
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás

Julho de 2003 – Ano 4 – n.7

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do mês focaliza os desafios do quadro energético brasileiro, e chama atenção para as conseqüências advindas das dificuldades encontradas pelo governo para encaminhar as definições sobre política energética.

No primeiro artigo, Sadek Boussena – ex-presidente da OPEP e Professor da Universidade de Grenoble – analisa as decisões adotadas na última reunião da OPEP, no Qatar, identificando novos traços de pragmatismo no modo de operação da Organização, face ao recente cenário.

Em seguida, Edmar de Almeida e Leandro dos Reis analisam as várias dimensões da atratividade do upstream da indústria de petróleo e gás no Brasil, quais sejam: o risco país; o risco setorial; o

government take; o potencial geológico; e, o potencial de mercado.

No ensaio do mês, os Professores Ronaldo Bicalho e Carmem Alveal - do IE/UFRJ – dão continuidade a análise realizada no número anterior do Boletim Infopetro, e examinam os impactos nas transações correntes das importações dos serviços associados às atividades de geração, transmissão e distribuição no Brasil. Os resultados evidenciam a configuração de uma dependência, com características estruturais, crescente da expansão da infra-estrutura elétrica às importações, o que gera preocupações justificadas acerca do caráter sustentável, no longo prazo, dessa expansão.

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

Secretário Executivo:

Edmar Luiz F. de Almeida

Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Carmen Alveal

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

Edição

Mariana Iooty

Nicholas Trebat

Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

NESTA EDIÇÃO

Editorial	2
Petróleo	
Reunião no Qatar confirma novo pragmatismo da OPEP	3
A Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiro	6
Ensaio do Mês	
O Impacto nas Transações Correntes das Importações e das Remessas de Dívidas da Indústria de Energia Elétrica Brasileira (Parte 2)	10
Fatos Marcantes do Mês	13
Anexo Estatístico	15
Apoio	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

Das Opções e De Suas Conseqüências

A estatura dos desafios colocados pelo quadro energético brasileiro não é pequena, e a sua superação exige uma grande capacidade do Governo, e da sociedade, para construir espaços de coordenação que produzam um desenho institucional que sustente o desenvolvimento de longo prazo do setor energético brasileiro.

A construção de um novo ambiente institucional demanda uma ação política que seja capaz de gerar consensos estabilizadores, estruturados e sancionados no espaço institucional que detém a legitimidade e a representatividade necessárias a esse fim: o Congresso Nacional.

Uma questão relevante para o desenrolar dos acontecimentos no cenário energético brasileiro é a ordem de prioridade estabelecida pelo Executivo no que tange às suas ações políticas, que envolve a alocação de recursos de poder nos seus diversos empreendimentos estratégicos.

A opção pelas reformas, tributária e da previdência, e pelo rígido controle macroeconômico concentra não apenas os recursos políticos do Governo, mas também ocupa a agenda legislativa, marginalizando do processo decisório político as questões que hoje paralisam o desenvolvimento da infra-estrutura energética brasileira.

Esse contexto político dificulta o encaminhamento das questões relacionadas à configuração do novo ambiente institucional do setor energético, essencial à definição sobre novos investimentos, reduzindo e tensionando o espaço das negociações sobre temas fundamentais como: as regras de estabelecimento das tarifas,

as novas relações entre as agências reguladoras e o Executivo, o novo modelo do setor elétrico, a indicação de novos diretores para as agências; entre outros.

Assim, as opções macroeconômicas do novo Governo vão preenchendo a agenda política e social e colocando em plano secundário um conjunto de políticas, entre elas a política energética; que, nesse quadro, vão compondo uma agenda de segunda linha, condenada, mais uma vez, a ser, de fato, perdida.

Em contrapartida, para que a retomada dos investimentos energéticos, que também produzem efeitos positivos no nível de atividade econômica, seja viabilizada, é indispensável a superação das questões mencionadas acima. A indefinição acerca dessas questões não favorece o processo de tomada de decisão de investimento e de financiamento, tanto das empresas privadas quanto das empresas estatais.

Portanto, a opção de relegar a um segundo plano as definições essenciais de Política Energética pode engendrar conseqüências perversas para a expansão do Sistema Energético brasileiro e, conseqüentemente, para a retomada, tão esperada, do crescimento econômico; abortado pela inexistência da infra-estrutura necessária à sua sustentação no tempo.

Conselho Editorial

Reunião no Qatar Confirma o Novo Pragmatismo da OPEP

Sadek Boussena¹

No dia 11 de junho, no Qatar, os países membros da OPEP se reuniram e, favorecidos pelo nível de preços correntes (durante a semana anterior ao encontro, a cesta de óleo cru da OPEP valia US\$ 26,86, o barril), decidiram não reduzir suas cotas de produção. Manteve-se o limite total de produção no nível de 25,4 milhões de barris/dia, que havia sido estabelecido antes da entrada das tropas norte-americanas em Bagdad no dia 22 de Abril.

Deste modo, a Organização preferiu consolidar seus lucros aproveitando-se das notícias positivas das semanas anteriores. Alguns fatores relacionados a oferta parecem sustentar os preços num patamar elevado: a tardia retomada das exportações do Iraque; as dúvidas acerca da capacidade real de produção da PDVSA; os inventários em níveis inferiores aos dos anos mais recentes; a reduzida produção da Arábia Saudita em Junho; e, o apoio pleiteado pelos maiores produtores não-OPEP, incluindo México, Rússia e Noruega.

Além disso, a demanda apresenta-se relativamente elevada para este período do ano: a SARS vem apresentando um impacto menor do que se esperava; o óleo combustível vem substituindo a produção de eletricidade nuclear no Japão; a razão entre demanda e estoque norte-americana é elevada; e, os preços relativamente elevados do gás natural vêm encorajando o uso de óleo combustível como um substituto nos Estados Unidos. Somam-se a estes fatores altistas o fato de que os preços vêm sendo sustentados pelo prêmio de risco não quantificado referente às incertezas geopolíticas no Oriente Médio, em sequência aos problemas de segurança no Iraque e no Afeganistão, aos ataques terroristas em Ryadh e às tensões persistentes nas relações entre Estados Unidos e Irã.

A OPEP tem plena consciência de que estes fatores altistas não irão durar por muito tempo; de que a situação é frágil; e, de que é preciso muito pouco (mesmo um pequeno aumento nos estoques) para que este quadro se modifique, com um risco significativo de uma rápida queda nos preços. Como afirmou o presidente da Organização, Abdullah Al-Attiyah, o nível de preços durante a semana anterior a reunião de 11 de Ju

nho se devia mais a um fator “psicológico” do que a um reflexo de um déficit na oferta de petróleo. Ainda assim, a OPEP não antecipou os eventos. Os países membros parecem estar relativamente despreocupados com o nível de preços para o terceiro quadrimestre de 2003, esperando que ao menos alguns dos fatores altistas permaneçam no verão (quando, na maior parte das vezes, os estoques são recompostos) e que o mecanismo de proteção assegure a permanência dos preços dentro da meta da faixa comercial. Deste modo, a OPEP escolheu tirar vantagem destes elementos favoráveis até que se encontrem provas tangíveis do contrário.

Em perspectiva, isto explica a decisão inesperada, tomada no último mês de Abril, de reduzir efetivamente a produção, aumentando simultaneamente o limite oficial em 0,9 milhões de barris/dia. Por sorte ou por análise apropriada, os representantes da OPEP anteciparam corretamente as dificuldades encontradas e o tempo necessário para que as exportações iraquianas voltem a alcançar volumes substanciais. Eles podem ter concluído simplesmente que com mais de 85% da capacidade da OPEP sendo utilizada, não seria possível descartar uma fonte de produção do tamanho do Iraque. Eles então decidiram aumentar as quotas oficiais enquanto os preços estavam elevados de forma a aproximá-los dos níveis de produção efetivos, e assim confirmar formalmente seu poder de mercado frente aos produtores não-OPEP.

Assim, a decisão adotada na reunião no Qatar não parece surpreendente; a OPEP poderia fazer muito pouco diferente disso. No máximo, a Organização poderia ter ordenado aos seus integrantes o corte efetivo de suas produções exigindo obediência ao regime de quotas, mas ela já havia feito isso antes sem muita insistência. No atual contexto de mercado, qualquer outra medida que afetasse os níveis de produção, efetivos ou oficiais, seria mal recebida por todos. O corte nas quotas que parecia necessário no período que antecedeu o encontro não era mais tão urgente. Por um lado, uma redução na produção poderia ter precipitado um aumento acentuado nos preços; por outro lado, com um potencial excedente no horizonte, não seria razoável esperar que a OPEP aumentasse suas quotas e que, desta forma, corresse o risco de desencadear um

colapso nos preços que vinha se esperando por algumas semanas.

Apesar de não ter sido representado, o Iraque foi o foco da atenção do encontro em Qatar. Enquanto o comportamento futuro do Iraque permanece incerto, no curto prazo, a ausência continuada do país no mercado possibilitou a OPEP manter os limites atuais de produção, permitindo assim que outros membros (com exceção da Arábia Saudita) produzam em níveis próximos de suas capacidades máximas instaladas (com superprodução por parte de alguns países compensada pelo déficit de outros, como Venezuela e Indonésia). A estratégia futura da OPEP vai depender da retomada das exportações iraquianas, que devem retornar aos níveis pré-guerra antes do fim do ano.

O novo elemento é o papel de destaque que a Arábia Saudita desempenha ao gerenciar o equilíbrio geral de mercado. Dado que os outros países estão produzindo em patamares próximos da capacidade máxima, a decisão de manter o limite de 25,4 milhões de barris/dia concede a Arábia Saudita o poder de equilibrar o mercado, pelo menos durante os próximos quatro meses de 2003. A Arábia Saudita foi o único país capaz de anunciar de forma crível a redução na oferta de 900.000 barris/dia em 1.º de Junho de 2003. Ao fazer isto, o país aceitou a sua nova quota de 8, 2 milhões de barris/dia, que ela considera como patamar mínimo.

Deste modo, deve-se esperar que a Arábia Saudita assuma o papel de produtor flexível nos próximos meses, ajustando sua produção a várias variáveis, em particular ao nível das exportações do Iraque. Em outras palavras, a Arábia Saudita sozinha irá produzir o que o Iraque ainda não está exportando, servindo assim como um duplo produtor flexível, ao nível global e dentro da OPEP. Ao garantir e defender os preços desta forma, o país vai reforçar sua posição em negociações futuras. Ao contrário dos anos 80, atualmente o papel de produtor flexível não está sendo imposto aos sauditas, mas é sim requisitado por eles. Num período quando alguns observadores começam a questionar a liderança da Arábia Saudita na indústria mundial do petróleo, esta é uma oportunidade ideal para o país reiterar sua importância estratégica e ressaltar sua responsabilidade com relação ao mercado petrolífero global.

O papel de liderança da Arábia Saudita será reforçado pela unidade que caracterizou o funcionamento da OPEP por algum tempo. O consenso muitas vezes se forma em torno de suas iniciati-

vas e propostas. Existe uma grande diferença em relação ao passado; agora, a Arábia Saudita demonstra esforços e intenção para o alcance da liderança. Evidentemente, isto é somente possível porque nenhum outro integrante da Organização está disposto a se expor ao risco que caracteriza a atual combinação ótima entre níveis de preços e produção elevados. Assim, é possível perceber que as reuniões da OPEP não são mais precedidas ou seguidas por críticas por parte dos outros membros ao comportamento saudita, e que esta reação por parte dos outros membros vem se repetindo desde que a Arábia Saudita vem mantendo ativamente os preços no interior da faixa comercial de US\$22-28/barril, e em particular, desde que o país demonstrou sua clara preferência pelo patamar mínimo de US\$ 25/barril.

A frequência das reuniões recentes e a natureza das decisões adotadas ilustram o enfoque atual da Organização, que consiste em contornar problemas e evitar posições de risco – um modo de operação que reflete seu novo pragmatismo. Os representantes-membros não estão mais tentados a anteciparem os eventos, assumindo assim o risco de adotarem posições erradas, como ocorreu em Bali em 1997. Isto é particularmente válido durante os períodos de incerteza e quando o mercado está altamente reativo. Os membros têm preferido um enfoque de curto prazo, como demonstrou o fato de uma reunião ter sido marcada para dia 31 de Julho, ainda que outra tenha sido agendada para dia 24 de Setembro em Viena. Deste modo, por que levantar a complicada questão das quotas, que evidentemente retornará a pauta de discussão, quando se discute um corte na produção?

Uma redução nas quotas poderia ser claramente vislumbrada se a ameaça de um colapso nos preços vier a ocorrer. Por exemplo, declarações feitas por representantes no período que antecedeu a reunião do Qatar evidenciaram duas alternativas: o corte nas quotas ou a manutenção do *status quo*. Como analisado anteriormente, nenhuma outra decisão seria justificada sob o contexto marcado pelos preços atuais (embora isto deva ser visto em perspectiva com a queda do dólar) e pelas incertezas quanto a demanda global e aos níveis dos estoques.

Dois fatores parecem justificar a posição de espectadora da OPEP, sendo que ambos resultam no mesmo resultado. Por várias razões, ou os preços permanecem na faixa comercial de US\$ 22-28/barril, podendo esta ser revista no próximo encontro, ou a superprodução se tornará aparente, notadamente via aumento dos estoques num nível mais acentuado do que se espera e via

queda sustentável dos preços (para patamares inferiores a US\$ 22/barril, ou até mesmo US\$ 20/barril), sendo que neste caso haveria ainda tempo para reduzir a produção mediante algum mecanismo de ajuste ou através de uma reunião emergencial.

Isto levantará a delicada questão sobre como o corte na produção será dividido entre os membros, fato que será mais facilmente negociado – tanto dentro da OPEP quanto entre os países não membros – a partir da base de produção de 25,4 milhões de barris/dia.

Mesmo que este gerenciamento de curto prazo seja mais fácil sob um contexto de elevados preços, a OPEP não deve esquecer das lições do passado. Primeiro, a manutenção de preços altos durante um longo período influencia, eventual-

mente, a demanda global, e particularmente a demanda pelo petróleo da OPEP. Ademais, mesmo que alguns países não tenham, deliberadamente, superestimado suas produções com uma visão de negociações de quota, tão logo a produção iraquiana comece a crescer de forma acentuada, a Organização terá de adotar uma visão de longo prazo de forma a evitar surpresas desagradáveis por parte de um mercado que tem a tendência de reagir de forma exagerada.

¹ Ex-Presidente da OPEP; ex Ministro de Energia da Argélia, Professor da Universidade de Grenoble-França.

Economia e Gestão em Energia

Inscrições abertas para turmas com início em agosto.

O programa de Economia e Gestão em Energia é destinado a Executivos de empresas, funcionários de alto nível de órgãos governamentais e consultores ligados à questão energética. O curso está estruturado em disciplinas e seminários. Seu diferencial é a forte integração entre as áreas de Gestão e de Economia da Energia.

Turmas às quintas-feiras.

**COPPEAD
E INSTITUTO DE
ECONOMIA - UFRJ
UMA UNIÃO
DE SUCESSO.**

Informações: Tel.: (21) 2598-9898/2560-6522 • Fax: (21) 2598-9883 • atendimento@coppead.ufrj.br
www.coppead.ufrj.br

Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiro

Edmar Fagundes de Almeida¹
Leandro dos Reis Araújo²

Com a abertura do mercado petrolífero nacional, iniciada no ano de 1995, e ampliada em 6 de agosto de 1997, através da sanção da Lei 9.478 (a Lei do Petróleo), o Brasil passou a disputar com outros países a atração de investimentos na Indústria de Petróleo e Gás, principalmente nas fases de exploração e produção. Neste contexto, a questão da atratividade relativa do upstream brasileiro passa a ser central para a manutenção de um nível adequado de investimentos no setor.

A atratividade do upstream é uma questão que deve ser avaliada de forma comparativa, ou seja, levando em conta os diversos países que competem pelos investimentos. Além disso, é importante considerar que a atratividade apresenta diversas dimensões, que devem ser ponderadas conjuntamente. Uma importante dimensão de análise é o risco país, ou seja, os riscos associados a rupturas macroeconômicas que impeçam a recuperação dos investimentos. Este risco não é específico ao setor do petróleo. Outra questão importante é o risco setorial associados ao arcabouço regulatório do país. Este risco deve ser comparado aos: incentivos para os investimentos no país, associados à estrutura fiscal do setor (government take); ao potencial geológico do país; e, ao potencial do mercado. Desta forma, uma análise cuidadosa da atratividade do upstream não pode deixar de levar em conta o conjunto destas dimensões.

Além de analisar estas diversas dimensões, é importante que se atente ao fato de que a competitividade deve ser vista de forma dinâmica. Os investimentos no setor de petróleo e gás possuem um longo-prazo de maturação. Assim, o relevante é considerar a tendência de evolução da atratividade de um determinado país. No que se refere à análise das tendências, é importante atentar não apenas para a evolução das diversas dimensões acima citadas, mas também para a perspectiva de evolução da demanda por investimentos.

Uma característica importante do setor de petróleo e gás é o fato das empresas necessitarem de renovar suas reservas para dar sustentabilidade aos seus negócios. Recentes projeções realizadas pela Agência Internacional de Energia

sobre o crescimento da demanda mundial de petróleo e gás apontam para a necessidade de um aumento no volume de investimentos no upstream mundial. Segundo o estudo da AIE "World Energy Investment Outlook" a ser publicado em outubro de 2003, a demanda mundial de petróleo atingirá cerca de 120 milhões de barris por dia em 2030. Para se atender a esta demanda, será necessário investir numa capacidade de produção de 220 milhões de barris até 2030. Isto se deve ao fato da redução do tempo de vida médio dos campos de petróleo. As estimativas para a demanda de gás natural também apontam para a necessidade de um grande volume de investimento. A demanda mundial de gás passará de 2800 bilhões de m³ para 5300 bilhões de m³ em 2030. Para se atingir esta produção, será necessário investir no desenvolvimento de aproximadamente 10.000 bilhões de m³ até 2030.

A análise realizada pela AIE nos leva a crer que o investimento no upstream mundial continuará aquecido nas próximas décadas, dada a necessidade de renovação de reservas para atender uma demanda crescente. Neste contexto, o Brasil se apresenta como uma fronteira importante para a expansão dos investimentos internacionais no upstream do setor de petróleo e gás.

As diferentes dimensões da atratividade do upstream Brasileiro

(1) Risco país

No que se refere ao risco país, é importante mencionar que as reformas estruturais realizadas na economia nacional a partir de 1994 vêm contribuindo para uma tendência de redução da percepção do risco país. O processo de estabilização da inflação entre 1994 e 1999, seguido de uma política de ajustamento externo da economia a partir desta data, vem abrindo a perspectiva para um processo de crescimento econômico sustentável. A superação da recente crise de confiança dos mercados internacionais, associada à transição política no país, é uma prova da redução da vulnerabilidade externa do país, fruto da política de ajustamento externo implementada a partir de 1999, e reforçada pelo governo atual.

A percepção de redução do risco país vem contribuindo para aumento dos investimentos es-

trangeiros, sendo o setor de petróleo e gás um dos principais setores de atração (Gráfico 1). A cada nova rodada de licitação, o Brasil atraiu cerca de dez novas empresas, passando de 11 empresas na primeira rodada para um acumulado de 43 na quarta rodada. Cabe ressaltar que os fluxos internacionais de capitais reduziram-se muito a partir do ano 2000. Entretanto, a redução dos investimentos no Brasil foi menor que a média internacional.

(2) Risco setorial

Uma outra variável que deve ser analisada é o contexto regulatório. Um país que possui um sistema regulatório frágil contribui para o que chamamos de “risco regulatório”. Um agente, ao entrar no país, procura ter certeza de que os contratos assinados durante um governo serão mantidos mesmo num governo seguinte. Isso porque os investimentos no setor upstream, além de serem arriscados, têm um elevado tempo de maturação.

Uma questão importante que determina o risco regulatório é o arcabouço jurídico que ancora os investimentos no upstream. Este arcabouço está baseado num sistema de concessão ou sistema contratual. No regime de concessão, as empresas privadas ganham a permissão para explorar e produzir o recurso mineral, sendo de sua propriedade o óleo encontrado. Já no sistema contratual, o governo mantém o controle sobre o recurso mineral e as oil companies recebem uma taxa por serviços de exploração, desenvolvimento e produção. Em Angola, por exemplo, é a empresa estatal Sanagol que detém o poder da concessão para exploração e produção, ficando responsável pela gestão dos contratos. As empresas que desejam atuar no país devem firmar parceria ou joint-venture com a estatal, não tendo nenhum controle sobre o óleo encontrado. O Brasil, desde a abertura do setor, adota o sistema de concessão, que, como podemos observar, apresenta uma maior segurança jurídica do que a aplicada no sistema contratual.

Ainda dentro do regime de concessão, os países podem, ou não, ter uma agência reguladora. A presença de uma agência reguladora autônoma, que atue de forma transparente, é de suma importância para diminuir o risco regulatório e garantir o cumprimento dos contratos. A presença da ANP no Brasil, realizando licitações com contratos claros e transparentes, com livre acesso a todos, dá uma maior segurança para as empresas que desejam investir no país. Na Argentina, embora se utilize o sistema de concessão, a regulação fica sob o comando do Ministério de

Energia, portanto mais vulnerável às instabilidades associadas ao ciclo político.

(3) “Government take”

A tributação brasileira, embora questionada por alguns agentes do mercado, apresenta competitividade a nível internacional, segundo vários estudos. O estudo de Barbosa e Bastos (2001) mostra que o Brasil apresenta um government take razoável quando comparado com a média internacional. Considerando uma taxa de desconto de 10 %, com uma reserva estimada de 750 MML, o Brent a US\$ 20/ barril e um custo de produção de US\$ 5,40, o government take brasileiro é de 63%, bem abaixo dos 88 % da Noruega, 81 % de Angola, e 66 % da Nigéria, como pode ser observado no Gráfico 2

(4) Potencial geológico do país

O Brasil é um país de dimensão continental com grande parte de suas bacias sedimentares ainda inexploradas. Segundo dados da Baker Hughes, foram perfurados no Brasil, entre 1980 e 2002, 4000 poços, enquanto o número no Reino Unido foi de aproximadamente 9000 poços perfurados, e na Nigéria, com um território muito menor que o do Brasil, 2000 poços.

Um aspecto bastante relevante diz respeito a produtividade dos poços brasileiros, medido pela descoberta por poços perfurados. Como podemos verificar no Gráfico 3, a produtividade brasileira ao longo da década de 80 era de 3,08 milhões de barris de óleo descoberto por poço perfurado, enquanto que ao longo da década de 90 foi de 12,34 milhões de barris, um aumento de 400 %. Este crescimento mostra que o upstream brasileiro está longe da sua maturidade.

Quando se compara o custo de descoberta e desenvolvimento, vemos que o Brasil apresenta uma boa atratividade. De acordo com a Cambridge Energy Research Associates, o custo de descoberta e desenvolvimento no Brasil no ano de 2001 ficou abaixo dos US\$ 4 por barril de óleo equivalente, enquanto Angola, Golfo do México e Mar do Norte apresentaram custos de, respectivamente, US\$ 5, US\$ 6, e US\$ 7,4. Do conjunto de países analisados, a Nigéria foi a única que apresentou um custo inferior ao brasileiro, com US\$ 3.

Muito se questiona sobre o potencial geológico brasileiro tendo em vista a falta de descobertas expressivas após a abertura, principalmente pelas novas entrantes. Entretanto, é importante salientar que estes resultados só serão conhecidos em sua verdadeira extensão em agosto próximo, quando os blocos do Round Zero terão que ser

devolvidos. De toda forma, o volume de recursos descobertos, estimado a partir das declarações de descobertas realizadas à ANP, é bastante expressivo (cerca de 2 bilhões de barris). Ainda não é possível identificar qual parcela destes recursos poderá se transformar em reservas.

O Gráfico 4 mostra a quantidade de poços perfurados entre 1998 e 2010, estimado a partir da linearização da quantidade prevista no Programa Exploratório Mínimo. Observamos a existência de dois ciclos: o primeiro sendo um reflexo do Round Zero, que acontece no período de 2002-2003; e um segundo ciclo que reflete a combinação das quatro rodadas de licitações da ANP, no período de 2007-2008.

(5) Potencial de mercado

O grande mercado nacional de derivados e o potencial de mercado para o gás natural deixam o Brasil novamente com boa vantagem frente aos seus concorrentes. Segundo estimativas da Petrobras, a demanda atual gira em torno de 1,8 milhões de barris por dia, e em 2007 será de 2,01 milhões de barris por dia. Hoje a produção média nacional está em torno de 1,59 milhões de barris por dia, e, ainda segundo estimativa da Petrobras, em 2007 a produção nacional média diária será de 2,22 milhões de barris diários, o que nos permite visualizar uma possível auto-suficiência a partir de 2007. A previsão de demanda de gás natural também é bastante promissora. Segundo o Plano Estratégico da Petrobras, a demanda de gás atingiu 28,5 milhões de m³/d em 2002, e, es-

tima-se que em 2007 atingirá de 48,8 m³/d. Assim, existe um bom potencial de monetização de reservas no próprio mercado nacional, o que apresenta vantagens econômicas associadas à redução dos custos de transporte e comercialização. Isto representa uma vantagem comparativa importante para o Brasil.

Podemos concluir assim que apesar dos avanços necessários no arcabouço regulatório para melhorar a atratividade do upstream brasileiro, o país, em geral, apresenta condições favoráveis para atrair investimentos no setor de petróleo e gás natural. Esta atratividade tenderá a ser reforçada pela tendência ao aumento da demanda por investimentos a médio-prazo, dada a necessidade das empresas de petróleo renovarem suas reservas. Quando analisado de forma comparativa e num prazo mais longo, o Brasil apresenta boas perspectivas para receber os investimentos destas empresas. Certamente, as empresas que conseguirem visualizar os fatores que dão sustentação à atratividade brasileira a mais longo-prazo, separando-os dos problemas conjunturais, estarão em condições de se posicionar de forma privilegiada no mercado nacional.

¹Professor GEE/IE-UFRJ

²Bolsista ANP/IE-UFRJ

Gráfico 1

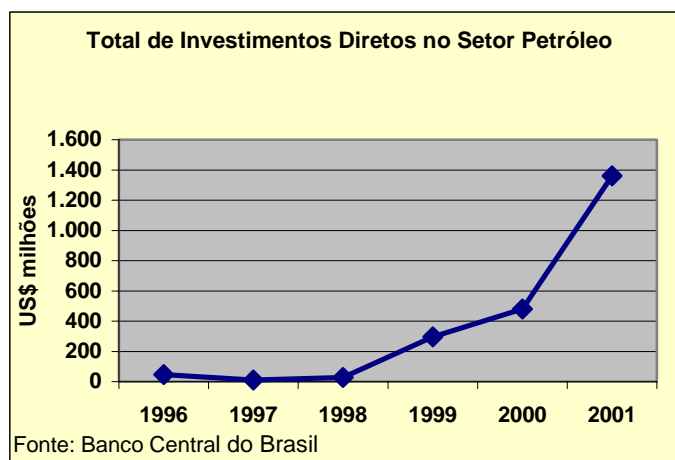


Gráfico 2

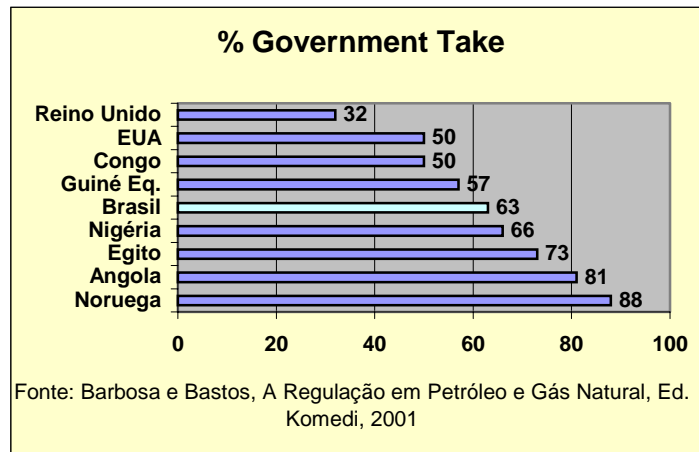


Gráfico 3

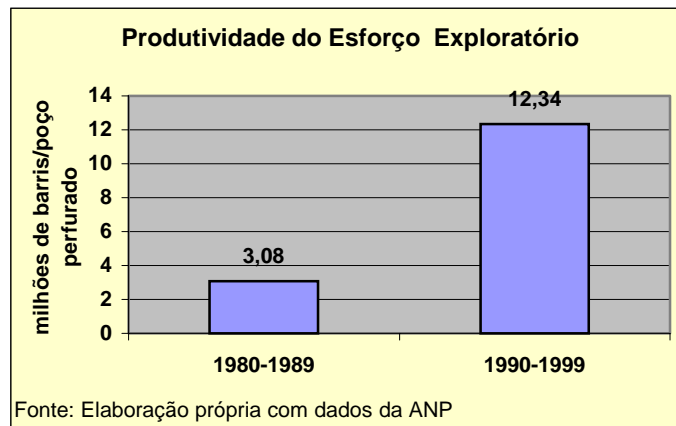
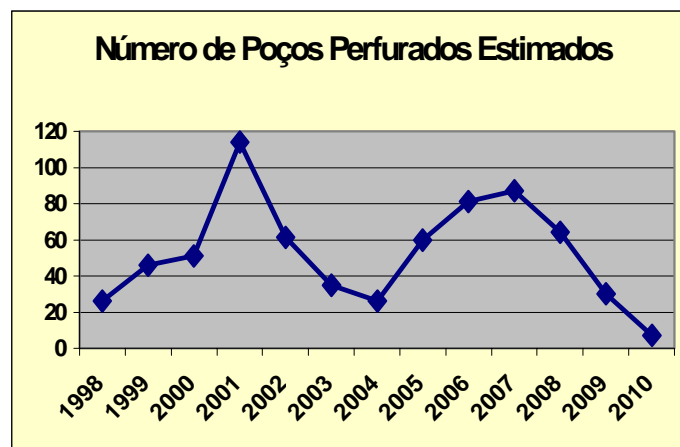


Gráfico 4



Os Impactos nas Transações Correntes das Importações e das Remessas de Divisas da Indústria de Energia Elétrica Brasileira (Parte 2)*

Ronaldo Bicalho¹
 Carmen Alveal¹
 Heloisa Borges²
 Laura Zoratto²
 Pedro Nunes da Silva²

A década de noventa marcou uma mudança estrutural na natureza dos impactos nas transações correntes das importações e das remessas de divisas associadas a bens e serviços relacionados às atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil. Essa mudança não se resumiu ao crescimento significativo das remessas de divisas correspondentes à importação de equipamentos e serviços; mais do que isso, consolidou uma forte articulação entre a expansão do setor, principalmente na geração, e o crescimento desses impactos.

Neste artigo serão analisados os impactos nas transações correntes das importações dos serviços associados às atividades de geração, transmissão e distribuição no Brasil. Os impactos das remessas de divisas associadas às importações de equipamentos para estas atividades foram analisados em artigo publicado no número anterior deste boletim¹.

Os impactos das importações de equipamentos para as atividades de geração, transmissão e distribuição na Balança Comercial

Inicialmente, cabe destacar que os valores referentes às despesas com serviços, fornecidos pelo Banco Central, são disponíveis apenas de forma agregada; sendo fundamental a decomposição de tais gastos se quisermos apreender o quanto deste total é originado na cadeia de energia elétrica, o que implica na necessidade de estimar os valores específicos a esta cadeia.

Uma forma de avaliar a dinâmica de crescimento dos gastos em divisas do setor elétrico dos demais é por intermédio da análise de dados do Instituto Nacional da Propriedade Industrial; já que, no Brasil, para que uma contratação tecnológica gere determinados efeitos econômicos, o

contrato deve ser avaliado e averbado pelo INPI. Por disposição legal, devem ser averbados/registrados pelo INPI todos os contratos que impliquem transferência de tecnologia, sejam entre empresas nacionais, ou entre empresas nacionais e sediadas ou domiciliadas no exterior. A averbação é, pois, condição para legitimar pagamentos para o exterior, dentre outros efeitos que gera.

Em 1990, as averbações para o setor elétrico totalizavam 50 no ano, ao passo que em 2001 elas atingiram 88. Sua participação no total de averbações saiu de 2,4 % para 4,4 % nesse período, fruto de uma taxa de crescimento de 5,3 % a.a. Essas averbações referem-se, essencialmente, a despesas com Serviços de Assistência Técnica, e as duas fases de crescimento mais intenso concentram-se entre os anos de 1994 e 1998 (33,0 % a.a.) e entre os anos de 2000 e 2001 (37,5 % a.a.).

A análise do comportamento do número de averbações, junto ao INPI, relativas a contratos de Serviços de Assistência Técnica, para todos os setores da economia, corrobora com a avaliação acerca do crescimento de importância desse item nas despesas com Serviços.

Em 1990, o número de averbações associadas a Serviços de Assistência Técnica era 613 e, em 2001, esse valor atingiu 1.213. Sua participação no conjunto de averbações dobrou durante esse período; saltando de 30 % para 60 %. A taxa de crescimento desse item (6,4 % a.a.) supera plenamente a taxa de crescimento do conjunto (-0,1 % a.a.). E, à exceção do período que vai de 1990 a 1994 (-4,2 % a.a.), o número de averbações ligadas à prestação de Serviços de Assistência Técnica cresceu durante todo o tempo, destacando-se o período que vai de 1994 a 1998 (14,0 % a.a.).

Esse aumento das averbações com serviços de assistência técnica pode ser bem explicitado para o setor elétrico, no caso da implantação das novas centrais térmicas.

¹ Boletim Infopetro, junho de 2003

Em média, segundo os especialistas consultados, os contratos de assistência técnica para a operação e manutenção, sem contar as peças de reposição, das novas centrais térmicas têm um custo de US\$ 12.000 por MW/ano. Esse valor aproximado nos permite a extração de algumas inferências. Para cada 1.000 MW instalados de térmicas, teríamos um impacto na Balança de Serviços da ordem de US\$ 12 milhões. Considerando uma capacidade instalada de térmicas de 6000 MW, teríamos um gasto anual de US\$ 72 milhões com assistência técnica. Este valor representaria 5 % das despesas com contratos em Serviços de Assistência Técnica para todos os setores no ano de 2002.

Caso a alternativa térmica se consolide na geração nacional de eletricidade, a tendência é que esse valor tenha cada vez mais importância no cenário da Balança de Serviços Brasileira.

Da mesma maneira, uma pesquisa por nós realizada junto a grandes produtores e distribuidores de energia elétrica mostrou que os serviços de transferência de tecnologia e supervisão de montagem, consultoria técnica e treinamento de pessoal, serviço de modernização e reparos de equipamentos, e serviços de manutenção programada para turbinas a gás são contratados com empresas estrangeiras, segundo eles, em razão de exigência do fornecedor para manter a garantia do equipamento, por falta de capacitação no mercado nacional e por conta dos melhores preços oferecidos. O valor estimado de gasto na importação de serviços no período de 1993 a 2002 chega a 96,5 milhões de dólares, para apenas uma empresa, uma média de gasto de US\$ 10,7 milhões anuais.

O dado de que, em parte, a contratação dos serviços no exterior advém de uma exigência do fornecedor é significativo, uma vez que engendra uma correlação positiva entre as importações de certos equipamentos e a remessa de divisas por serviços. De outra forma, uma vez que deslocou-se a orientação da política tecnológica brasileira e optou-se pela modernização via importação de equipamentos, a tendência é que cada vez mais as remessas de divisas relativas aos serviços da indústria elétrica aumentem.

A área de transmissão, por sua vez, contrata empresas estrangeiras para realizarem serviço de supervisão de montagem, o que também seria exigência dos fornecedores para manter a garantia de alguns equipamentos.

Segundo o estudo da FAPESP "Balanço de Pagamentos Tecnológicos e Propriedade Intelectual", em 1999, as remessas de recursos de

transferência de tecnologia ligadas à produção e distribuição de eletricidade, gás, água e construção foram de US\$ 69,1 milhões. Considerando que houve um crescimento de 80 % das averbações para esses setores, entre 1999 e 2001, além de outros indicadores apresentados neste trabalho que apontam na mesma direção do crescimento, pode-se imaginar que essas despesas já tenham ultrapassado a casa dos US\$ 100 milhões - lembrando-se que de acordo com esse mesmo documento, essas despesas eram US\$ 14,9 milhões, em 1993.

Considerando, ainda, que as despesas de divisas com serviços ligados ao Setor Elétrico estejam na ordem de US\$ 100 milhões, e que as despesas com importação de equipamentos em 2002 foi de US\$ 486 milhões, essas despesas já representariam, hoje, 1/5 das despesas com equipamento. Cabe chamar atenção para o fato de que mais importante do que os volumes de recursos em questão é o ritmo de crescimento, enquanto as importações de equipamentos para o setor elétrico cresceram, grosso modo, entre 3 e 4 vezes, as despesas com serviços cresceram entre 7 e 10 vezes.

Outro ponto relevante é a articulação existente entre a importação de equipamentos e o aumento das remessas de divisas ligadas à prestação de Serviços Técnicos Especializados. Há uma forte combinação entre o impacto na Balança comercial, fruto da importação dos equipamentos elétricos, e o impacto na Balança de Serviços, fruto da importação de serviços técnicos associados à montagem, operação e manutenção desses equipamentos.

Conclusão

A década de noventa marca uma mudança estrutural na natureza dos impactos nas transações correntes das importações e das remessas de divisas associadas a bens, serviços e tecnologias relacionados ao Setor Elétrico. Essa mudança não se resume apenas ao crescimento significativo das remessas de divisas correspondentes à importação de equipamentos e serviços, mas amplia-se, de forma consistente, na medida em que consolida uma forte articulação entre a expansão do setor, principalmente na geração, e o crescimento desses impactos. Desta forma, a expansão das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica passa a ser sinônimo de importações crescentes, tanto de equipamentos quanto de serviços. O viés importador é abrangente e ultrapassa as fronteiras específicas do Setor Elétrico, incorporando as atividades de Geração Distribuída, onde encontram-se agentes distintos das empresas elétricas, que

apesar de distintos serão conduzidos pela mesma lógica importadora.

As importações, desta maneira, irão responder positivamente, quer à ampliação da capacidade instalada realizada no interior do Setor Elétrico pela empresas elétricas, quer à ampliação da capacidade instalada realizada fora do setor elétrico pelas empresas industriais e de serviços e de comércio, interessadas em reduzir os seus riscos a condições desfavoráveis de suprimento futuro da eletricidade necessária às suas atividades.

A configuração de uma dependência, com características estruturais, crescente da expansão da infra-estrutura elétrica às importações gera preocupações justificadas acerca do caráter sustentável, no longo prazo, dessa expansão. As restrições macroeconômicas externas, que historicamente marcaram a trajetória de países periféricos, como é o caso do Brasil, colocam sérias dúvidas sobre a possibilidade de manter-se uma trajetória com essa natureza importadora. Permanecendo nesse caminho, é possível que a expansão da infra-estrutura de energia elétrica brasileira acabe encontrando o seu limite final no front externo. Nesse sentido, depois da vigorosa implantação e expansão da indústria elétrica no Brasil, na qual foi possível deslocar esses limites, através da endogeneização da produção e da tecnologia elétrica, o país corre o risco de se defrontar com a velha armadilha, da qual ele conseguiu escapar, de forma bem-sucedida, durante décadas.

O desafio a ser enfrentado pela política industrial e tecnológica não é de pequena monta. Há uma forte articulação entre as remessas de divisas relacionadas às importações de equipamentos e de serviços. Na atual trajetória da indústria elétrica brasileira os déficits na Balança Comercial e na Balança de Serviços constituem duas faces da mesma moeda. Na verdade, são "déficits gêmeos" ligados pela introdução de novas tecnologias distantes das fronteiras de capacitação que o país domina, que se traduzem não só na importação de equipamentos, mas na conseqüente importação de serviços técnicos relacionados à montagem, operação e manutenção desses equipamentos portadores das novas tecnologias.

Diante desse quadro, as relações da infra-estrutura elétrica com o setor externo da economia, mediadas pela importação de equipamentos e serviços, devem ser cuidadas com mais atenção, principalmente quando considera-se a possibilidade de que a evolução macroeconômica de longo prazo possa comprimir essa relação, estancando a expansão necessária da infra-estrutura, via um torniquete cambial. No entanto, para acompanhar melhor essas relações, e a partir daí desenvolver políticas públicas que sejam eficazes na desobstrução desses gargalos, algumas premissas são necessárias.

Entre elas, uma destaca-se de início: não é possível desenvolver políticas nessa área sem informações básicas, e a falta de informações, estruturadas em torno do objetivo de configuração de uma política industrial, é um primeiro impedimento. A existência de vários órgãos que contabilizam os fluxos de recursos envolvidos na transferência de tecnologia e, mais do que isso, a inexistência de uma homogeneização de métodos e procedimentos, torna o processo de obtenção de informações necessárias à análise e ao planejamento difícil, ineficiente, chegando, algumas vezes, a simples impossibilidade.

Por fim, é preocupante a constatação de que esse tema não fez parte da agenda de análise e pesquisa da última década e, face a isto, pouquíssimos trabalhos foram realizados nesse campo. Portanto, a disponibilidade de análises e informações organizadas e estruturadas em torno do tema é muito rala. Dado o fato da infra-estrutura ligada ao suprimento de eletricidade desempenhar um papel estratégico no desenvolvimento do país, e que a disponibilidade de tecnologia é fundamental para que esse papel possa ser desempenhado, parece sensato tentar mudar esse panorama.

Este artigo foi elaborado a partir do relatório "Impactos Nas Transações Correntes Das Importações E Das Remessas De Divisas Associadas A Bens, Serviços E Tecnologias Relacionados Ao Setor Elétrico", um projeto realizado pelo Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ para o "Centro de Gestão de Estudos Estratégicos em Ciência, Tecnologia e Inovação", financiado pelo CT-ENERG (Fundo Setorial de Energia).

¹Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

²Assistentes de Pesquisa GEE/ IE-UFRJ

Fatos Marcantes

Petrobrás Leva Halliburton à Corte Arbitral

A Petrobras vai levar à arbitragem internacional o caso do atraso na entrega de duas plataformas de perfuração encomendadas a KBR, subsidiária da empresa parapetrolífera norte-americana Halliburton. As plataformas P-43 e P-48 - do tipo FPSO e destinadas ao campo de Barracuda-Caratinga na Bacia de Campos – tinham suas entregas inicialmente previstas para o período de novembro de 2003 até meados de 2004. Embora o projeto esteja 75% completo, a multinacional norte-americana afirma que as plataformas somente serão entregues em meados de 2005. Em junho, as duas empresas assinaram um acordo revisando o cronograma original para o projeto Barracuda-Caratinga, mas Petrobras reivindica que a Halliburton pague por parte dos custos devidos ao atraso. A estatal cobra da subsidiária um total de US\$380 milhões.

BP Vende Reservas de Gás Natural a Statoil

A BP, terceira maior empresa petrolífera do mundo, decidiu vender quase metade de seus ativos de gás natural na Argélia para a estatal norueguesa Statoil. O valor da compra é de \$440 milhões de libras. Recentemente, a empresa inglesa demonstrou interesse em reduzir sua presença na Argélia, adquiridas através da compra das empresas Arco e Amoco, para concentrar seus esforços na Indonésia e Trinidad e Tobago. Por outro lado, a Statoil quer diversificar sua presença para além de suas reservas no Mar do Norte.

A venda de suas reservas de gás na Argélia significa que a BP diminuirá suas entregas de gás à Europa, especialmente à Espanha e Itália. Em junho, por outro lado, o governo de Trinidad e Tobago aprovou o quarto projeto de gás natural liquefeito no país, através do qual a BP visa atender os mercados gasíferos no Caribe e nos EUA.

Investimentos no Brasil Dependem do Preço do Barril

Sadek Boussena, ex-presidente da OPEP e palestrante no 2º Congresso de Petróleo e Gás, realizado no Rio de Janeiro de 15 a 18 de junho, disse que caso o preço do barril do petróleo caia a US\$ 15, o Brasil perde sua atratividade para investidores estrangeiros. Para Sadek, os campos brasileiros são atrativos para investimentos internacionais com preços na faixa dos US\$ 25. O Brasil perderia atratividade principalmente para os

países do Oriente Médio, como Argélia e, após a guerra, Iraque, que estão abrindo seus mercados para exploração. Na região, os custos de produção chegam a US\$ 1 por barril, enquanto no Brasil esse custo é de US\$ 7. Ademais, o petróleo encontrado no Brasil é mais pesado do que o petróleo do Oriente Médio, e de mais complexo extração, dado que os maiores campos brasileiros de petróleo encontram-se em águas profundas.

Cobrança do ICMS Causa Controvérsia na Indústria Petrolífera

Detentor de 80% da produção nacional de petróleo, o governo do Rio pretende mudar a lei que cobra o ICMS no destino da mercadoria. Hoje, o petróleo é tributado em seu destino, diferentemente de outros produtos. O objetivo da lei é que o petróleo passe a ser taxado na origem, ou seja, o recolhimento de ICMS passa para o Estado do Rio. O governo estadual, que busca o apoio de outros estados produtores de petróleo como Bahia e Alagoas, afirma que perde por ano mais de R\$ 1 bilhão em ICMS que deixa de recolher sobre petróleo.

Para empresas atuando no Rio, a cobrança do ICMS na origem poderá causar grandes prejuízos e afastar futuros investimentos. A Shell alega que o impacto sobre a produção no campo Bijuíra-Salema poderá chegar a US\$10 milhões por ano. Para José Eduardo Dutra, presidente da Petrobrás, o imposto terá impacto de R\$ 5 bilhões por ano, e inviabilizará a contratação da plataforma P-54, destinada à Bacia de Campos.

Distribuidoras Afirmando que Consumo de Gás no Nordeste Aumentará

De acordo com projeções feitas por distribuidoras de gás natural no Nordeste, as incertezas do cenário energético vão impedir o crescimento das vendas na região entre 2003 a 2005. O consumo nos segmentos de geração e co-geração vai puxar um crescimento de 215% para o mercado de gás no período. Atualmente, as distribuidoras nordestinas vendem 5,790 milhões de m³/dia. Segundo o estudo, as vendas crescerão 12,5 milhões de m³/dia nos próximos três anos. Deste montante, cerca de 10 milhões de m³/dia virão de termelétricas na região, e mais 1 milhão m³/dia serão consumidos na indústria. O segmento veicular também será um dos destaques do

crescimento, com uma expansão de 900 mil m³/dia prevista até 2005.

Para facilitar a expansão do mercado, as principais companhias de gás do Nordeste vão expandir em pelo menos 380 quilômetros suas redes de distribuição até o final de 2003, totalizando investimentos de R\$ 94,5 milhões.

Indústria Paulista Tenta Importar Gás Diretamente da Bolívia

Incomodados com o preço do gás importado da Bolívia, clientes industriais da Comgás, distribuidora de gás natural de São Paulo, estão procurando meios de importar o gás diretamente da Bolívia para suas fábricas. Empresas de cerâmica, vidro e papel conseguiram autorização da ANP para importar o produto para consumo próprio. A tentativa, porém, foi vetada porque a Comgás, apoiada pela agência reguladora estadual, se recusa a levar o gás até suas fábricas.

Cerca de 60% do gás comercializado pela distribuidora paulista vem da Bolívia. Tanto as distribuidoras quanto as empresas consumidoras de gás reivindicam uma redução no preço do gás importado, e afirmam que há bastante demanda reprimida no setor industrial por conta do preço elevado frente ao óleo combustível. Para o presidente da Comgás, Oscar Prieto, existe um mercado potencial de consumo de pelo menos mais 6 a 7 milhões de m³ por dia somente na área da Comgás nos próximos três anos.

EUA Enfrentam Crise no Mercado de Gás

O mercado de gás nos EUA encontra-se em situação grave de escassez. Indústrias básicas que dependem do combustível, como os fabricantes de amônia e de fertilizantes, começam a demitir funcionários em função da alta no preço do insumo. Ao contrário da crise energética nos EUA em 2000 e 2001, quando analistas apontaram o comportamento ilegal por parte de

empresas como a Enron como explicação pela escassez de energia e alta dos preços, os atuais problemas no mercado gasífero resultam de um simples desequilíbrio entre a oferta e a demanda. Apesar do aumento de 25% nas perfurações em 2002, boa parte das sondagens foram realizadas em bacias exauridas. Portanto, a produção tem permanecido em nível muito baixo. De fato, o suprimento de gás natural caiu para seu nível mais baixo desde que o governo começou a manter registros, em 1976, com níveis cerca de 30% abaixo da média dos últimos cinco anos. Analistas acrescentam que houve falha nas previsões da demanda.

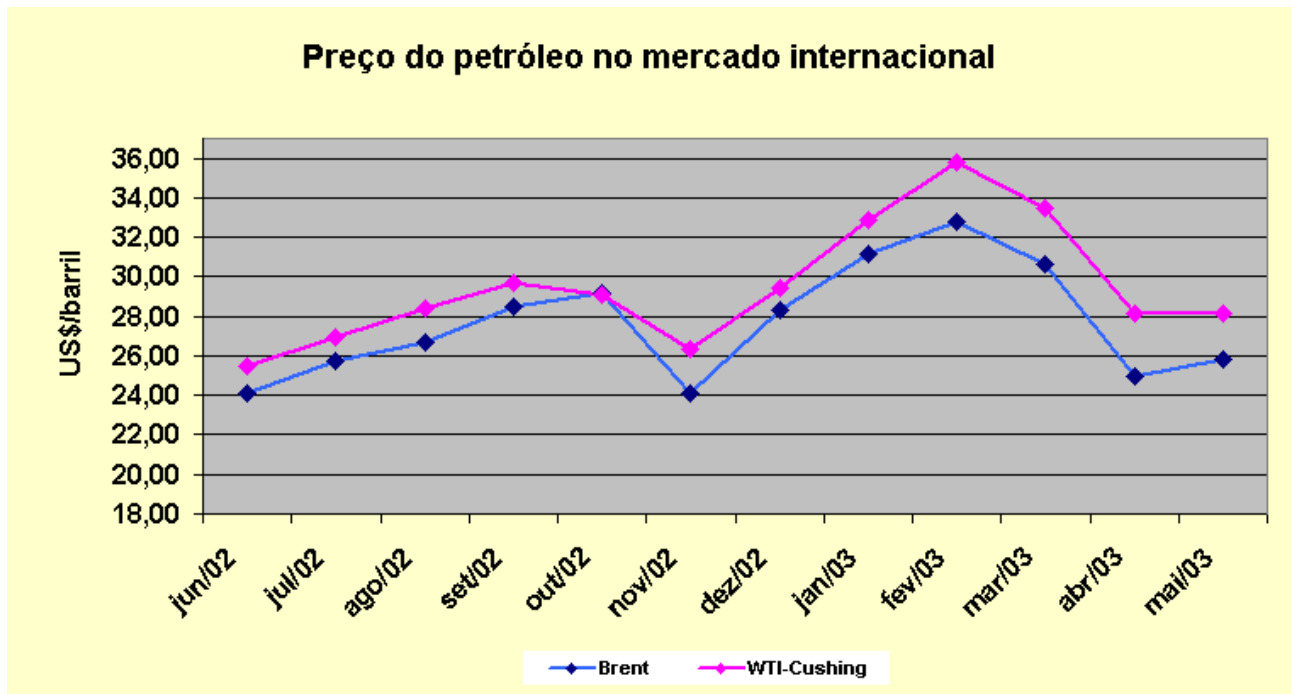
Na semana passada, o preço spot do gás natural no Henry Hub atingiu US\$ 5,64, quase o dobro dos níveis alcançados no ano passado. Em termos comparativos, vale lembrar que o preço do gás no Brasil está abaixo dos US\$ 2.

Petrobrás, El Paso Recebem Financiamento do BNDES

O BNDES liberou R\$1,1 bilhões em junho para projetos na área de gás natural. A maior parte dos recursos, R\$830 milhões, serão destinados a Petrobrás para a expansão da malha de gasodutos no país. O projeto de expansão dos gasodutos também recebeu US\$ 840 milhões do Banco Japonês de Cooperação Internacional (JBIC). Além de ampliar a capacidade de dutos existentes, a estatal brasileira pretende construir oito novos gasodutos no país, sete dos quais serão no Nordeste. Um dos novos gasodutos levará gás de Campinas a Japeri, município do Rio de Janeiro. De Japeri, o gás será transportado para o Nordeste.

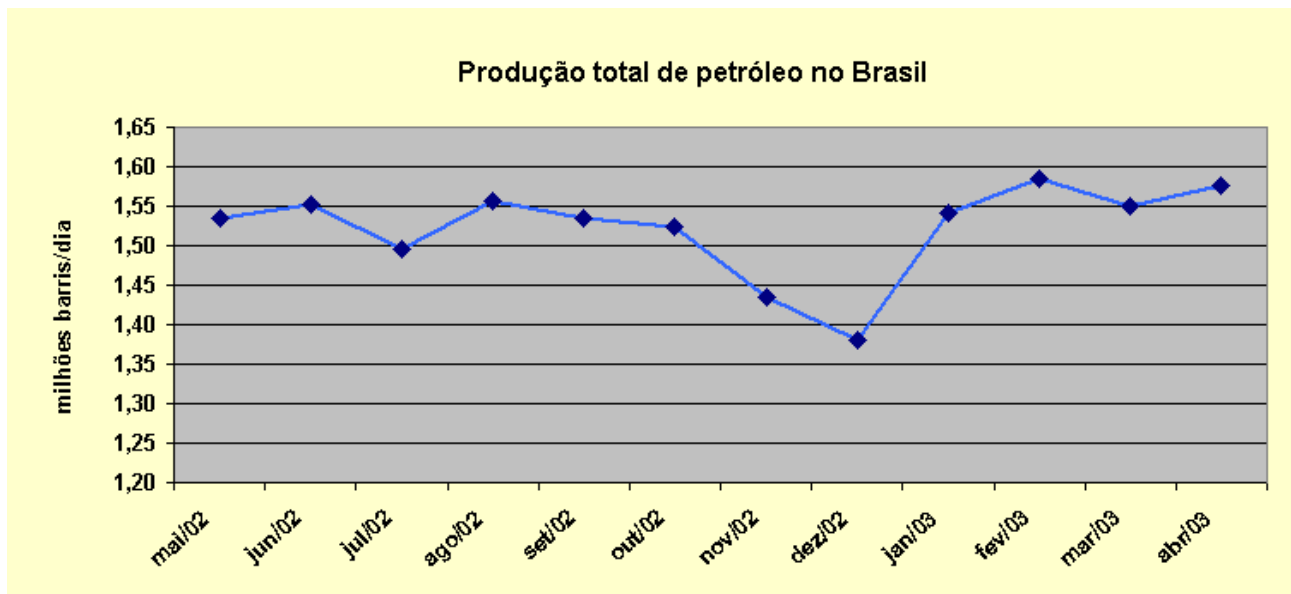
Vinculado ao projeto de apoio à indústria de gás natural, o BNDES liberou R\$270,5 milhões para a empresa americana El Paso, controladora da termelétrica a gás Macaé Merchant, no Rio de Janeiro.

Gráfico 1



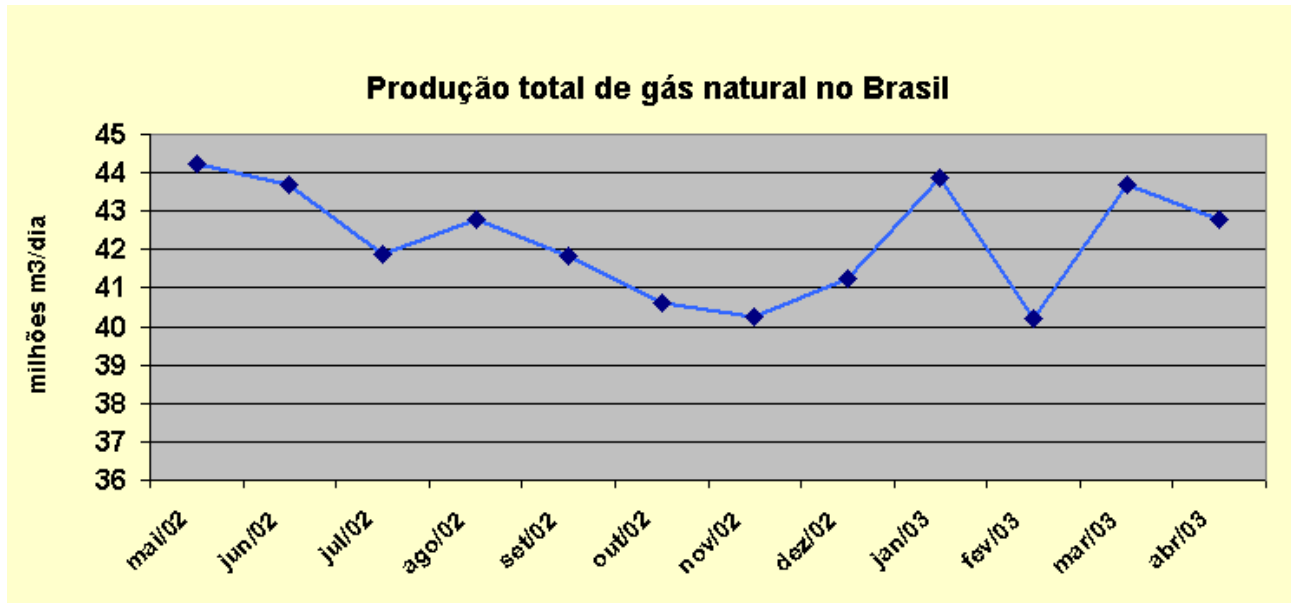
Fonte: EIA

Gráfico 2



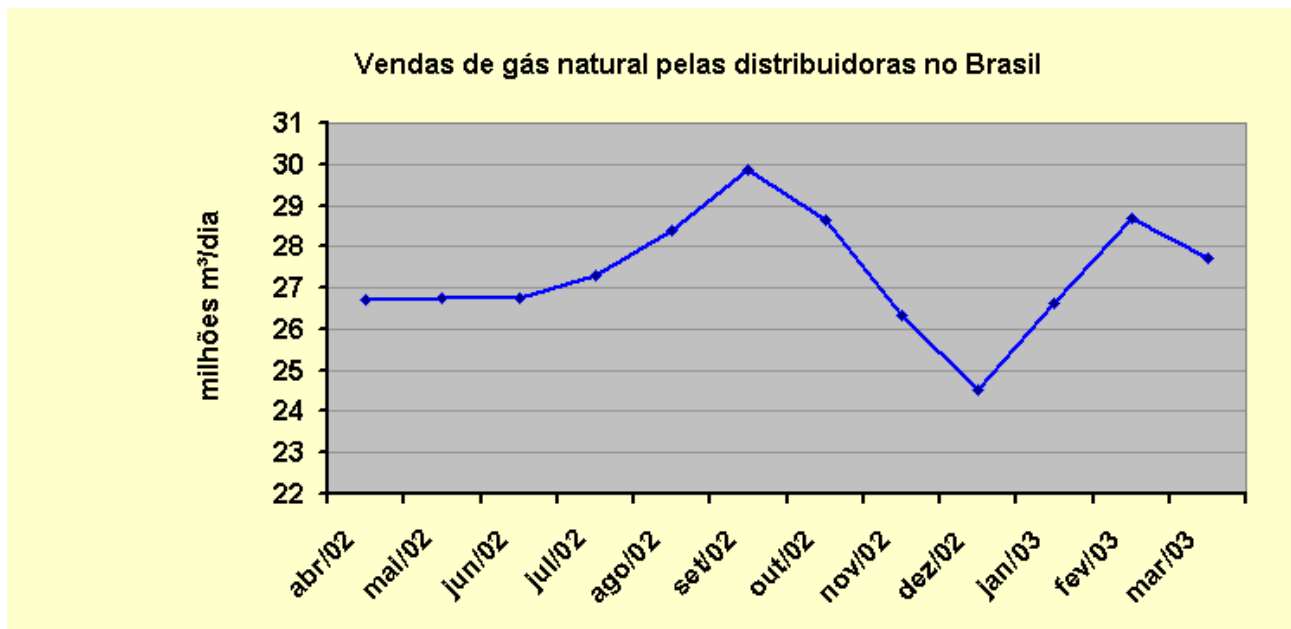
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia