado alinhamento dos preços internos concerne basicamente à necessidade de acompanhamento da tendência de evolução dos preços.

O segundo instrumento diz respeito aos mecanismos de regulação da estrutura de mercado. Uma estrutura de mercado menos concentrada no segmento de refino, por exemplo, amplia o jogo competitivo e freia o ímpeto de repasses frequentes dos preços para os demais elos da cadeia produtiva e para os consumidores finais. A disputa pela manutenção e ampliação das fatias de mercado constitui, assim, um fator limitante de apropriação das rendas.

Já nos países em desenvolvimento a situação é mais grave devido à dupla exposição à volatilidade dos preços do petróleo e à vulnerabilidade

externa com seus impactos sobre o comportamento do câmbio. Países como o Chile, que vem mantendo políticas de orientação liberal, instituíram instrumentos de amortecimento dos aumentos dos preços e das flutuações cambiais. Desde 1991, o governo chileno instituiu o FEPP (*Fondo de Estabilización de los Precios de Petróleo*), o qual define o percentual da alta de preços do óleo cru que deve ser repassado para os preços internos. Este mecanismo foi revisado e aperfeiçoado em 2000, mas a sua finalidade permanece a mesma.

Isto posto, é interessante voltarmos a examinar o caso brasileiro. O balanço deste ano revela que os resultados da liberalização dos preços estão aquém do esperado e tem suscitado fortes incertezas. A indústria nacional de petróleo e derivados, no segmento *downstream*, é caracterizada por: a) forte concentração da estrutura de refino, permitindo à Petrobras, com mais de 95% da capacidade de refino, atuar como *price maker*; e b) controle da Petrobras das instalações e dutos, consistindo barreiras à entrada.

Nestas circunstâncias, parece claro que a mudança estrutural no segmento de refino, reduzindo o seu grau de concentração, só poderá ser alcançada no longo prazo. Com a presença de uma empresa dominante, mesmo sendo ela majoritariamente estatal, é fundamental ter instrumentos de monitoramento de preços e regras claras dos mecanismos e da frequência de reajustes/repasses. Este aspecto importante para evitar problemas de detenção de entrada via preços baixos e para evitar preços abusivos cujos efeitos perversos são conhecidos.

Alguns tópicos merecem ser seriamente levados em consideração na agenda governamental do próximo governo.

*Primeiro*, as relações entre a equipe econômica e as autoridades governamentais setoriais - Ministério de Minas e Energia (MME) e ANP - necessitam de um fórum permanente de interlocução dada a importância das interações macrosetoriais mencionadas acima. Uma ilustração exemplar deste tópico diz respeito à criação da CIDE. Uma de suas funções é precisamente àquela mencionada acima no caso dos países europeus, ou seja, ser utilizada como vetor de amortecimento de preços. Porém, as metas macroeconômicas de superávit primário limitam este tipo de utilização, pois é difícil imaginar, ante estas restrições, que o governo reduza a arrecadação fiscal. Desde

o início do ano, a CIDE permitiu o governo arrecadar algo em torno de R\$ 10 bilhões.

*Segundo*, a incerteza com relação à formação dos preços e a interferência política nos preços, desde julho, oferecem sinais econômicos errôneos os quais que comprometem o processo de abertura. Além disso, o atual patamar de preços vem deteriorando a situação econômico-financeira das refinarias privadas - Ipiranga e Manguinhos - as quais não são integradas nas demais etapas da cadeia produtiva, e, a reboque, retirou os incentivos para a importação.

Se a hipótese aqui levantada da existência de relação direta entre o período eleitoral e o controle não-declarado de preços dos combustíveis estiver correta, era de se esperar que, passadas as eleições, novos aumentos nos combustíveis fossem, de fato, realizados. Porém, a questão central permanece: quais serão os critérios futuros de reajustes e repasse de preços?

Devido ao poder de mercado da Petrobras no refino, é necessário que existam sinais inequívocos com relação aos critérios de formação de preços de derivados. Além disso, seria também importante o desenho de um instrumento que permita atenuar os problemas derivados da flutuação cambial e do preço do petróleo.

A experiência internacional fornece vários exemplos que podem servir de referência para a adequação de um instrumento adequado à realidade do mercado brasileiro de combustíveis. Como foi ilustrado aqui, isto não significa um retorno ao tempo do controle de preços ou uma renúncia ao avanço do processo de abertura; ao contrário, regras mais claras e transparentes ajudarão no processo de atração de novos agentes para a indústria.

Esses aspectos ilustram uma questão mais ampla e que será certamente objeto de preocupação do próximo governo. A construção de novos desenhos institucionais e de marcos regulatórios envolve um processo de aprendizagem tanto das autoridades governamentais e das empresas operadoras. Dada a evolução dos princípios que integram o interesse público, como mostra a recente incorporação das preocupações ambientais e dos direitos do consumidor no rol das chamadas questões de interesse público, o principal desafio das reformas estruturais e institucionais reside na tentativa de alcançar o equilíbrio entre, de um la-

do, o grau de flexibilidade que permita a adaptação dos agentes econômicos ao contexto econômico e, de outro, a consolidação de um conjunto de regras estáveis que para o processo de tomada de decisão de investidores e consumidores. O desafio nada tem de trivial e o novo governo necessitará do capital político acumulado na eleição para corrigir os rumos da indústria brasileira de petróleo e derivados.



**10 & 11 de Março de 2003**

The Sheraton Rio Hotel, Rio de Janeiro, Brasil

A **Global Pacific & Partners** convida todos à nona conferência **Latin Oil & Gas 2003**.

Para maiores informações: <http://www.petro21.com/events/>

Apresentações: ANP, Shell, Phillips do Brasil, Sociedade Brasileira de Geofísica, GAIA, Amerada Hess, Ocean Energy, Waterous International, Petrobras, Syntroleum, Compagas, Universidade de Sao Paulo, ARPEL, Inelectra, Ecopetrol, Sipetrol, Ministério de Energia (México), Staatsolie (Suriname), Ministério das Minas e Indústria de Energia (Trinidad & Tobago)

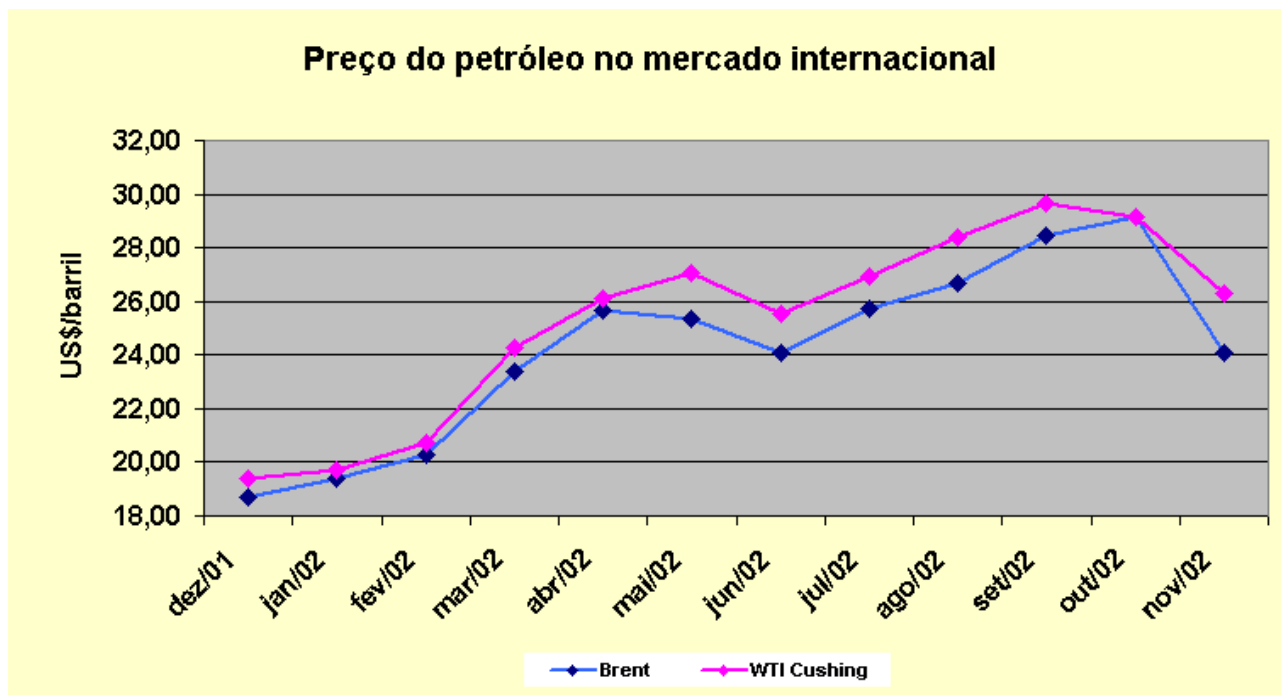
Patrocinadores: TN Petroleum, International Herald Tribune, SIPETOL

Taxas

Congressistas: US\$ 995,00

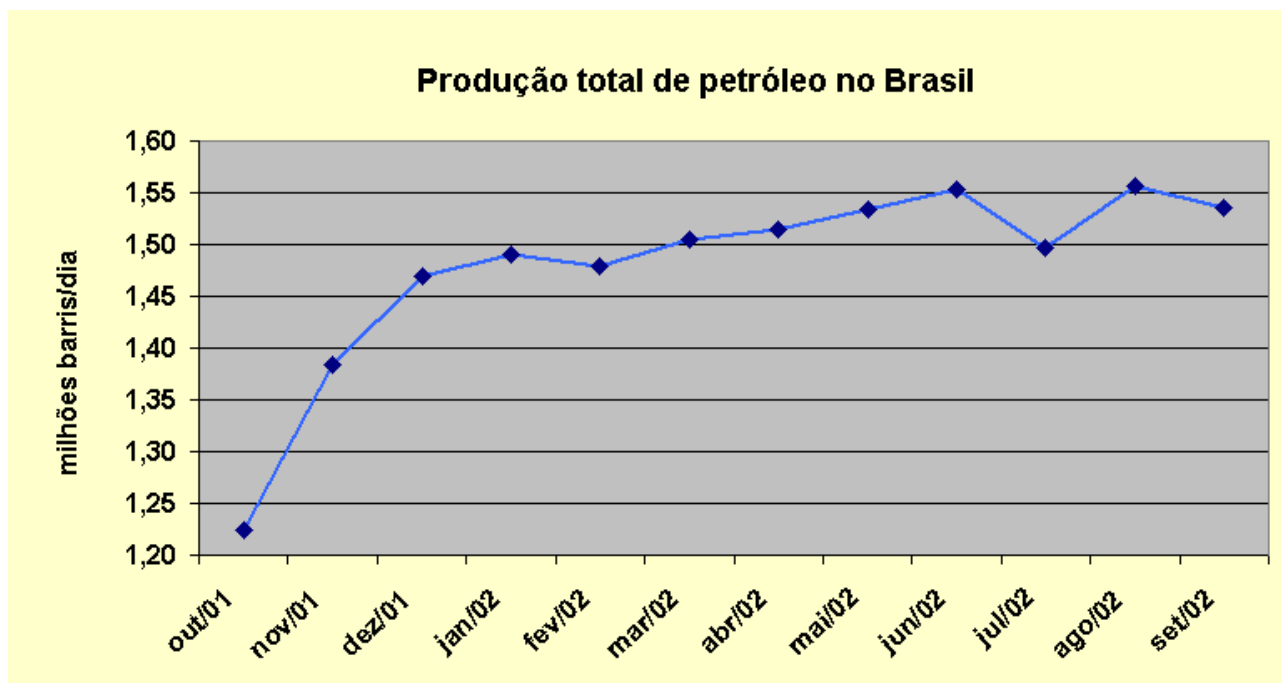
Estatais e governo: US\$ 795,00

Gráfico 1



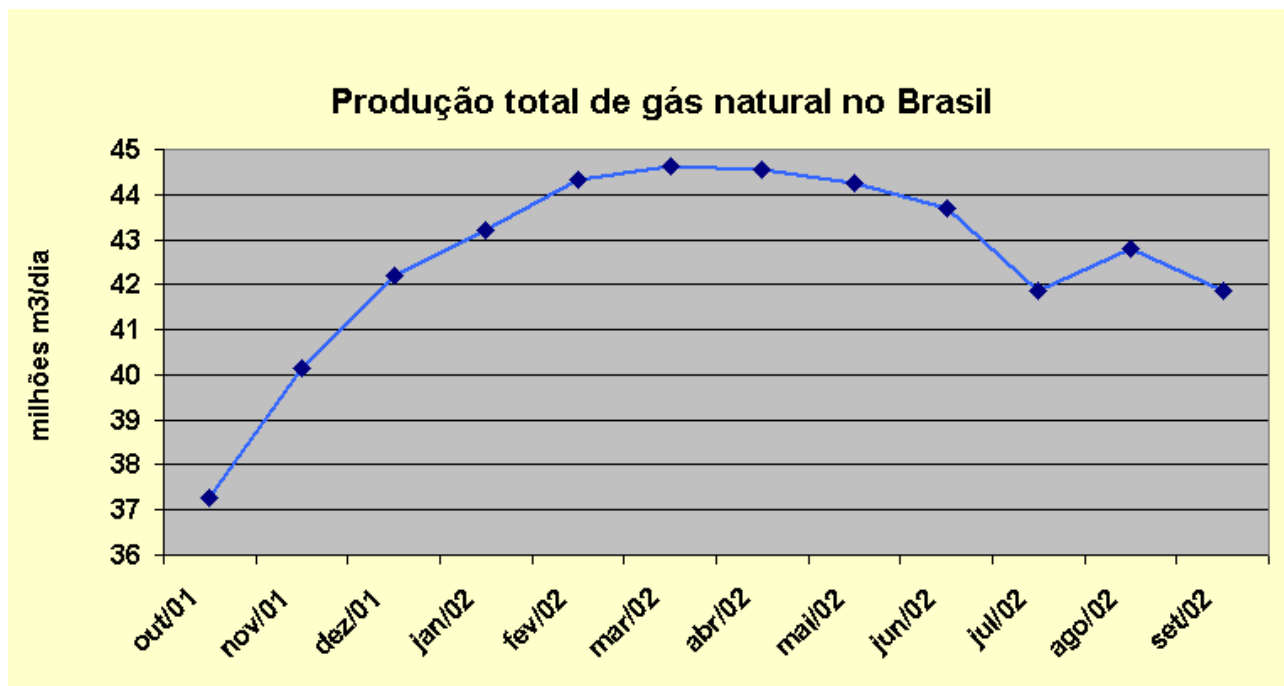
Fonte: EIA

Gráfico 2



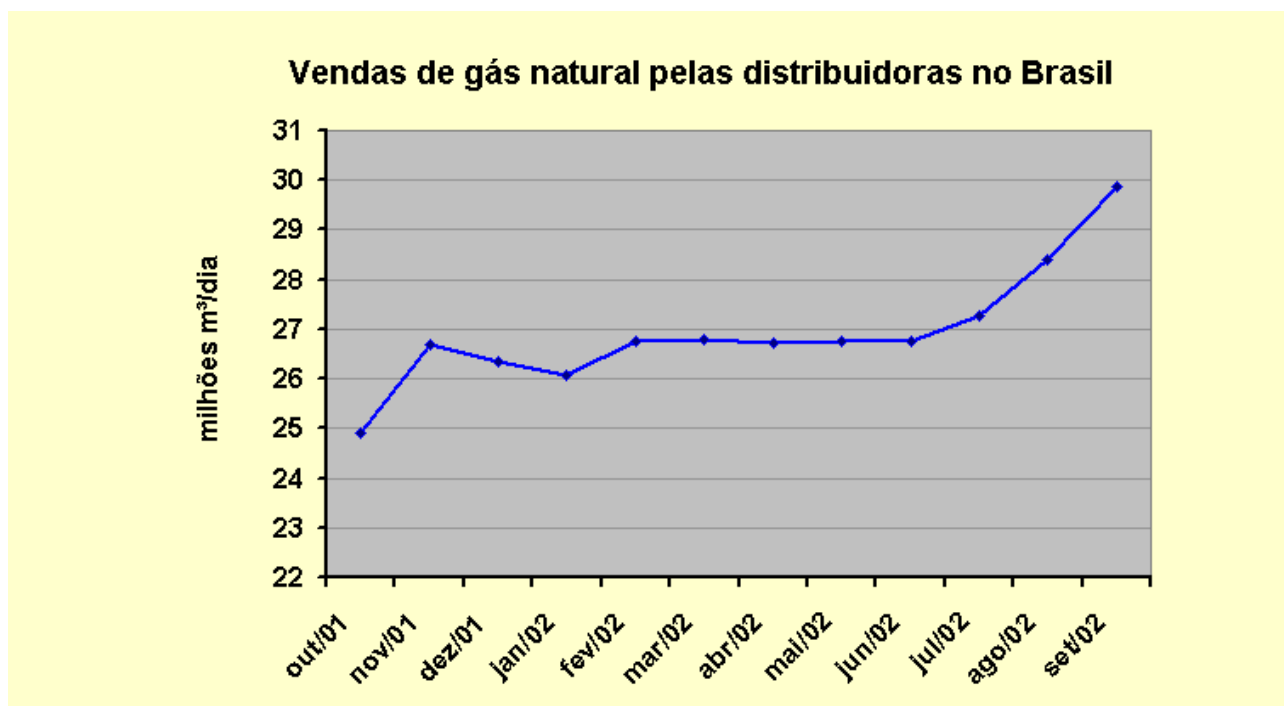
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia