



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS
FGV PROJETOS

ENERGIA & PETRÓLEO

CADERNOS FGV PROJETOS | ANO 1 | Nº 1 | SETEMBRO 2006



ENTREVISTA

José Sérgio Gabrielli
Presidente da Petrobras

ARTIGOS E COMENTÁRIOS

- Dependência e diversificação no fornecimento de gás natural
- Novo marco regulatório para a indústria do gás natural: será necessária aprovação de nova legislação?
- Custo de capital para expansão da oferta de energia elétrica
- Os *royalties* e os municípios da Bacia de Campos
- A conta do Biodiesel
- A demanda de energia em 2015

Publicação periódica do Núcleo de Energia e Petróleo da FGV Projetos.
Os artigos são de responsabilidade dos autores e não refletem, necessariamente, a opinião da FGV.



FGV Projetos

Diretor Executivo: Cesar Cunha Campos

Diretor Técnico: Ricardo Simonsen

Diretor de Controle: Antônio Carlos Aidar

Editor Chefe: Ricardo Simonsen

Editor Executivo: Eugênio Montoro

Produção Gráfica: Marcelo Alt

Jornalista Responsável: Fernanda Burjato - MTB 31178

Fotos: Banco de Imagens



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar no âmbito das Ciências Sociais, particularmente Economia e Administração, bem como contribuir para a proteção ambiental e o desenvolvimento sustentável.

Sede: Praia de Botafogo, 190, Rio de Janeiro – RJ, CEP 22253-900 ou Caixa Postal 62.591 – CEP 22257-970, Tel.: (21) 2559-6000, www.fgv.br

Primeiro Presidente Fundador: Luiz Simões Lopes

Presidente: Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes: Francisco Oswaldo Neves Dornelles, Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque e Sérgio Franklin Quintella

Conselho Diretor:

Presidente: Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes: Francisco Oswaldo Neves Dornelles, Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque e Sérgio Franklin Quintella

Vogais: Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Manoel Pio Correa Júnior, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo César de Andrade

Suplentes: Alfredo Américo de Souza Rangel, Antônio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Félix Debulhões, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto, José Júnior de Almeida Senna e Nestor Jost

Conselho curador:

Presidente: Carlos Alberto Lenez César Protásio

Vice-Presidente: Pedro José da Matta Machado (Klabin Irmãos & Cia)

Vogais: Alexandre Koch Torres de Assis, Carlos Alberto Vieira (Federação Brasileira de Bancos), Carlos Moacir Gomes de Almeida, Domingos Bulos (White Martins e Gases Industriais Ltda.), Edmundo Penna Barbosa, Eraldo Tinoco Melo (Estado da Bahia), Heitor Chagas de Oliveira, Jorge Gerdau Johannpeter (Gerdau S.A.), Lázado de Mello Brandão (Banco Bradesco S.A.), Luiz Appolonio Neto (Instituto de Resseguros do Brasil – IRB), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Luiz Eduardo Alves de Assis (Banco CCF Brasil S.A.), Luiz Tavares Pereira Filho (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro), Marcelo Serfaty, Márcio João de Andrade Forte, Mauro Salles (Publicis Salles Norton), Nicandro Durante (Souza Cruz S.A.), Sérgio Ribeiro da Costa Werlang

Suplentes: Alzira Alves de Abreu, Gilberto Duarte Prado, João Pedro Gouveia Vieira Filho (Refinaria de Petróleo Ipiranga S.A.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Marcelo José Basílio de Souza Marinho (Brascan Brasil Ltda.), Ney Coe de Oliveira, Nilson Teixeira (Banco de Investimento Credit Suisse S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Paulo Mário Freire (Universal Comércio e Empreendimentos Ltda.), Pedro Henrique Mariane Bittencourt (Banco BBM S.A.), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.), Titto Botelho Martins (KM Mineração e Metalurgia S.A.)

Conselho Consultivo: Cesar Cunha Campos, Daniel Dantas, Eliezer Baptista, Estado de Minas Gerais, Fernando Perrone, Geraldo José Carbone, Luiz Fernando da Silva Pinto e Roberto Gusmão.

ENERGIA&PETRÓLEO

EDITORIAL 4

ENTREVISTA 5

José Sérgio Gabrielli

Presidente da Petrobras

ARTIGOS E COMENTÁRIOS 6

Dependência e diversificação no fornecimento de gás natural

Novo marco regulatório para a indústria do gás natural: será necessária aprovação de nova legislação?

Custo de capital para expansão da oferta de energia elétrica

Os *royalties* e os municípios da Bacia de Campos

A conta do Biodiesel

A demanda de energia em 2015

DESTAQUE REGULATÓRIO 24

CONJUNTURAS E PROJEÇÕES 25

Fundação Getulio Vargas: excelência, credibilidade e inovação

Sergio Franklin Quintella

Vice-Presidente da Fundação Getulio Vargas

A energia é um setor estratégico para a economia brasileira. Referência de ensino no País e no exterior, a Fundação Getulio Vargas trabalha, há mais de 60 anos, com a missão de contribuir para o desenvolvimento nacional e, assim, não poderia passar ao largo dessa significativa discussão.

Os programas de graduação, mestrado, doutorado e trabalhos de consultoria transformaram a FGV em um centro de excelência acadêmica, através da intensa produção intelectual. Estamos, agora, destinando parte de nossos esforços para essa área que trata de problemas que afetam, não somente ao Brasil, mas a toda a comunidade internacional.

Muitos de nossos professores e consultores estão em busca de soluções que viabilizem, de forma segura e concreta, a exploração inteligente de nossos recursos naturais e energéticos. Só assim poderemos promover o crescimento econômico nacional. Em 1997, o setor de petróleo e gás era responsável por 2,7% do PIB brasileiro. Hoje, já responde por 9,1%. A crise de energia que ocorreu em 2001 nos alertou para a importância do planejamento e de constantes debates sobre o tema. Em 2006, a Petrobras anunciou a tão aguardada auto-suficiência e, com a atual abertura do setor de

petróleo, 54 novas empresas entraram no mercado e passaram a gerar mais oportunidades de trabalho.

Muitos de nossos professores e consultores estão em busca de soluções que viabilizem, de forma segura e concreta, a exploração inteligente de nossos recursos naturais e energéticos.

De particular relevância para o Rio de Janeiro, o setor petrolífero designa mais de 20% do PIB estadual – via *royalties* e participações especiais – e representará enorme mudança na estrutura econômica do estado. De fato, com a central de refino e petroquímica que está prevista para Itaboraí / São Gonçalo, o Estado do Rio necessitará de engenheiros, economistas, administradores de empresas, advogados e operários especializados para as unidades de segunda e terceira geração que ali serão instaladas. A FGV está preparada para apoiar, através das suas unidades de ensino, pesquisa e consultoria, este novo Pólo Petroquímico.

Nossa área de consultoria, a FGV Projetos, é a responsável por mais esta publicação que traz estampada a credibilidade desta instituição, berço de presidentes de empresas, ministros de estado, diretores e autoridades governamentais. A revista trará entrevistas, com importantes dirigentes do setor público e privado, relacionadas à energia e petróleo. Questões ligadas à regulação, legislação, fornecimento, extração, produção, consumo, projeções e alternativas de energia serão pauta de estudos e análises de renomados professores e consultores, que contribuirão com sua vasta capacidade técnico-científica para essa discussão.

É importante ressaltar que o maior compromisso desta publicação é com todas as atividades da FGV e com a independência e a pluralidade de pontos de vista.

Esperamos que a publicação Energia & Petróleo possa ser uma significativa contribuição da FGV Projetos para esta casa e para o setor no Brasil.

Sergio F. Quintella
Vice-Presidente
Fundação Getulio Vargas

José Sérgio Gabrielli

Presidente da Petrobras

A Petrobras, que completará 53 anos de atividades no próximo mês de outubro, é hoje uma referência mundial em termos de prospecção em águas profundas e apresenta um dos melhores desempenhos do setor. Com receita líquida de R\$ 136,6 bilhões, lucro líquido de quase R\$ 24 bilhões (balanço de 2005) e plano de investimentos superior a US\$ 87 bilhões para os próximos cinco anos, a Petrobras é uma das maiores empresas da América Latina e uma das mais rentáveis e responsáveis do mundo.

Consciente de que um bom produto final é fruto do trabalho de gente competente, feliz e satisfeita, a Petrobras realiza várias ações com objetivo de fazer a sua parte na formação de uma sociedade mais justa e com direitos que, mais do que assegurados pela Lei, possam definitivamente ser vividos na prática. Por conta dos projetos bem sucedidos na área de responsabilidade social e ambiental, a empresa foi escolhida pela ONU para estruturar e desenvolver um projeto piloto do programa Líderes Globalmente Responsáveis, que deve formar, em 10 anos, um milhão de profissionais que considerem as questões socioambientais como parte dos seus negócios.

À frente de todo esse capital humano, tecnologia de ponta e cifras impressionantes, está um baiano de 55 anos, simpático e modesto. José Sérgio Gabrielli ainda faz questão de ressaltar a transitoriedade de sua condição. "Estou presidente da Petrobras, pois sou professor", ressalta. Economista formado pela Universidade Federal da Bahia, onde fez mestrado, e doutor em economia pela Boston University, Gabrielli ocupa o cargo desde julho de 2005, depois de pouco mais de dois anos como diretor financeiro. Desde então, tem trabalhado obstinadamente para consolidar esta posição de liderança e

construir as bases para um processo de crescimento sustentado para os próximos dez anos.

Pois foi este executivo, dono de uma agenda de muitos compromissos, que recebeu a equipe da FGV Projetos, para uma entrevista exclusiva, nos novos e modernos escritórios da empresa em São Paulo, na sexta-feira, dia 21 de julho, mesmo dia em que apresentou o Plano de Negócios 2007 – 2011 da Petrobras, para empresários na sede da FIESP. No encontro, foi possível comprovar o domínio que Gabrielli tem sobre os assuntos técnicos, a lucidez para interpretar o cenário conjuntural e suas possíveis evoluções, a visão clara e consistente para interagir com o futuro que já parte à porta.

"Atualmente, o foco é garantir a continuidade do crescimento e a expansão da produção, com presença forte e crescente em diversas regiões do mundo."

FGV Projetos: *A Petrobras tem definida em sua Missão a determinação pela internacionalização. O que o senhor pode falar a este respeito?*

José Sérgio Gabrielli: A Petrobras viveu várias etapas neste processo de internacionalização, começando com aquela em que tinha como objetivo assegurar fontes de suprimento de petróleo. Nesta primeira fase, a ênfase estava em investir na produção de derivados de petróleo para o mercado brasileiro, época em que a empresa podia ser vista como uma grande importadora e com capacidade limitada de refino.

A segunda fase foi caracterizada pela expansão internacional, pela necessidade de diversificação, não só na busca de fontes, mas também como produção e, especialmente, como "procurement" para a compra de materiais.

Na seqüência, a Petrobras iniciou a etapa em que acelerou sua capacitação para prospecção em águas profundas e para refino de óleo pesado. Além disso, foram feitos investimentos domésticos em pesquisa e produção, até porque havia uma desvinculação entre o óleo produzido e a estrutura de refino que era disponível.

Na quarta fase, houve uma aceleração do processo de conversão de refinarias e começou a se verificar uma equivalência da produção e do consumo, o que

apontava para a iminência da auto-suficiência. Neste período, foi comprada a Perez Companc, empresa argentina integrada de energia.

Atualmente, vivemos a quinta etapa em que o foco é garantir a continuidade do crescimento e a expansão da produção, com presença forte e crescente em diversas regiões do mundo. Nossos objetivos para 2015 prevêm que devemos estar produzindo 4,6 milhões de barris/dia (contra os atuais 2,4 milhões de barris/dia), o que equivale à produção atual da Exxon, ou à metade do que produz a Rússia ou a Arábia Saudita.

FGV Projetos: *Em que regiões do mundo a Petrobras está hoje e com que tipo de atuação?*

José Sérgio Gabrielli: Nós estamos presentes em várias e importantes áreas do mundo, seja prospectando, seja produzindo ou distribuindo. Definimos três áreas como foco de nossa atuação internacional: a América do Sul, onde pretendemos reforçar cada vez mais nossa posição de liderança nas áreas de gás e energia e na de combustíveis (que não está ainda tão integrada).

Outra área em que estamos presentes é o oeste da África, seja por questões de semelhança geológica, seja por vínculos estabelecidos há vários anos. Nesta região, vimos fazendo prospecção em águas profundas na Nigéria (sobretudo), em Angola e mais recentemente na Guiné Equatorial, sozinhos ou com sócios.

Ainda na África, vimos trabalhando no leste, mais especificamente na Tanzânia e em Moçambique, para a exploração e produção de gás, talvez GNL, pelas quantidades que poderão permitir exportação. Este trabalho tem acontecido em parceria com Chevron, com Galp, com Total, para citar alguns nomes.

No Líbia e na Turquia (Mar Negro) estamos fazendo investimentos reduzidos em prospecção em área de elevado risco exploratório.

E também vimos atuando consistentemente nos Estados Unidos, em exploração na região do Golfo do México e em produção de derivados com a compra de 50% de uma refinaria no estado do Texas, que irá produzir derivados de petróleo, tendo como matéria-prima óleo brasileiro (marlim).

FGV Projetos: *Como o senhor define a posição brasileira em termos de tecnologia frente a outros países?*

José Sérgio Gabrielli: Podemos afirmar que estamos, em muitos casos, atuando na fronteira tecnológica. Um bom exemplo é a nossa operação no Golfo do México, em que possuímos 253 pontos exploratórios em águas ultra-profundas, sozinhos ou em parceria com BHP, Shell e BP, com o que há de mais moderno e inovador. Nesta mesma região, vimos conduzindo busca de petróleo em águas rasas com prospecção profunda.

Enfrentamos, também, alguns novos desafios no sul do Golfo do México, onde, estamos explorando abaixo de níveis jamais atingidos, também com equipamentos de vanguarda tecnológica, que permitem inclusive o desacoplamento plataforma/broca, especialmente útil naquela região tão sujeita a furacões.

FGV Projetos: *Com todas estas frentes, pode-se garantir que a atual produção brasileira seja sustentável?*

José Sérgio Gabrielli: Seguramente, sim. Nossas projeções até 2011 contemplam uma expansão do PIB mundial da ordem de 4,2% aa e de crescimento da economia brasileira de 4% aa. Neste mesmo período, a evolução do mercado brasileiro de combustíveis deverá ser da ordem de 3,1% aa, enquanto nossa produção deve atingir os 7,8% aa. Portanto, não há qualquer risco à sustentabilidade de nossa oferta de derivados de petróleo.

E para garantir esta minha posição, basta olhar os indicadores reserva / produção. Hoje, se não aumentarmos um único barril de petróleo, nossas reservas nos garantem 19 anos de produção aos níveis atuais. Em 2015, com as informações disponíveis hoje, este indicador aponta para 15 anos, o que é extremamente alto em termos do setor.

FGV Projetos: *Qual a validade estratégica do gasoduto na América Latina, da Venezuela até o extremo sul?*

José Sérgio Gabrielli: Antes de responder, é válido falar um pouco sobre os gasodutos existentes na Europa. Os grandes produtores de gás estão localizados na Sibéria, no norte da África, no Oriente Médio e no Atlântico Norte; para interligar estas áreas aos principais pólos consumidores existem milhares de quilômetros de gasodutos, interligando a Noruega à França, o Egito à Espanha, a Sibéria à Alemanha, entre outros, alguns com mais de 6 mil km de extensão, seja por terra ou mar. A lógica destas operações é unir grandes regiões produtoras aos principais mercados.

Esta mesma lógica é válida para a América Latina, uma vez que seus mercados ainda encontram-se desintegrados. Os grandes consumidores de gás nesta região são o Chile,

a Argentina e o Brasil; do lado da oferta, os destaques ficam com Bolívia, Peru, Venezuela, Argentina (em queda) e Brasil (em ascensão). Assim, em termos estratégicos, faz todo sentido unir produtores e consumidores através de um gasoduto, mas esta não é uma empreitada de curto prazo.

Trata-se de obra gigantesca, com inúmeras variáveis a serem analisadas, desde o traçado até a política de preços, passando pela garantia da oferta e pelos financiamentos necessários. Temos hoje mais de 100 pessoas envolvidas nesta fase de análise.

FGV Projetos: *Dada a atual volatilidade nos preços do barril de petróleo, como é conduzida a política de preços de combustíveis no Brasil?*

José Sérgio Gabrielli: É importante destacar que não há uma fórmula única para fixação de preços. Há vários pontos de referência que precisam ser adequadamente considerados e analisados para que se possa definir um posicionamento consistente de preços.

Por exemplo, vivemos atualmente um momento em que os preços do barril de petróleo estão em níveis elevados e convivendo com muita volatilidade (por conta da instabilidade no Oriente Médio) e com taxas de juros baixas.

Entre os outros componentes que interferem na definição de preços, há o crescimento dos combustíveis renováveis, a questão que a maior parte da produção exportada está a cargo de estados em áreas instáveis, as antigas sete irmãs apresentam já há alguns anos mais vendas que produção, os países membros da OPEP não têm estímulo para acelerar sua produção e o estrangulamento do refino de óleo pesado, o que deve aumentar a margem para quem consegue processá-lo.

Além disso, o Brasil tem algumas características únicas por ter sua produção automobilística hoje praticamente "flex fuel", por ter um longo histórico com o álcool combustível e por apresentar elevado percentual de adulteração. Tudo impacta na definição dos preços e tem nos permitido mantê-los relativamente estáveis, apesar da volatilidade internacional.

Dependência e diversificação no fornecimento de gás natural

Otávio Mielnik

Doutor em Economia da Energia, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université de Grenoble, e consultor da FGV Projetos

A segurança no abastecimento de energia é estratégica para a estabilidade econômica e o desenvolvimento. Evoluindo dos estados nacionais à globalização, superando o conflito e valorizando a cooperação, a garantia do suprimento de energia tem sido obtida com a promoção de benefícios comuns ao conjunto dos participantes.

indústria, nas residências e no setor comercial, principalmente nos Estados Unidos, na Europa e no Japão. As reservas de gás natural encontram-se, muitas vezes, distantes dos principais centros de consumo, fazendo com que o transporte se torne o elemento decisivo para a viabilização econômica, política e ambiental do fluxo de gás natural.

razão de uma querela secular que opõe os dois países, desde que a Bolívia perdeu o acesso ao mar na Guerra do Pacífico, em 1880. Abalada por sucessivas crises políticas desde a deposição de Gonzalo Sanchez de Lozada, em outubro de 2003, a Bolívia sofreu uma drástica redução nos investimentos necessários ao desenvolvimento de suas reservas de gás natural.

Tabela 1 - Brasil - Produção Bruta e Importação de Gás Natural
(em milhões de m³/dia)

	Produção bruta			Importação		Total	
	Norte	Nordeste	Sudeste	Bolívia	Argentina	Produção Bruta	Importação
2000	5,5	13,3	17,5	5,7	0,29	36,3	6,0
2001	6,6	13,2	18,5	10,5	2,06	38,4	12,6
2002	7,5	13,9	21,1	13,1	1,35	42,5	14,4
2003	8,2	14,2	20,9	15,3	0,96	43,3	16,3
2004	9,9	15,3	21,1	20,8	1,23	46,4	22,1
2005	9,8	14,2	24,5	23,7	0,96	48,5	24,6
2006*	8,7	13,4	25,3	25,0	2,21	47,4	27,2

Fonte: ANP Notas: *Janeiro a Março

A evolução tecnológica recente vem permitindo superar barreiras locais e ampliar as fronteiras dos mercados energéticos. No caso do gás natural, esta evolução tem enfrentado a rigidez das conexões por gasoduto, que limitam o acesso dos consumidores a uma única área de produção. A introdução de cadeias de gás natural liquefeito (GNL) altera substancialmente essa situação, introduzindo a concorrência global entre produtores e permitindo o acesso dos consumidores a melhores condições de oferta do produto.

O uso do gás natural tem se expandido e gradualmente substituído outros energéticos na geração térmica de energia elétrica, na

Na América do Sul, a Argentina é o maior mercado de gás natural, utilizado em 55% do consumo de energia do país. Com reservas substanciais, a Argentina utiliza 38% do gás consumido na região e fornece a totalidade do produto consumido no Chile. As maiores reservas da região encontram-se na Venezuela, com 4.2 trilhões de metros cúbicos (m³) de reservas provadas (61% do total).

A Bolívia tem um mercado relativamente modesto, mas dispõe de reservas e uma localização geográfica privilegiadas em relação aos principais mercados da região. Com gasodutos ligando suas áreas de produção de gás natural à Argentina e ao Brasil, a Bolívia não tem conexão com o mercado do Chile em

De fato, os riscos associados à produção de gás natural aumentaram consideravelmente com a aprovação da nova Lei de Hidrocarbonetos, em março de 2005, e a eleição presidencial de Evo Morales, em novembro do mesmo ano, consolidando o aumento de 18% para 50% dos impostos devidos pelos produtores de gás natural ao governo. Mais tarde, em maio de 2006, com a estatização da indústria do gás natural do país, o total dos impostos devidos ao governo passou a 82% sobre a receita das empresas. Ao mesmo tempo, a conexão da produção boliviana com o mercado chileno – de grande interesse para os dois países – foi neutralizada pelo discurso da frente populista liderada por Evo Morales, que ganhou as eleições defendendo a estatização contra o fantasma do inimigo externo.

O consumo de gás natural no Chile corresponde a 29% da energia consumida no país, utilizado especialmente para a geração elétrica. Tendo a Argentina como único fornecedor, o Chile foi atingido pela redução na produção de gás natural argentino em 2003-2004. Resultado do congelamento nas tarifas de gás natural imposto pelo governo argentino entre Janeiro de 2002 e Maio de 2004, a crise de abastecimento evidenciou a dependência e vulnerabilidade do Chile em relação à Argentina. A superação das diferenças com a Bolívia seria a melhor opção para que o Chile garantisse o seu abastecimento em gás natural e melhorasse a sua posição de negociação com a Argentina.

O mercado do gás natural no Brasil está em expansão, tendo crescido 22% ao ano entre 2000 e 2004. Nesse período, o consumo passou de 4% para 10% do consumo total

provém da Bolívia (92%) e da Argentina (8%). O gás natural da Bolívia é fornecido aos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. No caso do estado de São Paulo, parte do gás natural provém da Bolívia (70%) e parte da produção local (30%). As importações da Argentina destinam-se apenas à Usina Termelétrica de Uruguaiana (600 MW), no Rio Grande do Sul, no início do Gasoduto TSB (Transportadora SulBrasileira), próximo à fronteira com a Argentina¹.

Uma nova área de produção foi descoberta na Bacia de Santos (Campo de Mexilhão), em 2003, com reservas estimadas em 419 bilhões de m³. Essa descoberta, a 150 km do maior centro de consumo de gás natural do país, em uma área servida pelo gás boliviano, agregou 43% às reservas provadas do país e estabeleceu novas bases para a negociação com a Bolívia. De fato, o Campo de Mexilhão

consolidar seu poder político. No entanto, sua principal consequência está em evidenciar as proporções da dependência do mercado brasileiro em relação a um único fornecedor de gás natural. Além disso, demonstra a necessidade de diversificar o acesso a outras fontes de fornecimento, em proporções que consolidem a segurança de provisão.

Da dependência à diversificação

Tratando da segurança no provisão energético, uma discutível relação vem sendo apresentada entre auto-suficiência e autonomia na gestão do sistema energético. De fato, quando o crescimento da produção local de energia atinge um volume que permite satisfazer a demanda, considera-se

Tabela 2 - Brasil - Produção Líquida, Importação e Oferta de Gás Natural
(em milhões de m³/dia)

	Produção				Total		Oferta Total	Importação/Oferta Total		
	Produção Bruta	Reinjeção	Queima e Perda	Consumo Próprio	Produção Líquida	Importação		Total	Bolívia	Argentina
2000	36,3	7,5	6,5	4,8	17,6	6,0	23,6	0,26	0,24	0,01
2001	38,4	8,3	7,2	4,8	18,1	12,6	30,7	0,41	0,34	0,07
2002	42,5	9,3	5,9	5,1	22,3	14,4	36,7	0,39	0,36	0,04
2003	43,3	9,0	4,5	5,6	24,2	16,3	40,5	0,40	0,38	0,02
2004	46,4	9,9	4,0	6,0	26,4	22,1	48,5	0,46	0,43	0,03
2005	48,5	8,2	6,8	6,8	26,8	24,6	51,4	0,48	0,46	0,02
2006*	47,4	8,3	4,3	7,7	27,1	27,2	54,4	0,50	0,46	0,04

Fonte: ANP Notas: * Janeiro a Março

de energia no país. Estima-se que consumo de gás natural atinja 110 milhões de m³/dia em 2015. A produção bruta local de 47,4 milhões de m³/dia está localizada, em sua maior parte, na região Sudeste, principalmente na Bacia de Campos (42% da produção total do país em 2005). Na região Nordeste estão localizadas outras áreas produtoras de gás natural (ver Tabela 1).

A oferta de gás natural é 50% local e 50% importada (ver Tabela 2). As importações

dispõe de uma renda de posição em relação ao gás importado da Bolívia, injetado em gasoduto a uma distância de 2.400 km da região metropolitana de São Paulo.

A recente estatização da produção de gás natural na Bolívia e a mudança nas condições de negociação dos preços do gás exportado estão redefinindo a política de abastecimento de gás natural do Brasil. A posição do governo Evo Morales visa ampliar as receitas da Bolívia com a venda de gás natural e

que existe auto-suficiência. No entanto, o mesmo pode ocorrer quando a aplicação de medidas de conservação energética resulta em uma redução do consumo, ou ainda quando o consumo de energia cresce a taxas inferiores ao crescimento da produção. O nível de auto-suficiência é, portanto, relativo a um determinado momento na relação produção-consumo de energia, determinado por condições macro-econômicas, tecnológicas, políticas e sociais, sujeito à instabilidade decorrente de variações nessa relação.

¹ Quando estiver concluído, o Gasoduto TSB terá 614 km, conectando Uruguaiana a Porto Alegre. Por enquanto, tem apenas 25 km construídos em cada extremidade. Na fronteira com a Argentina, o TSB se conecta ao TGM (Transportadora Gas del Mercosur).

² Desenvolvidos por Andy Flower, James Jensen, entre outros.

A globalização e a liberalização dos sistemas energéticos nos principais mercados ampliou as possibilidades de sua gestão para além das fronteiras nacionais. Isso implica em riscos, maiores ou menores, em função da distância entre as áreas de produção e os centros de consumo, do regime político do país ou países pelos quais transita o energético, da vida útil das instalações de transporte, entre outros. Do mesmo modo, na produção local de energia também há riscos, com reduzida probabilidade mas grande impacto, da ocorrência de acidentes que interrompam o funcionamento de plataformas de produção de gás natural, podendo afetar o abastecimento para o conjunto dos

A vulnerabilidade não está na dependência do gás natural da Bolívia, mas no fato de representar 92% do volume importado e fornecer 50% da oferta total de gás natural no Brasil.

consumidores de determinada área durante um período de tempo. Desse modo, a auto-suficiência não preserva um país do risco de ruptura em seu aprovisionamento energético, com inevitáveis consequências econômicas e sociais.

No caso da autonomia na gestão energética de um país, trata-se de ampliar a segurança, diversificando as fontes de abastecimento. De fato, o problema não está na dependência de gás natural importado, mas no volume que se importa de cada empresa ou país produtor. A vulnerabilidade não está na dependência do gás natural da Bolívia, mas no fato de representar 92% do volume importado e fornecer 50% da oferta total de gás natural no Brasil. A diversificação das fontes de aprovisionamento passa pela implantação de cadeias de gás natural liquefeito, permitindo a importação de volumes menores provenientes de diferentes países e viabilizando, desse modo, uma redução substancial do risco de desabastecimento.

A demanda de gás natural na área servida pelo Gasoduto Bolívia-Brasil cresceu 33% ao ano entre 2000 e 2005. A renegociação estabelecida pelo governo da Bolívia, em maio de 2006, dos contratos, impostos e

preços do gás natural, praticados pelas empresas produtoras, deve afetar as condições econômicas da oferta do produto na área servida pelo gasoduto. Esse fato evidencia a vulnerabilidade resultante da dependência de uma única fonte para a importação do gás natural.

Um gasoduto transnacional tende a consolidar a interdependência entre áreas de produção, situadas em um país, e centros de consumo, localizados em outro. Produtores se preocupam com o desenvolvimento do mercado consumidor por ampliar a receita que recebem com a venda do gás natural. Consumidores

preferem que seja preservada a receita recebida pelos produtores porque isso mantém a estabilidade econômica e política necessária à continuidade dos contratos de importação do gás natural. Embora a racionalidade econômica deva prevalecer, um elevado grau de dependência do mercado consumidor (50% do mercado de gás natural do Brasil) em relação à área de produção (Bolívia) melhora, consideravelmente, o poder de barganha do produtor.

Como a viabilidade do transporte de gás por gasoduto necessita contratos de longo prazo, envolvendo grandes volumes, em quanti-

Um gasoduto transnacional tende a consolidar a interdependência entre áreas de produção, situadas em um país, e centros de consumo, localizados em outro.

dades crescentes, há uma rigidez que acaba se impondo e que beneficia, de um lado, o produtor – que mantém, desse modo, a dependência crescente do consumidor em relação ao seu produto – e, de outro lado, o proprietário do gasoduto – que garante a ocupação da instalação e a viabilização de seu investimento. Dependendo dos volumes

envolvidos, essa rigidez pode se tornar, também, responsável pela ampliação da dependência crescente do mercado em relação a essa fonte de abastecimento em gás natural. Como isso atende aos interesses do produtor e do transportador, os riscos da dependência só se tornam evidentes em situações críticas.

O projeto do Gasoduto del Sur – proposto em janeiro de 2006 – com extensão prevista de 9.283 km, teria um tronco principal de 6.600 km entre Puerto Ordaz (Venezuela) e Buenos Aires, e forneceria 150 milhões de m³/dia de gás natural da Venezuela para Brasil, Argentina e Uruguai. Este projeto é um excelente exemplo para demonstrar a rigidez de grandes volumes e a consequente dependência do mercado consumidor promovidos por um gasoduto de grande capacidade.

Para além das intenções políticas de ampliar a influência do presidente da Venezuela, Hugo Chávez, sobre os países do Cone Sul, o Gasoduto del Sur teria por efeito reduzir as opções de acesso do Brasil ao mercado internacional de gás natural. Para viabilizar os investimentos necessários à construção do gasoduto, grandes volumes teriam de ser objeto de contratos de longo prazo, fechando o acesso de parcela substancial do mercado brasileiro a outras áreas de produção de gás natural.

Os planos divulgados pelos governos dos países envolvidos no projeto indicam que o Brasil consumiria 90 milhões de m³/dia, a Argentina 50 milhões de m³/dia e o Uruguai 10 milhões de m³/dia. Como a previsão de demanda de gás natural no

Brasil, em 2015, situa-se em 110 milhões de m³/dia, a obrigação pelo mercado brasileiro de consumir um volume de 90 milhões de m³/dia implicaria em reduzir a produção local – que se espera ampliada em 15 milhões de m³/dia pela produção do Campo de Mexilhões — e deslocar a importação da Bolívia.

A introdução do gás venezuelano também seria complexa na Argentina, pois até 2015 espera-se que o descongelamento das tarifas viabilize novos investimentos para o desenvolvimento de campos de gás natural nas bacias de Neuquén e Austral. No entanto, esses investimentos ficariam comprometidos caso o mercado argentino tivesse que absorver os volumes adicionais previstos pelo Gasoducto del Sur. Mesmo que fosse deslocada para o Chile, essa nova capacidade de produção da Argentina enfrentaria a concorrência de terminais de regaseificação e novas áreas de produção de gás natural a serem exploradas no Chile.

Uma cadeia de GNL tem custo elevado, mas a distância ao mercado não é tão crucial quanto para a entrega do gás natural por gasoduto. Os custos de transporte por gasoduto são altamente sensíveis à escala e à distância ao mercado.

Além disso, diversos estudos³ têm demonstrado que o limite de viabilidade econômica para o transporte de gás natural por gasoduto terrestre é de 3.800 km. A partir dessa distância, salvo em condições físicas e climáticas adversas, torna-se mais econômico que o transporte seja feito por uma cadeia de gás natural liquefeito (GNL), incluindo os custos de liquefação, de transporte por navio metaneiro e o investimento em terminais de regaseificação. Uma cadeia de GNL tem custo elevado, mas a distância ao mercado não é tão crucial quanto para a entrega do gás natural por gasoduto. Os custos de transporte por gasoduto são altamente sensíveis à escala e à distância ao mercado.

Desse modo, o interesse pelo gás natural da Venezuela deveria orientar-se à compra de gás natural liquefeito, em volumes que não excedam um patamar de segurança, negociados a preços e condições competitivos em relação a outras fontes de abastecimento.

A renegociação dos contratos com as empresas de produção de gás natural da Bolívia provocou o cancelamento da expansão de capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil. Havia intenção, embora a decisão final não tivesse sido tomada, de aumentar as importações em mais 36 milhões de m³/dia, o que teria ampliado ainda mais a dependência do mercado brasileiro em relação ao gás natural boliviano. Diante da rigidez imposta pelo transporte de grandes volumes de gás natural por gasoduto, a melhor opção está na diversificação das importações e no estabelecimento de condições para o transporte do gás natural em pequenos volumes com a implantação de terminais de regaseificação do gás natural liquefeito.

Ampliando o acesso do mercado a outras fontes de abastecimento

A implantação de terminais de regaseificação na costa do Brasil pode viabilizar a adoção de um modelo de diversificação das fontes de importação do gás natural, em condições de segurança e flexibilidade, negociando volumes menores que aqueles transacionados em contratos de longo prazo por gasoduto e provenientes de diferentes mercados e empresas produtoras.

O Chile está adotando a implantação de terminais de regaseificação depois de ter sido submetido, em 2004 e 2005, a uma redução no fornecimento de gás natural da Argentina, único exportador do gás natural consumido no país. Procurando reduzir a dependência do Chile em relação

ao gás natural argentino e melhorar sua posição para a negociação de preços e condições, um terminal de regaseificação será construído em Quintero (a 150 km de Santiago). O investimento estimado é de US\$ 400 milhões (incluindo instalações portuárias, a regaseificadora e o armazenamento) com capacidade de 15 milhões de m³/dia. O terminal deverá estar concluído em 2009 e sua demanda será, inicialmente, de 5 milhões de m³/dia.

Próximo do Chile, o Peru está implantando uma unidade de liquefação para comercializar o gás natural de Camisea (459 trilhões de m³ de reservas). O mercado da Costa Oeste dos Estados Unidos e o México são os potenciais clientes do GNL peruano, mas a distância entre Lima e a região Norte do Chile poderia torná-la um consumidor adicional, caso haja implantação de unidade regaseificadora na região.

A Petrobras está considerando a implantação de terminais de regaseificação e estocagem de gás natural. Um terminal será construído no estado do Rio de Janeiro, com capacidade entre 12 e 14 milhões de m³/dia, podendo estar concluído até 2008. Um segundo terminal de regaseificação será construído no Ceará, com capacidade de 6 milhões de m³/dia. O investimento estimado para cada terminal é de US\$300 milhões.

Outros terminais de regaseificação poderão ser construídos ao longo da costa do Brasil, introduzindo novas fontes de abastecimento em gás natural que se articulem à expansão gradual das redes de transporte e distribuição pelo país. Isso permitirá uma redução na dependência de fornecedores de gás natural e uma melhoria na posição de negociação de preços e condições junto aos produtores. No plano internacional, a entrada prevista de novas unidades de liquefação em construção em diversas áreas produtoras de gás natural deve exercer pressão para a redução dos preços e promover melhores condições de acesso dos consumidores a novas áreas de produção.

³ desenvolvidos por Andy Flower, James Jensen, entre outros.

Novo marco regulatório para a indústria do gás natural: será necessária aprovação de nova legislação?

Eugênio Montoro

Doutor em Ciências Jurídicas e Sociais pela PUC-SP, professor da FGV-EAESP e consultor da FGV Projetos

Duas são as causas que provocaram o recente desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil.

A primeira, de caráter estratégico, relacionada à necessidade de diversificação da matriz energética brasileira. Não pode o país depender unicamente da geração hidráulica e do petróleo para atender à sua necessidade de energia. Outras fontes alternativas devem ser estimuladas para complementar o suprimento energético exigido para o desenvolvimento do país.

distribuição do gás natural a cargo de empresas estaduais de distribuição, com predomínio de capital privado, e da adaptação das plantas industriais para utilização do gás natural. E há inúmeros projetos em andamento para a expansão do setor. Apenas a Petrobras pretende investir, no período de 2006 a 2010, US\$ 16 bilhões na cadeia do gás natural.

Nos últimos meses grande discussão está sendo provocada no Brasil por acontecimentos na Bolívia. O Presidente Evo

gás natural vindo da Bolívia poderá causar consideráveis prejuízos ao setor industrial brasileiro. Por outro lado deve ser mencionado que investimentos continuam a ser feitos na exploração de outras reservas de gás que se mostrem comercialmente viáveis. Enorme expectativa foi provocada pela recente descoberta de reservas consideráveis do produto na bacia de Santos.

O Brasil encontra-se desta forma face a uma necessidade imperiosa: promover rápido desenvolvimento das novas fontes de produção de gás natural, especialmente através da exploração de novos poços e expansão da rede de distribuição do produto. Não pode ficar na perigosa e instável dependência do abastecimento decorrente de poços bolivianos, especialmente diante dos sinais recentes dados pelas autoridades do país vizinho.

Para um desenvolvimento seguro e sustentável da indústria do gás natural é necessário que sejam fixadas regras que estabeleçam um marco regulatório do setor. Devem ser fixadas condições estáveis e claras a respeito do desenvolvimento do setor e critérios objetivos de remuneração dos investimentos a serem feitos.

A utilização do gás natural é uma realidade no país e responde atualmente por mais de 10% (dez por cento) da matriz energética no Brasil.

A segunda, relacionada com a necessidade de preservação do meio ambiente. Especialmente na indústria e no consumo automotivo, a utilização do gás natural se apresenta como alternativa que oferece enormes vantagens comparativas em relação ao carvão, óleos combustíveis e à gasolina.

Não se pode mais tratar o gás natural como uma alternativa possível apenas para o futuro. A utilização do gás natural é uma realidade no país e responde atualmente por mais de 10% da matriz energética no Brasil.

Grandes investimentos foram feitos pelo Estado, especialmente pela Petrobras e pelo setor privado nas áreas de exploração, produção, transporte e distribuição do produto. Nos últimos anos verificou-se acentuada expansão dos serviços de

Morales, em atitude unilateral, expropriou os bens das empresas que exploravam o gás natural em solo boliviano, nelas incluída a Petrobras, e ameaça promover uma alteração nos valores da comercialização do produto. O desenvolvimento da indústria do gás natural observado em nosso país acima mencionado deu-se, em grande parte, devido ao incremento do consumo decorrente da implantação do gasoduto Bolívia Brasil. Uma suspensão ou redução abrupta na oferta do

Para um desenvolvimento seguro e sustentável da indústria do gás natural é necessário que sejam fixadas regras que estabeleçam um marco regulatório do setor.

Coloca-se desta maneira uma questão extremamente importante que está sendo discutida este ano no Congresso Nacional. Será que existe em nosso país um marco regulatório suficientemente claro e estável que garanta os investimentos que se fazem necessários?

Em meados do ano passado foi apresentado pelo Senador Rodolfo Tourinho um Projeto de Lei estabelecendo regras próprias para a exploração, produção, transporte, arma-

fase de audiências públicas, que deverão ocorrer nos próximos meses. Deverá, em seguida, passar pela análise das Comissões e seguir para apreciação pelo Plenário. Poucos esperam que o projeto seja apreciado ainda nesta sessão legislativa.

Recentemente, manifestações da Presidência da Petrobras indicavam a existência de uma terceira proposta. Segundo esta, seria suficiente manter a

as exigências para a celebração de contratos de concessão mais detalhados e estáveis, a serem celebrados após procedimentos licitatórios. O projeto do Executivo mantém a possibilidade de serem concedidas autorizações pelo Ministério de Minas e Energia, consideradas mais apropriadas em certas situações, a critério das autoridades governamentais.

Será que existe em nosso país um marco regulatório suficientemente claro e estável que garanta os investimentos que se fazem necessários?

zenagem e comercialização do produto. Segundo seu autor o projeto reflete as conclusões de estudos e propostas apresentadas pelos diversos agentes do setor.

Neste ano, Projeto de Lei com idêntico propósito foi apresentado na Câmara dos Deputados pelo deputado Luciano Zica.

Em março foi encaminhado à Câmara dos Deputados projeto semelhante de autoria do Poder Executivo, que foi apensado ao do deputado Luciano Zica e está tendo, com este, tramitação conjunta.

O projeto do Senador Tourinho já foi apreciado e aprovado pela Comissão de Constituição e Justiça do Senado Federal, estando para ser apreciado pela Comissão de Assuntos Econômicos. Deverá, em seguida, ser apreciado pela Comissão de Infra-estrutura e seguirá para a votação em Plenário. Segundo a opinião de muitos, apesar das dificuldades que se podem prever para a tramitação de projetos de lei no Congresso Nacional no segundo semestre deste ano, tendo em vista a realização de eleições gerais em outubro, o Senado deverá concluir a apreciação do projeto antes das eleições. Em seguida o projeto deverá seguir para apreciação da Câmara.

O projeto do Deputado Luciano Zica, apensado ao projeto do Executivo, em tramitação na Câmara, encontra-se em

legislação já existente e aprovada quando da promulgação da Lei Geral do Petróleo, em 1997, que apresenta, segundo alguns, a necessária flexibilidade para assegurar o desenvolvimento do setor.

Desta forma, são três as alternativas que atualmente se apresentam para a determinação de um marco regulatório para a indústria do gás natural: a aprovação do projeto do Senador

2. o projeto do Senador Tourinho prevê maior atuação das agências reguladoras, incumbidas de acompanhar a execução dos contratos de concessão. O projeto do Executivo reforça a competência do Ministério de Minas e Energia e reduz a autonomia e poderes das agências reguladoras.
3. o projeto do Senador Tourinho reduz o direito de exclusividade de acesso assegurado aos investidores nos gasodutos de transporte do gás natural, enquanto que o projeto do Executivo assegura maiores vantagens para os construtores dos gasodutos.

O projeto do Executivo mantém a possibilidade de serem concedidas autorizações pelo Ministério de Minas e Energia, consideradas mais apropriadas em certas situações, a critério das autoridades governamentais.

Tourinho, ou a aprovação do projeto do deputado Luciano Zica e do Poder Executivo ou a não aprovação de lei nova, permanecendo os critérios estabelecidos pela Lei Geral do Petróleo.

Quais as diferenças básicas entre os dois projetos que estão sendo apreciados ?

Algumas diferenças podem ser apontadas:

1. o projeto do Senador Tourinho prevê a redução de autorizações precárias para os serviços a serem prestados pelos agentes do setor, aumentando

É importante indicar ainda a posição oficialmente tomada pelo Fórum dos Secretários de Energia dos Estados que aprova e apóia o projeto apresentado pelo Senador Tourinho. Idêntica manifestação de apoio foi aprovada pela ABEGAS.

Estas são as alternativas que se apresentam atualmente e que foram objeto de discussão em Seminário sobre o Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural promovido em maio passado pela Fundação Getúlio Vargas, em São Paulo. Aguarda-se agora a decisão do Congresso Nacional.

Custo de capital para expansão da oferta de energia elétrica

Goret P. Paulo

Mestre em Economia pela EPGE/FGV e consultora da FGV Projetos

Fernando Camacho

Mestre em Economia pela EPGE/FGV e Mestre em Finanças pelo IMPA

O estabelecimento de um novo modelo institucional para o setor de energia elétrica no Brasil, a partir de 2003, foi justificado pelo governo federal pela necessidade de planejar a expansão da oferta de energia elétrica por meio da viabilização da implantação de novos projetos de geração, sem perder de vista o princípio da modicidade tarifária.

Vale mencionar que o ambiente no setor de energia nessa época era de total descontentamento da maioria dos agentes: geradores, distribuidores, consumidores e comercializadores. Alterações nas regras vigentes eram necessárias até mesmo para remediar a situação de desequilíbrio econômico-financeiro dos agentes de geração e distribuição, causada principalmente pelo racionamento de 2001.

Além do desequilíbrio econômico financeiro e o conjuntural excesso de oferta de energia no mercado, era consenso entre os agentes e o governo federal que não existiam condições para viabilizar a expansão da geração de energia elétrica em volumes compatíveis com a expectativa de crescimento do país. Na verdade, a situação era de total paralisação das decisões de investimento, o que gerava sérias preocupações com relação à segurança do suprimento de energia a médio e longo prazos.

O desafio existente era compatibilizar a justa remuneração para o investidor (público ou privado), viabilizando assim a expansão da geração sem perder de vista o princípio da modicidade tarifária. Deve-se ressaltar que a necessidade de atrair investimentos priva-

dos é um aspecto básico para expansão da oferta de energia elétrica, desde o esgotamento da capacidade de investimento do Estado brasileiro e a crise financeira geral do setor de energia elétrica, evidenciada em 1993, que culminou com o aporte significativo de recursos do Tesouro Nacional (cerca de US\$ 28 bilhões) e a grande dificuldade de auto-financiamento do setor, a partir de recursos próprios ou de terceiros.

A necessidade de atrair investimentos privados é um aspecto básico para expansão da oferta de energia elétrica, desde o esgotamento da capacidade de investimento do Estado brasileiro e a crise financeira geral do setor de energia elétrica

Sabe-se que, a partir de 1995, o processo de privatização e um modelo institucional baseado na competição, tanto no segmento de geração quanto no de comercialização, conseguiram atrair investimentos privados e levaram a uma expansão na capacidade de geração, no período 1995-2000, superior em 161% aquela ocorrida no período 1990-1994. Mesmo essa significativa expansão não foi suficiente para evitar o racionamento de energia em 2001, devido ao longo período anterior de limitados investimentos

A descontinuidade da implantação do processo de privatização resultou em uma estrutura de capital híbrida (público-privada) para o setor, em especial no segmento de geração, pois cerca de 80% da geração de

energia continuam ainda sob o controle estatal (estadual ou federal).

Ao considerarmos o resultado do leilão de energia nova, mecanismo introduzido pelo novo modelo institucional implantado em 2003, para viabilizar a expansão da capacidade de geração, notamos claramente algumas das consequências dessa estrutura híbrida de capital.

O leilão realizado em 16 de dezembro de 2005 pode ser visto como um marco fundamental na implementação do novo modelo. Foi a primeira oportunidade de avaliar se as novas regras propostas teriam a capacidade de atrair investidores privados e aumentar a oferta de energia, em níveis compatíveis com o crescimento esperado do PIB e mantendo-se o princípio de modicidade tarifária.

Neste leilão foram contratados 1.525 MW médios de energia nova, o que seria uma quantidade suficiente para o atendimento da demanda em um cenário de crescimento moderado (cenário de referência do Operador Nacional do Sistema - ONS).

Com relação ao aspecto da modicidade tarifária e a forma pela qual essa deveria ser

alcançada, ou seja, a imposição de um preço máximo de R\$ 116/MWh para a energia gerada pelos novos empreendimentos hídricos, vale mencionar o surgimento de algumas distorções como consequência direta desse limite.

A modesta participação de investidores privados foi uma das mais importantes e evidentes consequências da imposição de um preço teto, que não refletiu as características de custos de cada projeto, em especial o custo de capital próprio, ou seja, a remuneração mínima esperada pelo investidor privado.

Essa evidência é corroborada pela desistência dos grandes grupos empresariais privados que atuam no setor de energia elétrica (como é o caso da Energias do Brasil e CPFL Energia) em participar da construção de novos projetos de geração hídrica.

Uma outra consequência desse teto baixo foi o fato de que algumas empresas privadas detentoras de concessões de geração já outorgadas, porém com construção ainda não iniciada, não participaram do leilão ofertando sua energia.

Além disso, três projetos, totalizando 279 MW médios, isto é, cerca de 59% da oferta total dos sete novos projetos hídricos arrematados no leilão, foram adquiridos por empresas públicas federais, cuja maior TIR real do acionista é equivalente a 11,80% (ver Tabela 1).

Para elaboração dessas estimativas de custo de capital próprio real foram adotadas as seguintes premissas:

- Início Operacional: de acordo com o edital do leilão divulgado pela Aneel;
- Perdas de transmissão: 3,0%
- Custos Operacionais (O&M): R\$ 7,0/MW
- Custos de transmissão: de R\$1,0390/kw/mês a R\$3,1750/kw/mês, dependendo da localização de cada empreendimento hidrelétrico;
- *Royalties* (UBP): R\$ 0,5/MW/h.

Por sua vez, as premissas financeiras utilizadas se basearam nas condições de financiamento divulgadas pelo BNDES para o primeiro leilão de energia nova:

- Funding: 30% capital próprio e 70% dívida;
- Financiamento BNDES: 80% TJLP + 3,5% a.a e 20% IPCA + 10,0% a.a
- Carência: 6 meses após entrada em operação;
- Amortização: 14 anos;
- Juros 100% capitalizados na construção;

retorno privado e federal. Ressalta-se ainda que a maior TIR obtida nesse leilão, de 16,93%, refere-se ao projeto Baguari, arrematado em conjunto por Cemig, Furnas e Neoenergia. Nesse caso, evidencia-se também uma grande diferença no perfil das estatais estaduais e federais, sendo que, aparentemente, apenas as últimas aceitaram taxas de remuneração inferiores a 12,70%.

O desafio de compatibilizar a atração de investimentos privados com o aspecto da modicidade tarifária todavia permanece.

- Depreciação acelerada;
- Capex: de acordo com o edital do leilão divulgado pela Aneel, excluindo o custo do capital durante a construção.
- Para os três projetos arrematados pelo Grupo Eletrobrás, não foi considerado o financiamento do BNDES, uma vez que, por lei, essas empresas não podem obter financiamento dessa instituição.

Um fator de grande preocupação que emerge dessa situação é que não existe capital estatal suficiente para garantir a expansão da geração em níveis compatíveis com o crescimento esperado do PIB. O desafio de compatibilizar a atração de investimentos privados com o aspecto da modicidade tarifária todavia permanece.

Sendo assim, conclui-se que o baixo retorno aceito pelas estatais federais que participaram do leilão foi a principal razão para que grande parte dos empreendimentos de geração leiloados fossem arrematados.

Em geral, a diminuição de tributos e encargos sobre o setor, e especificamente, o estabelecimento de preços-teto adequados por projeto para os leilões de energia poderiam significar um importante passo para resolução deste desafio. Para tanto, torna-se fundamental a estimativa do real custo de capital para o segmento de geração de energia elétrica no Brasil.

Adicionalmente, verifica-se a existência de uma enorme diferença entre as taxas de

Tabela 1

Acionista	Projeto	Energia Assegurada (MW médios)	Tarifa (R\$/MWh)	Capital	Custo de Capital Próprio Real
Alusa	São José	30	115,8	Privado	14,64%
Alusa	Foz do Rio Claro	41	108,2	Privado	13,06%
Orteng	Retiro Baixo	39	114,9	Privado	13,60%
Baguari*	Baguari	80	115,1	Misto	16,93%
Furnas	Simplício	191	115,4	Estatal Federal	9,95%
Furnas	Paulistas	49	114,4	Estatal Federal	11,80%
Eletrosul	Passo São João	39	112,6	Estatal Federal	10,45%

* Cemig, Furnas e Neoenergia. Elaboração: Núcleo de Energia & Petróleo da FGV Projetos

Os *royalties* e os municípios da Bacia de Campos

Fernando Camacho

Mestre em Economia pela EPGE/FGV e Mestre em Finanças pelo IMPA

É impossível deixar de constatar que o aumento na arrecadação de participações governamentais vem sendo o grande propulsor das transformações nos municípios da Bacia de Campos. A relação dessa arrecadação com variáveis-chaves, como o preço e a produção de petróleo e gás, alíquotas de *royalties* dos poços, regras de repasse e transferências governamentais, é fundamental não somente para entender o fenômeno ocorrido nos últimos anos, mas sobretudo para compreender os possíveis cenários futuros e aprimorar o planejamento orçamentário e estratégico desses municípios.

Dentre as participações governamentais, que correspondem a compensações financeiras ligadas a atividades petrolíferas em áreas terrestres ou marítimas e que beneficiam diretamente os municípios, destacam-se os *royalties* e a Participação Especial. Os primeiros são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural. Já a Participação Especial constitui uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural em casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

Os municípios de forma geral também recebem *royalties* através de um mecanismo indireto de repasse. No caso dos municípios fluminenses, existe uma cota referente a transferências estaduais de parcela dos *royalties* arrecadados pelo governo do Rio e

uma cota referente ao repasse dos *royalties* do Fundo Especial, que é administrado pelo Ministério da Fazenda e rateado entre os Estados e municípios.

A relevância dos 13 municípios que constituem a Bacia de Campos (Armação de Búzios; Arraial do Cabo; Cabo Frio; Campos dos Goytacazes; Carapebus; Casimiro de Abreu; Conceição de Macabu; Macaé; Quissamã; Rio das Ostras; São Francisco do Itabapoana; São João da Barra e São Pedro da Aldeia) está refletida na arrecadação direta de *royalties* em 2005 de R\$ 1,02 bilhão, aproximadamente metade da arrecadação direta de *royalties* de todos os municípios do país. Em relação ao ano de 2001, a arrecadação de 2005 apresentou um crescimento de 171%, enquanto a inflação acumulada no período, medida pelo IPCA, foi de aproximadamente 50%.

A importância dos municípios da Bacia de Campos na arrecadação de Participação Especial é ainda mais notável. No ano de 2005, foram creditados, nas contas dos municípios, aproximadamente R\$ 670 milhões, que correspondem a cerca de 97% do total de Participação Especial arrecadado pelos municípios brasileiros. Esse valor representa um crescimento de quase 300% em relação ao montante de Participação Especial de, aproximadamente, R\$ 170 milhões em 2001.

Ao contrário de outros municípios fluminenses, a arrecadação indireta de

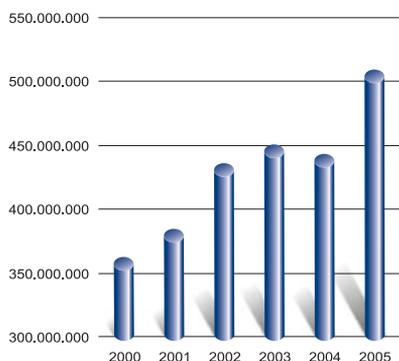
royalties é relativamente pouco significativa para os municípios da Bacia de Campos. A arrecadação desses municípios via transferências estaduais e do Fundo Especial foi de apenas R\$ 23 milhões em 2005. Vale ressaltar que, mesmo nesse item, o crescimento da arrecadação frente a 2001 foi acelerado. A arrecadação indireta de *royalties* cresceu mais de 250% em razão, tanto do aumento de arrecadação estadual, quanto do aumento do índice de participação dos municípios (IPM) do grupo de municípios da Bacia de Campos, (de 9,612% em 2001 para 12,067% em 2005).

O ponto-chave é que nos últimos quatro anos a arrecadação oriunda de *royalties* e Participação Especial na Bacia de Campos saltou de cerca de R\$ 550 milhões para mais de R\$ 1,7 bilhão. Os municípios que mais arrecadaram foram Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras. Esses três municípios somados respondem por três quartos da arrecadação de *royalties* e Participação Especial da Bacia de Campos. Em termos per capita, no entanto, merecem destaque os municípios de Rio das Ostras e Quissamã. A arrecadação média per capita desses dois municípios saltou de cerca de R\$ 2 mil em 2001 para mais de R\$ 6 mil em 2005. O município de Campos, campeão de arrecadação de *royalties* e Participação Especial, é apenas o oitavo município em termos de arrecadação per capita.

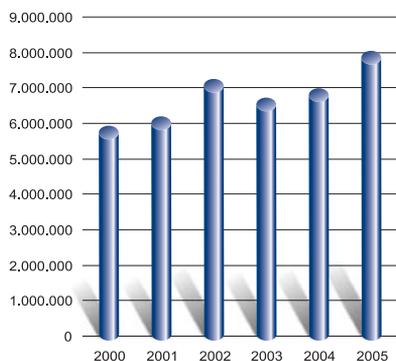
A última informação sobre receita corrente total disponibilizada pelo Tesouro Nacional é de 2004. Apesar das limitações,

Produção e Preço

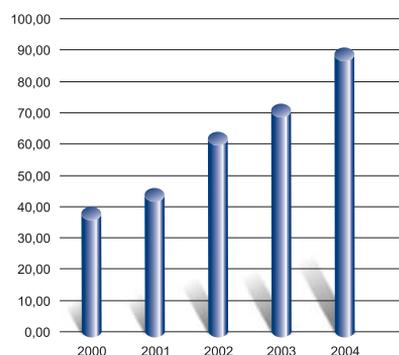
Produção de petróleo - RJ (barris)



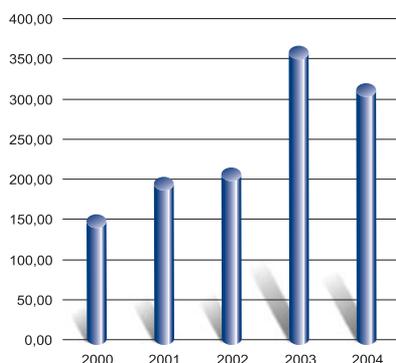
Produção de gás - RJ (mil m³)



Preço de petróleo - RJ (R\$/b)



Preço de gás natural - RJ (R\$/mil m³)



vale comparar a arrecadação referente às Participações Governamentais da indústria petrolífera de 2005 frente ao último dado de receita corrente disponível para se ter a dimensão da dependência crescente do petróleo na Bacia de Campos. Desconsiderando-se o município de Campos dos Goytacazes, que não possui informações de receita corrente disponível na base do Tesouro, estima-se que a arrecadação de *royalties* e Participações Especiais nos municípios da Bacia de Campos, que já era significativa em 2001, representando cerca de 40% das receitas correntes, tenha ultrapassado 55% das receitas correntes em 2005.

O cálculo dos *royalties* de determinado bloco depende diretamente da alíquota aplicada, que varia entre 5% e 10%,

dependendo do risco geológico e das expectativas de produção. Além da alíquota, outras variáveis básicas exercem influência no montante de *royalties* gerados, como a produção mensal de petróleo e gás natural de cada campo, seus respectivos preços e a taxa média mensal de câmbio.

De modo que o aumento dos *royalties* dos municípios da Bacia de Campos nos últimos anos pode ser explicado em grande parte pelos gráficos, que indicam que a produção de petróleo no Rio passou de 359 milhões de barris, em 2000, para 502 milhões, em 2005, um crescimento de 40% ao longo dos últimos cinco anos. O volume de gás natural produzido no mesmo Estado passou de 6 bilhões de m³ em 2000, para alcançar, em 2005, a marca de 8 bilhões de m³, registrando um aumento de 39%.

A mesma tendência pode ser verificada com relação aos preços de referência de petróleo e gás natural. Os gráficos indicam que o preço de petróleo nacional no Rio passou de R\$ 38/b em 2000, para R\$87,4/b em 2004, um incremento de cerca de 130%. Já o preço de referência de gás natural nacional no Rio passou de R\$147,2/mil m³, em 2000, para R\$ 314,4/mil m³, em 2004, crescendo 113% em quatro anos.

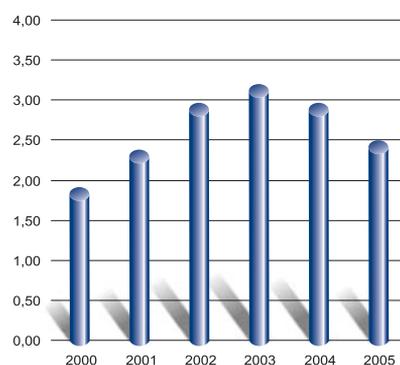
Outra variável de extrema importância para o cálculo de *royalties* é a taxa mensal de câmbio (R\$/US\$). Apesar da volatilidade no período, o câmbio médio anual passou de R\$ 1,83 em 2000 para R\$ 2,43 em 2005, resultando em uma variação de 33%.

Mais importante do que constatar a evolução histórica das variáveis citadas e a sua influência na arrecadação dos *royalties* dos municípios, é a previsão de tais variáveis e a construção de modelos que estimem corretamente a arrecadação futura das Participações Governamentais da indústria do petróleo e gás natural.

Portanto é fundamental que os municípios da Bacia de Campos possuam modelos de previsão de arrecadação de Participações Governamentais referentes à indústria de petróleo e gás natural, com destaque para os *royalties* e Participações Especiais. Com esse instrumental, os municípios poderão planejar estrategicamente os investimentos futuros, maximizar o desenvolvimento econômico e social e, conseqüentemente, preparar a região para a era pós-petróleo.

Câmbio

Taxa de câmbio média - R\$/US\$



A conta do Biodiesel

Maurício I. Martínez,

Mestre em Energia e consultor da FGV Projetos

José Bento Amaral Jr.,

Professor da FGV-EAESP e consultor da FGV Projetos

A produção e o uso do biodiesel têm sido incentivados em vários países do mundo, entre eles o Brasil, em razão de seus benefícios. No entanto, o seu uso implica custos adicionais. Neste artigo, pretendemos apresentar as estimativas dos seus custos de utilização em substituição ao diesel oriundo de petróleo.

Quimicamente, o biodiesel é um éster de ácidos graxos, produzido a partir da reação entre uma fonte de ácidos graxos (normalmente um óleo ou gordura, de origem vegetal ou animal) e um álcool (como o metanol e o etanol), na presença de catalisadores, que resulta no éster e no glicerol (glicerina). O processo de produção é simples, mas a obtenção de um rendimento elevado na conversão e um produto dentro das especificações requeridas por motores modernos não são triviais.

Por ser produzido a partir de fontes renováveis, o biodiesel não está sujeito ao esgotamento, como os combustíveis fósseis. Além disso, apresenta um balanço favorável na emissão de dióxido de carbono (CO₂) em relação ao diesel convencional e emite menos poluentes. Essas vantagens, adicionada à geração de empregos no campo para a produção das oleaginosas, redespertaram o interesse pelo biodiesel.

A possibilidade de seu uso é conhecida desde o início do século 20, e Rudolph Diesel, inventor do motor que leva seu nome, já a contemplava. No entanto, a abundância de petróleo a baixo custo o relegou a segundo plano. O interesse pelo biodiesel ressurgiu na esteira das crises do petróleo nos anos 1970.

Com a elevação de preços dos combustíveis fósseis, a busca de alternativas ganhou ímpeto em vários países. No Brasil, houve o projeto Oveg, de produção de combustíveis a partir de óleos vegetais. Apesar dos resultados tecnicamente satisfatórios, foi abandonado pelos custos. Outros países, que também se envolveram na busca de alternativas renováveis para substituir o diesel, levaram as pesquisas adiante.

A Europa

O uso do biodiesel na Europa se iniciou na Áustria e na França, no começo da década de 1980. Alguns anos depois, outros países se dedicariam ao tema, como a Alemanha e a Itália. As matérias-primas adotadas foram principalmente a colza e o girassol, com álcool metílico (metanol). Entre os fatores que contribuíram para o desenvolvimento do biodiesel no continente estão a agricultura, as questões ambientais e a busca de segurança do abastecimento no longo prazo.

Os subsídios pagos aos produtores agrícolas geravam excedentes possíveis de serem utilizados. Um acordo posterior da União Européia com os Estados Unidos destinou parte do excedente da produção subsidiada para usos não-alimentícios, entre os quais o uso como biodiesel. A preocupação com o ambiente incentivou a busca de alternativas menos poluentes; com a posterior adesão ao Protocolo de Kyoto, os países assumiram metas de redução de

emissões, e o uso de combustíveis alternativos contribuiu para tal. A dependência de petróleo importado de outras regiões gerou a preocupação com a busca de alternativas para o longo prazo, incentivando a diversificação de fontes.

Não houve um caminho único para a introdução do biodiesel. A França e a Itália optaram pela mistura do biodiesel com o diesel fóssil, enquanto na Alemanha e na Áustria prevaleceu o uso puro, com a venda do produto em bombas específicas nos postos de abastecimento. Na Áustria, o início de seu uso se deu em máquinas agrícolas.

Comum em todos estes países, foi o uso voluntário por parte dos consumidores (usuários finais ou distribuidoras de combustíveis), sem nenhuma obrigação de compra. Houve a participação da indústria automotiva no desenvolvimento das normas e testes e certificação de veículos¹.

Para viabilizar o uso do biodiesel, mais caro do que o diesel fóssil que substitua, foram adotadas medidas de renúncia fiscal. A tributação incidente sobre combustíveis, dentre os quais o óleo diesel, é elevada nos países europeus. A desoneração do biodiesel desses tributos permitiu que chegasse aos consumidores a preços competitivos². O risco de mercado (isto é, as oscilações de preço dos óleos vegetais e do petróleo) cabia aos produtores de biodiesel.

¹ É comum na Europa o uso do diesel em veículos leves, como automóveis, cujos motores de alta rotação são mais sensíveis aos combustíveis do que aqueles de veículos pesados.

² Na França, havia quotas de volumes de biodiesel isentos de impostos.

Geração de emprego sustentável?

Um dos argumentos mais utilizados em defesa do biodiesel é a sua capacidade de geração de empregos no campo. Poucas atividades absorvem tanta mão-de-obra, especialmente de baixa qualificação, em relação ao investimento necessário quanto a agricultura. Todavia, se essa absorção de mão-de-obra resulta de um sobrepreço pago pelos consumidores, os benefícios devem ser confrontados com os seus custos.

Seria a produção de biodiesel capaz de gerar renda suficiente para os pequenos agricultores?

Para responder a essa questão, fizemos uma estimativa simplificada. Assumimos que toda a produção de biodiesel será feita a partir da cultura com maior uso de mão-de-obra, no caso a mamona. Supomos que não haverá adoção do plantio extensivo ou mecanização da colheita - hipóteses que reconhecemos como pouco prováveis.

Para a produção de 840 mil m³ de óleo, há a necessidade de 1,6 milhão de toneladas da oleaginosa, considerando rendimento de 45% de óleo.

Cada família cultivaria 10 hectares, com uma produtividade de 1,5 t/ha. Dessa forma, cada uma delas obteria uma renda líquida mensal de R\$ 241,00, descontados os custos de produção (foram adotados os custos estimados pela Embrapa como referência). Dessa maneira, seriam 109 mil famílias ocupadas com o plantio de mamona.

Considerando o sobrepreço do consumidor de US\$ 264 milhões, pela diferença dos valores pagos pelo biodiesel e o preço do diesel, o custo para a sociedade seria de US\$ 2,4 mil/ano por família ocupada.

Nesse caso, em vez de adicionar 2% de biodiesel ao diesel, sairia mais barato introduzir uma taxa de 1% no diesel e pagar US\$ 1,2 mil para essas famílias produzirem outra coisa.

Em 2003, a União Européia adotou a Diretiva 30/2003, para a promoção do uso de biocombustíveis nos transportes, em substituição ao diesel e à gasolina. Essa norma, aprovada após anos de discussão e em consonância com diretrizes anteriores de política energética e ambiental, introduziu metas de substituição de combustível fóssil. A partir de 2005, 2% do consumo de combustíveis automotivos deveriam ser de origem renovável, com patamares crescentes, até atingir 5,75% em 2010. Cabe a cada país desenvolver suas próprias políticas para atingir as metas, podendo optar por qualquer biocombustível: etanol, biodiesel, biogás, ETBE ou qualquer outro que venha a ser desenvolvido.

O sobrecusto causado pelo uso dos biocombustíveis é coberto pela renúncia fiscal³ ou eventualmente pela disposição do consumidor em pagar mais por um combustível renovável.

Nos EUA

O desenvolvimento do biodiesel nos Estados Unidos se deu em um ritmo mais lento do que na Europa. Embora pesquisado e desenvolvido em laboratórios e universidades, a sua adoção enfrentou dificuldades em razão do seu preço. Com uma política tributária de menor taxa sobre os combustíveis, a isenção ao biodiesel não era suficiente para viabilizar o seu consumo. Um dos nichos que o biodiesel ocupou foi nos

programas de uso de combustíveis alternativos nas frotas governamentais.

A pressão de produtores agrícolas, notadamente plantadores de soja, contribuiu para a adoção de medidas para viabilizar seu uso. O caminho adotado foi a concessão de subsídios diretos aos produtores e/ou consumidores do produto, concedidos pelo governo federal e pelos estados que resolveram apoiar o programa.

No Brasil

Na década de 1990, ressurgiu o interesse sobre o biodiesel em universidades e empresas, o que resultou em uma rede organizada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia para intercâmbio de experiências e linhas de pesquisa. Entre os motivos apresentados em defesa do biodiesel estavam a redução de importações de diesel, o aproveitamento do potencial agrícola brasileiro e a geração de empregos. A redescoberta do tema resultou em diversos projetos de lei para a sua adoção como combustível e, no governo federal, o Ministério de Minas e Energia passou a ter um papel de maior relevância. Por fim, a Lei 11.097, de 2005, dispôs sobre a introdução do biodiesel no Brasil, com a mistura compulsória de 2% no diesel a partir de 2008 e de 5% em 2013.

No entanto, a diferença de preço existente entre o diesel e o biodiesel não justificava a adoção voluntária da alternativa renovável, ainda que beneficiada pela não-incidência da CIDE. Com isso, surgiu a preocupação do governo de que não haveria disponibilidade do produto para atender à demanda compulsória a partir de 2008.

Para incentivar a sua produção e o nascimento da indústria, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) optou pela adoção antecipada, com a introdução de leilões de compra do produto e a renúncia fiscal do PIS/Cofins para os produtores que obtivessem o "selo combustível social", que exige, como contrapartida, a aquisição de parte de sua matéria-prima da agricultura familiar. Os leilões contemplaram a obrigação de aquisição do produto ofertado pelas refinarias com participação superior a 1% no mercado brasileiro. Foram realizados quatro leilões, entre novembro de 2005 e julho de 2006, totalizando 840 mil m³.

3 A renúncia fiscal deve ser acomodada dentro dos orçamentos dos países, especialmente daqueles que pertencem à Zona do Euro, com tetos explícitos de déficits nas contas dos governos.

Cada leilão previa um período específico de entrega, entre os anos de 2006 e 2007. A partir de 2008, caberá às distribuidoras de combustíveis adquirir, diretamente dos produtores, os montantes necessários.

Os leilões despertaram interesse dos produtores, que ofertaram quantidade suficiente do combustível, utilizando de mamona, palma, entre outros insumos. Em razão da disputa observada nos leilões e as

manifestações de interesse, o preço médio caiu de R\$ 1.904,84 por m³ (incluído PIS/ Cofins, quando devido) no primeiro leilão para R\$ 1.746,66 no último (Ver Tabela 1).

Essa queda, no entanto, ainda é insuficiente para aproximar o seu preço do preço do óleo diesel, cujo preço médio de importação em 2006 (de janeiro a maio) foi de US\$ 446 por m³ (R\$ 971 por m³, ao câmbio médio do período).

Custo para a sociedade

Para estimar, de forma simplificada, o montante do sobrecusto imposto à sociedade pela adoção antecipada do biodiesel, assumimos algumas premissas: (a) um custo de US\$50 por m³ entre frete e internação do diesel; (b) câmbio médio de US\$ 2,20 (mantendo-se no patamar recente) e (c) manutenção do preço médio do diesel importado. Neste caso, há uma diferença de US\$ 315 por m³, que, multiplicado pelo

volume adquirido nos leilões, resulta em um total de US\$ 264 milhões.

Essa diferença será arcada pelos consumidores, se houver o repasse para os preços, ou pelos acionistas das refinarias (Petrobras e Refap, uma sociedade da Petrobras com a Repsol), se as empresas absorverem este custo adicional. Em qualquer um dos casos, há uma transferência de renda para os produtores de biodiesel e uma perda para a sociedade, que está gastando mais para adquirir um produto com a mesma finalidade.

A questão se os benefícios gerados pela introdução do biodiesel compensam os custos vai além do escopo deste trabalho. Poderiam ser elencados como benefícios a geração de empregos, o desenvolvimento de tecnologia, o aumento de alternativas de suprimento energético, a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa, entre outros. Não se pode, contudo, ignorar que há um custo e que alguém está arcando com ele.

Tabela 1 – Resultado dos leilões de Aquisição de Biodiesel

	Data	Volume adquirido (em m ³)	Preço Médio de Aquisição (R\$/cm ³)
1º Leilão	Nov/2005	70.000	1.904,84
2º Leilão	Mar/2006	170.000	1.859,65
3º Leilão	Jul/2006	50.000	1.753,58
4º Leilão	Jul/2006	550.000	1.746,66
Total		840.000	1.783,12

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME e ANP.

Cenário

O biodiesel será competitivo com relação ao diesel convencional no futuro próximo? As variáveis cruciais dessa indagação são o comportamento do preço do petróleo e dos óleos vegetais (principal matéria-prima para o biodiesel).

Historicamente, o petróleo tem sido comercializado a um preço inferior ao dos óleos vegetais, com exceção de breves períodos. As recentes altas no preço do petróleo, que fizeram com que atingisse as maiores cotações nominais já registradas, mostram a repetição desse episódio.

No gráfico, há a evolução dos preços mensais do óleo de soja (exportado pelo Brasil, FOB Rio Grande) e do óleo diesel (importado pelo Brasil, preços FOB) desde outubro de 2000. No início, o diesel estava em um patamar superior, mas caiu até o começo de 2002, quando passou a subir de forma consistente. O óleo de soja, por sua vez, registrou um período de alta praticamente ininterrupta até 2004, quando cedeu e retornou ao patamar de US\$ 400 por m³. No final de 2005, o preço do diesel superou o do óleo de soja de forma expressiva (mais de 20% de diferença), para em seguida estreitar a diferença.

Mantidos esses patamares, o biodiesel poderia ser competitivo, pois o seu principal

insumo é o óleo vegetal. Estima-se que a aquisição de matéria-prima responda por 80% do seu custo; o restante se refere aos outros gastos, como o álcool utilizado no processo, operação e manutenção da unidade industrial e amortização do investimento. Como parte da receita do produtor de biodiesel é obtida com a venda da glicerina, um subproduto do processo, há uma certa equivalência entre o preço da matéria-prima e do produto final.

No entanto há uma diferença expressiva entre o preço do biodiesel arrematado nos leilões e o óleo de soja. Essa discrepância permite vislumbrar alguns cenários para o futuro. Como a partir de 2008 as distribuidoras compararão o biodiesel diretamente dos produtores, é lícito admitir que buscarão as alternativas de menor custo. Assim, a convergência do preço do biodiesel para o preço do óleo de soja é esperada. Nesse contexto, é provável a ampliação da produção do biodiesel a partir do óleo de soja, por ser a oleaginosa mais abundante e com preço inferior ao de alternativas como mamona, girassol e algodão. Isso seria o resultado do uso de oleaginosas de culturas extensivas (como a própria soja) ou um salto na produtividade agrícola das demais culturas, com a transferência do excedente do produtor (agrícola e/ou de biodiesel) para o consumidor. Nesse cenário, o

Preço do diesel x óleo de soja (US\$/m³)



Óleo de soja: preço médio de exportação FOB Rio Grande, fonte: USDA, Safra & Mercados; Diesel: preço médio de importação FOB Brasil; fonte: ANP, MDIC

biodiesel é uma alternativa viável e que não impõe um custo adicional aos consumidores. Há, porém, a possibilidade de redução do preço do petróleo e, conseqüentemente, do diesel. A Petrobras adotou, no seu recém-divulgado Plano de Negócios 2007-2011, um cenário de queda do preço de petróleo, com o seu retorno ao patamar de US\$ 40 por barril. Nesse caso, voltaria a existir uma diferença entre o preço do diesel e do biodiesel (mantido o patamar atual do preço do óleo de soja) a ser arcada pela sociedade.

A demanda de energia em 2015

Fernando Garcia,

Doutor em Economia pela USP, professor da FGV e consultor da FGV Projetos

Rogério César de Souza,

Doutor em Economia pela FGV-EAESP, professor da FGV e consultor da FGV Projetos

Es specular sobre a evolução da demanda por energia é uma tarefa particularmente importante neste momento em que se observa o encarecimento desse insumo no Brasil e no mundo. Com uma trajetória de preços declinante nos anos 1980 e 1990, o preço do petróleo elevou-se mais de 260% de 1999 para cá, atingindo quase US\$ 35 por barril na média dos principais produtores mundiais. A energia elétrica barata, que foi um dos fundamentos da competitividade externa brasileira por anos, já não existe mais. A tarifa média dos consumidores industriais vem se elevando de forma expressiva nos últimos anos, tendo atingido um patamar próximo a US\$ 60 por

MW/h em 2005. Esse patamar foi superado apenas no período entre 1994 e 1998, quando as taxas de câmbio prevalentes estavam excessivamente valorizadas. Os aumentos de preço da energia elétrica, conjugados à recente valorização do real frente ao dólar, têm tornado as exportações dos bens industriais intensivos em energia cada vez menos atraentes e, por conseguinte, também o investimento nesses setores.

Este artigo traz algumas projeções do consumo brasileiro e mundial de energia para os próximos 10 anos (2006-2015), que estão diretamente associadas ao crescimento dessas economias. As estimativas de evolução

da demanda permitem mensurar qual deve ser o aumento da oferta mundial de energia para que não haja escassez e subsequente elevação dos preços nos próximos anos. Permitem também traçar as metas de geração de energia que devem ser perseguidas para manter ou ampliar o grau de suficiência da produção brasileira.

Crescimento econômico

As projeções de crescimento econômico para os períodos 2006-2015 foram realizadas para uma amostra de 106 países, utilizando as variáveis produto interno bruto (ajustado à paridade do poder de compra), estoque de capital (em US\$ constantes de 2000) e força

Gráfico 1. Preço médio do petróleo, US\$ por barril



Fonte: XXX. Média dos seguintes preços: Saudi Arabian, Light-34° API; Iranian, Light-34° API; Libyan, Es Sider-37° API; Nigerian, Bonny Light-37° API; Indonesian, Minas-34° API; Venezuelan, Tia Juana Light; Mexico, Maya-22° API; United Kingdom, Brent Blend-38° API.

Gráfico 2. Tarifa média de energia elétrica, consumidores industriais, US\$ por MWh



Fonte: Balanço Energético Nacional 2005.

de trabalho de cada um dos países. Os dados históricos foram obtidos do Penn World Tables 6.1, atualizados com informações do World Development Indicators 2005, do Banco Mundial.

O método de projeção, que está baseado na decomposição das taxas de crescimento econômico dos países, parte da trajetória esperada de acumulação de capital, da dinâmica demográfica e da evolução da produtividade em cada país para projetar a evolução futura do PIB. A acumulação de capital depende da formação de poupança doméstica e dos fluxos internacionais de capital. A variável demográfica depende da trajetória histórica de crescimento populacional, a qual teve por conseqüências o envelhecimento da população e a redução das taxas de expansão da força de trabalho. A evolução da produtividade considera os efeitos do progresso técnico, do aumento de escala de produção e da evolução da eficiência técnica das economias. São todas projeções baseadas em modelos estatísticos que consideram as trajetórias por mais de 50 anos de cada uma dessas variáveis.

A Tabela 1 apresenta as estimativas de crescimento econômico da união Européia, dos países do Nafta, da América Central e Caribe, da América do Sul, da Ásia e Oceania, da África e do Oriente Médio, bem como as de alguns países selecionados e do crescimento econômico ponderado das 106 economias, as quais foram designadas como Mundo. São apresentados dois cenários: o primeiro, chamado de básico, baseia-se na premissa de que não deve haver novos aumentos reais do preço da energia no contexto mundial; o segundo, mais otimista, parte da idéia de que haverá uma reversão da tendência de encarecimento da energia, o que permitirá redução de custos e, portanto, o aumento da produtividade em todos países.

Observa-se que no cenário básico, durante o primeiro período (2005-2010), a projeção de crescimento econômico mundial é de 2,97% ao ano. Estima-se que os países do Oriente Médio apresentarão uma taxa de crescimento econômico de 3,88% ao ano – a maior para o período, seguido pelas taxas médias ponderadas de crescimento dos países que compõem o Nafta (3,33% a.a.), a Ásia e Oceania (3,35% a.a.), a América do

Sul (3,08% a.a.), a América Central e Caribe (3,12% a.a.), a África (2,41% a.a.) e a união Européia (2,19% a.a.). Ainda nesse primeiro período, destacam-se as taxas de crescimento da Coréia (4,24% a.a.) e da China (5,15% a.a.). Nas Américas, estima-se que Brasil e Estados Unidos crescerão 3,26% e 3,36% ao ano, respectivamente. Na América Latina, o país com melhor desempenho esperado é o Chile, cujo crescimento projetado é de 4,05% ao ano para o período 2005-2010.

são inferiores às observadas no passado. Na América Latina, a exceção é o Chile, cujo crescimento médio anual deve ficar 0,16 ponto percentual abaixo do verificado no quinquênio anterior.

Para o período 2010-2015, a taxa de crescimento mundial eleva-se ligeiramente para 3,01% ao ano no cenário básico, um crescimento acumulado de aproximadamente 16% no período. A Coréia ainda é o

Tabela 1 - Taxas médias anuais de crescimento econômico, 2000-2015

Regiões/Países	Cenário básico			Cenário otimista	
	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2005-2010	2010-2015
União Européia	2,12%	2,19%	2,28%	3,25%	3,49%
Grã-Bretanha	2,14%	2,21%	2,28%	3,32%	3,55%
França	2,17%	2,28%	2,39%	3,39%	3,66%
Alemanha	1,84%	1,89%	1,94%	3,01%	3,21%
NAFTA	3,26%	3,33%	3,41%	4,71%	5,03%
EUA	3,29%	3,36%	3,45%	4,77%	5,09%
América Central e Caribe	3,08%	3,12%	3,16%	3,96%	4,19%
América do Sul	2,97%	3,08%	3,09%	4,20%	4,48%
Mercosul	2,94%	3,09%	3,08%	4,23%	4,53%
Brasil	3,12%	3,26%	3,21%	4,44%	4,73%
Chile	4,21%	4,05%	3,95%	5,16%	5,27%
Ásia e Oceania	3,48%	3,35%	3,26%	4,50%	4,73%
Japão	2,40%	2,47%	2,55%	3,73%	3,99%
China	6,76%	5,15%	4,04%	5,83%	5,69%
Coréia	4,32%	4,24%	4,20%	5,52%	5,72%
Austrália	2,99%	3,05%	3,13%	4,13%	4,38%
África	2,38%	2,41%	2,45%	3,43%	3,66%
Oriente Médio	3,80%	3,88%	3,98%	4,98%	5,30%
Mundo	2,94%	2,97%	3,01%	4,16%	4,45%

Fonte: FGV Projetos. Nota: As taxas de crescimento medem a evolução do PIB em US\$ constantes ajustados à paridade do poder de compra da moeda.

Nota-se que o crescimento econômico mundial projetado no cenário básico para o período 2005-2010 é ligeiramente superior ao observado entre 2000 e 2005 para a grande maioria dos países que compõem a amostra. Duas importantes exceções são a China e a Coréia do Sul, cujas taxas médias de crescimento econômico entre 2005 e 2010

país que apresenta maior taxa de crescimento anual, de 4,20%. E o Chile é um dos países latino-americanos com melhor desempenho, com taxa média de crescimento anual de 3,95%. Estima-se que o Brasil crescerá a uma taxa de 3,21% ao ano e, portanto, acumulará um crescimento de 17,5% no período 2010-2015.

No cenário otimista, em razão da maior disponibilidade e do menor preço da energia, as economias encontram um ambiente mais favorável ao crescimento. A economia mundial cresce à taxa de 4,16% ao ano, entre 2005 e 2010, e de 4,45% ao ano nos anos seguintes. Note-se que todos países apresentaram desempenho melhor no cenário otimista. Em termos relativos, os países mais beneficiados pela potencial redução do preço da energia são as economias mais desenvolvidas,

crescimento norte-americanas também são superiores que aqueles previstos para a taxa média mundial de crescimento econômico.

Crescimento do consumo.

A Tabela 2 mostra as projeções do consumo de energia dos mesmos 106 países nos períodos 2005-2010 e 2010-2015, associadas a cada um dos dois cenários de crescimento econômico, assim como o

intensidade de uso de capital e trabalho provenientes da mesma base de informações, empregada para projetar o crescimento econômico mundial.

As projeções do cenário básico indicam que o consumo mundial de energia deverá crescer a uma taxa média de 3,65% ao ano. Isso significa que, ao final de 2015, a economia mundial, em razão do crescimento esperado no cenário, consumirá 43,2% a mais de energia do que consumia em 2005, uma demanda que por si só impõe grandes desafios à expansão da oferta mundial.

Tabela 2 - Taxas médias anuais de crescimento do consumo de energia, 2000-2015

Regiões/Países	Cenário básico			Cenário otimista	
	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2005-2010	2010-2015
União Européia	2,78%	2,92%	3,06%	3,63%	3,87%
Grã-Bretanha	2,75%	2,88%	3,02%	3,62%	3,86%
França	2,77%	2,93%	3,09%	3,67%	3,94%
Alemanha	2,55%	2,67%	2,80%	3,42%	3,64%
NAFTA	3,49%	3,62%	3,76%	4,53%	4,83%
EUA	3,51%	3,65%	3,80%	4,58%	4,89%
América Central e Caribe	3,46%	3,56%	3,66%	4,13%	4,35%
América do Sul	3,27%	3,43%	3,53%	4,15%	4,42%
Mercosul	3,29%	3,47%	3,55%	4,23%	4,51%
Brasil	3,40%	3,58%	3,63%	4,36%	4,64%
Chile	4,12%	4,10%	4,13%	4,84%	5,00%
Ásia e Oceania	4,45%	4,13%	3,92%	4,82%	4,97%
Japão	2,92%	3,06%	3,20%	3,89%	4,15%
China	5,82%	4,83%	4,19%	5,29%	5,28%
Coréia	4,20%	4,23%	4,29%	5,08%	5,30%
Austrália	3,31%	3,44%	3,58%	4,16%	4,41%
África	2,74%	2,85%	2,96%	3,52%	3,76%
Oriente Médio	3,61%	3,73%	3,86%	4,47%	4,74%
Mundo	3,67%	3,65%	3,66%	4,41%	4,65%

Fonte: FGV Projetos. Nota: Taxas de crescimento do consumo de energia em Terajaulas.

que empregam energia de forma mais intensiva que os países em desenvolvimento. Os países da união Européia e o Japão apresentam, no cenário otimista, taxas de crescimento 50% superiores às do cenário básico. Os efeitos sobre as taxas de

desempenho observado¹ no período 2000-2005. Para a realização de tais projeções, foram utilizados dados de consumo de energia oriundos do World Development Indicators 2005, do Banco Mundial, e informações do crescimento econômico e da

Note-se que a grande demanda de energia para os próximos dez anos virá dos países da Ásia e Oceania, do Oriente Médio e dos países do Nafta. Países como Coréia, China, Chile e Estados Unidos consumirão energia elétrica a taxas anuais significativas para fazer frente ao crescimento econômico previsto de suas economias.

O Brasil continuará sendo um grande consumidor de energia, com projeções de crescimento de 3,6% ao ano no período 2005-2015. Note-se que essas projeções revertem a situação de baixo crescimento do consumo de energia observada nos anos anteriores. Em 2005, o consumo total de energia foi 18,2% superior ao observado em 2000, o que implicou uma taxa média de crescimento anual de 3,4% ao ano, inferior à média mundial. Sem dúvida, esse desempenho foi fortemente influenciado pelo racionamento de energia elétrica em 2001 e 2002 e os consequentes ajustes dos hábitos de consumo observados desde então. O consumo brasileiro de energia elétrica cresceu apenas 1,37% ao ano entre 2000 e 2005.

No cenário otimista, o crescimento da demanda por energia é ainda maior. As taxas médias mundiais de crescimento do consumo de energia atingem 4,41% ao ano e 4,65% ao ano para os períodos 2005-2010 e 2010-2015, respectivamente.

Nesse cenário de expansão acelerada da oferta de energia, com redução do preço, países como a China conseguirão manter o ritmo acentuado de crescimento econômico e do consumo observados nos últimos anos. O Brasil também seria beneficiado com esse cenário: seu crescimento do consumo de energia é de 4,5% ao ano no período 2005-2015.

¹ Para vários, países os dados de 2004 e 2005 são projetados.

Os desafios para os setores de produção de energia dos países são grandes. Como foi dito, o consumo mundial de energia deve crescer entre 3,65% ao ano e 4,53% ao ano nos próximos dez anos, a depender das condições de oferta. No Brasil, esse crescimento da demanda deve se situar entre 3,61% ao ano e 4,50% ao ano, no cenário básico e no otimista, respectivamente.

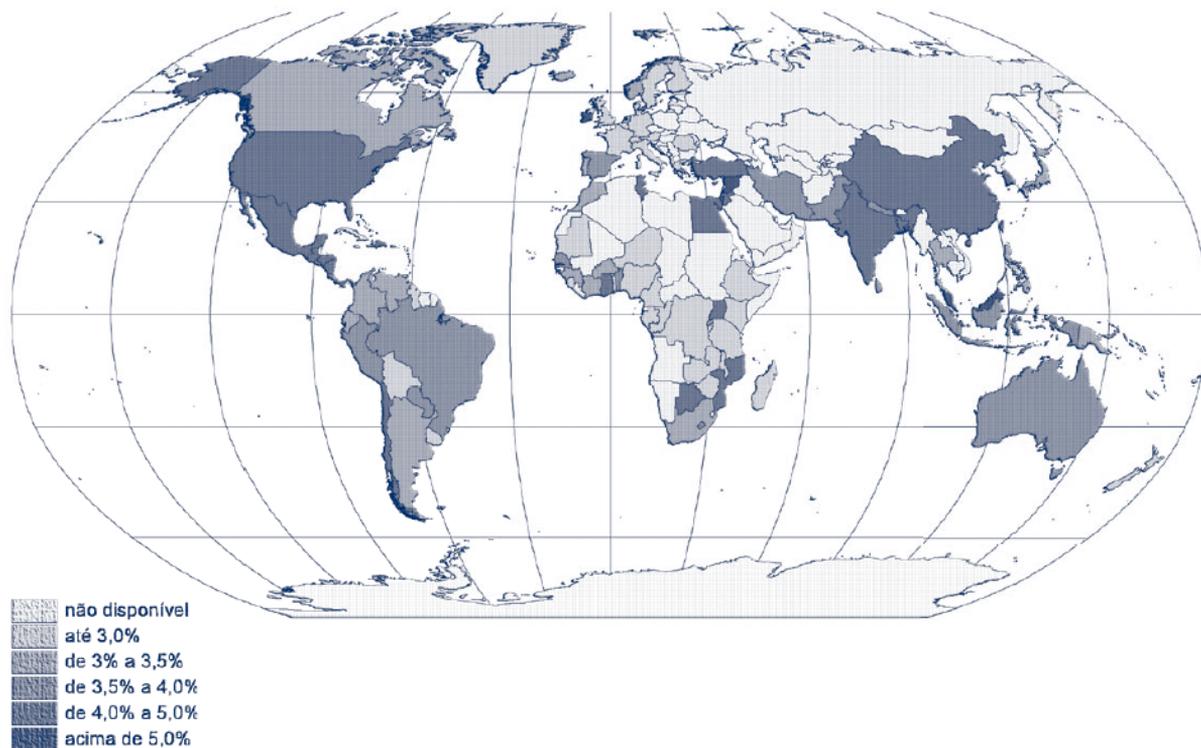
Para o País, esses desafios são particularmente importantes no que diz respeito ao crescimento econômico e à competitividade externa. Entre 1970 e 2004,

Brasil terá que ampliar sua oferta de energia num ritmo ainda maior, por aqui visto somente nos anos 1970.

o crescimento do consumo de energia, de 3,36% ao ano, foi superado pelo crescimento da oferta interna, de 3,47% ao ano. Esse desempenho reduziu a dependência energética do país, ao mesmo tempo em que gerou a energia necessária para o desenvolvimento industrial e a urbanização. Agora, para sustentar um crescimento

econômico de 3,2% ao ano, o País terá que enfrentar a tarefa de expandir sua oferta de energia a um ritmo mais acelerado do que fez nos últimos 35 anos. E, para sustentar o crescimento econômico desejado, de 4,6% ao ano, o Brasil terá que ampliar sua oferta de energia num ritmo ainda maior, por aqui visto somente nos anos 1970.

Crescimento mundial do consumo de energia, % ao ano, 2005-2015



Revisão Tarifária

Estão sendo realizadas audiências públicas e estabelecidos critérios e normas técnicas para a realização das revisões tarifárias das empresas de distribuição e também de transmissão de energia elétrica.

Os processos de revisão tarifária, previstos na legislação do setor, visam estabelecer mecanismos para a incorporação nas tarifas de ganhos de eficiência empresarial e corrigir eventuais repercussões financeiras que possam afetar o valor das tarifas, durante o prazo de duração das concessões.

Tais processos de revisão, no caso das distribuidoras, se fará já pela segunda vez. Diversas normas técnicas compõem o marco legal a ser observado pelas empresas neste processo de revisão tarifária, que se realiza periodicamente e difere do reajuste anual das tarifas. Tratam da matéria, entre outros documentos regulatórios, as Resoluções 65/2006, 67/2006, 68/2006 e sete anexos, bem como as Resoluções 030/2003, 007/2004 e 122/2005.

Programas de Eficiência Energética

As empresas de distribuição de energia elétrica devem investir anualmente em programas de eficiência energética, aprovados pela autoridade reguladora, uma percentagem da receita operacional líquida. Esta percentagem foi reduzida, pela Lei 9991/00, para 0,25% da receita, o que deveria ser aplicado a partir deste ano de 2006. Entretanto, Projeto de Lei em discussão na Câmara dos Deputados prevê que tal percentual continue a ser fixado em 0,5% da receita operacional líquida, até o ano de 2010. O projeto já foi aprovado pela Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania da Câmara dos Deputados.

A Resolução Normativa 25, de 28/03/06, da ANEEL, alterou normas do Manual para Elaboração de Projetos de Eficiência Energética, que devem ser observadas para que sejam encaminhados para exame e aprovação da agência reguladora.

Leilões de energia nova e de linhas de transmissão

Estão sendo estabelecidas pela agência reguladora, através de diversas normas específicas, as condições para participação de empresas em dois leilões marcados para o segundo semestre deste ano: o de novas linhas de transmissão e o de compra de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração, a chamada energia nova. Tratam da matéria os Editais 01/2006 (para linhas de transmissão) e 02/2006 (para compra de energia nova) e Adendos e Comunicados Relevantes emitidos pela ANEEL. Tais leilões estão previstos no novo modelo do setor elétrico, objeto de revisão, e visam garantir o suprimento da demanda de energia e sua adequada transmissão aos diversos mercados consumidores.

CONJUNTURA E PROJEÇÕES

Esta seção apresenta as principais séries estatísticas de geração e consumo de energia elétrica, bem como as de produção e consumo de petróleo e seus derivados e do álcool. Muito mais do que fornecer um espaço de fácil consulta para o acompanhamento da evolução anual do setor brasileiro de energia e petróleo, trata-se aqui de expor as estimativas de projeções de energia elétrica para as diferentes classes de consumo e a demanda futura de petróleo e de alguns de seus derivados e do álcool até o ano de 2008. Tais estimativas, realizadas pelo corpo técnico do Núcleo de Energia e Petróleo da FGV Projetos, foram geradas por meio de modelos econométricos estruturados e serão frequentemente atualizadas. O objetivo das projeções é fornecer aos leitores dos Cadernos FGV Projetos – Energia & Petróleo, um referencial das tendências de demanda do mercado energético brasileiro.

A FGV Projetos e a Fundação Getúlio Vargas, bem como seu corpo técnico, não se responsabilizam pelo uso ou tratamento que se venha a fazer em contratos, sejam privados ou públicos, ou em qualquer outra forma legal de acordo, das estimativas aqui expostas de projeções de consumo de energia elétrica, de petróleo e álcool.

Geração e consumo de energia elétrica

Período	Geração de energia elétrica (GWh), Brasil					Consumo de energia (GWh), Brasil					
	Hidráulica	Térmica convencional	Termo nuclear	Total	Variação (%) [*]	Comercial	Residencial	Industrial	Outros	Total	Variação (%) [*]
1985	-	-	-	-	-	18.539	32.624	90.840	21.012	163.015	9,9
1986	-	-	-	-	-	19.610	35.747	97.138	21.775	174.270	6,9
1987	-	-	-	-	-	20.465	38.343	97.403	23.361	179.572	3,0
1988	-	-	-	-	-	21.337	40.536	100.527	26.197	188.597	5,0
1989	-	-	-	-	-	22.367	43.655	102.997	28.166	197.185	4,6
1990	-	-	-	-	-	23.790	47.951	99.871	29.027	200.639	1,8
1991	-	-	-	-	-	24.957	51.108	102.601	30.742	209.408	4,4
1992	-	-	-	-	-	25.940	51.901	103.327	31.589	212.757	1,6
1993	-	-	-	-	-	27.392	53.626	106.981	32.649	220.648	3,7
1994	-	-	-	-	-	28.869	55.954	107.063	34.039	225.925	2,4
1995	-	-	-	-	-	32.276	63.576	111.666	36.318	243.836	7,9
1996	294.464,16	6.315,69	2.429,40	303.209,25	-	34.764	69.051	116.516	37.280	257.611	5,6
1997	310.669,68	7.110,23	3.089,47	320.869,38	5,8	38.197	74.089	121.717	39.277	273.281	6,1
1998	322.785,75	6.604,51	3.016,87	332.407,13	3,6	41.544	79.339	121.978	41.659	284.525	4,1
1999	325.647,12	12.299,38	3.977,06	341.923,56	2,9	43.589	81.293	123.892	43.418	292.190	2,7
2000	335.586,76	15.030,83	5.979,62	356.597,21	4,3	47.627	83.614	131.280	45.011	307.530	5,3
2001	292.385,46	19.473,53	14.278,66	326.137,65	-8,5	44.433	73.622	122.538	42.662	283.259	-7,9
2002	315.420,84	17.436,64	13.849,50	346.736,55	6,3	45.255	72.661	127.628	44.326	289.867	2,3
2003	336.822,17	15.336,38	13.357,93	365.516,48	5,4	47.522	76.167	130.232	47.071	300.992	3,8
2004	351.966,74	33.159,54	11.582,63	396.708,91	8,5	49.609	78.459	142.320	47.040	317.428	5,5
2005	370.265,82	20.383,85	9.855,15	400.523,21	1,0	53.252	82.698	150.026	49.956	335.932	5,8
Projeções FGV Projetos											
2006	-	-	-	-	-	56.907	87.073	157.773	52.865	354.619	5,6
2007	-	-	-	-	-	60.569	91.598	165.618	55.748	373.533	5,3
2008	-	-	-	-	-	64.230	96.286	173.610	58.590	392.717	5,1

* ante mesmo período do ano anterior. Fonte: ONS

* ante mesmo período do ano anterior. Fonte: Eletrobrás

Produção e consumo de petróleo e derivados e álcool

	Petróleo (10 ³ m ³)			Óleo combustível(10 ³ m ³)			Óleo diesel (10 ³ m ³)		
	Produção (1)	Importação (2)	Consumo total	Produção	Importação	Consumo total	Produção	Importação	Consumo total
1985	31.710	31.629	62.952	12.430	234	9.864	20.507	428	20.175
1986	33.200	34.872	66.991	13.295	367	11.501	22.669	814	22.382
1987	32.829	35.882	68.582	12.690	898	11.631	24.126	576	23.676
1988	32.237	37.165	69.108	12.162	1.807	11.511	24.761	548	24.423
1989	34.543	34.336	69.179	12.651	1.064	11.003	24.656	973	24.986
1990	36.590	33.121	68.098	12.563	656	10.713	24.160	681	24.589
1991	36.145	30.510	66.099	11.983	239	9.988	23.844	1.821	25.584
1992	36.538	30.748	68.523	12.666	537	10.700	24.300	2.257	26.267
1993	37.329	29.487	69.220	12.314	5.113	11.372	23.450	4.384	26.996
1994	38.766	32.061	73.036	12.534	2.883	11.685	26.216	3.267	28.104
1995	40.216	29.209	71.150	12.373	734	12.328	25.879	4.250	30.033
1996	45.603	33.095	76.396	14.180	1.724	13.693	26.729	4.907	31.124
1997	48.832	33.341	81.790	15.775	471	13.878	27.959	5.892	33.042
1998	56.587	31.933	88.098	18.085	58	13.703	29.409	6.207	34.829
1999	63.921	27.289	91.750	17.545	238	13.001	31.521	5.223	36.196
2000	71.844	23.109	92.437	17.672	71	12.068	31.316	5.859	36.442
2001	75.014	24.243	95.484	18.841	13	11.057	32.369	6.585	38.047
2002	84.434	22.165	93.565	18.007	59	10.026	32.549	6.389	38.678
2003	87.024	19.885	93.014	16.607	93	8.218	35.421	3.820	38.308
2004	86.197	26.162	98.225	16.918	130	7.314	39.235	2.695	40.677
2005 *	94.797	22.015	100.882	15.075	53	9.372	38.396	2.371	40.467

Projeções FGV Projetos

2006	-	-	102.207	-	-	9.502	-	-	41.370
2007	-	-	103.848	-	-	9.559	-	-	42.893
2008	-	-	105.721	-	-	9.550	-	-	44.742

	Gasolina (10 ³ m ³)			GLP (10 ³ m ³)			Gás natural (10 ³ m ³)			Álcool etílico (10 ³ m ³)		
	Produção	Importação	Consumo total	Produção	Importação	Consumo total	Produção	Importação	Consumo total	Produção	Importação	Consumo total
1985	12.036	211	7.696	6.282	873	6.621	5.467	0	3.027	11.563	0	9.019
1986	12.309	128	8.685	6.382	1.093	7.184	5.686	0	3.444	9.983	0	11.598
1987	12.798	11	7.620	6.865	1.391	7.874	5.781	0	3.886	12.340	0	11.759
1988	12.658	7	7.400	6.290	2.400	8.386	6.076	0	3.972	11.523	0	12.398
1989	12.361	3	8.357	6.604	2.298	8.820	6.105	0	4.138	11.809	0	13.426
1990	11.971	5	9.516	7.016	2.338	9.226	6.279	0	4.163	11.518	1.156	12.390
1991	11.899	10	10.302	6.612	2.756	9.165	6.597	0	4.214	12.862	1.084	12.586
1992	12.453	0	10.249	7.012	2.764	9.682	6.976	0	4.493	11.766	550	12.311
1993	14.859	0	10.780	7.354	3.056	9.740	7.355	0	4.820	11.395	1.456	12.995
1994	15.202	30	11.806	7.375	3.120	9.933	7.756	0	5.123	12.513	1.866	13.936
1995	15.007	914	14.119	6.974	4.236	10.518	7.955	0	5.322	12.745	2.425	14.512
1996	16.405	951	16.524	6.758	4.451	11.098	9.156	0	5.944	14.134	1.321	14.965
1997	18.241	392	18.071	6.690	4.665	11.543	9.825	0	6.233	15.494	882	14.345
1998	20.203	210	19.003	6.793	5.025	11.961	10.788	0	6.704	14.121	156	14.233
1999	19.121	226	17.798	7.333	5.379	12.493	11.898	400	7.732	12.981	371	14.240
2000	19.416	61	17.225	7.761	5.097	12.825	13.283	2.211	10.091	10.700	64	12.386
2001	19.657	320	16.959	8.694	3.848	12.681	13.998	4.608	12.829	11.466	118	11.583
2002	19.478	164	16.201	8.940	3.353	12.125	15.525	5.369	15.055	12.587	2	12.516
2003	19.576	185	17.094	9.418	2.040	11.450	15.792	5.055	15.941	14.470	6	11.912
2004	19.636	57	17.718	9.783	2.040	11.755	16.971	8.086	19.373	14.648	6	13.291
2005 *	19.102	71	16.342	8.842	948	9.637	17.699	8.998	26.697	-	-	14.057

Projeções FGV Projetos

2006	-	-	17.054	-	-	9.400	-	-	28.525	-	-	14.913
2007	-	-	17.753	-	-	9.230	-	-	30.547	-	-	15.863
2008	-	-	18.438	-	-	9.116	-	-	32.772	-	-	16.909

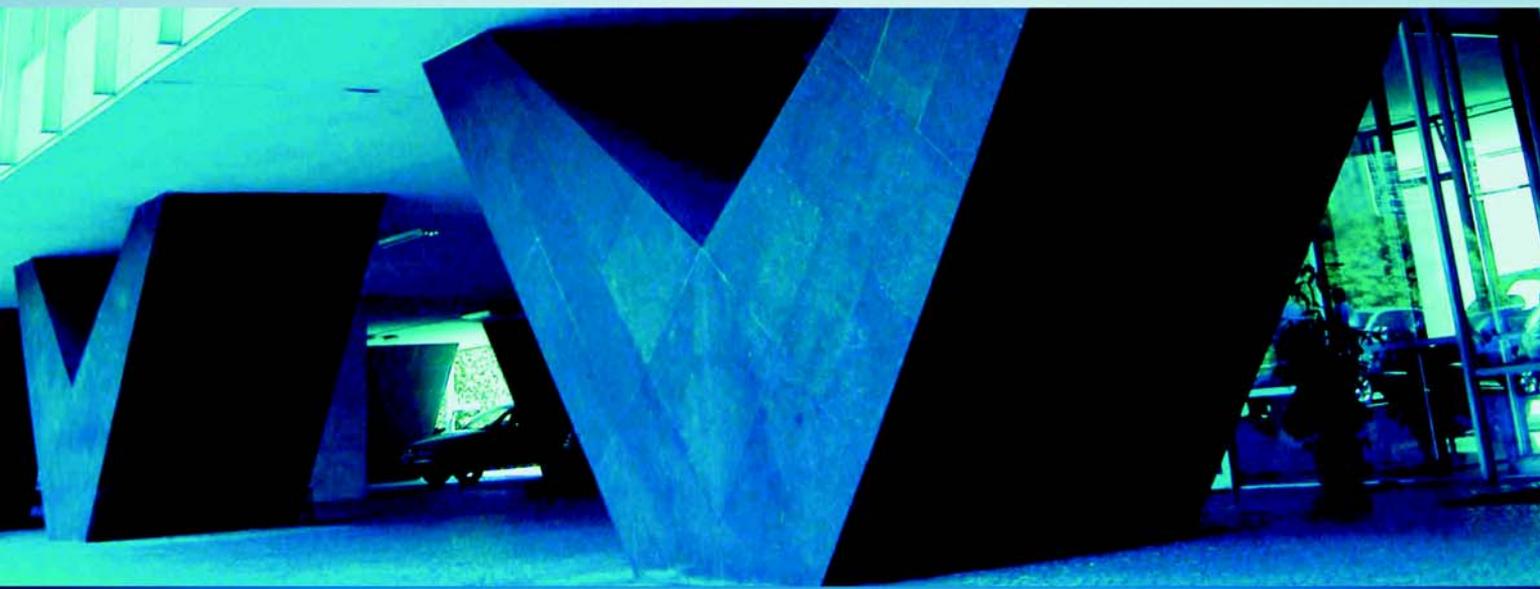
Fonte: BEN

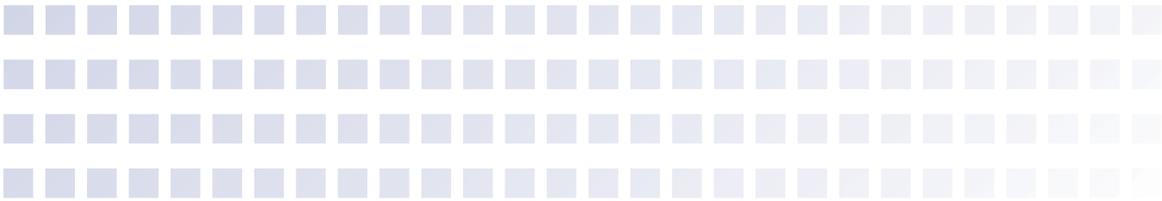
FGV

HÁ MAIS DE 60 ANOS FAZENDO PARTE DA HISTÓRIA DO BRASIL

A FGV participa ativamente da história do Brasil, formando profissionais, incentivando projetos, e criando bases para o desenvolvimento do nosso país, através de sua estrutura:

- Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil
- Escola de Administração de Empresas de São Paulo
- Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas
- Escola de Direito do Rio de Janeiro
- Escola de Direito de São Paulo
- Escola de Economia de São Paulo
- Escola de Pós-Graduação em Economia
- Editora FGV
- FGV Projetos
- Instituto Brasileiro de Economia
- Instituto de Desenvolvimento Educacional





FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

FGV PROJETOS

PRAIA DE BOTAFOGO, 190 | 6º ANDAR | BOTAFOGO | RIO DE JANEIRO | RJ
TEL.: (21) 2559-5819

AVENIDA PAULISTA, 548 | 8º ANDAR | CERQUEIRA CESAR | SÃO PAULO | SP
TEL.: (11) 3281-3328

E-MAIL: FGVPROJETOS@FGV.BR | WWW.FGV.BR/FVGPROJETOS

