

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás

Julho/Agosto de 2006 - Ano 7 - n.4

Grupo de Economia da Energia – Instituto de Economia – UFRJ

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

### Apresentação

O Editorial do Mês discute a necessidade de uma política energética de longo prazo.

No primeiro artigo do mês, Helder Queiroz, Mariana Iooty e Camila Fernandes examinam a recente evolução do preço internacional do petróleo analisando a volatilidade da flutuação deste preço.

No segundo artigo, Telma de Oliveira, José Vitor Bomtempo e Edmar de Almeida realizam um

estudo de prospecção tecnológica de forma a identificar as principais empresas e países envolvidos no desenvolvimento do dimetil-éter.

No ensaio do mês, Edmar de Almeida e Maurice Tujeehut avaliam os condicionantes da formação de mercados *spot* na indústria de gás natural.

*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

#### Secretária Executiva:

Mariana Iooty

#### Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

#### Edição

Mariana Iooty

Michel Lapip

#### Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

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

### NESTA EDIÇÃO

<b>Editorial</b> .....	2
<b>Petróleo</b>	
O Mercado Internacional do Petróleo: preços altos significam maior volatilidade? .....	3
Um Estudo de Prospecção e de Estratégias de Inovação o Caso Dimetil Éter (DME): um novo combustível derivado do gás natural .....	10
<b>Ensaio do Mês</b>	
Os Condicionantes para a Formação de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural .....	17
<b>Fatos Marcantes do Mês</b> .....	22
<b>Anexo Estatístico</b> .....	24

---

## Editorial

### Do Curto e do Longo Prazo

Após as eleições de 1 de outubro, o início de um novo ciclo político representa uma nova oportunidade para a definição de questões de política energética que estão pendentes. Em geral, o enfrentamento destas questões traz um custo político para o Governo, na medida em que toda opção de política energética traz impactos positivos para alguns grupos de interesse e negativos para outros. Os custos políticos destas opções têm, tradicionalmente, levado os diversos governos a procrastinarem decisões importantes até o limite imposto pela urgência da conjuntura.

Os governos enfrentam o seguinte dilema: trabalhar numa agenda de longo-prazo, arcando com os custos políticos, ou centrar os esforços na agenda de curto-prazo, buscando reduzir os custos políticos dos problemas da conjuntura. No Brasil, os últimos governos, com menor ou maior grau, vêm privilegiando a segunda opção, ao evitarem enfrentar problemas cujas conseqüências só se darão no longo-prazo, preferindo “apagar o incêndio”. Aparentemente, o cálculo político que vem predominando é o de que apagar o incêndio apresenta um menor custo. Sob este ponto de vista, este cálculo pode até estar correto. A percepção da eminência de uma crise pode legitimar decisões políticas, desmobilizando os grupos de interesses negativamente afetados. Entretanto, do ponto de vista das conseqüências econômicas para o país, o foco da política energética em “apagar incêndios” tem se demonstrado muito nocivo.

O início de um novo ciclo político representa um momento em que o Governo detém um capital político que, eventualmente, poderia ser usado para encaminhar questões do setor energético que terão efeitos mais a longo-prazo. No setor elétrico, por exemplo, algumas questões pendentes vêm colocando dúvidas sobre a segurança do abastecimento, ou pelo menos sobre o custo que deveremos pagar por esta segurança mais a longo prazo. Dentre elas destacam-se: i) a indecisão sobre o programa nuclear nacional; ii) as incertezas quanto ao processo de licenciamento ambiental de grandes projetos hidroelétricos; iii) as incertezas quanto ao papel das termelétricas a gás (com e sem o gás) na operação e na expansão do setor. Ainda no setor elétrico, há anos ficou claro que a política tributária para o setor é desproporcional e ineficiente. Apesar do

reconhecimento deste aspecto, as autoridades energéticas e econômicas vêm se esquivando da discussão, privilegiando os efeitos positivos de curto-prazo sobre a arrecadação.

O setor de gás natural representa um exemplo claro do dilema acima citado. A falta de uma política clara para o setor resultou num cenário de falta de segurança de abastecimento. A recente decisão de busca de auto-suficiência foi tomada em resposta à conjuntura política na Bolívia, levando a Petrobras a se engajar em projetos de longo prazo para garantir o abastecimento nacional. O incentivo à exploração através das rodadas da ANP vem complementar o esforço da Petrobras na produção. Entretanto, muitas questões pendentes certamente trarão problemas a médio e longo prazos. Dentre estas questões algumas se destacam. Como garantir a monetização das reservas que, eventualmente, venham a ser encontradas por outras empresas além da Petrobras? Qual a política de preços para o gás? Qual a política de integração com os países vizinhos?

Estes são apenas exemplos de questões que requerem um posicionamento do governo com relação a estratégias de longo prazo. Vale lembrar que uma política energética tem como objetivo principal a garantia do suprimento ao menor custo. Entretanto, a conciliação destes dois objetivos só pode ser feita com uma agenda para o longo prazo. Em geral, garantir o suprimento com políticas de curto-prazo apresenta custos muito elevados para o suprimento. Por outro lado, minimizar o custo de suprimento com políticas de curto-prazo compromete, em geral, a garantia de suprimento a médio e longo prazos.

Por esta razão, o setor energético não pode viver de decisões de política que só são tomadas quando a “chapa esquenta”. Assim, o sapo já não pula mais por necessidade, o que denotava certa sabedoria nascida da precisão, pula porque a “chapa está quente”, o que denota a insensatez nascida do desespero.

---

#### Conselho Editorial

## O Mercado Internacional do Petróleo: preços altos significam maior volatilidade?

Helder Queiroz Pinto Junior<sup>1</sup>

Mariana Iottty<sup>2</sup>

Camila Fernandes<sup>3</sup>

Desde meados de 2003, preço internacional do petróleo abandonou a denominada banda de preços entre US\$ 22 e US\$ 28 que, durante alguns anos, conferiu certo grau de tranqüilidade para o mercado internacional. Entretanto, a conjugação de fatores como as mudanças observadas no comportamento das estruturas de oferta e de demanda e a permanência das fontes de incerteza, no plano geopolítico, tem mantido os preços em patamares significativamente mais elevados.

Os níveis atuais refletem uma maior volatilidade dos preços e, conseqüentemente um estado de grande incerteza? Ou, ao contrário, é possível afirmar que os preços atuais mudaram de verdade para um novo patamar?

O objetivo deste trabalho é fornecer elementos de resposta a estas questões, à luz de testes estatísticos que mensuram o nível de instabilidade das séries temporais dos preços do petróleo no mercado internacional.

### As Condições de Base da Indústria Petrolífera Mundial

Após anos operando como um instrumento de convergência das expectativas, a banda de preços internacionais do petróleo desapareceu, em 2003, após a crise geopolítica deflagrada com a guerra do Iraque e uma série de fatores desestabilizadores das condições de oferta e de demanda de óleo bruto.

Valores consistentemente acima do teto da banda sugerem que a mesma não mais representa um patamar para os preços do petróleo, caso permaneçam as condições de mercado observadas recentemente.

Cabe destacar os principais fatores de instabilidade. No plano geopolítico, a permanência da instabilidade política e institucional no Iraque tem dificultado a retomada sustentável da produção e das exportações iraquianas. Além disso, neste contexto é difícil prever a retomada de investimentos em expansão

e recuperação da capacidade de produção de petróleo no Iraque, uma vez que sua capacidade de produção foi prejudicada dado os diversos ataques sofridos. Ainda no mesmo plano geopolítico, o aumento das tensões entre EUA e Irã culmina com o reforço das fontes de incerteza quanto ao equilíbrio geopolítico no Oriente Médio, fazendo com que o mercado de petróleo continue cobrando um prêmio de risco elevado.

Com relação às condições de oferta, os limites encontrados pelos países da OPEP para aumentar sua produção, no curto prazo, têm dificultado a reposição dos estoques mundiais. De fato, a capacidade de produção ociosa destes países produtores é estimada em menos de 2 milhões de barris/dia, sendo cerca de dois terços deste total concentrados na Arábia Saudita, o que dificulta os aumentos da produção no curto prazo. Este dado revela que, independentemente dos problemas geopolíticos, o comportamento atual dos preços também reflete, como em outros mercados, a necessidade de se iniciar um novo ciclo de investimentos na capacidade de produção.

Quanto ao comportamento da demanda, cabe recordar que, em 2003, a China tornou-se o segundo maior importador de petróleo ficando atrás apenas dos Estados Unidos. O crescimento do consumo, nos últimos anos, conduzido pelo aumento da demanda chinesa e americana junto à recuperação econômica mundial, aumentou o medo de falta de abastecimento e tem contribuído para a manutenção de patamares elevados do preço do petróleo<sup>1</sup>.

Não obstante o aumento da oferta mundial, permanecem as dúvidas com relação à ampliação da produção dos principais países exportadores, especialmente aqueles que integram a OPEP; em contrapartida, a demanda, por ora, continua aquecida.

Nestas condições, os operadores tendem a se precaver no mercado futuro com contratos de *hedge*. As operações no mercado futuro acabam

por retro-alimentar o movimento altista e a percepção de incerteza. Alterações significativas nesse quadro só serão passíveis de ocorrer com a reversão de alguns dos fatores que têm desequilibrado a estrutura de oferta e demanda, tais como o nível de importações e das demandas americana e chinesa, bem como a redução da instabilidade geopolítica no Golfo Pérsico.

O abandono da banda de preços de US\$ 22-28 por barril tem sido persistente e frustrou as expectativas dos analistas que esperavam a acomodação dos preços nesta faixa logo após os primeiros meses do conflito do Iraque em 2003.

Em suma, vários fatores que, desde então, produziram a elevação significativa dos preços permanecem ainda ativos. Neste contexto, as mudanças conjunturais nas condições de oferta e de demanda – como, por exemplo, condições climáticas rigorosas ou greves em países produtores – favoreceram, até 2005, os movimentos especulativos de curto prazo e tenderam a reforçar as pressões de alta.

Entretanto, é possível identificar uma redução nos movimentos especulativos de curto prazo desde o início de 2005. Vale alertar que isto não significa a estabilização durável dos preços nos níveis atuais acima de US\$ 60 por barril. Como já destacamos, sem a reversão das condições atuais no plano geopolítico, no comportamento aquecido da demanda e na resolução dos gargalos de oferta na capacidade de produção, devemos esperar pela continuidade da situação de preços elevados, pois o mercado tende a pedir prêmios elevados. Cabe assim avaliar se o comportamento volátil dos preços foi reduzido, sinalizando que os preços se situam agora num patamar mais elevado, com o qual os agentes econômicos estão aprendendo a lidar.

#### **Um Teste sobre o Comportamento Volátil dos Preços do Petróleo**

Neste artigo examinamos se, uma vez alcançado um novo patamar, a volatilidade das flutuações de preços se reduz. Para isso, foi analisado o comportamento ao longo do tempo da

cotação do petróleo tipo Brent. A análise desta série foi feita a partir dos três cortes temporais apresentados abaixo: 01/01/2001 – 31/03/2003 (580 observações); 01/04/2003 – 31/12/2004 (456 observações); e 01/01/2005 – 04/04/2006 (325 observações).

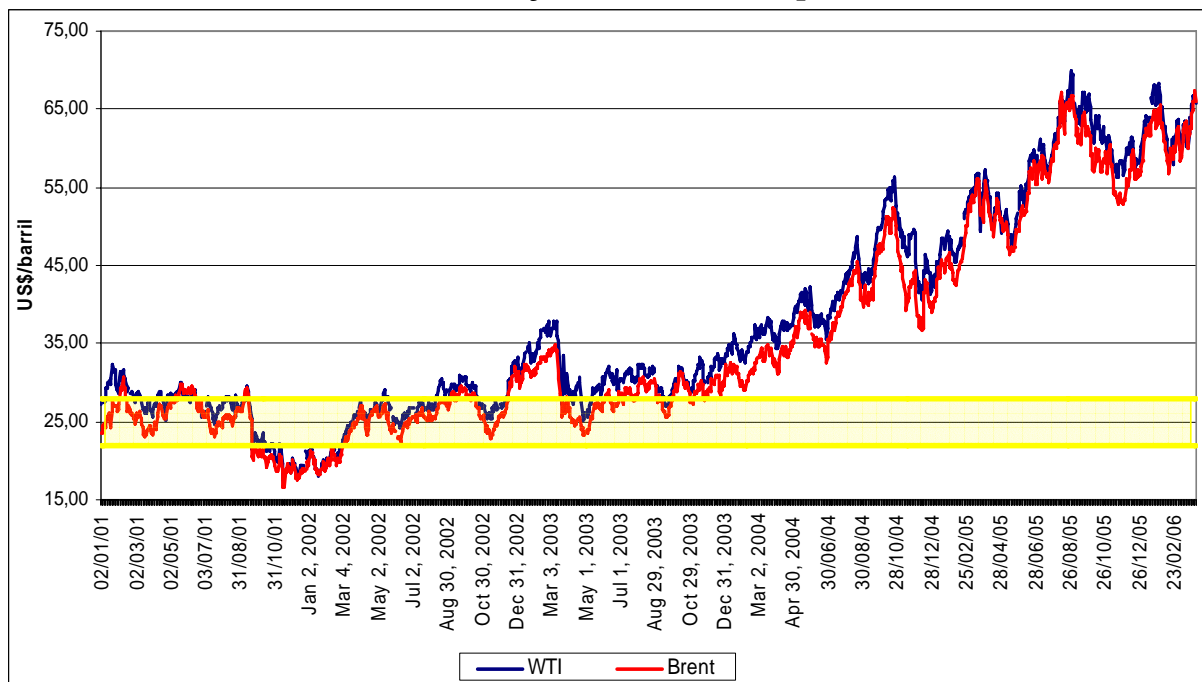
O primeiro corte temporal foi escolhido por se tratar de um período de grande volatilidade na cotação internacional do petróleo. Os anos de 2001 e 2002 foram marcados pela relativa estabilidade do preço do petróleo, sendo mantido dentro dos patamares estabelecidos pela OPEP. No entanto, o fim do ano de 2002 e o início de 2003 foram marcados por altas do petróleo, provocadas, principalmente, pelas perspectivas de uma guerra dos EUA contra o Iraque. É a partir desse período que se inicia a queda do dólar americano, o que se intensifica ao longo de 2003.

O segundo corte temporal analisado se caracteriza pela continuidade da instabilidade relacionada à guerra no Iraque e a forte desvalorização da moeda americana.

Em 2004, as principais preocupações, neste mercado, giravam em torno da instabilidade no Iraque e do crescimento sustentado da demanda e das importações dos países Não-OPEP. A China tornou-se o segundo maior importador de petróleo, ficando atrás apenas dos Estados Unidos. O crescimento do consumo, nos últimos anos - conduzido pelo aumento das demandas chinesa e americana - junto à recuperação econômica mundial, aumentou o medo de falta de abastecimento e tem contribuído para a manutenção de patamares elevados do preço do petróleo. No caso da oferta, as atenções se concentraram nos planos de investimento, na capacidade de produção e nas questões políticas dos principais países exportadores.

Finalmente, o último corte temporal trata-se de um período marcado pelo elevado patamar dos preços, persistindo acima dos US\$ 55 por barril desde meados de 2005 (ver Gráfico 1).

Gráfico 1 – Preço internacional do petróleo



Fonte: EIA

Assim, com a finalidade de verificar se a volatilidade dos preços do petróleo se reduziu, para a série do petróleo tipo Brent, e seguindo a referida periodização, foram desenvolvidos dois métodos.

#### Índice de Instabilidade

O primeiro dos procedimentos, de natureza não paramétrica, compreendeu duas etapas. Primeiro, para cada um dos períodos considerados, foi calculada a tendência temporal da série analisada; em seguida, calculou-se um índice de instabilidade da seguinte forma:

$$INST_t = \frac{1}{n} \left\{ \sum_{t=1}^n \frac{(|Y_t - y_t|)}{y_t} \right\} * 100;$$

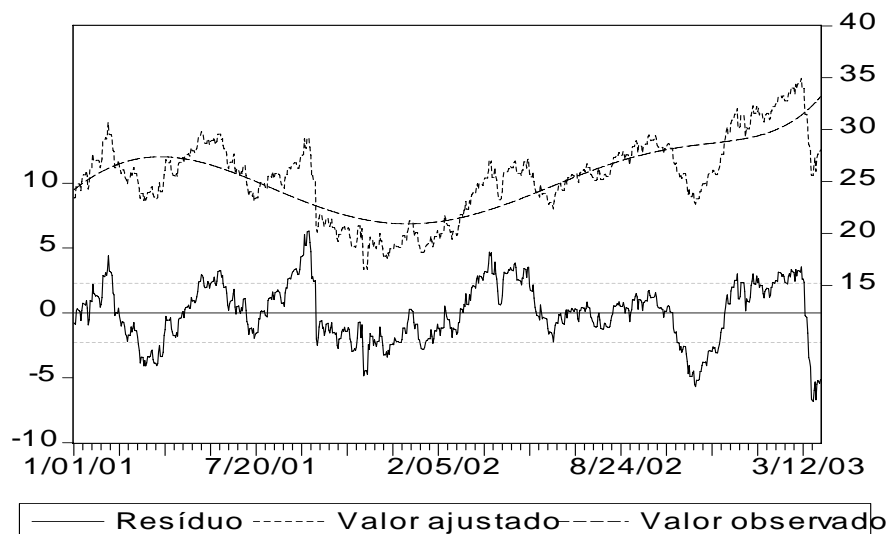
onde  $Y_t$  é a magnitude observada da variável;  $y_t$  é a magnitude estimada a partir do ajustamento dos

dados à tendência; e  $n$  é o número de observações. Desta forma, o índice de instabilidade reflete o desvio percentual da série em relação a sua tendência num dado período.

Cabe ressaltar que o valor resultante do índice deve ser utilizado apenas para efeitos comparativos, e não de forma absoluta, e assim, ele não é útil para identificar se um valor, tomado individualmente, é elevado ou não. Entretanto, cabe notar que o índice serve para comparar níveis de volatilidade de uma mesma série entre diferentes intervalos de tempo.

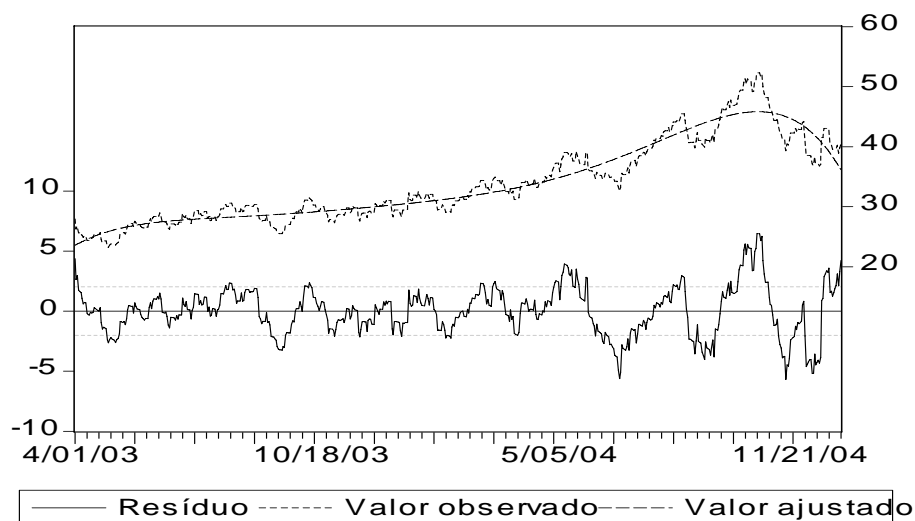
Os Gráficos 2, 3 e 4 abaixo apresentam a série do petróleo Brent, segundo os cortes temporais, bem como as linhas de tendência estimadas (valores ajustados)<sup>11</sup> e os resíduos referentes a essa estimação.

**Gráfico 2 - Cotações diárias do P. Brent - US\$/barril - De 01/01/2001 a 31/03/2003**  
(820 observações)



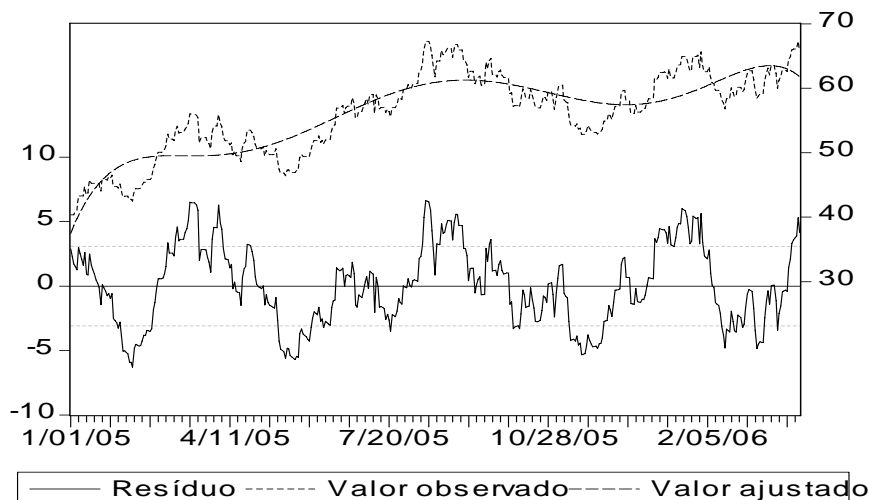
Fonte: EIA

**Gráfico 3 - Cotações diárias do P. Brent - US\$/barril - De 01/04/2003 a 31/12/2004**  
(641 observações)



Fonte: EIA

**Gráfico 4 - Cotações diárias do P. Brent - US\$/barril - De 01/01/2005 a 04/04/2006 (459 observações)**



Fonte: EIA

A Tabela 1 abaixo resume os valores do índice nos períodos de análise. Para o período referente ao intervalo entre 01/01/2001 e 31/03/2003, o resultado do indicador INST revela que o preço do petróleo Brent apresentou uma variação média de 7,26% em torno da sua tendência. Para os dois períodos seguintes - de 01/01/2003 a 31/03/2004 e de 01/01/2005 a 04/04/2006 - os indicadores apresentam comportamentos menos

instáveis, ficando em 4,42% e 4,56%, respectivamente. Para verificar em que medida os valores dos índices são distintos entre si, foi feita uma análise de variância (ANOVA - *one way*) e verificou-se que as médias são significativamente distintas ao nível de 1%.

**Tabela 1 – Evolução da média do índice INST**

Período de referência	Índice INST	Teste de hipótese*
01/01/2001 a 31/03/2003	$INST_1 = 7,26\%$	F=34,08 Prob>F=0,000
01/04/2003 a 31/12/2004	$INST_2 = 4,56\%$	
01/01/2005 a 04/04/2006	$INST_3 = 4,42\%$	

\* Ho:  $Inst_1 = Inst_2 = Inst_3$

**Modelo GARCH**

O segundo método de análise da instabilidade dos preços do petróleo Brent ( $Pr_t$ ) se baseou no modelo auto-regressivo de heteroscedasticidade condicional generalizado de ordem um, GARCH (1,1) introduzido por Bollerslev (1986). Tal modelo foi estimado, para os 3 períodos considerados, como sendo:

$$\Delta Pr_t = \phi_0 + \varepsilon_t, \quad \varepsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2), \quad t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 \sigma_{t-1}^2$$

sendo  $\Delta Pr_t = \ln Pr_t - \ln Pr_{t-1}$ ;  $\alpha_0$  e  $\alpha_1$  são os parâmetros ARCH; e  $\beta_1$  é o parâmetro GARCH. A estimativa do desvio padrão obtido,  $\hat{\sigma}_t$ , foi então adotada como *proxy* da instabilidade do preço. Como disposto em Engle (2001), este método de cálculo de volatilidade torna-se mais interessante do que outras formas de mensuração de instabilidade, como o método do índice INST adotada anteriormente, pois as observações de preço recebem diferentes pesos no cálculo.

A tabela abaixo apresenta os resultados das regressões dos modelos GARCH (1,1) aplicadas

aos três cortes temporais definidos e ao período integral.

**Tabela 2 – Resultados da estimação do modelo GARCH (1,1)**

	01/01/2001 a 31/03/2003	01/04/2003 a 31/12/2004	01/01/2005 a 04/04/2006	01/01/2001 a 04/04/2006
$\phi_0$	0,001	0,001	0,002	0,002*
$\alpha_0$	-0,001**	0,001*	0,001	0,001**
$\alpha_1$	0,131**	-0,012	-0,050	0,059***
$\beta_1$	2,082***	-0,833	-0,887	2,467***
N.obs	453	364	256	1077

\* representa significância a 10%, \*\* a 5% e \*\*\* a 1%

A partir dos coeficientes ARCH e GARCH assim estimados, foi calculado o valor predito de  $\hat{\sigma}_t$ , aqui considerado como uma proxy da

volatilidade, para cada um dos períodos. As médias de  $\hat{\sigma}_t$  obtidas nos três intervalos são apresentadas na tabela abaixo.

**Tabela 3 – Evolução do índice de instabilidade**

Período de referência	$\hat{\sigma}_t$	Teste de hipótese*
01/01/2001 a 31/03/2003	0,026	F = 173,55 Prob > F = 0,000
01/04/2003 a 31/12/2004	0,021	
01/01/2005 a 04/04/2006	0,019	

\* Ho:  $\hat{\sigma}_1 = \hat{\sigma}_2 = \hat{\sigma}_3$

Observa-se, assim, uma queda no nível da volatilidade dos preços nos períodos analisados. Para verificar em que medida as médias de  $\hat{\sigma}_t$ , e, portanto, a volatilidade das séries, são distintas entre os diferentes períodos, foi realizada uma análise de variância e verificou-se que de fato eles são diferentes com significância estatística de 1%.

Estes resultados sugerem então que a tendência altista tem elevado os preços para um patamar mais alto; porém, uma vez alcançado um novo patamar, a volatilidade das flutuações de preços vem se reduzindo no período janeiro de 2005 - março de 2006, comparada com a amplitude das oscilações registradas nos períodos anteriores.

### Considerações Finais

Nos mercado de commodities, as tendências de alta de preços são acompanhadas, num primeiro momento, por aumento da volatilidade até que seja atingido um novo patamar que sirva como referência para as tomadas de decisão dos agentes econômicos. No caso da indústria

petrolífera, a instabilidade dos preços continua sendo um traço marcante. De fato, após os episódios de 11 de setembro de 2001 e da Guerra do Iraque de 2003, as transformações no cenário geopolítico conduziram a um quadro de maior incerteza, elevando os preços e, simultaneamente, tornando seu comportamento mais volátil.

Entretanto, desde meados de 2005, até o início de 2006 o mercado internacional registrou, na verdade, o surgimento de um novo patamar. Não obstante o preço continuar oscilando, dado que esta é uma característica inerente dos mercados de commodities, as flutuações em torno do nível de US\$ 60 por barril passaram a ser menos acentuadas do que nos períodos anteriores, indicando a redução da volatilidade. Esta constatação pode parecer contra-intuitiva. Contudo, com base em testes estatísticos baseados num índice de instabilidade, foi possível verificar que a volatilidade dos preços se reduziu no período janeiro de 2005 - março de 2006, comparada com outros cortes temporais, desde 2001.



Os resultados obtidos - tanto pelo método do índice INST (ver Tabela 1) quanto pelo modelo GARCH (1,1) (ver Tabela 3) - apontam que o primeiro período (de 2001 a março de 2003) caracteriza-se, de fato, por uma instabilidade maior do que os dois períodos subseqüentes, apesar destes dois últimos terem se caracterizado pela disparada dos preços do petróleo no mercado internacional.

Apesar da cautela recomendada ao longo do texto para o tipo de inferência que se pode estabelecer a partir deste tipo de metodologia, é possível atestar que os preços se situam num patamar novo, porém menos volátil. Isto permite concluir que os preços se estabilizaram e que o patamar de US\$ 60 por barril é a referência para o mercado a médio prazo? Certamente não! A redução da volatilidade dos preços autoriza afirmar que os agentes econômicos acomodaram suas expectativas em torno desse patamar, mas o atual equilíbrio é extremamente frágil. Tal situação persistirá, ou mesmo se agravará com novos aumentos e retorno de maior grau de volatilidade, enquanto perdurar a conjugação de um cenário geopolítico tenso com as condições

atuais de oferta limitada pelo esgotamento da capacidade de produção excedente e de demanda aquecida.

- 
- <sup>1</sup> **Professor IE-UFRJ /Pesquisador GEE**
  - <sup>2</sup> **Pesquisadora GEE/Professora UFRRJ**
  - <sup>3</sup> **Graduanda IE-UFRJ/Bolsista ANP**

<sup>1</sup> De fato, um alto executivo da BP chegou a afirmar que a última espiral de preços foi fruto somente do aumento inesperado da demanda e não refletiu a falta de oferta, pois em 2004 a demanda cresceu 2,5 milhões de barris/dia ao invés do 1 milhão de barris/dia previsto. Fonte: Monthly Oil Market Report In: www.opec.org. Disponível em janeiro de 2005.

<sup>II</sup> As tendências temporais, em cada período analisado, foram estimadas segundo polinômios de ordem 6.

Referências Bibliográficas:

- BOLLERSLEV, T. "Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity". *Journal of Econometrics*, 1986, 31:307-327.
- ENGLE, R , "GARCH 101: the use of ARCH/GARCH models in applied econometrics". *Journal of Economic Perspectives*, 2001, 15(4), 157-168.

# Um Estudo de Prospecção e de Estratégias de Inovação O Caso Dimetil Éter (DME) : um novo combustível derivado do gás natural

Telma de Oliveira<sup>1</sup>

José Vitor Bomtempo<sup>2</sup>

Edmar Luiz Fagundes de Almeida<sup>3</sup>

O DME é o mais simples dos éteres e usualmente utilizado como propelente. Recentemente tem atraído a atenção mundial, em função do seu potencial uso como combustível.

Nos Estados Unidos e Europa, 25 % de todo aerossol produzido utiliza o DME como propelente (DME, 2001). Recentemente, o DME tem atraído uma larga atenção mundial em função do seu potencial como uma fonte alternativa de energia. Por possuir características físicas semelhantes às do GLP (gás liquefeito de petróleo), pode ser distribuído e estocado, utilizando praticamente a mesma tecnologia empregada para o GLP. Motores a diesel podem queimar DME com algumas modificações, alcançando mais baixas emissões de particulados (fuligem) e NOx. Um outro aspecto considerado é a possibilidade de utilização do DME na geração de hidrogênio para células a combustível e em termoelétricas, além da aplicação como matéria-prima para a indústria química.

O processo de obtenção do DME pode ocorrer por duas rotas distintas. Usualmente é obtido por vários produtores de metanol pelo processo de desidratação. Pode também ser obtido diretamente a partir do gás de síntese, que por sua vez pode ser oriundo do gás natural, carvão, coque de petróleo e biomassa. O uso do gás natural como insumo apresenta como vantagem a grande disponibilidade de matéria – prima, tendo em vista as atuais reservas mundiais do gás natural. No entanto, a escolha da matéria prima adequada está relacionada com as características regionais de cada país.

Este trabalho tem como objetivo identificar as principais empresas e países envolvidos com o desenvolvimento do DME como combustível. Para isso, é feita uma análise de prospecção tecnológica de modo a identificar e analisar o processo de construção do conhecimento, a

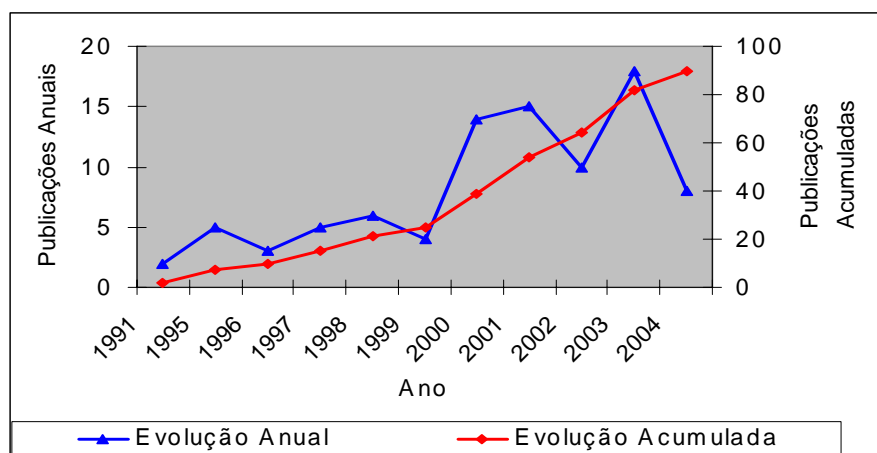
evolução do patenteamento e, finalmente, as iniciativas de aplicação comercial.

De modo a situar a tecnologia em uma típica curva de ciclo de vida, Watts e Porter (1997) sugerem a contagem do número de referências sobre a tecnologia em várias bases de dados que enfatizem os diferentes estágios do perfil de P&D. Para o indicador do ciclo de vida da tecnologia, o presente estudo explorou três bases de dados para análise do perfil de P&D. Para a pesquisa fundamental, foi utilizada a base de dados de artigos científicos Web of Science. Para a fase de desenvolvimento, foi utilizada a base de patentes Derwent Innovation Index. Para avaliar o perfil de aplicação comercial, foi utilizada a base Chemical Business NewsBase. Nas duas primeiras, fez-se uso das versões disponíveis no Portal da Capes, e na terceira, a versão disponível no sistema Dialog, de propriedade da Thomson Scientific. Visando focar a busca no uso do dimetil éter como combustível, a estratégia de busca utilizada em todos os casos foi “*dimethyl ether and fuel*” considerando-se os campos do título e resumo.

## Resultado de Publicações na Base de Dados de Artigos Científicos

Foram encontrados 91 artigos publicados e indexados pela base de dados Web of Science, no período de 1990 a dezembro de 2004. Para avaliação da taxa de crescimento, optou-se por desconsiderar os dois últimos anos (2003 e 2004), visto que a incorporação de referências pelos produtores das bases de dados pode levar até 2 anos para ocorrer (Quoniam, 1996). Considerou-se para a estimativa da taxa de crescimento acumulada, o período de 1998 a 2002, obtendo-se um resultado de 32%. Na Figura 1 apresenta-se a evolução anual e acumulada do número de artigos publicados e indexados pela base de dados Web of Science.

Figura 1 - Evolução das publicações na base de dados de artigos científicos Web of Science



Em relação à natureza das organizações, verificou-se, entre as referências publicadas na Web of Science, a liderança das universidades, responsáveis por 65% dos artigos publicados; em

seguida surgem as empresas com 25% e institutos de pesquisa com 10% do total. A Tabela 1 apresenta os dez primeiros atores com maior frequência de publicações na Web of Science.

Tabela 1 - Principais atores com publicações na Web of Science

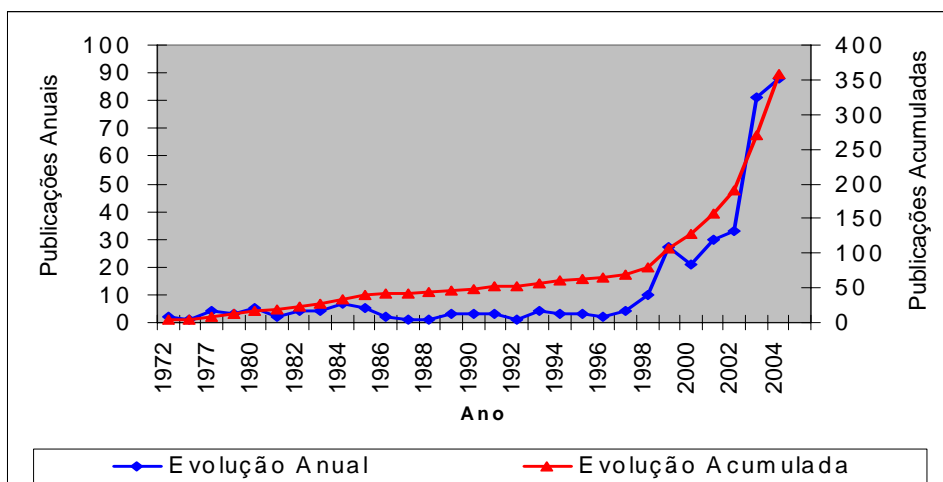
Ator	Frequência
Ford Motor Corporation	6
Pennsylvania State University	4
Argonne National Lab	3
Ibaraki University	3
Tohoku University	3
Xian Jiao Tong University	3
Boreskov Inst Catalysis	2
Chalmers University Technology	2
Hlth Canada	2
NKK Corporation	2

Destaca-se na liderança, a empresa Ford Motor Corporation, seguida da Pennsylvania State University e Argonne National Lab. Verifica-se, ainda nesta base de dados, a presença da empresa NKK Corporation (Grupo JFE - Japan Future Enterprise). Através de uma análise preliminar das referências publicadas na Web of Science, verifica-se que os artigos da NKK Corporation referem-se à síntese do DME em uma etapa e seu uso em motor diesel. Para as demais empresas mencionadas, os artigos referem-se ao uso do DME em células de combustível.

**Resultados de Publicações na Base de Dados de Patentes**

Com a busca realizada na base Derwent Innovation Index, foram obtidas 361 referências de patentes publicadas no período de 1971 a 2004, obtendo-se uma taxa de crescimento acumulada de 25%. Do total das 361 patentes publicadas, verificou-se que entre os detentores, 76% são empresas, 9% são pessoas físicas em conjunto com empresas, 9% pessoas físicas possivelmente pesquisadores, 4% universidades e 2% institutos de pesquisa ou agências governamentais. Apresenta-se na Figura 2 a evolução anual e acumulada das patentes publicadas, onde é possível verificar um crescimento a partir de 1990, com destaque para o período posterior a 1997.

**Figura 2 - Evolução das publicações de patentes utilizando a base Derwent**



Em relação à origem das publicações, verifica-se a liderança do Japão com 58% das patentes publicadas, seguido dos Estados Unidos com 19%, China com 6% e outros com 27%. Entre os outros países mencionados incluem-se a

Alemanha, Reino Unido, Coréia do Sul, Rússia e Dinamarca. A Tabela 2 apresenta os dez primeiros atores com maior frequência de patentes indexadas na base de patentes, destacando-se a liderança do Grupo Mitsubishi.

**Tabela 2 - Principais atores com patentes publicadas na base Derwent**

Atores	Frequência de Publicações
Grupo Mitsubsihi	33
BP Amoco	13
Tokai Rubber Ind Ltd	12
Exxon Mobil Oil Corp	11
Idemitsu Kosan Co Ltd	11
JFE Holdings KK (NKK Corporation)	10
Hino Motors Ltd	8
Isuzu Motors Ltd	8
Toshiba KK	8
Osaka Gas Co Ltd	7

**Resultado de Publicações na Base de Dados de Aplicação Comercial**

Foram obtidas 78 referências na base de dados Chemical Business NewsBase, no período

de 1985 a agosto de 2004. Os dez principais atores estão apresentadas na Tabela 3.

**Tabela 3 - Principais empresas com publicações na base Chemical Business NewsBase**

Atores	Frequência de Publicações
Haldor Topsoe	9
BP Amoco	8
Toyo Engineering	8
Mitsubishi Gas Chemical	7
NKK Corporation (JFE)	7
Gas Authority of India	5
Indian Oil	5
Air Products and Chemicals	2
Shaanxi New Fuel	2
Total Fina	1

Destacam-se na liderança as empresas Haldor Topsoe, Mitsubishi Gas Chemical, NKK Corporation (Grupo JFE), BP Amoco e Toyo Engineering.

**As Empresas e As Motivações Para o Desenvolvimento do DME**

Com base no exame desenvolvido com relação aos indicadores, foram identificados os principais atores envolvidos no esforço de desenvolvimento e difusão do DME como combustível; a partir disso foi realizada a comparação da natureza de suas participações. De modo a avaliar as principais linhas de atuação, foram selecionadas e analisadas algumas das empresas identificadas. Foram consideradas as empresas com publicações tanto na base de dados de patentes quanto na base de dados de aplicação comercial. Em um segundo

critério de seleção, foram consideradas uma empresa da área de petróleo e gás, e uma empresa automobilística com uma frequência na base de dados de patentes superior a cinco.

Conforme o conceito de Von Hippel (1988), a lógica dos papéis funcionais da inovação sugere como os atores envolvidos esperam se apropriar dos resultados: produzindo, utilizando (incorporando em seus produtos) e fornecendo. Desta forma, procurou-se classificar estas empresas conforme os papéis funcionais da inovação, como: potenciais fabricantes do combustível (DME); usuárias; e, fornecedoras. Na Tabela 4 são apresentadas as empresas classificadas como potenciais produtoras e seu respectivo interesse estratégico no DME.

**Tabela 4 - Empresas potenciais produtoras do DME**

Sector Industrial de Atuação	Empresa	Interesse Estratégico no DME
Petróleo e Gás e Petroquímica	British Petroleum Exxon Mobil	Agregar valor aos negócios de gás e petroquímico
Química e Petroquímica	Mitsubishi Gas Chemical	Desenvolver novos negócios baseados no gás natural
Química e Gases	Air Products	Concentrar recursos nos negócios de gases e químicos
Aço, Engenharia, Semi Condutores e Micro Eletrônica	NKK Corporation (JFE)	Entrar em novo negócio

*Mercado*

Em um segundo grupo, foram classificadas as potenciais fornecedoras deste processo de inovação, conforme apresentado na Tabela 5. Destaca-se, novamente, a inclusão das empresas, de petróleo e gás neste grupo, visto

que estas empresas além de poderem atuar como produtoras, podem também se posicionar como fornecedora da matéria-prima, no caso, o gás natural.

**Tabela 5 - Potenciais fornecedoras para os produtores de DME**

Setor Industrial de Atuação	Empresa	Interesse Estratégico no DME
Petróleo e Gás e Petroquímica	British Petroleum Exxon Mobil	Agregar valor aos negócios de gás e petroquímico
Tecnologia de Catalisadores	Haldor Topsoe	Fornecer tecnologia para síntese do DME
Projeto, construção e instalação de plantas industriais	Toyo Engineering Lurgi AG	Fornecer tecnologia para síntese do DME
Fabricação de equipamentos industriais	Mitsubishi Heavy	Fornecer equipamentos para a produção e uso do DME

**Tabela 6 - Empresas potenciais usuárias do DME como combustível**

Setor Industrial de Atuação	Empresa	Interesse Estratégico no DME
Automobilística	Isuzu Motors, Hino Motors Ford Motor, Mitsubishi Motor, Toyota Jidosha KK	Adequar suas linhas de produtos ao uso do DME como combustível
Fabricação de Componentes Automotivos	Riken Kogyo KK	Adequar suas linhas de produtos ao uso do DME como combustível
Fabricação de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos	Mitsubishi Electric Toshiba KK	Adequar suas linhas de produtos ao uso do DME como fonte de energia

As empresas classificadas como potenciais usuárias são apresentadas na Tabela 6.

Analisando as três tabelas, verifica-se que há uma distribuição nítida de papéis funcionais da inovação, destacando-se a posição vantajosa das empresas produtoras de gás natural que podem exercer o papel tanto de fornecedora quanto de produtora.

**Os Países e As Motivações Para o Desenvolvimento do DME**

Em relação aos países envolvidos neste processo de inovação, foram verificadas

diferentes motivações para o desenvolvimento do DME como combustível, sendo tais motivações, relacionadas com as características econômicas e regionais de cada país. Para os países possuidores de grandes reservas de gás natural, verificou-se que a principal motivação está relacionada ao aproveitamento das reservas irrecuperáveis do gás natural. Neste caso, enquadram-se os países como a Rússia (cf Miroshnichenko et al, 2003) e o Irã (cf Nasr, 2004).

A presença dos Estados Unidos e da Europa neste processo de inovação ocorre em função da

participação de empresas americanas e européias, através do fornecimento de tecnologia ou de matéria prima, ou ainda na adequação de motores para o uso do novo combustível (Air Products, 2002). Tanto nos Estados Unidos quanto na Europa não foram identificadas iniciativas de projetos de plantas industriais, com exceção das iniciativas na Suécia para a produção do BIO-DME (Swedish National Energy Administratin, 2002).

Em relação aos países asiáticos, como China, Índia e Japão, a principal motivação para o desenvolvimento do DME como combustível é garantir a segurança no abastecimento energético, visto que estes países são altamente dependentes de importações de petróleo (EIA, 2003). Entre as iniciativas de aplicação comercial identificadas na base Chemical Business NewsBase, destacam-se diversos projetos de plantas industriais na China e no Japão para a produção do DME em larga escala (Oliveira, 2005).

Entre os esforços no sentido de desenvolver e difundir o uso do DME como combustível, destaca-se a forte característica da estratégia de inovação no Japão, onde, o Japan DME Forum (JDF) exerce um papel central de coordenação, funcionando como um elo entre os diversos atores, facilitando o fluxo da informação através de um processo de cooperação. O JDF é uma associação sob a orientação da Agência para Recursos Naturais e Energia do Ministério de Economia, Comércio e Indústria (Japan DME Forum, 2004). Destaca-se portanto, neste processo, uma outra característica da estratégia de inovação no Japão, onde o governo funciona como um importante agente neste sistema, atuando com o estabelecimento de políticas e exercendo um papel de liderança. Entre as atuações do JDF cita-se a implementação de investigações referentes à produção, transporte, utilização, tecnologia e regulação ambiental (Oliveira, 2005).

No Brasil, o Ministério da Ciência e Tecnologia e a Petrobras, através de suas respectivas unidades tecnológicas, (o INT - Instituto Nacional de Tecnologia e o CENPES) vêm conduzindo, desde 2002, atividades de pesquisa relativas ao desenvolvimento de tecnologia para a obtenção de DME em uma etapa. Essas atividades envolvem a participação de uma rede de instituições composta pelo IME, UFRJ, PUC-Rio e, mais recentemente, a Universidade de Salvador-UNIFACS (DME, 2005).

## Conclusões

Conclui-se que o movimento de proteção da tecnologia referente ao uso do DME como combustível está ocorrendo não somente nas empresas que atuam na área de petróleo e gás, como também em empresas químicas, de equipamentos e automobilística.

Verifica-se que as empresas potenciais fornecedoras e produtoras do DME, como BP Amoco e Exxon Mobil, buscam a agregação de valor aos negócios do gás. As potenciais produtoras como a NKK Corporation visam a entrada em um novo negócio. A Air Products tem como interesse concentrar recursos nos negócios de gases e químicos e a Mitsubsihi Gas Chemical desenvolver novos negócios baseados no gás natural.

O principal interesse da Haldor Topsoe e Toyo Engineering está focado no fornecimento de tecnologia para a produção do DME. As potenciais usuárias, integrantes da indústria automobilística e da indústria de equipamentos elétricos e eletrônicos visam a adequação de seus produtos ao novo combustível - o DME.

Constatam-se diferentes motivações para o desenvolvimento do DME como combustível, que variam conforme as características regionais e econômicas de cada país. Considerando especificamente o caso do Japão, verifica-se uma estratégia de inovação de cooperação com a coordenação do Japan DME Forum e orientação do Ministério da Economia, Comércio e Indústria. Sugere-se desta forma, que a estratégia de inovação de cooperação com coordenação externa adotada no Japão tende a "queimar" etapas do ciclo de vida da tecnologia, acelerando o desenvolvimento tecnológico e o processo de inovação.

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Tecnologia

<sup>2</sup> Pesquisador GEE/Professor EQ-UFRJ

<sup>3</sup> Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

#### Referências Bibliográficas:

- AIR PRODUCTS & CHEMICALS INC. Market outlook for dimethyl ether (DME). Apr. 2002. Disponível em <[http://www.lanl.gov/projects/cctc/resources/pdfs/estmn/DME2\\_Top.pdf](http://www.lanl.gov/projects/cctc/resources/pdfs/estmn/DME2_Top.pdf)>. Acesso em 08/09/2002 e 08/11/2003.
- COATES, V. et al. On the future of technological foresight. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 67, p. 1-17, 2001.
- DME dissemination retriected by price: aerosol-grade variety ranging Yuan 6500- 8500 / tonne. *China Chemical Reporter*, v.12, n.30, p.16-17, Oct. 2001.

- DME: o combustível do futuro. Rio de Janeiro : Instituto Nacional de Tecnologia, 2005. (Caderno de Tecnologia do INT, 1) No prelo.
- JAPAN DME FORUM. Outline of DME. Disponível em:< [http://www.DMEforum.jp/outline/outline\\_e.html](http://www.DMEforum.jp/outline/outline_e.html)>. Acesso em 06/11/2004.
- MIROSHNICHENKO, D. A.; KESSEL, I.B.; KISLENKO, N.N. Comparative Assessment of Some Variants of Natural Gas Transportation. In: WORLD GAS CONFERENCE, Tokyo, June, 1-5, 2003. Proceedings.
- NASR M.J., Iran and DME. In: FIRST INTERNATIONAL DME CONFERENCE, 1. Paris, Oct. 2004. Proceedings.
- OLIVEIRA, Telma de. Um estudo de prospecção e de estratégias de inovação: o caso dimetil éter (DME) e seu uso como combustível. 2005. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos). Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- ORGANIZAÇÃO DE COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO - OCDE. Medição de atividades científicas e tecnológicas: manual FRASCATI. Brasília: CNPq, 1978. (Cadernos de informação em ciência e tecnologia, 2).
- QUONIAN, L. Les Productions scientifiques en bibliométrie et dossier de travaux. 1996. Tese. Habilitation a Diriger Recherches. Université de Droit, d'Economie et des Sciences d'Aix-Marseille III, Marseille, 1996.
- SWEDISH NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. The Bio-DME Project Phase 1. Atrax Energy AB, Apr. 2002.
- VON HIPPEL, Erick. The Sources of innovation. Nova York: Cambridge University Press, 1988
- WATTS, R.; PORTER, A. Innovation Forecasting. Technological Forecasting and Social Change, v. 56, p. 25-47, 1997.



# Os Condicionantes para a Formação de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural\*

Edmar de Almeida<sup>1</sup>  
Maurice Tujeehut<sup>2</sup>

A introdução da competição na indústria de gás natural se deu num contexto no qual se esperava que os avanços tecnológicos e a diminuição da intervenção governamental na economia resultariam em elevação da eficiência, alocativa e produtiva. Na busca dessa nova forma de organização industrial, a indústria de gás natural passou, a partir da década de oitenta, por várias reformas, que visaram à substituição do modelo regulatório com tarifas reguladas em todos os segmentos da indústria por um novo modelo no qual mecanismos de mercado para determinação dos preços passariam a coordenar as relações comerciais da indústria. É importante frisar que as transformações da indústria de gás natural modificaram não só a estrutura da indústria, mas também tiveram impacto sobre o comportamento estratégico dos agentes do setor.

As reformas que introduziram a concorrência na indústria de gás natural também tiveram impactos profundos sobre as formas de comercialização no setor. O principal deles, o desenvolvimento do mercado *spot* de gás, está diretamente associado à existência de concorrência efetiva no setor. Em consequência disso, o estudo do mercado *spot* na indústria de gás natural implica indiretamente na análise do grau de concorrência efetiva no setor.

Considerando as dificuldades da formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural, frente à dificuldade da existência de concorrência efetiva, a seguintes questões são colocadas:

- quais os condicionantes necessários para o desenvolvimento de um mercado *spot* na indústria de gás natural;
- qual o papel dos custo de transação para a formação do mercado *spot*;
- qual o papel dos mercados *spot* enquanto instrumento de flexibilidade na indústria de gás natural liberalizada;

É importante frisar que os impactos econômicos e sociais do processo de liberalização das indústrias de energia ainda são temas de

grande controvérsia política e de debate acadêmico.

Entretanto, este artigo se limitará a identificar as principais condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado *spot*, reconhecendo-se que este tipo de mercado pressupõe a liberalização do mercado final.

## A Indústria de Gás Natural na sua Fase Inicial de Desenvolvimento

A identificação dos condicionantes para a formação de um mercado *spot* de gás exige, antes de tudo, uma análise dos potenciais custos de transação envolvendo as relações comerciais dessa indústria. Sob este ponto de vista, a história da indústria de gás natural pode ser dividida em dois estágios. O primeiro se refere à fase de desenvolvimento da indústria de gás natural até o processo de liberalização na década de noventa, caracterizado pela existência de elevados custos de transação. O segundo diz respeito ao período posterior ao processo de liberalização, caracterizado pela redução importante dos custos de transação.

Os principais fatores que contribuíram para o elevado custo de transação do primeiro estágio da indústria de gás foram: (i) a existência da elevada especificidade dos ativos (sistema de transporte por gasodutos), tendo em vista o reduzido número de agentes com acesso à rede de infra-estrutura; (ii) a reduzida maturidade da rede, limitando o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e de distribuição de gás, e aumentando a interdependência entre os agentes; (iii) a reduzida densidade da rede, que eleva não só o custo, mas também o risco dos investimentos para adicionar novos consumidores; e, por fim, (iv) a elevada incerteza no ambiente das transações, decorrente do grande volume dos investimentos e do longo prazo de maturação dos recursos investidos.

A incerteza no ambiente conjugada à distribuição assimétrica da informação, à elevada especificidade do ativo e à interdependência sistêmica aumentam o risco do aparecimento de condutas oportunistas após a realização do

grande volume de recursos investidos na indústria. Isto cria o problema do *hold-up*, ou seja, o risco de comportamentos oportunistas após a realização de investimentos específicos, que pode provocar níveis de investimentos inferiores ao retorno proporcionado pelo ativo (Torres, 2001). Porém, o problema de *hold up* na indústria de gás natural não se limita só à questão do sub-investimento, mas acarreta também um aumento do custo de transação, provocado pelo alto custo de monitoramento das relações contratuais entre os agentes dessa indústria (Pinto Jr., 2002).

### **Os Principais Aspectos do Processo de Liberalização da Indústria de Gás Natural**

Dada essas condições da indústria de gás natural na sua fase inicial de desenvolvimento, foram introduzidas diversas reformas que visaram a introdução da competição no setor. Sobre essas reformas, destacam-se cinco aspectos.

Primeiro, o *unbundling* ou separação de serviços, que visa à redução do poder de mercado das empresas do segmento de transporte e de distribuição, restringindo sua atuação em outras etapas da cadeia de gás natural (Newberry, 2000). As experiências internacionais mostram que a separação pode ser classificada como separação total ou participação cruzada, com ou sem restrições. Das formas de *unbundling* mencionadas acima, a separação total pode viabilizar os menores custos de transação devido a maior nível de intervenção regulatória que impede comportamentos discriminatórios por parte das empresas proprietárias da infra-estrutura de transporte e distribuição.

Segundo, o *Third Party Access* (TPA), ou livre acesso à rede de terceiros, visa o aumento da concorrência no segmento de transporte e de distribuição mediante o aumento do acesso de terceiros à rede de transmissão e de distribuição de gasodutos e pode ser classificado como acesso regulado ou negociado (Newberry, 2000). O benefício da introdução do livre acesso não se limita exclusivamente ao aumento do número de agentes, sendo também responsável pela diminuição da especificidade do ativo dos gasodutos e da interdependência entre os agentes, conseqüentemente reduzindo o custo de transação que envolve as relações comerciais.

O terceiro e quarto aspectos do processo de liberalização dizem respeito à abertura do mercado final realizada na indústria. A abertura do mercado final pode ser classificada como total, exclusivamente para grandes consumidores. Essa reforma possibilita um aumento no número de

agentes, viabiliza a redução da interdependência entre os atores da indústria, e diminui a ocorrência de condutas oportunistas. O tipo de regulação pode influenciar o custo de transação envolvendo as relações comerciais da indústria, ao determinar as regras de contratos, a solução de conflitos, as condições de acesso de terceiros à rede e as tarifas e/ou preços.

Por fim, destaca-se a importância do nível de maturidade e de densidade da rede de infraestrutura para o sucesso da introdução da concorrência na indústria de gás natural. Estrada et al. (1998) aponta para o fato de que à medida que a rede se torna mais densa e madura verifica-se que a sua especificidade se reduz, tendo impacto direto sobre o custo de transação na indústria. Isto ocorre porque uma rede mais madura viabiliza o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte e de distribuição, aumentando não só a flexibilidade da indústria, mas reduzindo também a interdependência no sistema e entre os agentes do setor. Ademais, a redução da especificidade do ativo da rede de transporte e de distribuição em mercados mais maduros diminui também a possibilidade de condutas oportunistas, ou problemas de *hold up*, e viabiliza uma redução do risco relativo a investimentos na expansão da rede.

### **O Impacto das Reformas Sobre as Transações na Indústria de Gás Natural**

O processo de liberalização teve impactos profundos sobre as transações da indústria de gás natural. Entre esses impactos destaca-se a formação de centros de mercados, isto é, o surgimento de locais físicos na rede de transporte nos quais se concentram as transações de comercialização de gás e serviços de transporte (Newberry, 2000). Em geral, esses pontos se concentram em pontos estratégicos na rede física de transporte como entroncamentos de interconexão entre gasodutos de várias bacias, abrindo a possibilidade de transacionar gás de diferentes campos de produção.

Os centros de mercado foram um passo importante para a modificação das relações comerciais entre os agentes da indústria porque viabilizaram a concentração de um grande número de agentes e aumentaram o volume de transações num único espaço, permitindo o deslocamento do mercado de atacado para esses pontos localizados na rede física de transporte.

Desde o início do processo de liberalização na década de oitenta, foram desenvolvidos centros de mercado na indústria de gás natural de vários

países. Nos Estados Unidos, existem centros de mercado em diversos estados, mas o centro mais desenvolvido é o Henry Hub. O preço de gás no Henry Hub é também utilizado como referência para a comercialização de contratos de gás no mercado mundial. Além dos Estados Unidos, existem centros de mercado no Reino Unido, o National Balancing Point; na Bélgica, o Zeebrugge Hub; e na Alemanha, o Bunde Hub. Atualmente, discutem-se o desenvolvimento de centros de mercado na Austrália, Itália, França, Espanha e Áustria.

À medida que aumenta o número de agentes interessados na compra e venda de gás e capacidade de transporte, e conseqüentemente, o volume das transações realizadas no mercado de atacado, surge a necessidade de realizar contratos com prazos menores, para viabilizar o ajustamento da rede de gasodutos de transporte e de distribuição. Desse modo, abre-se a possibilidade do desenvolvimento de um mercado de curto prazo; isto é, um mercado no qual são negociados contratos de ajuste de demanda e de oferta de curto prazo, seja de venda de gás ou de capacidade de transporte.

O aumento do número de agentes, no entanto, não é condição suficiente para a formação do mercado de curto prazo. Além disso, é necessária a existência de um mercado líquido, no qual haja oferta de gás e capacidade de transporte suficiente para ser comercializada a qualquer momento. A padronização de contratos possibilita não só diminuição do custo de transação, como também o aumento na velocidade da realização das transações.

Além da diminuição do risco de comportamentos oportunistas e a conseqüente redução no custo de transação, o mercado de curto prazo também proporciona uma elevação da flexibilidade e um aumento da eficiência da indústria de gás natural (Austvik, 2003). Esse aumento na eficiência se deve principalmente ao fato de que os contratos de curto prazo tendem a refletir melhor o contexto das relações econômicas entre os agentes dessa indústria.

Dada a importância dos fatos acima, percebe-se que o desenvolvimento de um mercado de curto prazo depende de uma série de fatores que foram progressivamente transformando as condições de troca entre os agentes da indústria. Dentre estes fatores destacam-se (i) a existência de uma indústria desconcentrada, com um número de agentes (compradores e vendedores de contratos de gás ou de serviços de transporte)

suficientemente grande, de forma que uma transação não altere o preço de gás no mercado; (ii) a existência de um mercado líquido, com oferta de gás ou capacidade de transporte suficiente para ser transacionada livremente e de forma rápida entre os agentes; (iii) capacidade de armazenamento (em localidades próximas aos *hubs*) para facilitar o ajuste da oferta e da demanda por meio de contratos de curto prazo; e, por fim, (iv) uma velocidade de fechamento dos contratos negociados. Esse último aspecto está diretamente associado à existência de contratos padronizados capazes de permitir a diminuição do tempo e do custo de transação dos agentes.

Outro impacto importante da liberalização sobre as transações na indústria de gás natural é o surgimento de um mercado secundário. O mercado secundário é o mercado que corresponde ao ambiente de negociação de contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte adquiridos no mercado primário (Almeida, 2005). Ou seja, nesse mercado negocia-se a revenda parcial ou total de contratos interruptíveis e contratos firmes (que podem ser revendidos como contratos interruptíveis) adquiridos no mercado primário.

Além dos fatores que favorecem o desenvolvimento de um mercado de curto prazo, o surgimento do mercado secundário na indústria de gás natural depende da possibilidade dos agentes escolherem seus fornecedores de gás e revenderem livremente os contratos de comercialização de gás e de serviço de transporte adquiridos no mercado primário. O mercado de curto prazo e o mercado secundário podem se transformar em um mercado *spot* de gás. O mercado *spot* seria um mercado no qual a realização de transações multilaterais se dá por meio de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo para compra e venda de gás e de capacidade de transporte. Ademais, as transações no mercado *spot* podem ser primárias, no caso de contratos de curto prazo firmados pela primeira vez, ou secundárias, quando se refere à negociação de contratos firmados anteriormente (Almeida, 2005).

Júris (1996), destaca que o papel do mercado *spot* na indústria de gás natural competitiva é de transmitir sinais eficientes de preço do valor de mercado do gás. Assim, num mercado competitivo de gás, o preço do gás no mercado *spot* refletiria o custo marginal de curto prazo da *commodity*. Caso o preço *spot* induza os ofertantes e demandantes a equilibrarem as flutuações entre a demanda e a

oferta de gás ao menor custo de transação possível, pode-se afirmar que o mercado *spot* funciona como uma estrutura de coordenação eficiente.

Por fim, destacam-se os condicionantes mais importantes que viabilizam a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural.

1. As reformas que visam à introdução da concorrência na indústria de gás natural, com destaque para o livre acesso à infra-estrutura e a separação de serviços;

2. Uma indústria desconcentrada, com a presença de um grande número de agentes dispostos a negociarem contratos de comercialização de gás e serviço de transporte;

3. A existência de um elevado número de produtores (ou importadores) localizados em diversas áreas geográficas do país. Isto facilita a desconcentração da oferta de gás devido à menor possibilidade dos produtores influenciarem o preço da *commodity*;

4. Uma rede madura e bem interconectada possibilita não só o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte, mas também viabiliza a formação de *hubs* e centros de mercado. Esses são fundamentais para o desenvolvimento do mercado de curto prazo que precede o mercado *spot*, já que permitem a concentração dos agentes interessados na compra ou venda de contratos de comercialização de gás ou serviços de transporte;

5. Excesso de oferta de gás ou de capacidade de transporte facilita a negociação de contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte entre os agentes;

6. Capacidade de armazenamento suficientemente grande para atender ajustes nos horários de pico e os efeitos da sazonalidade da demanda;

7. A padronização dos contratos, o que viabiliza uma redução do custo de transação dos agentes devido ao menor tempo e esforço gasto na busca do contrato ideal;

8. E, por último, a existência de um sistema de comércio eletrônico facilitando a negociação entre os agentes. Dessa forma, os agentes podem realizar uma transação de qualquer localização desde que estejam conectados ao sistema eletrônico.

#### **Aspectos Importantes que Influenciam o Desempenho do Mercado *Spot* de Gás**

O resultado final da implementação das reformas na indústria de gás natural não foi idêntico em todos os países. Isto se deve não só à forma com a qual as reformas foram introduzidas, mas principalmente às especificidades tecnológicas e econômicas da indústria de gás natural de cada país.

A análise das experiências internacionais coloca em evidência essas diferentes formas de organização na indústria de gás natural liberalizada. Entretanto, vale ressaltar que apesar da multiplicidade dos modelos, a maioria dos países da OCDE adotaram políticas que buscaram promover objetivos similares, isto é, aumentar a concorrência e a flexibilidade dos contratos da indústria de gás natural.

Entretanto, a adoção de um novo modelo de organização na indústria de gás natural não é garantia da existência de concorrência efetiva no setor. A existência e a intensidade da concorrência são resultantes da interação das formas de regulação, das regras de mercado escolhidas<sup>11</sup>, da estrutura da indústria e do grau de maturidade da indústria de gás natural.

Dadas essas condições, destaca-se que o nível de concorrência em países com baixo grau de maturidade não tende a ser muito elevado, mesmo com a introdução das reformas que visam a liberalização da indústria. Por outro lado, os países com uma indústria de gás madura podem apresentar um reduzido nível de concorrência, se a liberalização não for acompanhada de uma regulação coerente e uma adequação da estrutura da indústria.

Posto isso, percebe-se que o desenvolvimento e o desempenho do mercado *spot* de gás está diretamente associado ao nível de concorrência efetiva no setor. Essa afirmação fica ainda mais clara quando se descobre que os fatores que determinam a intensidade da concorrência na indústria são iguais aos condicionantes responsáveis para a formação de um mercado *spot* de gás.

É importante sublinhar portanto, que a adoção de um determinado modelo de organização e as especificidades próprias da indústria de gás de cada país influenciam a formação e o desempenho do mercado *spot* de gás.

Outro aspecto que pode influenciar o desempenho do mercado *spot* de gás é a expectativa de queda do preço da *commodity*. Isto porque os agentes estão dispostos a fechar mais contratos de curto prazo de gás e serviços de

transporte quando há uma tendência de queda do preço da *commodity*. O aumento do número de transações de curto prazo facilita o desenvolvimento do mercado *spot* de gás.

Por fim, destaca-se a importância da escolha do tipo de tarifação de transporte de gás na rede de infra-estrutura de gasodutos. Existem basicamente três tipos de tarifação: tarifas baseadas na distância do transporte; tarifas postais; e tarifas do tipo entrada/saída.

Entre os tipos de tarifação mencionados acima, chama atenção a tarifa de entrada/saída que estabelece uma taxa no ponto de injeção (entrada) e no ponto de retirada (saída) do gás no sistema de gasodutos do país. Esta forma de tarifação não tende só a tornar a tarifa mais próxima possível de seus custos associados, mas também facilita a revenda de contratos de serviços de transporte dentro do sistema. Isto porque uma vez que um produtor/comercializador paga a tarifa de entrada no sistema, ele pode revender o gás para qualquer consumidor/comercializador dentro do sistema de transporte. Este consumidor/comercializador pode comprar de qualquer fornecedor e apenas pagar a tarifa de retirada do sistema. Desta forma, o sistema de tarifas tipo entrada e saída viabiliza o encontro de todos os fornecedores e compradores dentro do mercado do sistema, além de permitir o aumento no número de agentes aptos a comercializarem gás natural.

Cabe sublinhar que a tarifa de entrada/saída permite a redução do custo de revenda no sistema e portanto, facilita a comercialização de contratos no mercado secundário. Entretanto, é importante frisar que a determinação do tipo de tarifação depende não apenas das condições do mercado, mas também das características do sistema de transporte de cada país.

### Conclusão

Este trabalho buscou identificar e analisar os principais condicionantes para a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural.

Tentou-se mostrar que a forma de coordenação das relações comerciais na indústria de gás natural na sua fase inicial de desenvolvimento foi determinada pela presença de altos custos de transação. Desse modo, a verticalização das atividades e os contratos de longo prazo foram considerados, como sendo as estruturas de governança mais eficientes para regular as transações da indústria.

No estágio seguinte, isto é, na indústria de gás natural liberalizada, verifica-se uma diminuição da especificidade dos ativos e, conseqüentemente, uma redução do custo de transação na indústria. Essa redução da especificidade do ativo transforma o mercado na estrutura de coordenação mais apropriada para coordenar as transações na indústria de gás natural.

A formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural depende, como exposto, de uma série de condicionantes que são fundamentais para o seu desenvolvimento. Esses condicionantes são também responsáveis pelo desenvolvimento do mercado de curto prazo e do mercado secundário que precedem a formação do mercado *spot* de gás.

Por fim, espera-se que a identificação dos condicionantes para a formação de um mercado *spot* de gás possa contribuir para o desenvolvimento desse importante instrumento de flexibilidade da demanda na indústria de gás natural de outros países.

---

<sup>1</sup> Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

<sup>2</sup> Mestre IE-UFRJ

\* Artigo baseado na tese de mestrado intitulada de "Condicionantes para a Formação de um Mercado Spot na indústria de Gás Natural" de Maurice Tujeehut defendida em agosto de 2006 no IE-UFRJ.

<sup>1</sup> Almeida e Pinto Jr. (2005) apontam que o livre acesso de terceiros à rede terá pouco impacto sobre o nível de concorrência da indústria se não for acompanhada também pelo *by-pass* comercial na distribuição de pelo menos parte dos consumidores finais.

<sup>II</sup> As regras de mercado determinam o grau de liberalização do setor.

Referências Bibliográficas:

- ALMEIDA, E. e PINTO Jr. Evolução da Indústria de Gás Natural: Modelos de Regulação e Lições para o Caso Brasileiro. Rio de Janeiro, outubro, 2005.
- ALMEIDA, E. Obstáculos e Possibilidades para o Desenvolvimento do Mercado Secundário de Gás Natural: Panorama Internacional e Brasileiro. Rio de Janeiro, 2005.
- AUSTVIK, O. G. Norwegian Natural Gas. Liberalization of the European Market. Oslo, 2003.
- ESTRADA, J., MOE, A. and MARTINSEN, K. The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. Sussex, England, John Wiley & Sons, 1995.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. Paris, 2002.
- JURIS, A. Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United State, Banco Mundial, Washington 1996.
- NEWBERRY, D. M. Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries. The MIT Press, Cambridge, 2000.
- PINTO JR., H. Repartição das Rendas Econômicas na Indústria Brasileira do gás Natural. Rio de Janeiro, 2002.

---

## Fatos Marcantes

### **Petrobras Participará do DJSI**

A partir de 18 de setembro a Petrobras participará do Índice Dow Jones Mundial de Sustentabilidade (DJSI), que é usado como parâmetro para análise dos investidores sócio e ambientalmente responsáveis.

O DJSI avalia os desempenhos econômico, ambiental e social de mais de 2.500 empresas em 58 setores, em todo o mundo.

Participam também do índice as empresas brasileiras: Aracruz Celulose, Banco Bradesco, Banco Itaú, Companhia Energetica de Minas Gerais (CEMIG). No setor de petróleo e gás estão incluídas: BG Group, BP PLC, EnCana, Nexen Inc, Repsol YPF, Royal Dutch Shell, Shell Canada Ltd., Statoil, Suncor Energy Inc. e Total S.A.

De acordo com os critérios de avaliação do DJSI, a Petrobras se destacou em relacionamento com clientes, gestão da marca, desempenho ambiental, desenvolvimento de recursos humanos e cidadania corporativa. Em um máximo de 100 pontos, a Petrobras pontuou 71, 70 e 83 nas dimensões econômica, ambiental e social, nesta incluídas as questões de segurança e saúde ocupacional.

No total, a pontuação da Petrobras foi de 74. A empresa mais bem pontuada no índice ficou com 77 pontos e a mais baixa com 68. A média do setor de petróleo e gás foi de 50 pontos.

### **Petrobras Pretende Construir uma Nova Refinaria**

Paulo Roberto Costa, diretor de Abastecimento da Petrobras, declarou que a Petrobras pretende construir uma refinaria com a capacidade para 500 mil barris de petróleo diários até 2014. Esta terá seu foco na produção de gasolina e diesel de alta qualidade e terá parte de sua produção destinada a exportação.

Segundo Costa, "Olhando a perspectiva de produção no Brasil e também o crescimento da demanda de mercado, já há necessidade de se projetar uma nova refinaria, que estamos chamando de refinaria Premium". Ele também informou que, possivelmente, o empreendimento será feito sem parceiros e consistirá na maior refinaria da estatal, superando a Replan, em Campinas, que processa 360 mil barris diários de petróleo.

### **A Indústria de Gás Natural no Brasil Terá Investimentos de US\$ 22 bilhões até 2011**

Segundo o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras - aprovado no último dia 30 de junho - do montante de US\$ 87,1 bilhões previstos em investimentos, a Petrobras destinará US\$ 17,6 bilhões para desenvolver a cadeia do gás natural brasileira que, somados aos US\$ 4,5 bilhões provenientes de parceiros, totalizarão um investimento US\$ 22,1 bilhões. Esta quantia é 71% maior do que o valor previsto no Plano anterior.

A estatal investirá, até 2011, US\$ 7,5 bilhões somente no negócio de Gás e Energia, dos quais US\$ 6,5 bilhões estão destinados à ampliação da malha de gasodutos e à construção de terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL). O restante será aplicado em energia (construção e conversão de termelétricas), desenvolvimento energético (biodiesel, energia eólica e outras fontes alternativas) e obras no exterior.

Os indicadores do Plano apontam que a Petrobras tem como meta para 2011 comercializar, em média, 70 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Atualmente, são comercializados cerca de 40 milhões m<sup>3</sup>/dia do insumo.

A Petrobras pretende ainda intensificar seu programa de eficiência energética em seus processos industriais e junto aos usuários de seus produtos - como já é realizado hoje pelo Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e do Gás Natural (Conpet). Por meio destas iniciativas, a Petrobras e seus clientes reduzirão custos e emissões atmosféricas, contribuindo para a melhoria do meio ambiente.

### **A ANP Limita o Número de Ofertas Permitidas para a 8ª Rodada de Licitações de Áreas para E&P de Petróleo e Gás**

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) decidiu limitar o número de ofertas que as empresas petrolíferas poderão fazer na 8ª Rodada de Licitações de Áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares do país, prevista para os dias 28 e 29 de novembro de 2006.

Durante a audiência pública a ANP apresentou as empresas interessadas o detalhamento dos 284 blocos, localizados em 14 setores de sete

---

bacias. Segundo o diretor da ANP Nelson Narciso, a decisão de limitar entre duas e quatro o número de ofertas em todas as áreas tem como objetivo aumentar a concorrência. "A idéia é evitar que haja uma concentração muito grande nas mãos de uma única empresa. É preciso impedir o retorno do monopólio", afirmou o diretor.

Os blocos serão ofertados nas bacias de Barreirinhas, Espírito Santo, Pará, Maranhão, Pelotas, Santos, Sergipe, Alagoas e Tucano Sul, totalizando 101 mil quilômetros quadrados de áreas para exploração. Estão incluídos 35 blocos marítimos em cinco setores das bacias do Espírito Santo e Santos; 153 em setores considerados como novas fronteiras marítimas; 47 blocos em um setor na bacia de Tucano Sul (no sul da Bahia), com o objetivo de atrair investimentos e aumentar o conhecimento geológico na área; além de 49 áreas classificadas como maduras na bacia terrestre de Sergipe-Alagoas.

#### **A Petrobras e a White Martins Inauguram Empresa de GNL**

O consórcio formado pela White Martins, com 60%, e a Petrobras, com 40%, inaugurou em agosto, as operações da GásLocal, criada para transportar e comercializar o Gás Natural Liquefeito (GNL) produzido na planta da White Martins localizada em Paulínia (SP), em um investimento total de US\$ 50 milhões, com 72% de nacionalização de seus equipamentos.

Esta planta é pioneira no país e tem capacidade de liquefazer 380 mil metros cúbicos de gás natural/dia, e permitirá abastecer de gás natural, sob a forma liquefeita (GNL), áreas ainda não alcançadas por gasodutos e redes de distribuição. O gás natural é entregue pela Petrobras para liquefação na planta da White Martins e transportado e comercializado pela GásLocal em carretas.

A empresa já tem diversos contratos firmados, entre eles, com concessionárias de distribuição de gás natural canalizado como a

Gasmig (MG), Goiásgás (GO) e Cebgás (DF). O suprimento via GNL viabilizará o início das operações destas concessionárias no Estado de Goiás e no Distrito Federal. O consumo já contratado significa uma boa parcela da capacidade de produção da planta, que deverá gerar cerca de 160 empregos diretos.

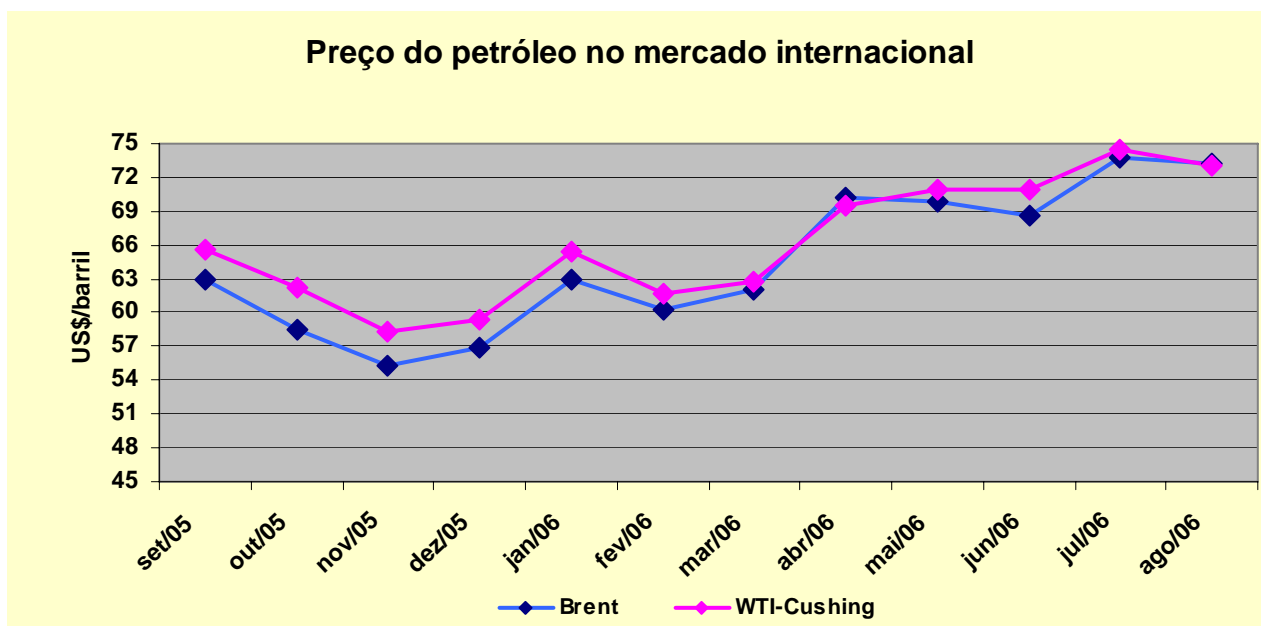
A Petrobras ainda pretende intensificar sua atuação no GNL como meio de reduzir a dependência de importações da Bolívia. A estatal fará licitação para afretamento, com opção de compra no final do contrato, de duas plantas de GNL instaladas em navios, que ficarão no Nordeste e no Sudeste brasileiro. Uma outra planta, no Sul do país, também já está sendo estudada.

#### **A Petrobras Unifica suas Transportadoras de Gás Através da Criação da Companhia Tag**

A Petrobras vai incorporar todas as suas transportadoras de gás em uma só companhia, que se chamará Transportadora Associada de Gás (Tag). Gradualmente, a Tag vai absorver sete transportadoras nas quais a estatal tem participação acionária relevante, controle acionário ou 100% das ações, hoje detidas pela Gaspetro, assim como os novos projetos. A nova empresa nasce com ativos de R\$ 4 bilhões, faturamento anual de R\$ 1,7 bilhão, e capacidade de transportar diariamente 50 milhões de metros cúbicos de gás por dia em seus 7.756 quilômetros de gasodutos.

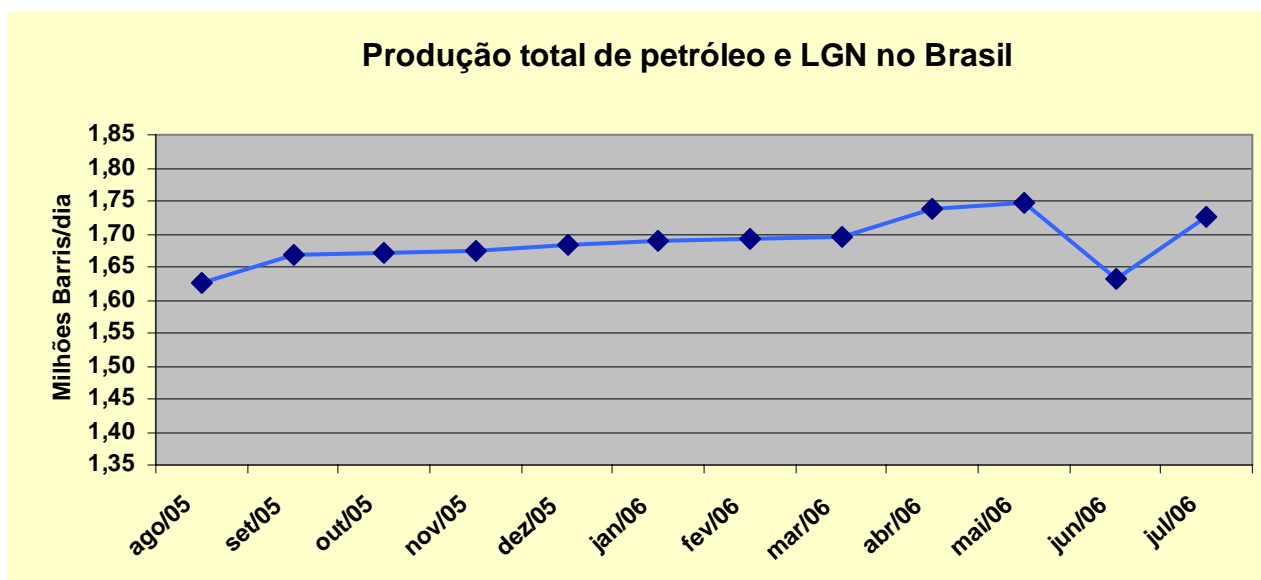
O diretor de Gás e Energia da Petrobras, Ildo Sauer, disse que o objetivo dessa reestruturação organizacional é melhorar a gestão das empresas e torná-las mais eficientes, o que trará ganhos financeiros, comerciais e operacionais. Os cálculos são de que a criação da Tag permitirá uma economia de US\$ 1 bilhão se trazidos a valor presente a redução dos custos estimados para os próximos 20 anos.

Gráfico 1



Fonte: EIA

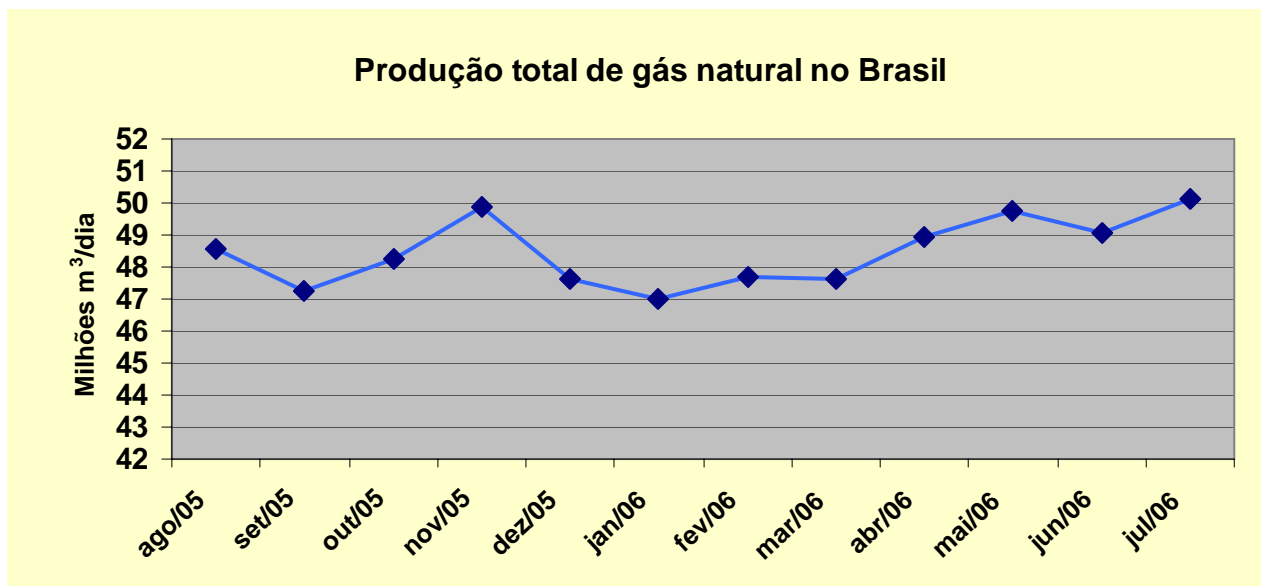
Gráfico 2



Fonte: ANP

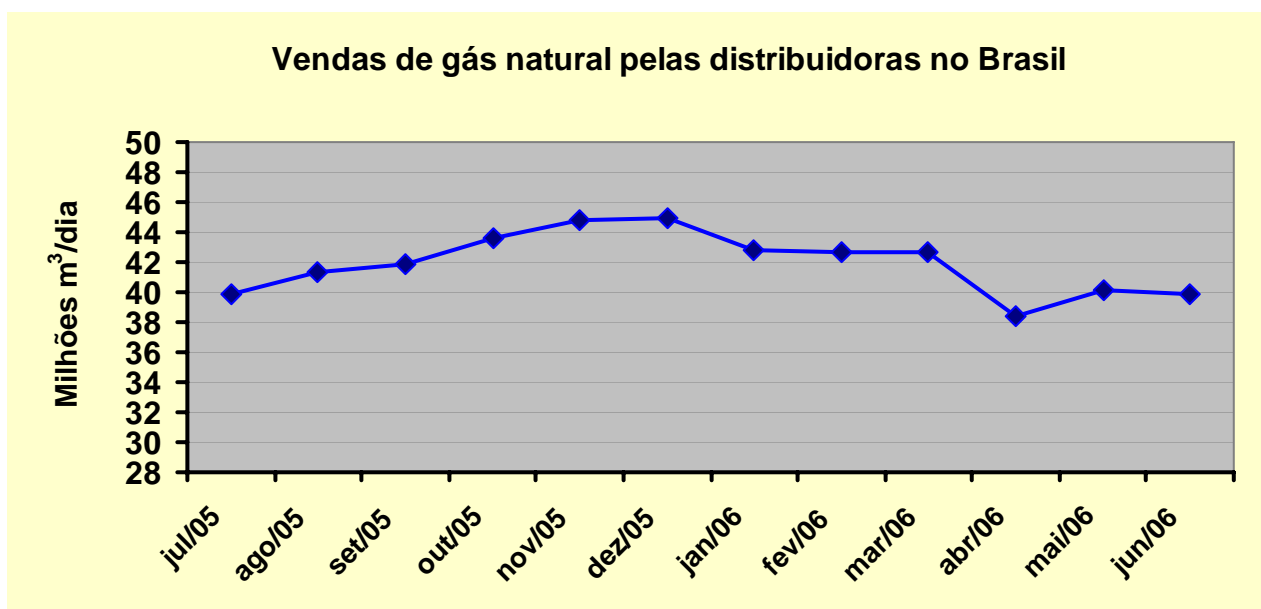


Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia