

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

ANÁLISE DA CONJUNTURA DAS INDÚSTRIAS DO PETRÓLEO E DO GÁS

PETRÓLEO

Editorial: Por que Petróleo & Gás Brasil?

Um Novo Choque do Petróleo _____ 2

Produção Nacional de Petróleo: Petrobrás Cumpre Metas Do Plano Estratégico _____ 3

Competitividade dos Fornecedores Nacionais na Pendência de uma Política Tributária _____ 5

Perspectivas do “Project Finance” No Brasil _____ 6

GÁS NATURAL

Geração Elétrica a Gás : Grande Mercado com Grandes Problemas _____ 9

Gás Natural Veicular : Vantagens e Evolução Recente do Mercado _____ 11

A Nova Regulamentação da Tarifa de Transporte para os Gasodutos da Petrobrás _____ 12

Estratégias da Enron para o Brasil _____ 13

A Gradativa Liberalização do Mercado Europeu de Gás Natural _____ 14

Ensaio do Mês: a Questão dos Índices para tarifas de Serviços Públicos _____ 17

Estatísticas _____ 19

Editorial: Por que *Petróleo & Gás Brasil*?

O Instituto de Economia da UFRJ em parceria com a Organização Nacional da Indústria do Petróleo tem o prazer de lançar o primeiro número de *Petróleo & Gás Brasil*. Um boletim mensal de análise da conjuntura da indústria brasileira do petróleo e do gás. Este boletim encontra suas justificativas nas transformações radicais introduzidas na regulação e na forma de organização das indústrias brasileiras de petróleo e gás. A quebra do monopólio estatal do petróleo, o processo de privatização das empresas no setor de distribuição do gás natural, a entrada de novos agentes em diversos segmentos da cadeia destas indústrias abrem espaço para um rápido desenvolvimento da concorrência nestes segmentos. Este desenvolvimento requer maior transparência e independência das informações, que devem estar disponíveis a um número cada vez maior de agentes, que agora participam do "jogo" do petróleo e do gás no Brasil. No atual contexto, novas fontes de informação e análise tornam-se mais do que nunca necessárias.

O boletim *Petróleo e Gás Brasil* espera contribuir para uma maior transparência na indústria, não apenas informando, mas auxiliando os principais agentes no acompanhamento e compreensão dos fatos econômicos mais relevantes da nova dinâmica industrial e dos mercados do petróleo e do gás. Ressaltamos o apoio imprescindível do CTPETRO-FINEP e da Agência Nacional do Petróleo para este projeto, tendo esta última viabilizado o desenvolvimento da área de concentração em Economia do Petróleo e do Gás no Instituto de Economia, através de seu Programa de Formação de Recursos Humanos.

Este primeiro número do boletim traz 10 matérias com análise de questões-chave para uma melhor compreensão do momento atual dos mercados, dos investimentos e da dinâmica industrial nas indústrias de petróleo e do gás no Brasil. As matérias tentam apresentar elementos de análise para as questões recorrentes na conjuntura atual da indústria.

Editor Responsável: Edmar de Almeida

Colaboradores: Fernanda Laureano, Gabriel Ulyseia, Helder Queiroz Pinto Jr., João Lizardo de Araujo, Marcos Perazo, Luciano Losekann, Rodrigo Valle Real, Rodrigo Pedrosa, Rosemarie Broker Bone.

Tel (21) 295 1447 R. 221 e 222 Fax (21) 541 8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

PETRÓLEO

Mercados

Um Novo Choque do Petróleo

A economia mundial atravessou no início do segundo semestre de 2000 uma série de turbulências associadas à alta dos preços internacionais do petróleo. O comportamento dos preços passou a ser diariamente monitorado pela imprensa nacional e internacional, e as reações de países importadores e dos membros da Opep voltaram a ser destaque.

Chegando ao fim do ano 2000, esse movimento arrefeceu, de certo modo, e o preço parece ter se acomodado em torno do patamar de US\$ 33, após ter passado a barreira dos US\$ 35.

Naquele momento, não faltaram análises precipitadas e projeções pessimistas. A tônica principal dessas análises estava centrada na “volta do cartel da OPEP” e nos efeitos a termo deste terceiro choque do petróleo. Reconhecemos aqui o peso da dimensão geopolítica nas decisões da indústria. Porém, o papel atribuído à OPEP parece exagerado, pois as contradições internas e os conflitos entre os países-membros estão longe de um equacionamento que permitiria uma efetiva atuação como cartel.

Independentemente da qualidade e seriedade que possa ser atribuída a essas análises, muitas vezes prejudicadas pela pressa, é extraordinário constatar que a interpretação de fenômenos econômicos seja tão prisioneira de idéias facilmente assimiláveis. Assim, se os preços subiram muito, é “evidente” que se trata de um novo choque.

O movimento recente guarda muito pouco dos traços marcantes dos aumentos de preços de 1973 e 1979. Vamos verificar, de forma esquemática, as duas principais razões:

Primeira, as estruturas de oferta e de demanda são muito diferentes daquelas

observadas na década de 70. Como resultado das políticas de diversificação das fontes de suprimento, as matrizes energéticas dos países importadores se tornaram menos dependentes do petróleo e novas regiões produtoras surgiram. Além disso, como resultado da interrupção da regularidade de crescimento econômico, a demanda foi fortemente desacelerada. O resultado foi a transição de um contexto de oferta limitada e concentrada nos países da OPEP e forte crescimento da demanda, para um contexto de oferta mais diversificada e demanda estabilizada.

Segunda, ao longo dos anos 80, em decorrência da ausência da regularidade de crescimento da economia mundial, o aumento da incerteza quanto ao comportamento de variáveis-chave da economia modifica a percepção dos agentes quanto ao risco e às expectativas de longo prazo. Ora, em tais circunstâncias, o comportamento dessas variáveis torna-se menos previsível e volátil. Essas características fertilizaram o terreno para a ampliação de **inovações financeiras** visando a cobertura de riscos, como os mercados futuros, onde as empresas industriais, através de operações de securitização, tentam se proteger da flutuação de preços. Assim, ao acoplarem contratos financeiros aos negócios físicos conseguem uma melhor gestão financeira dos seus fluxos de caixa. Portanto, não é por acaso que o primeiro contrato de petróleo no mercado futuro tenha sido negociado apenas em 1983. Até então, o problema da volatilidade dos preços não era crucial. Até porque a maior parte do comércio internacional estava ancorada em contratos de longo prazo, seguindo o preço de referência do mercado. A necessidade de diversificar as fontes de suprimento aumentou significativamente as negociações no mercado spot, onde as flutuações de preço são correntes.

Esses dois fatores modificaram substancialmente o **regime de formação de preços nos mercados internacionais**. Com o desenvolvimento de mercados de contratos, a volatilidade passa a ser um traço marcante desse novo regime de preços. De maneira muito rápida, os principais operadores de petróleo passaram também a

atuar nesses mercados. Outro traço desse movimento é o descolamento do mercado físico do mercado de contratos que, por vezes, pode vir a desestabilizar o equilíbrio de mercado.

Nesse contexto, é natural que o preço internacional flutue. Essa flutuação, durante a segunda metade da década de 90, ficou restrita a uma faixa larga, entre os patamares de US\$ 12 e US\$ 25. Também é de se esperar que em determinados momentos, os preços possam se situar temporariamente fora dessa faixa, o que conduziria, inclusive, a uma revisão desses patamares, especialmente se o comportamento da oferta e da demanda se alteram. Porém, a volatilidade permanece sendo o traço característico desse regime de preços. No início de 1997, o preço chegou a US\$ 24; em janeiro de 1999, a cerca de US\$ 10, ponto mais baixo desde o início do movimento progressivo de alta.

Voltemos aos analistas. A base de comparação para analisar esse “novo” choque tem sido este último ponto, abaixo da do piso de flutuação observado na década de 90, levando à conclusão (pouco qualificada) de que os preços triplicaram. Se comparados com o preço de janeiro de 1997, o aumento é sensivelmente inferior. Porém, apesar da recuperação da demanda na Ásia, não foram registrados sobressaltos no comportamento da demanda que justifiquem tão expressiva alta. Como podemos notar, a alta atual nada tem a ver com os dois primeiros choques. Antes de 1973, os preços ficaram durante muito tempo estabilizados em torno de US\$ 3 por barril; após o primeiro choque, mantido em torno de US\$ 12.

Porém, desequilíbrios no mercado de contratos, cujos dados não são sistematizados e são de difícil análise devido às trocas constantes de posições, podem alterar o preço nos mercados futuros e, como ocorre sempre em fenômenos especulativos, gerar uma demanda adicional por novos contratos, contribuindo para acentuar o efeito da alta de preços.

Essas características do regime de preços internacionais do petróleo tornam ainda mais complexo o exame criterioso do comportamento da indústria mundial do

petróleo e tiram o sono daqueles que apreciam as análises rápidas. Porém, um ponto é certo: a volatilidade é a tônica do regime de preços e os operadores ainda estão aprendendo a lidar com ela.

Produção nacional de petróleo: Petrobrás cumpre metas do plano estratégico

Os resultados operacionais e financeiros recentes da Petrobrás vieram a confirmar as projeções de crescimento divulgadas no Plano Estratégico do Sistema Petrobrás em outubro do ano passado. Os resultados obtidos têm sido tão expressivos que, de acordo com apresentação, do Diretor Internacional da Petrobrás, Sr. Jorge Camargo, na Rio Oil & Gas Expo 2000, muito provavelmente, as projeções de crescimento da produção serão revistas para patamares mais elevados.

De acordo com o Plano Estratégico, a Petrobrás será uma empresa de energia com atuação internacional e líder na América Latina em 2005. Mais ainda, o Plano Estratégico indica que a estratégia da Petrobrás será consolidar sua liderança no mercado brasileiro dentro das novas regras de concorrência do setor, com foco na rentabilidade e na expansão de sua atuação internacional. Para tanto, espera elevar sua capacidade de produção de óleo, assegurando sua colocação e expandindo a comercialização de derivados. Espera-se também criar mercados para assegurar a colocação da produção de gás natural.

No que concerne à produção de petróleo, dentre as metas estabelecidas no Plano Estratégico, está a produção de 300 mil barris/dia de óleo e gás natural no exterior até 2005 (170 mil barris/dia de óleo), o que representa um aumento de aproximadamente 30% ao ano em sua produção externa. Atualmente, a produção externa da Petrobrás é de aproximadamente 80 mil barris/dia e, em 1999, sua produção média diária ficou em torno de 74,7 mil barris/dia.

Além disso, o Plano Estratégico prevê um aumento da produção nacional de óleo e de LGN de 80% nos próximos cinco anos, atingindo cerca de 2 milhões de barris/dia em

2005, dos quais 1.850 mil barris/dia seriam produzidos pela Petrobrás. Portanto, até 2005, a Petrobrás continuará sendo a principal responsável pela produção de petróleo no país. Destes 1.850 mil barris/dia, espera-se que cerca de 1.500 mil barris/dia provenham da Bacia de Campos (quadro 01).

Para tanto, o Plano Estratégico prevê investimentos significativos em E&P: a Petrobrás investirá US\$ 32,9 bilhões no período 2000/2005. Destes, 68% serão destinados a área de Exploração & Produção com o intuito de aumentar reservas, desenvolver a produção de óleo e gás e reduzir custos de produção. O crescimento da produção estará focado nos projetos em águas profundas, com prioridade para projetos economicamente robustos, de maior reserva e potencial de produção, tais como Marlim, Marlim Sul, Barracuda e Roncador.

Neste ano, como já dito, a Petrobrás conseguiu obter resultados significativos. Em julho desse ano, a Petrobrás chegou à marca histórica de produção de um milhão de barris de petróleo por dia na Bacia de Campos, dos quais mais de 500 mil barris do Campo de Marlim. Outro marco significativo deste ano foi a completação de um poço para produzir a 1.877 metros de profundidade, em Roncador. E ainda, no final do mês de outubro, a Petrobrás confirmou novo recorde de produção diária, quando o volume de produção atingiu a marca de 1,422 milhão de barris. Cabe ainda ressaltar a recente descoberta de um campo de gás gigante na Bacia de Camamu, sendo a primeira descoberta realizada sob o regime de parcerias com empresas privadas.

Em 2000, a expectativa da Petrobrás é que sua produção seja de aproximadamente de 1,3 milhão barris/dia. Em 1999, sua produção média foi de aproximadamente 1,1 milhão de barris/dia, dos quais 80% foram produzidos offshore. No primeiro trimestre deste ano, a Petrobrás aumentou em 6% sua produção de

óleo e LGN, se comparado com o mesmo período de 1999. Foram produzidos 1.251 mil barris/dia dos quais 1.193 mil barris/dia no mercado nacional. Em março, sua produção média diária foi de 1.230 mil barris/dia.

No segundo trimestre de 2000, a Petrobrás aumentou a produção de petróleo em cerca de 10%, se comparado ao mesmo período de 1999. Foram produzidos 1.273 mil barris/dia, sendo 1.218 no Brasil e o restante no exterior. A produção média diária em Junho/2000 foi de 1.250 mil barris/dia e em 30 de Junho, a Petrobrás bateu recorde de produção diária, com o nível de 1.291 mil barris.

Comparando o primeiro semestre deste ano com o primeiro semestre de 1999 (quadro 02), houve um aumento de 8% da produção de petróleo da empresa. A produção média do semestre, proveniente de mais de 8 mil poços, foi de 1.262 mil barris/dia, enquanto no mesmo período do ano passado a produção média fora 1.172 mil barris/dia.

Em agosto, a Petrobrás produziu 1.231,8 mil barris por dia no Brasil e 50,9 mil barris por dia no exterior. O recorde da produção diária neste mês foi de 1.346,1 mil barris. Em setembro a companhia, novamente bateu o recorde de produção de petróleo, tendo sido produzidos 1,337 milhão de barris por dia, volume 8,5% superior à produção do mês de agosto. Somadas as produções da estatal no Brasil e no exterior foram produzidos 1,387 milhão de barris diários.

No que concerne à importação de petróleo, em 1999 importaram-se aproximadamente 360 mil barris/dia de petróleo, sendo 34% provenientes da América Latina, 35% do Oriente Médio e 31% da África. Este ano, as importações até o mês de agosto alcançaram a média de aproximadamente 320 mil barris/dia.

Quadro 01

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DA PETROBRÁS NO BRASIL (mil bpd)							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Mar</i>	913	1.129	1.253	1.453	1.536	1.597	1.665
<i>Bacia de Campos</i>		996	1.104	1.279	1.428	1.490	1.562
<i>Terra</i>	218	170	165	162	159	148	135
Novas Descobertas	-	1	2	5	15	35	50
Total	1.131	1.300	1.420	1.580	1.710	1.780	1.850

Fonte: ANP

Quadro 02

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO MENSAL 2000 (mil bpd)								
Produção	1999	Jan -00	Fev - 00	Mar - 00	Abril - 00	Mai - 00	Jun - 00	Jul - 00
Brasil	1.131	1.187	1.152	1.193	1.161	1.199	1.246	1.222
Petrobrás	1.191	1.251			1.273			
Petrobrás no Brasil	1.131	1.193			1.218			

Fonte: ANP

Quadro 03

IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO – 2000 (mil bpd)										
1999	Jan	Fev	Março	Abril	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
360	142	235	294	205	254	353	353	430	330	246

Fonte: ANP

Investimentos

Competitividade dos Fornecedores Nacionais na pendência de uma política tributária justa

A entrada de novos atores na indústria de petróleo no Brasil abre a possibilidade de grande crescimento do setor de bens e serviços destinados à exploração e produção de petróleo. Segundo dados da ONIP, deverão ser investidos em torno de U\$100 bilhões nos próximos 10 anos, abrindo grandes oportunidades para a geração de renda e emprego no País. Porém, existe um obstáculo importante para a concretização desta oportunidade, ligada à estrutura tributária em vigor no Brasil que impede que

empresas nacionais fornecedoras de bens e serviços tenham igualdade de condições de concorrência, em relação às empresas estrangeiras.

Visando melhorar a atratividade dos blocos licitados nos rounds 1 e 2, o governo brasileiro editou, em 21 de dezembro de 1998, o Decreto n.º 2.889 que dispõe sobre a admissão temporária de bens para utilização econômica no País e define que determinados bens poderão ser importados sob o regime de admissão temporária, sem exigência de tributos, o que resultou em um desequilíbrio competitivo entre fornecedores nacionais e estrangeiros. Para corrigir este desequilíbrio, o governo federal criou o REPETRO – regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra de petróleo e gás natural. O REPETRO permite às empresas nacionais obter os mesmos benefícios concedidos às

companhias estrangeiras através do mecanismo de exportação com saída fita. A operação se processa como se o equipamento nacional fosse exportado e “re-importado” sob o regime de admissão temporária.

No entanto, esta iniciativa do governo federal não tem sido suficiente para garantir isonomia entre produtos nacionais e importados uma vez que incide, apenas sobre os bens nacionais, o ICMS, de competência estadual. Alguns Estados, como Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná e de São Paulo, concedem incentivos fiscais desonerando do ICMS, total ou parcialmente, os fornecedores de bens e serviços para a indústria do petróleo. O Estado do Espírito Santo, por exemplo, isenta o fornecedor local do pagamento do ICMS dos bens “repetráveis” e o Rio de Janeiro já concede isenção do imposto para insumos e materiais destinados à construção e reparo de embarcações a serem utilizadas na exploração, perfuração e produção de petróleo e gás natural. O Estado de São Paulo, do mesmo modo, decidiu recentemente conceder isenção de ICMS para insumos, materiais e equipamentos destinados à indústria naval, plataformas de petróleo e embarcações de apoio offshore para a indústria de petróleo.

Neste contexto, a ONIP promoveu recentemente uma mesa redonda para debater o impacto da carga tributária no setor petróleo. Durante o evento, verificou-se que os fornecedores locais de bens para o setor estão sujeitos ao pagamento de ICMS (entre 12 e 18%) enquanto os fornecedores fora do País, livres da cobrança deste imposto, arcam apenas com o custo de frete, por volta de 7%, dependendo do produto, mais custos portuários de aproximadamente 3%, gerando um diferencial da ordem de 8% em favor do bem estrangeiro. Este fato é agravado ainda, se levarmos em conta a tendência das operadoras estrangeiras de comprarem equipamentos de fornecedores já conhecidos, com os quais já tenham relacionamento comercial de confiança, mesmo que o produto nacional fosse de 5 a 10% mais barato, o que torna a situação dos fornecedores nacionais ainda mais delicada. Visando tornar os produtos nacionais competitivos frente aos importados, é

necessário, portanto, que os Estados desonem do ICMS os bens “repetráveis” de fabricação nacional. Para tanto, o instrumento mais adequado é um convênio no âmbito do Conselho de Política Fazendária (CONFAZ), que se reúne dia 15 de dezembro próximo e deverá apreciar a matéria.

Com o objetivo de gerar emprego e renda no País, outras iniciativas vêm sendo empreendidas pelo governo federal no apoio à indústria nacional. Em outubro, a Agência Nacional do Petróleo – ANP disponibilizou, para consulta pública, regulamento sobre aquisição de bens e serviços nos contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. O regulamento determina o que são bens e serviços nacionais e fixa índices de nacionalização mínimos de 60% sobre bens e 80% sobre serviços para que sejam considerados de procedência nacional. Estas regras visam estabelecer, de maneira clara para todos, como deverá ser calculado o índice de compra local de maneira a permitir o acompanhamento dos compromissos mínimos assumidos por cada concessionário nos dois leilões já realizados pela ANP. O regulamento estabelece ainda, de que maneira deverá ser assegurada à indústria nacional ampla e igual oportunidade, junto aos seus concorrentes estrangeiros, na aquisição de bens e serviços para o setor.

Financiamento

Perspectivas do “Project Finance” no Brasil

Project finance define-se como a captação de recursos para financiar projetos de investimento de forma independente do capital dos parceiros. Neste tipo de operação, os *leaders* percebem a viabilidade do projeto através do estudo de viabilidade (*due diligence*), mais concretamente, através do fluxo de caixa como fonte primária para atender o pagamento do empréstimo e como retorno do capital investido – lucro. Muitas outras definições são usadas. Entretanto, deve-se ter o cuidado de não se confundir *project finance* com financiamento e parcerias que usam os instrumentos do *project finance*

No *project finance*, a maior atenção deve ser dada à performance do projeto e não à performance dos parceiros, porque esta última é totalmente descartada da viabilidade e sucesso do primeiro.

Os principais objetivos do *project finance* podem ser resumidos, como se segue: manter a capacidade de endividamento dos parceiros; minimizar os riscos dos parceiros com relação ao projeto; e, realizar um projeto que seria inviável com apenas um participante. Para que se realize a separação dos riscos e o aumento da capacidade de endividamento dos participantes, é criada uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, que tem como finalidade dar personalidade jurídica ao projeto, com capital social próprio, e responsabilizar-se pelo ativo, passivo e fluxo de caixa (*positive covenants*). Este procedimento contábil permite que a SPE concentre para si todas as obrigações advindas das fases de execução do projeto, ou seja, o financiamento é feito fora do balanço (*off balance sheet*) do patrocinador. Os graus de liberdade dos administradores da SPE, concedidos pelos credores, caracterizam um corporate governance, cujo propósito é a redução dos riscos de não se honrar os compromissos assumidos pelo projeto. São as obrigações junto aos credores que restringem seus atos administrativos (*negative covenants*).

O sucesso de um *project finance* depende da estrutura do contrato entre os parceiros que requer ampla utilização de instrumentos financeiros, comerciais e legais. O contrato jurídico é condição necessária para o *project finance*, porque permite que todas as empresas saibam das suas reais responsabilidades, assim como dos demais, sobre todas as fases do projeto (implantação, operação inicial e maturação). Os riscos oriundos da execução do projeto devem-se, na maioria das vezes, aos desvios do fluxos de caixa, em relação ao previsto originalmente. Neste caso, são os financiadores aqueles que devem implementar instrumentos de proteção. Estes desvios são causados por variações nos preços do produto, aumento dos custos e outros riscos, inerentes ao contexto sócio-econômico do investimento; por exemplo: risco de mercado, político, ambiental, etc.

Os principais parceiros envolvidos nos projetos são: patrocinador, SPE (contratante), fornecedores, compradores, empresas independentes (engenheiros, advogados, consultores financeiros e de seguros), financiador/financiado, banco custodiante, entre outros. A formação de *joint venture* é uma forma importante para viabilizar operações de *project finance*. Além de ser uma forma de incentivo à parceria e conquista de *know how*, pode possibilitar uma melhora do nível de *rating* dos parceiros. Enquanto as empresas isoladamente detêm um *rating* de alto risco (*sub-investment grade*), a parceria no projeto pode ter um *rating* de baixo risco (*investment grade*), que dá maior credibilidade aos investidores e empresas envolvidas.

O *project finance* possui características básicas, quando implementado na forma original (teórica); a saber: expressivo risco operacional e financeiro; fluxos de caixa esperado, conforme fundamentos econômico/financeiros; comprometimento total dos parceiros quanto aos riscos do empreendimento; complexa engenharia financeira como forma de alocar riscos e retornos entre todos os parceiros; envolvimento de terceiros com avaliações e pareceres sobre o andamento do projeto; financiamento "*non recourse*" ou "*limited recourse*" de regresso ao patrocinador; estrutura contratual reforçada.

Nos últimos anos da década de 90, o setor de energia foi o propulsor das iniciativas de investimento através do *project finance*. A abertura da economia latino americana gerou um ambiente favorável para os investimentos do setor de energia dada a ampliação de capacidade produtiva neste mercado. Segundo dados da Thompson Financial Securities, o Brasil chegou a ocupar a terceira posição os países que mais captaram recursos destinados a investimentos no setor de energia no ano de 1998 (gráfico 1).

Este ambiente positivo foi duramente afetado pelas crises financeiras no final da década de 1990. Em 1999, o nível de captação do Brasil caiu substancialmente em função da crise financeira do país, passando a ocupar a

oitava posição entre os tomadores de recursos para o setor energético (gráfico 2).

Gráfico 1

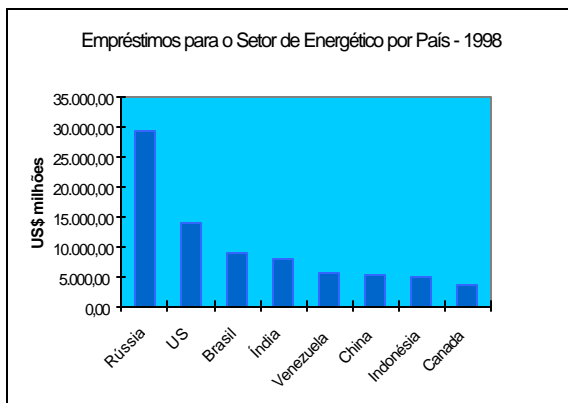
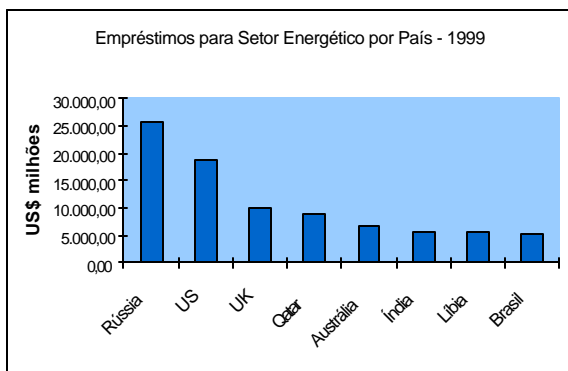


Gráfico 2



Fonte: Townsend (2000)

O aumento dos riscos cambiais com a nova política de câmbio flexível geram incertezas importantes, com impactos significativos na viabilização financeira de projetos energéticos. Ademais, um forte obstáculo é percebido no *front*. O crescimento continuado da economia dos EUA tem oferecido aos investidores fonte de oportunidades e retornos elevados, o que desvia parte do fluxo de capital para aquele país. Atualmente, observa-se que 60% dos projetos se dirigem para os mercados emergentes, dentre eles a América Latina. O percentual era próximo de 70% no período anterior às crises recentes da Ásia e Rússia (Townsend, 2000).

Além do contexto econômico-financeiro mais difícil, outro obstáculo para implementação do *project finance* no Brasil é o fato dos seus contratos estarem baseados no direito anglo-saxão. Ou seja, estes contratos estão

ancorados em experiências anteriores sendo auto-explicáveis sem referências a códigos ou outros diplomas legais. Portanto, estes contratos ainda precisam se adaptar ao arcabouço jurídico brasileiro.

Apesar destas dificuldades, as recentes descobertas da Petrobrás na Bacia de Campos são um fator de otimismo, quanto à viabilização de novos projetos de investimentos no setor de petróleo. Os principais analistas têm se referido a esta nova fase da exploração como sendo uma nova era do setor de petróleo na América Latina. Embora as novas perspectivas estejam dando alma nova ao mercado, muitas empresas estrangeiras ainda apontam a existência de obstáculos importantes para a viabilização destes novos projetos. Basicamente, estas empresas temem uma nova onda de desvalorização dos seus investimentos, que são cotados em dólar, em função da depreciação da moeda local (Real).

A relevância da Petrobrás na exploração dessas áreas e na promoção de parcerias tem gerado grandes expectativas nos analistas de mercado. Muitos deles têm indicado a Petrobrás como o ator chave para viabilizar novos projetos financiados. Isto se deve ao *know-how* acumulado pela empresa na exploração de águas profundas, e seu poder de mercado no Brasil e na América Latina. No mês de novembro deste ano, na Conferência Anual da J.P. Morgan, a Investor Relations Magazine indicou a Petrobrás dentre as empresas finalistas do concurso de destaques em investimentos.

O *project finance* tem sido um instrumento importante para a viabilização de novos investimentos da Petrobrás. O *project finance* foi utilizado para o financiamento dos projetos de Barracuda Caratinga e Marlim, com um custo total de \$ 2800 mil e \$ 2330 mil, respectivamente. Estes contratos foram fechados em 2000, e seguiram a modalidade de *project finance* - BOO (*build, own and operate*). Entretanto, o aproveitamento do potencial de alavancamento de recursos através de operações de *project finance*, dependerá, sobretudo, de um ambiente macroeconômico menos incerto, em particular no que se refere à taxa de câmbio.

Referência :

TOWNSEND, David (2000). Project Finance-powering ahead. *Petroleum Economist*, abril.

GÁS NATURAL

Mercados

Geração elétrica a gás : grande mercado com grandes problemas

A reforma da indústria de suprimento de eletricidade brasileira tem como objetivos principais a introdução de pressões competitivas e a atração de investimentos privados. Assim, busca-se introduzir concorrência nas duas pontas da cadeia de suprimento (geração e comercialização) para estimular a eficiência nestas atividades. Concomitantemente, pretende-se que o setor privado seja responsável pela recuperação dos níveis de investimento no sistema elétrico brasileiro, que, como consequência do esgotamento da capacidade de investir das empresas estatais, se reduziram fortemente durante as duas últimas décadas.

Apesar de já definida a nova estrutura institucional da indústria, persistem alguns entraves e indefinições que não permitem que os objetivos da reforma sejam alcançados. As indefinições da reforma resultam em incertezas e riscos que os agentes não se dispõem a arcar, retardando a decisão sobre investimentos em novas centrais. Assim, os investidores privados têm mostrado resistências para realizar novos investimentos, tornando o risco de déficit no abastecimento elétrico cada vez mais preocupante.

Para enfrentar esta situação, o governo estruturou um conjunto de medidas temporárias para estimular o investimento em centrais térmicas alimentadas a gás natural com previsão de conclusão até 2003, denominado Programa Prioritário de Termelétricidade. O Programa inclui 49 projetos de termelétricas, que corresponderiam a uma adição de 15 GW de capacidade. Entre as medidas se destacam: a oferta de contratos de compra (PPA) pela Eletrobrás, a fixação do preço do gás (US\$

2,26 por milhão de BTU), e o crédito do BNDES para aquisição de equipamentos. Para as centrais que entram em operação até 2001, que também são chamadas de Programa Emergencial, foram concedidos benefícios adicionais.

O Programa terá fortes impactos sobre a demanda de gás natural. Se o programa for executado em sua totalidade, a capacidade instalada em centrais termelétricas alimentadas à gás natural alcançará 17 GW (o programa também contempla a conversão para gás natural de quatro usinas que totalizam 2 GW de capacidade). Considerando uma demanda média de gás natural de 4 milhões de m³/dia por GW, o total demandado por estas centrais alcançará 68 milhões de m³/dia. Os termos de referência para o fornecimento de gás já assinados entre a Gaspetro e distribuidoras estaduais, que ainda não contemplam a totalidade dos projetos de termelétricas do Programa, já envolvem um volume de 52 milhões de m³/dia.

No entanto, a execução plena do programa é incerta já que vários problemas continuam pendentes. O mercado mundial de turbinas para geração termelétrica é controlado por, basicamente, quatro empresas (General Electric, Siemens-Westinghouse, Alstom e Mitsubishi) e como a demanda tem sido superior à oferta, o prazo de entrega é de, no mínimo, 3 anos. Vários projetos ainda não efetuaram encomendas de turbinas, o que gera dúvidas quanto ao cumprimento dos prazos firmados.

A execução dos projetos também depende da concessão de licenças ambientais. O que pode atrasar o cronograma dos projetos, especialmente em localidades em que os níveis de poluição já são elevados, onde a concessão de licenças envolve a execução de estudos e audiências públicas. No Estado de São Paulo, onde se localiza grande parte dos projetos, o prazo para a liberação de licenças pode superar um ano.

Por outro lado, existem dúvidas se as condições criadas pelo programa são suficientes para estimular os investimentos. Os empreendedores apontam que tanto a margem de remuneração quanto os riscos envolvidos, principalmente o risco cambial,

não viabilizam os projetos. Estima-se que o custo médio das centrais térmicas contempladas pelo programa seja próximo a US\$ 40,00/MWh, montante superior aos vigentes nos contratos iniciais e ao valor normativo para suprimento de energia elétrica, dificultando a obtenção de margens de lucro razoáveis. Como as centrais utilizam gás natural importado com tarifas reajustadas trimestralmente, segundo a variação de preços de combustíveis no mercado internacional, e as alterações de preço do gás não podem ser repassadas imediatamente às tarifas elétricas, já que seus reajustes são anuais, as variações cambiais têm forte impacto sobre a rentabilidade dos projetos e dificultam a captação de financiamentos.

Atualmente, o governo está empenhado em encontrar uma solução para eliminar o risco cambial dos empreendedores, pois a percepção do Ministério é que os projetos não serão executados se investidores tiverem que assumi-lo. Em um primeiro momento, a Petrobrás iria assumir esse risco, tornando o reajuste do gás natural anual, mas o aumento de preço do gás reivindicado pela empresa para realizar esta modificação, US\$ 2,475 por milhão de BTU, não foi bem aceito pelos investidores. Também houve dificuldade para estruturar outras operações de hedge, já que o custo das operações para cobertura do risco seria muito elevado. Como a hipótese de "dolarização" das tarifas tem sido fortemente criticada, o ministério e a ANEEL estudam a criação de um fundo setorial que compense as perdas causadas pela desvalorização que funcionaria semelhantemente à conta petróleo.

Os projetos do Programa que estão mais avançados são aqueles nos quais a Petrobrás está envolvida. A empresa estatal está presente em 10 projetos do Plano Emergencial (execução até 2001) e 16 do Plano Prioritário que totalizam, respectivamente, 1,7 GW e 5,7 GW de capacidade. A participação da Petrobrás contorna parte dos problemas citados, já que a empresa utiliza capital próprio para executar os investimentos e tem facilidade para negociar a aquisição de turbinas com os fornecedores. Utilizando o poder de barganha decorrente da participação em

vários projetos, a Petrobrás e seus sócios já garantiram as turbinas para 4 projetos (Refap, Ibirité, Três Lagoas e Piratininga).

O Programa Prioritário representa uma inflexão nos rumos da reforma do setor elétrico brasileiro. Face às dificuldades encontradas no decorrer da reforma e à crescente perspectiva de déficit no abastecimento, o governo optou por adotar medidas contrárias ao seus objetivos iniciais. As garantias estabelecidas pelo Programa não são compatíveis com a competição, já que os preços passam a não ser o resultado das forças de mercado. Por outro lado, o Estado voltou a ocupar papel preponderante na gestão e execução dos investimentos, através da Petrobrás.

É bom destacar que apesar de temporário, já que só é válido para as centrais que entram em operação até 2003, o Programa terá consequências duradouras para o setor elétrico brasileiro, pois provoca uma alteração da trajetória tecnológica do setor, onde a capacitação dos agentes tradicionalmente se orientou para a tecnologia hidráulica, acarretando em uma drástica dependência externa para a aquisição de equipamentos e de gás natural (o percentual de equipamentos e instalações fornecidos domesticamente alcança 80%, e o previsto é que este totalize apenas 20% nos projetos do Programa). Por outro lado, as condições criadas geram vantagens competitivas para as usinas contempladas pelo Programa distorcendo a concorrência no setor elétrico durante um longo período.

Gás Natural Veicular : as vantagens e a evolução recente do mercado

O futuro da indústria automobilística e seus combustíveis no Brasil estão estreitamente ligados ao contexto internacional, que define padrões tecnológicos, fluxos de investimentos das montadoras, preços dos combustíveis etc. Essa questão envolve a acomodação de interesses dos diversos agentes envolvidos: a indústria petrolífera, a indústria automotiva, os consumidores e os governos. Os consumidores desejam se locomover de forma mais eficiente, percorrendo maiores distâncias a custos menores; as indústrias almejam manter/aumentar sua participação no

mercado e defender suas matrizes tecnológicas, e o governo quer arrecadar mais impostos e ter flexibilidade na adoção de políticas públicas. No cenário mundial, enquanto o debate nos anos 70 e 80 estava focado no crescimento das necessidades de transporte *versus* esgotamento dos recursos naturais, hoje centra-se na necessidade de transporte *versus* controle de emissões.

O vetor energético do transporte rodoviário ainda se concentra, quase que exclusivamente, nos derivados de petróleo. O crescimento demográfico e o desenvolvimento de regiões ainda pouco equipadas tornam possível uma nova onda de motorização. “Esta aspiração legítima à modernidade vai inevitavelmente fazer crescer a frota automotiva mundial [...] A demanda mundial de carburantes tradicionais deverá crescer fortemente na próxima década. Em 2010, haverá um equilíbrio entre os países desenvolvidos e o resto do mundo. Paralelamente, novas fontes de energia (gás natural, biomassa, hidrogênio, eletricidade etc.) aparecerão no setor de transportes rodoviário, inicialmente em nichos de mercado e depois, mais amplamente, se seus desempenhos técnico-econômicos forem favoráveis. Entretanto, esta penetração será lenta e, no horizonte de uma geração, a dependência do petróleo permanecerá como regra [...]” (Correia, 2000).

Neste contexto, ressalta-se o potencial de difusão do gás natural na indústria automotiva brasileira devido às suas características e sua eficiência. Economicamente, há redução de custos tanto no preço do combustível quanto na manutenção do veículo. Um exemplo prático de economia com a utilização do gás natural: um carro Omega/gasolina, rodando em média 200 km por dia, faz 7,4 km/litro de combustível, com uma despesa mensal de R\$ 444,00. O mesmo carro movido a gás natural faz uma média de 11 km por m³, com uma despesa de R\$ 170,00 por mês. O que equivale à economia média mensal de R\$ 275,00, ou seja, 62%. Além disso, o gás natural é um combustível seco e, por isso, não dilui o óleo lubrificante no motor do veículo. Sua queima não produz depósitos de carbono nas partes internas do motor, o que aumenta sua vida útil e o intervalo da troca de óleo, e reduz a frequência na troca do

escapamento do veículo, pois a queima do gás natural não provoca formação de compostos de enxofre, diminuindo a corrosão.

Em termos de segurança, o gás natural é o mais seguro de todos os combustíveis líquidos utilizados. O gás natural, por ser mais leve que o ar, no caso de vazamentos se dissipa na atmosfera, reduzindo o risco de explosões e incêndios. Por outro lado é um combustível ecologicamente correto. A queima do gás natural é muito mais completa do que a da gasolina, álcool ou diesel. Por isso, os veículos que a utilizam emitem menos poluentes, tais como óxidos nitrosos (NOX), dióxido de Carbono (CO₂) e principalmente monóxido de carbono (CO). Assim, o gás natural é uma grande opção como combustível nos grandes centros urbanos, ajudando no controle dos níveis de poluição e melhorando a qualidade de vida da população.

Todas estas vantagens estão se traduzindo em expansão do mercado. Entre janeiro 1997 e setembro de 2000, o volume de gás vendido para o mercado de GNV aumentou cerca de 8 vezes. A participação do GNV no mercado de gás saltou de 1% em 1997 para 6%, atualmente. Apesar deste crescimento espetacular, 70% do mercado ainda se encontra concentrado nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, onde a infra-estrutura de abastecimento está mais desenvolvida. Entretanto, as perspectivas para este mercado fora do eixo Rio-São Paulo não são desanimadoras. Pelo contrário, as distribuidoras de gás dos estados onde o mercado de gás encontra-se numa fase incipiente vêm o GNV como um mercado estratégico para viabilizar os investimentos nas redes de distribuição residencial e comercial, com os quais se comprometeram nos seus contratos de concessão. A construção de ramais de distribuição nos centros urbanos exige investimentos elevados, que só se justificam com uma demanda mínima no mercado a ser atendido. O mercado de GNV apresenta duas características favoráveis para estes empreendimentos: i) envolve um volume relativamente grande por cada consumidor; ii) maior facilidade e rapidez para negociação dos contratos de fornecimento, em relação aos mercados comercial e residencial.

Referências :

Correia, E.L. & Mattos, J.A. (2000) – O futuro dos veículos automotivos no Brasil no limiar do ano 2000.
Dounaud, A. & Girard, C. (1998) – Les Nouvelles Technologies de Moteurs et de Carburants pour les Transports Routiers. 17º Congresso do Conselho Mundial de Energia.

A nova regulamentação da tarifa de transporte para os gasodutos da Petrobrás

A nova regulamentação da tarifas de transporte para o gás natural de produção nacional, através da Portaria da ANP n. 108 de 28 de julho de 2000, representa um marco regulatório para a indústria de gás natural nacional. Esta portaria regulamenta as alterações na definição dos componentes do preço de venda do gás provocadas pela Portaria Interministerial 03/00, cujos objetivos fundamentais foram avançar no sentido da separação das atividades de comercialização e transporte do gás natural no Brasil. A nova regulamentação separa a tarifação do gás em duas parcelas: uma referente ao produto e outra, aos serviços de transporte; ao mesmo tempo em que introduz, progressivamente, a distância no cálculo dos preços máximos de venda do gás.

O princípio contábil fundamental do cálculo da tarifa de transporte é a separação dos custos fixos dos custos variáveis. Os custos fixos são constituídos pelos custos de investimento e os custos fixos de operação e manutenção. Já custos variáveis estão associados fundamentalmente às perdas e aos custos com combustíveis consumidos nas estações de compressão. Enquanto os custos variáveis dependem do volume transportado, os custos fixos são proporcionais à extensão do gasoduto (distância transportada) e capacidade máxima de transporte. Um vez que o custo fixo representa a maioria dos custos totais de um gasoduto médio (cerca de 80%), a distância passou a ser um fator determinante no cálculo dos serviços de transporte nos gasodutos da Petrobrás.

O sistema tarifário adotado considera cada estado da federação como uma zona de referência para o cálculo da tarifa. Assim, para cada estado a tarifa varia de acordo com a distância média entre os city-gates e os pontos de carga. A tarifa de transporte é a mesma no interior de cada estado. A tarifa de transporte que antes era a mesma para todos os estados (R\$19,40/mil m³) passou para R\$26,49/mil m³ em Minas Gerais, R\$23,97/mil m³ em São Paulo e R\$16,46/mil m³ no Sergipe, apenas para citar apenas alguns Estados.

A portaria n. 108 prevê ainda um aumento progressivo da participação do fator distância no cálculo dos custos fixos, iniciando-se com um fator de ponderação de 30%. Estas tarifas serão reajustadas a cada 12 meses pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, partir de 1 de julho de 2001.

Embora esta nova metodologia represente um avanço para a transparência na formação de preços e um estímulo à eficiência na utilização da rede de transporte, ela não resolve os grandes desequilíbrios nos preços do gás de diferentes fontes de suprimento. Dois fatores principais explicam estes desequilíbrios: i) a nova metodologia para o cálculo do preço máximo passou a ser válida apenas para a infra-estrutura de transporte da Petrobrás já em operação, não sendo aplicável ao Gasoduto Brasil-Bolívia e aos investimentos vindouros; ii) a metodologia do cálculo do custo de investimento dos gasodutos resultou em valores muito inferiores à tarifa de transporte vigente no gasoduto Brasil-Bolívia e, provavelmente, dos novos a serem construídos.

O cálculo do custo de investimento dos gasodutos que transportam gás nacional levou em conta o custo de reposição de cada gasoduto diminuído da depreciação dos mesmos. A estimativa do valor da depreciação foi conservadora e considerou um tempo de vida útil dos gasodutos de 30 anos, implicando nos baixos valores do custo fixo dos gasodutos da Petrobrás, quando comparados ao Gasoduto Bolívia-Brasil. Esta diferença é agravada pelo uso da tarifa postal no Gasoduto Brasil-Bolívia, não se distinguindo diferentes pontos de entrega, ao longo do gasoduto.

Esta nova regulamentação terá grandes conseqüências econômicas para a indústria de gás nacional. Primeiramente, as relações contratuais entre os agentes envolvidos com o gás nacional deverão ser reestruturadas, para adaptarem-se ao novo quadro regulatório. Atualmente, os contratos de fornecimento da Petrobrás não prevêm a separação dos serviços de transporte da comercialização do produto. Além disso, a grande diferença entre os preços do gás nacional e o gás boliviano tende a gerar pressões para renegociações dos contratos relativos ao gás boliviano. A entrada de novos fornecedores de gás argentino ou boliviano, através do livre acesso à infraestrutura de transporte, pode ser uma das formas de materializar estas pressões. Finalmente, a grande disparidade entre as metodologias de cálculo do custo dos serviços de transporte - uma metodologia para o livre acesso, outra para o Gasoduto Bolívia-Brasil e outra para os gasodutos que transportam gás nacional - e, conseqüentemente, dos preços do gás, pode ser um obstáculo importante para a viabilização de projetos de novos gasodutos.

Indústria

Estratégias da Enron para o Brasil

A empresa norte americana Enron, com sede em Houston, Texas, foi criada no início da década de 80, visando o aproveitamento dos processos de desregulamentação da indústria energética dos Estados Unidos e, dessa forma, tornar-se uma empresa comercializadora de energia. Atualmente, 90% de seu faturamento está associado à atividade de revenda, seja de energia seja de gás. O desenvolvimento da Enron vem sendo observado com atenção pelos concorrentes do setor, tendo em vista o sucesso de sua estratégia inovadora, como empresa de energia. O faturamento de todo o grupo Enron cresceu mais de 300% entre 1995 e 1999, atingindo US\$ 40,1 bilhões de dólares em 1999.

A Enron é atualmente o player mais atuante no segmento da comercialização de energia nos Estados Unidos, Canadá e Europa. Sua performance nesta atividade melhorou ainda mais com o surgimento do portal Enron Online. Atualmente em torno de 45% das

transações e 33% do volume comercializado pela empresa são feitos através do comércio eletrônico.

A empresa buscou ao longo da última década diversificar sua área de atuação e internacionalizar suas atividades, na medida em que a taxa de crescimento da demanda em seu mercado de origem estava reduzindo. Esse processo foi tão bem sucedido que, atualmente, o mercado externo responde por cerca de 40% do faturamento da empresa. A diversificação de negócios resultou num amplo leque de atividades que inclui atuações no segmento de gás natural (transporte e distribuição), petróleo, geração de energia elétrica, *e-commerce*, carvão, turbinas de energia eólica, saneamento e comunicação. Entretanto, esta diversificação não desviou a empresa de sua atividade principal, que é a comercialização de energia. A diversificação de atividades visa sobretudo viabilizar um grau de integração, capaz de prover à empresa grandes vantagens competitivas associadas a economias de escopo e conseqüente redução de custos operacionais.

No tocante ao processo de internacionalização, a Enron vem atuando com forte potencial na Europa, Índia e América do Sul, além de outras regiões como Caribe e Austrália. A estratégia da empresa é formar sistemas regionais integrados de energia que sejam capazes de colocar a empresa bem posicionada frente aos mercados locais. A entrada nestes novos mercados tem se dado com a compra de concessões de serviços públicos, através do processo da privatização. Na América do Sul, principalmente no Cone Sul (Argentina, Bolívia e Brasil), a Enron vem desenvolvendo uma estrutura energética integrada, que seja capaz de reduzir custos e consolidar sua posição, aproveitando-se de economias de escala e escopo. Apesar de ter ingressado nesse mercado há menos de 5 anos, sua estrutura já é bem desenvolvida, com grande quantidade de gasodutos, concessões de energia elétrica e gás, além de usinas de geração e de uma subsidiária ligada ao seu *core business* de comercialização de energia.

Com participação na rede de gasodutos da Bolívia, no Gasoduto Bolívia- Brasil e na TGS

(Argentina), além da construção de um gasoduto entre a Bolívia e Cuiabá e, objetivando construir outros dois dutos (um no Uruguai e outro no Nordeste), a empresa pretende, dessa forma, criar uma rede capaz de gerar poder de mercado para atuação nos segmentos de gás e eletricidade.

A Enron vem desenvolvendo também usinas termelétricas de geração em Cuiabá e no Rio de Janeiro, de forma que possa integrar-se na cadeia energética. Atualmente, a Enron pode transportar gás através de gasodutos nas empresas em que participa, distribuir através de sua própria concessionária (Ceg), gerar energia com gás em suas termelétricas e vender esta energia para a sua distribuidora (Elektro) ou através do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Um outro projeto importante é a construção de uma usina termelétrica junto com a Petrobrás na Bolívia (Puerto Suarez), onde o gás é mais barato devido aos menores custos de transporte.

A intenção da empresa de aproveitar-se de processos de privatização pode ser ilustrada pela aquisição do controle acionário da Elektro (distribuição de energia em São Paulo) e por sua participação em 8 companhias distribuidoras de gás (Ceg e outras 7 através da sua empresa Gaspart), além de ter participado, sem sucesso, de leilões de privatização de distribuidoras de gás e energia principalmente nos estados de São Paulo e Paraná.

Uma análise das estratégias atuais da Enron para o Cone Sul sugere uma contradição no que diz respeito à forma de atuação da empresa na região (através de concessões de monopólio) e seu foco empresarial (comercialização). Entretanto, esta contradição é apenas aparente e reflete, isto sim, a ausência de mercados livres desenvolvidos para o gás e eletricidade no Brasil, tornando inviável, num primeiro momento, a comercialização direta de energia e gás, por parte da Enron. Assim, o atual posicionamento da Enron pode ser visto como uma estratégia de entrada. O desenvolvimento do mercado livre para energia e gás, abre espaço para uma retomada do foco estratégico da Enron no Brasil. No Brasil, esta nova estratégia implicaria na venda de suas participações na

distribuição de gás e eletricidade. O anúncio recente pela Enron da intenção de vender sua subsidiária que controla a Gaspart confirma esta tendência de reposicionamento estratégico.

A Gradativa Liberalização do Mercado Europeu de Gás Natural: Um Exemplo para o Brasil?

Até 1990, a questão da liberalização do mercado de gás não figurava entre as prioridades da agenda da Comissão Europeia, uma vez que sua preocupação com relação a este mercado se limitava, basicamente, a questões ligadas à segurança do fornecimento. Dessa forma, era permitido aos países membros operar a indústria de gás de acordo com sua própria lógica, de maneira a atender seus próprios interesses. Isso possibilitou, mesmo em se tratando de um mercado com elevado grau de interconexão, a constituição de modos nacionais de organização bastante diferenciados, ainda que articulados em torno de duas características básicas do modelo tradicional: estruturas verticalizadas e contratos bilaterais de longo prazo.

Este modo de organização mostrou-se adequado durante um longo período de tempo. Porém, a falta de harmonização e a diversidade de preços entre os diferentes mercados de energia, foi se tornando cada vez mais dissonante com o objetivo maior da U.E., que é constituir um mercado único europeu. Sendo assim, em 1988, a Comissão publicou um *white paper* intitulado "*The Internal Energy Market*", o qual estabelecia como objetivo dos estados membros a implementação gradativa do mercado único de energia.

A primeira diretiva relevante nesse sentido foi aprovada em 1990, relativa à transparência de preços para a indústria de gás (*The Price Transparency Directive*); ela estabelecia que os estados membros deveriam transmitir à Comissão informações detalhadas acerca das sete diferentes faixas de preços de gás. Esta diretiva não causou qualquer impacto relevante, uma vez que os preços do gás já eram de conhecimento dos agentes, especialmente dos grandes consumidores. Não obstante, a mensagem por trás da

diretiva era que os consumidores podiam ser melhor informados sobre o valor do gás, bem como as autoridades responsáveis poderiam identificar mais facilmente práticas anti-competitivas, como discriminação de preços e subsídios cruzados.

A segunda diretiva, relativa ao acesso à infraestrutura de transporte (*Transit Directive*), foi aprovada em 1991, e permitia que empresas de gás utilizassem gasodutos de outras empresas, viabilizando, dessa forma, o transporte do gás, através da Europa. Eventuais conflitos de acesso entre duas empresas seriam arbitrados por um comitê formado pela Comissão e pela indústria de gás. A exemplo da *Price Transparency Directive*, esta diretiva tampouco teve maiores implicações, servindo apenas para formalizar regras que, na prática, já vinham sendo adotadas.

Por fim, a terceira e mais importante diretiva (*EU Gas Directive*), datada de junho de 1998 e efetivamente implementada em 10 de agosto deste ano, tem por objetivo a efetiva implementação do mercado europeu de gás. A idéia é criar um mercado completamente competitivo, através da formulação de regras comuns para a transporte, distribuição e estocagem. Portanto, a abertura das redes de transporte e da infra-estrutura de estocagem a terceiros possibilitando consumidores finais comprar o gás diretamente dos produtores – o que tem sido chamado de forma genérica de *Third Party Access (TPA)* - torna-se essencial para o cumprimento deste objetivo. Esta abertura ocorrerá de forma gradativa, através da determinação de níveis mínimos: a abertura inicial abrange todos os geradores de eletricidade e os consumidores acima de 25 milhões de metros cúbicos/ano, e um mínimo de 20% de cada mercado nacional. Já em 2008, a abertura atinge os consumidores acima de 5 milhões de metros cúbicos/ano e uma abertura de 33% dos mercados nacionais. A diretiva inclui ainda outros pontos fundamentais; são eles:

- no que diz respeito ao acesso à rede, a diretiva permite que os estados membros escolham entre o TPA regulado (TPA) e o negociado (nTPA). O primeiro implica em um direito de acesso, com tarifas públicas pelo uso do sistema e garantia de acesso em termos previamente estabelecidos; já no

segundo, os consumidores negociam diretamente com o operador da rede;

- o unbundling contábil das atividades de transporte, distribuição e estocagem e, quando apropriado, de atividades não correlatas;

- possibilidade de requerimento (no curto prazo), por parte das empresas, de uma revisão ou mesmo de dispensa dos requisitos de acesso à rede, em função das obrigações contratuais do tipo take-or-pay;

- distinção entre países onde o mercado de gás já se encontra maduro e aqueles cujo mercado ainda é considerado emergente. Países que provarem que a imediata implementação da diretiva resultará em prejuízos ao desenvolvimento de seus mercados, podem requerer uma derrogação das exigências da diretiva, como foram os casos da Grécia e de Portugal;

- os estados membros têm liberdade para impor obrigações de serviço público às empresas de gás – princípio da subsidiaridade.

Cabe agora discutir algumas das questões e dificuldades levantadas pela implementação da Diretiva do Gás. Uma primeira questão que pode ser considerada seria, dada a diversidade dos modos de organização nacionais, é bastante razoável supor que ocorrerão diferenças substanciais na forma e no ritmo com que será implantada a diretiva pelos diferentes países membros. E mais, será que o objetivo de um mercado único e plenamente competitivo será de fato alcançado, ou será que os países membros se limitarão a cumprir os requerimentos mínimos estabelecidos pela diretiva?

Não existem respostas definitivas para estas questões, uma vez que o processo de liberalização ainda se encontra no seu estágio inicial, seus possíveis desdobramentos ainda não estão claros e existe um alto grau de incerteza associado a ele. Não obstante, já é possível identificar alguns problemas que, de certa forma, estão associados às questões levantadas acima.

No tocante às possíveis diferenças, tanto no modo quanto no ritmo de implementação da diretiva, já é possível observar-se as dificuldades em torná-las um processo uniforme e harmônico entre os diferentes países. O quadro abaixo é bastante

ilustrativo no que diz respeito aos diferentes estágios em que se encontram os países membros.

Uma rápida observação do quadro já nos permite identificar uma grande variedade de arranjos, particularmente no que diz respeito ao grau de abertura e ao sistema de TPA. Contudo, na maior parte dos países, o grau de abertura superou com folgas o mínimo de 20%, deixando a média para toda a U.E. em um patamar bastante elevado (78%). Outro aspecto relevante é que 8 dos 13 países

membros (excluindo deste grupo Grécia e Portugal, que receberam o direito de derrogação) escolheram aplicar o TPA regulado, o que sem dúvida é um aspecto essencial para o pleno desenvolvimento do mercado único. Isso indica que a maior parte dos estados membros está indo além e mais rápido do que o exigido pela diretiva, ainda que em ritmos diferentes. Por outro lado, Alemanha e França, dois países de extrema importância dentro da U.E., não cumpriram o cronograma, atrasando a incorporação da Diretiva do Gás à sua legislação.

Quadro 1

	Abertura de Mercado 10/08/00	Legislação Nacional (Lei Principal)	Unbundling	TPA	Reciprocidade
Requerido na Diretiva	Mínimo de 20%	Em 10/08/00	Contábil	Regulado Negociado ou híbrido	Possível
Áustria	49%	Aprovada em jul/00	Contábil	Regulado	Sim
Bélgica	47%	Aprovada em abr/99	Contábil	Negociado	Sim
Dinamarca	30%	Aprovada em mai/00	Contábil	Híbrido	Sim
Finlândia	90%	Aprovada em mai/00	Contábil	Regulado	Não
França	20%	Até final de 2000	Contábil	Híbrido	Não
Alemanha	100%	Até final de 2000	Contábil	Negociado	Sim
Irlanda	75%	Aprovada em 1995	Contábil	Regulado	Não
Itália	96%	Aprovada em mai/00	Legal	Regulado	Sim
Luxemburgo	51%	Até final de 2000	Contábil	Regulado	Sim
Holanda	45%	Aprovada em jul/00	Contábil	Híbrido	Sim
Espanha	67%	Aprovada em 1998	Legal	Regulado	Sim
Suécia	47%	Aprovada em jul/00	Contábil	Regulado	Sim
Reino Unido	100%	Aprovada em 1998	Propriedade	Regulado	Não
U.E.	78%	3 estados atrasaram			

Fonte: International Gas Report, 18/08/00

Isso mostra que ainda existem inúmeras dificuldades para tornar-se o mercado único uma realidade. A falta de vontade política por parte de alguns estados membros talvez seja a maior barreira a ser transposta. O caso alemão é ilustrativo: a Alemanha não cumpriu a data limite estabelecida pela diretiva para que ela fosse incorporada à legislação nacional e, além disso, optou por empregar o TPA negociado. Ambas as atitudes representam entraves à implementação do mercado único, sendo que em relação a este último não há nada que a Comissão possa fazer, já que é permitido aos países optar pelo rTPA ou pelo nTPA. Um exemplo de

como isso pode prejudicar o andamento do processo de liberalização é o caso recente da Enron, que só conseguiu assinar um contrato de TPA com a empresa alemã Ruhrgas após 6 meses de negociação. Apesar deste contrato significar um marco para a liberalização dos mercados alemão e europeu, as condições para o desenvolvimento de um ambiente realmente competitivo ainda não estão criadas. Segundo um dos próprios diretores da Enron, para que haja competição de fato é preciso acelerar e simplificar o processo de negociação de acesso.

Com tudo isso, fica claro que ainda há um longo percurso antes que um mercado

europeu único de gás, completamente competitivo seja efetivamente implantado. A Diretiva do Gás, embora estabeleça as condições técnicas necessárias para a criação do mercado único, por si só não será capaz de assegurar a concorrência. Isso porque, apesar não obstante os aspectos técnicos inerentes a este processo, o leque de países e interesses nele envolvidos é muito amplo, o que o torna um processo essencialmente político, donde deriva a importância da vontade política, citada acima como principal barreira à implementação do mercado único.

Ensaio do Mês: A questão dos índices para tarifas de serviços públicos

João Lizardo R. Hermes de Araújo,
Prof. Titular do Instituto de Economia/UFRJ
e-mail: lizardo@ie.ufrj.br

A discussão sobre os índices adequados para reajuste das tarifas de serviços públicos está mal colocada. De um lado, os investidores reivindicam dolarização e/ou indexação pelo IGP-M; de outro, os consumidores acusam a opção pelo IGP-M de ter levado as tarifas a um crescimento muito acima da inflação. Com todo este ruído, onde está a razão? Para responder é preciso, de um lado analisar o histórico dos índices e suas perspectivas; de outro, a lógica mesma das reformas de estrutura e regulação dos serviços públicos, e implicações globais das opções.

O IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) é um índice geral de preços (IGP), no qual os preços por atacado predominam. Desde a abertura, e mais ainda depois do Plano Real, esses preços cobrem principalmente produtos que foram submetidos à competição com importados, ou são eles mesmos exportáveis (no jargão econômico, são *tradables*). Por outro lado, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) contém não só produtos competindo com os importados ("*tradables*"), como uma ampla gama de serviços públicos ou pessoais, que não competem com importados (no jargão, *non tradables*). Durante os primeiros anos do Plano Real, estes últimos tiveram um aumento notável em relação aos primeiros, que não tinham como crescer. De julho de

1994 até o início de 1996, o IPC aumentou significativamente em relação ao IGP. A partir daí até janeiro de 1999, os dois índices cresceram sensivelmente no mesmo ritmo. A partir da desvalorização, no entanto, inverteu-se o movimento: o IGP passou a crescer mais rápido que o IPC. Como a maioria das privatizações ocorreu após 1995 e tem cláusula de correção tarifária por IGP, o impacto junto aos consumidores foi alto após a desvalorização.

Se o dólar ficar estável em torno de R\$ 1,85, a tendência será os dois índices voltarem a ter comportamento semelhante (embora com níveis defasados: a perda da desvalorização já está feita, seria necessário um expurgo dos reajustes para voltar atrás). Todo o problema, por trás do nervosismo de investidores e consumidores por razões opostas, é que ninguém sabe se esse nível se manterá. O comportamento dos últimos 18 meses mostra uma subida irregular do IGP relativo ao IPC. Na verdade, a discussão entre investidores e consumidores é simplesmente sobre como serão repartidos os custos de eventuais desvalorizações, quer diretamente (dolarização) quer através do índice (IGP ou IPC). Para resolver a questão, é preciso olhar a lógica da reforma e o impacto das decisões a serem tomadas.

Antes da reforma, as indústrias de infraestrutura eram monopólios verticalmente integrados, com tarifas a custo de serviço. A reforma da infra-estrutura teve três *leitmotivs*: segmentação das indústrias, introdução da concorrência nos segmentos em que fosse possível, e substituição das tarifas a *custo de serviço* por tarifas a *preço de contrato* (ou *price cap*), nos segmentos monopolistas, lidando com consumidores finais (cativos). Esta substituição tinha dois motivos básicos: primeiro, evitar subsídios cruzados que fariam os consumidores cativos pagar o ônus em lugar de outros (um risco, quando uma empresa tem consumidores livres que poderiam trocar de fornecedor); segundo, incentivar a eficiência das empresas. Com efeito, a tarifação a custo de serviço não apenas não induz eficiência (já que aumentos de custos são repassados automaticamente) como distorce investimentos em favor de escolhas tecnológicas intensivas em capital (já que a remuneração é proporcional ao capital

investido). Notemos incidentalmente que tarifas a custo de serviço são, tradicional e corretamente, reajustadas pelo IGP, que reflete melhor as variações de custos das empresas.

A tarifação a preço de contrato, segundo o modelo adotado inicialmente na Inglaterra mas depois em quase toda a parte, consiste no seguinte: as tarifas, individualmente ou numa “cesta”, são fixadas no contrato e revistas a intervalos de vários anos (normalmente 4 a 5); entre revisões, elas serão reajustadas segundo o índice de preços ao consumidor (IPC), *menos* um percentual que o regulador estima viável para ganhos de produtividade (X). Se a empresa conseguir reduzir os custos em mais de X% ao ano, ficará com os lucros excedentes. Por este motivo, este método de regulação tarifária é também conhecido como “IPC-X”. Em casos de choques externos pode haver uma parcela adicional (Y). A escolha do IPC não é acidental. Ela diz o seguinte ao consumidor: em termos reais, a tarifa deste serviço não aumentará mais que o conjunto de bens e serviços consumidos; se $X > 0$, aumentará menos. Em outros termos, este método não se preocupa com os custos do serviço, a não ser na hora de fixar ou rever as tarifas. Durante todo o resto do tempo, custos e tarifas são desvinculados. Os primeiros são da conta da empresa, que tem interesse em reduzi-los tanto quanto possa. As segundas são fixas, com reajustes periódicos em níveis iguais ou inferiores à inflação para o consumidor, que se beneficia também dos ganhos de eficiência da empresa.

Infelizmente, a opção tomada no Brasil pelo IGP para reajustes tarifários confundiu os dois métodos. A opção pelo IGP para preços de contrato muda radicalmente o discurso, que passa a ser dirigido à empresa (e não ao consumidor). Agora, as tarifas não aumentam menos que os custos (já que o X tem sido escolhido como zero em todos ou quase todos os casos), de modo que qualquer ganho de produtividade da empresa é totalmente retido por ela, sem que o consumidor afaça benefício algum. Como isto leva a lucros suplementares, diminui a indução à eficiência (até mesmo para não chamar muita atenção sobre lucros extraordinários). Em outras palavras, a

desvinculação entre custos e tarifas é parcial, e lembra muito o antigo método do custo de serviço (mas sem limitação de lucros do monopolista). A lógica da regulação incentivada foi distorcida, resultando num *price cap* troncho. Os consumidores têm razão, não porque o IGP tenha crescido mais, mas porque o IPC é o índice apropriado à reforma dos serviços públicos. Vale notar que os consumidores teriam perdido entre 1994 e 1996 porque, neste período, o IPC cresceu mais que o IGP (embora a perda seja teórica: as privatizações só ocorreram a partir de 1995). O fato de que doravante o maior risco está associado ao IGP apenas reforça a preocupação.

Para terminar, uma pequena observação sobre as reivindicações dos investidores para dolarizar tarifas. Estas reivindicações são aberrantes não só quanto à lógica da reforma como quanto às conseqüências para a economia. A dolarização das tarifas de serviços públicos levaria inexoravelmente a uma indexação generalizada das atividades econômicas sobre o dólar. Todo o sacrifício envolvido no programa de estabilização seria deitado por terra e, com certeza voltaríamos a um regime de inflação acelerada. É difícil imaginar uma argumentação consistente em favor de tal medida. Mesmo no caso de um choque externo, que alterasse de modo significativo o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de serviços públicos, não faria falta indexar: bastaria analisar medidas pontuais, que restabelecessem aquele equilíbrio. Na verdade, a dolarização das tarifas aproveita apenas a uma categoria de investidores: os que não pretendem correr qualquer risco, ganhando ao mesmo tempo elevadas margens de lucro, como se a riscos estivessem expostos. Podemos chamá-los de investidores de curtíssimo prazo, de especuladores financeiros ou de aproveitadores, pouco importa; importa apenas que não é possível ceder à sua pressão. Choques sobre a economia afetam a todos, e sua repartição deve ser objeto de negociação. Não cabe privilegiar uma categoria de agentes, com conseqüências desastrosas para a economia. O preocupante é que essas pressões se fazem sentir num momento delicado, em que há premente necessidade de investimentos na expansão de capacidade. A tentação em chantagear e em ceder à chantagem é grande.

Anexo Estatístico

Tabela 1
Produção Nacional

	Petróleo	Gasolinas Automotivas	Óleo Diesel	Óleo Combustível	GLP	Gás Natural
Unidade	10 ³ b/d	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³ / d
Jan/99	1128	1480	2462	1493	553	32,3
Fev/99	1085	1446	2220	1326	503	32,8
Mar/99	1077	1602	2603	1458	590	32,3
Abr/99	1090	1650	2699	1289	591	32,4
Mai/99	1070	1478	2774	1344	580	32,3
Jun/99	1060	1626	2832	1132	589	33
Jul/99	1081	1730	2639	1080	602	32
Ago/99	1095	1341	2585	1241	565	33
Set/99	1110	1436	2475	1312	513	33
Out/99	1125	1494	2789	1387	560	33
Nov/99	1167	1478	2656	1357	588	33
Dez/99	1214	1479	2637	1125	595	33
Jan/00	1187	1341	2600	1274	560	34,5
Fev/00	1152	1469	2240	1234	555	34,8
Mar/00	1193	1559	2786	1500	589	35
Abr/00	1161	1455	2743	1342	576	35

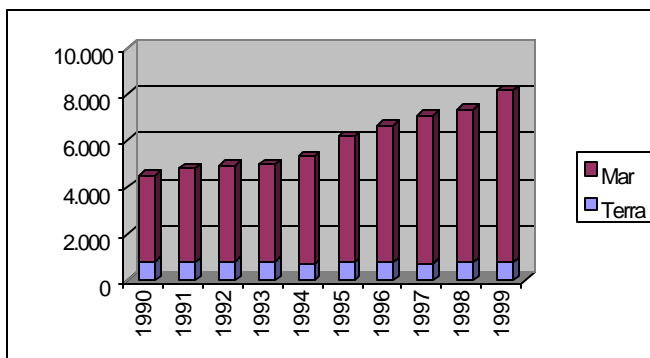
FONTE: ANP

Tabela 2
Consumo Nacional

	Gasolinas Automotivas	Óleo Diesel	Óleo Combustível	GLP	Alcool Hidratado
Unidade	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³	10 ³ m ³
Jan/99	1935	2549	738	435	478
Fev/99	1650	2243	749	408	366
Mar/99	1970	2901	876	398	416
Abr/99	1823	2631	787	912	446
Mai/99	1756	2633	871	938	448
Jun/99	1872	2619	855	839	434
Jul/99	1857	2559	906	839	418
Ago/99	1811	3012	950	981	466
Set/99	1791	2862	856	881	443
Out/99	1840	3101	875	1050	530
Nov/99	1709	3075	884	930	394
Dez/99	1981	2872	889	831	454
Jan/00	1758	2525	830	944	406
Fev/00	1910	2795	806	685	801
Mar/00	1751	2757	880	1063	388
Abr/00	1791	2801	745	1024	381

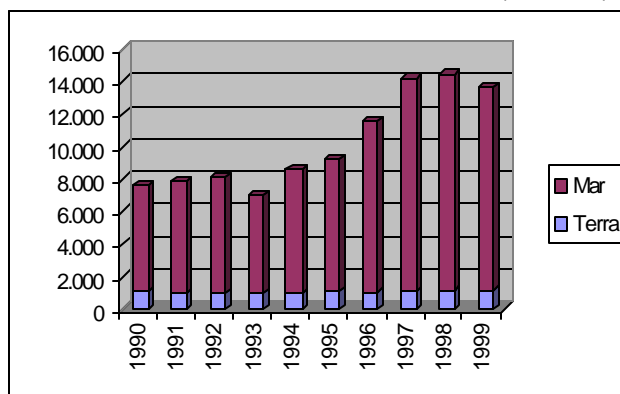
FONTE: ANP

Gráfico 1
Reservas Nacionais Provadas de Petróleo (10⁶ BBL)



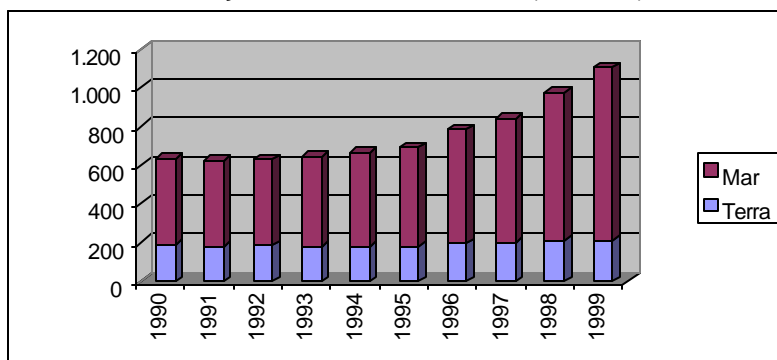
Fonte: ANP

Gráfico 2
Reservas Nacionais Totais de Petróleo (10⁶ BBL)



Fonte: ANP

Gráfico 3
Produção Nacional de Petróleo (10³ BPD)



Fonte: ANP

Gráfico 4
Previsão da Produção de Petróleo da Petrobras 2000 – 2005 (10³ BPD)

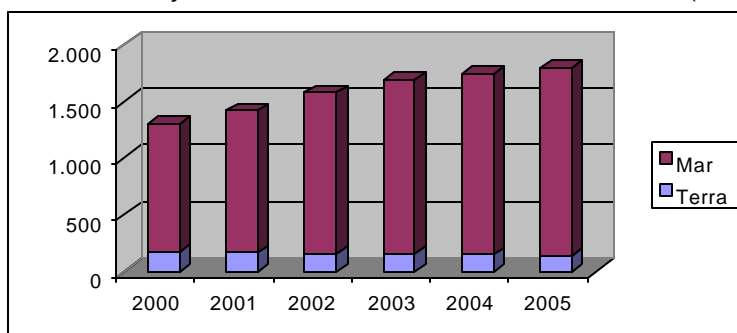


Gráfico 5
Reservas Totais Nacionais de Gás Natural (10⁶ BBL)

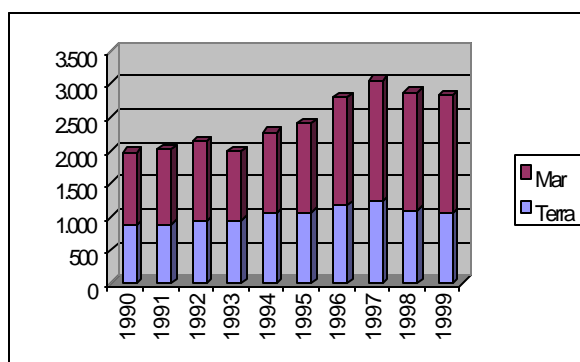
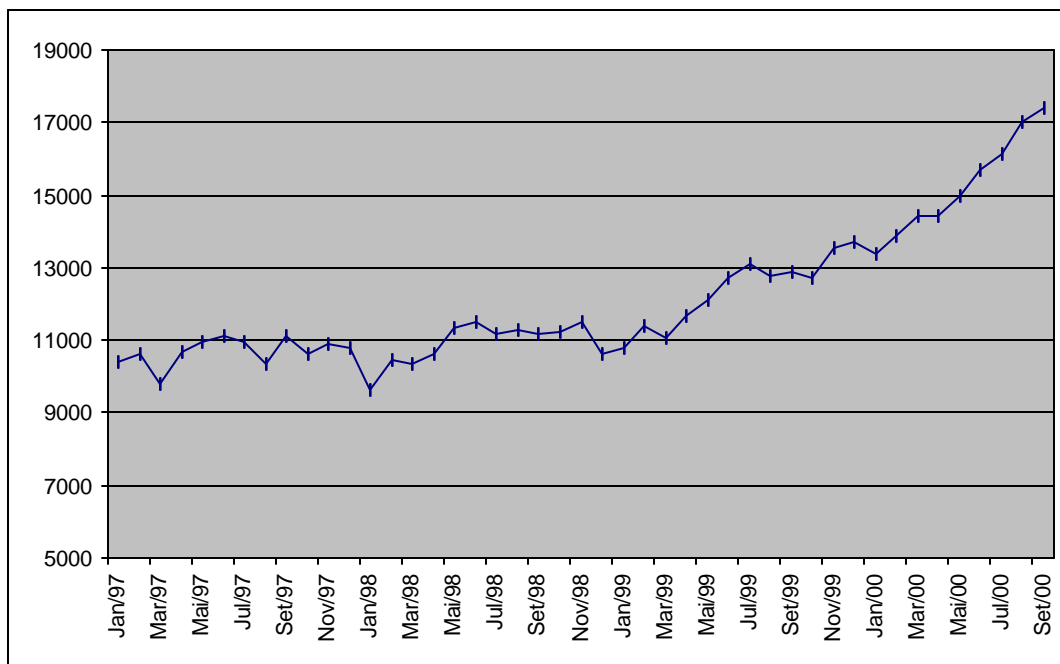


Gráfico 6
Vendas Totais de Gás Natural pelas Distribuidoras Estaduais (milhões de metros cúbicos dia)



Fonte: ANP