

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás

Julho de 2004 – Ano 5 – n.06

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do Mês atenta para a importância do papel do modelo institucional do setor elétrico na busca por uma trajetória de crescimento econômico sustentável.

No primeiro artigo do mês, Nicholas Trebat e Edmar Almeida traçam um breve panorama acerca da indústria do gás natural na Bolívia, examinando os impactos da crise política do país sobre a definição da nova lei de hidrocarbonetos.

No segundo artigo, Mozart Schmitt de Queiroz apresenta uma síntese do que foi discutido

durante a Conferência Mundial Sobre Energias Renováveis, realizada em junho na Alemanha, enfatizando os resultados alcançados.

No Ensaio do Mês, Luiz Eduardo Dutra analisa o mercado de gás natural no Brasil, utilizando ferramentas microeconômicas para avaliar ganhos e perdas associados à prática de diferenciação de preços.

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

EQUIPE

Secretário Executivo:

Edmar Luiz F. de Almeida

Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Carmen Alveal

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

Edição

Mariana Iooty

Nicholas Trebat

Akio Nakamura

Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

NESTA EDIÇÃO

Editorial	2
Petróleo	
A Crise na Bolívia e Seus Impactos Para a Indústria de Gás...	3
Alguns Destaques da Conferência Mundial Sobre Energias Renováveis (Bonn, 1 a 4 de junho de 2004).....	6
Ensaio do Mês	
Ganhos e Perdas com a Diferenciação de Preço do Gás Natural em um Mercado Incipiente	10
Fatos Marcantes do Mês	15
Anexo Estatístico	17
Apolo	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

Editorial

Crescimento Econômico, Infra-estrutura e Instituições

Os sinais emitidos pela economia brasileira, de uma recuperação mais vigorosa do que a prevista, surpreenderam os analistas e recolocaram no centro da discussão econômica as restrições à sua sustentação. Entre estas restrições destacam-se aquelas relativas à infra-estrutura, em particular a energética.

Neste momento, em que as discussões se intensificam, cabe chamar a atenção para alguns princípios que ajudam a manter o debate dentro de um escopo construtivo.

Uma nova agenda para o setor elétrico brasileiro era necessária, face ao fracasso da anterior. Esse fracasso não foi devido apenas a falhas de implementação, mas à própria concepção inicial, que subestimou as dificuldades intrínsecas às reformas do setor elétrico, e, mais do que isso, a importância das especificidades industriais e institucionais do caso brasileiro.

Prantear essa agenda, que cevou, de forma diligente, dois apagões e um racionamento, serve para justificar equívocos, não para encontrar saídas aos graves desafios enfrentados pelo país neste momento. Cabe deixar às suas viúvas, o lamento pela perda dessa pauta que faleceu no racionamento de 2001, e que foi capaz de deixar insatisfeitos consumidores, empresas e investidores; tendo sido ruim tanto para aqueles que utilizam a energia elétrica, quanto para aqueles que atuam no negócio elétrico. Enfim, que não foi boa nem para o país, nem para os negócios.

O novo modelo institucional do setor elétrico representou a tentativa de construir uma nova agenda, respeitando as nossas especificidades industriais e institucionais. Nesse sentido, significou um avanço; que só foi possível graças a um quadro marcado pelo aumento das dúvidas acerca do futuro das reformas do setor elétrico, no âmbito internacional, e pelo trauma do racionamento, no âmbito nacional. Portanto, a razão da mudança transcende a simples troca de Governo, atingindo questões estruturais que vão além das contendas político-partidárias que marcam a regularidade democrática dos pleitos eleitorais.

Assim, a velha agenda está ultrapassada, não por uma derrota eleitoral, mas devido a sua incapacidade de responder aos desafios que lhe foram colocados pela realidade concreta do desenvolvimento do país. Logo, a partir de agora, o debate estará nucleado pela

nova agenda, cujo marco legal foi definido, de forma legítima, no âmbito do Congresso Nacional no início do presente ano.

A superação das restrições de infra-estrutura, que ameaçam a sustentação do crescimento, é que sancionará, ou não, o novo modelo institucional do setor elétrico. A construção dessa nova institucionalidade - capaz de criar o ambiente propício ao investimento necessário à expansão da oferta de energia - não se restringe à elaboração de regras, normas e procedimentos legais. Um ambiente institucional estável no tempo demanda a construção de convergências, que, por sua vez, exige um ativo processo de negociação política, em torno de ganhos futuros equilibrados entre interesses privados, muitas vezes divergentes, e públicos, na maioria das vezes difíceis de serem organicamente manifestos e representados no embate político.

Por conseguinte, a configuração de um novo ambiente institucional vai exigir tempo, e isto não deve ser subestimado, sob pena de reproduzir os mesmos equívocos que está se tentando superar. Não se deve esquecer que o tempo ganho, se atropelando o futuro no presente, custa a solidez do futuro, que está, justamente, tentando-se edificar no presente. Instituições sólidas demandam tempo para serem construídas.

No entanto, mesmo reconhecendo o elevado grau de diligência e apuro que envolve a elaboração da nova regulamentação do setor elétrico, cabe chamar atenção para os riscos de se prolongar em demasia tal empreendimento. Isto significaria estender, além do necessário, um quadro de indefinições que impede a redução das incertezas referentes ao processo de tomada de decisão de novos investimentos e, em consequência, restringe a retomada do crescimento.

Finalmente, cabe lembrar que a retomada dos investimentos no setor energético não se encerra no setor elétrico. É necessário avançar em duas matérias essenciais: o novo modelo para o setor de gás natural no Brasil e as Parcerias Público Privadas. O encaminhamento destas duas matérias será fundamental para tornar claro o quadro institucional do setor energético brasileiro, propiciando um ambiente favorável aos investimentos na expansão da oferta energética, necessários à sustentação do, tão desejado, crescimento econômico.

Conselho Editorial

A Crise na Bolívia e Seus Impactos Para a Indústria de Gás

Nicholas Miller Trebat¹
Edmar de Almeida²

A crise política na Bolívia, que culminou na derrocada do presidente Gonzalo Sanchez de Lozada, tem origens na complexa história econômica e política do país. A Bolívia vive num equilíbrio frágil desde as eleições presidenciais de 2002. A eleição mostrou que os eleitores estavam divididos entre duas posições políticas: o partido conservador e empresarial de Lozada (Movimiento Nacionalista Revolucionario) e o socialista de Evo Morales (Movimiento al Socialismo). Visto que nenhum dos candidatos obteve mais de 50% dos votos, o congresso foi obrigado a escolher o vencedor. Sanchez Lozada foi eleito no Congresso e conseguiu o mandato para comandar uma sociedade muito dividida.

Esta frágil configuração política boliviana também tem relação com o conflito em torno do projeto Pacific LNG para exportar gás natural liquefeito aos EUA utilizando portos chilenos. Este projeto encontrou forte oposição política no país por duas razões principais: as dúvidas quanto aos benefícios econômicos para o país e a oposição ao uso de um porto chileno para exportar o gás. Muitos bolivianos ainda ressentem a perda da saída boliviana ao mar após a Guerra do Pacífico contra o Chile, há cerca de 100 anos atrás.¹

Embora o conflito histórico com o Chile certamente tenha contribuído para a oposição popular ao projeto de GNL, boa parte dos protestos da população estavam relacionados aos questionáveis benefícios econômicos do projeto para a Bolívia. O consórcio Pacific LNG, liderado pelas multinacionais Repsol e BG, visava a exportação do gás boliviano aos EUA a um preço médio de US\$3,50/MMBTU. De acordo com a Lei de Hidrocarbonetos de 1996, concebida pelo governo de Sanchez Lozada, o governo boliviano arrecadaria em royalties 18% do preço na boca do poço para as exportações. Para vender gás nos EUA ao preço acima, o preço estimado na boca do poço teria que ser cerca de US\$0,70/MMBTU, resultando em receitas para a Bolívia de mais ou menos US\$0,13. Este valor era considerado muito baixo para os grupos da oposição, especialmente quando se leva em

conta que empresas bolivianas teriam participação ínfima no projeto.

Além dos benefícios econômicos questionáveis, a experiência da Bolívia com empresas multinacionais também contribuiu para diminuir o apoio ao projeto. Nos séculos XIX e XX, a Bolívia passou por três grandes ciclos de exportações de commodities não-renováveis: prata, guano e borracha, no século XIX; e, estanho no século XX. Nenhum destes ciclos resultou em desenvolvimento econômico significativo para a Bolívia, o que contribuiu para que se gerasse um clima de desconfiança quanto ao potencial do gás natural, outra *commodity* não-renovável.

Mais recentemente, a privatização da indústria na Bolívia, durante o primeiro mandato do presidente Lozada (1993-1997), gerou várias manifestações populares contra a transferência de recursos naturais para empresas estrangeiras privadas. Muitos bolivianos argumentam que estas empresas têm pouco interesse no desenvolvimento econômico da Bolívia. A mais famosa destas manifestações foi uma resposta à venda de uma empresa pública de distribuição de água potável à empresa norte-americana Bechtel. Embora negado por representantes da Bechtel, moradores da cidade de Cochabamba se queixaram de um aumento significativo nos preços da água quando a Bechtel assumiu a distribuição de água na cidade. Um levante popular contra a empresa, reprimido por tropas do governo, deixou um rapaz de 17 anos morto e mais de cem pessoas feridas. Em abril de 2000, a Bechtel se retirou do país deixando como lembrança um processo jurídico por meio do qual a empresa demandou US\$25 milhões como compensação.

Considerando então a experiência histórica da Bolívia com exportações de *commodities* juntamente com as experiências recentes com multinacionais, como a Bechtel, torna-se clara a razão da percepção geral na Bolívia de que o projeto de GNL seria apenas mais uma iniciativa mal sucedida para o país.

A Nova Lei de Hidrocarbonetos

Sob enorme pressão (e após a morte de 80 bolivianos em seis semanas de protestos), Lozada se exilou nos EUA e foi substituído pelo presidente Carlos Mesa. O governo de Mesa anunciou rapidamente planos para uma nova “Lei de Hidrocarburos”, em substituição a lei instituída durante o primeiro mandato de Lozada em 1996. Após meses de debate e a saída de dois ministros de energia, a nova lei ainda não foi aprovada pelo congresso. A única mudança concreta até agora foi a revogação do Decreto Supremo 24806, estabelecido em 1997. O Decreto determinava que os recursos de hidrocarbonetos do país na boca do poço seriam propriedade dos produtores privados de petróleo e gás. Como explicado pelo jornal La Prensa (14 de janeiro de 2004), “(...) com a decisão (revogação), o governo do presidente Carlos Mesa anula o polêmico decreto 24806 (...), por meio do qual as empresas seriam as proprietárias dos hidrocarbonetos, com o direito de definir preços, condições e tipos de produtos que exportavam e comercializavam.”

No momento, porém, a revogação é quase inteiramente simbólica. O que realmente alterará as “regras do jogo” na indústria de petróleo e gás na Bolívia é a aprovação da nova lei de hidrocarbonetos. O Governo Mesa tem publicado várias versões da lei; a primeira delas foi lançada no dia 8 de fevereiro. Embora variando um pouco em conteúdo, a nova lei é baseada nos seguintes itens: 1) instituição de um imposto complementar de hidrocarbonetos; 2) fortalecimento da empresa estatal YPFB ao longo da cadeia de petróleo e gás, da E&P à distribuição de combustíveis; e, 3) promoção da “industrialização” do gás, ou seja, a utilização do gás como insumo em processos de maior “valor agregado” como na produção de produtos petroquímicos, fertilizantes e *gas-to-liquids* (GTL).

O novo imposto (“Impuesto Complementar a los Hidrocarburos” – ICH) incide sobre vendas de óleo, gás natural e gás liquefeito de petróleo (GLP). De acordo com analistas da indústria, o Presidente Mesa considerava, até recentemente, a fixação deste imposto em 15% do valor da venda, permitindo aos produtores o desconto do imposto dos pagamentos de “surtax” que empresas petrolíferas pagam, teoricamente, todo ano pelas receitas da produção de petróleo e gás. Além disso, o ICH era previsto para ser um imposto progressivo, com a produção em campos maiores pagando uma maior percentagem que os

campos menores. Contudo, o anúncio recente de Mesa no mês de abril, acerca do *referendum* popular a ser realizado no dia 18 de julho, muda este cenário, e sugere que a alíquota do imposto pode ser de até 50%.

Novos contratos de exploração entre produtores e o governo podem dar à YPFB até 50% de participação em projetos de petróleo e gás. A empresa estatal também vai aumentar sua participação ao longo da cadeia do petróleo e gás, incluindo transmissão, refino e distribuição. Um maior papel para a YPFB tem sido uma das principais reivindicações de grupos da oposição, especialmente os que são contrários a projetos de GNL envolvendo empresas estrangeiras transnacionais. Analistas defendem que a participação da YPFB em projetos de suprimento de gás (principalmente para exportação) desanimará grandes produtores a investir na Bolívia. O governo, entretanto, diz que fará arranjos para manter as exportações (de gás ou GNL) competitivas. O partido MAS, principal grupo de oposição, liderado pelo candidato à presidência Evo Morales, defende um sistema no qual as multinacionais atuariam como contratantes para serviços de exploração e produção da YPFB.

A expressão “industrialização do gás” se refere ao uso deste insumo para consumo doméstico, geralmente como matéria-prima em processos produtivos com maior valor agregado, como na produção de produtos petroquímicos, aço, ureia e amônia. A idéia é usar os recursos naturais do país não somente para exportação da *commodity* (como fonte de divisas de curto prazo), mas também para estimular atividades na Bolívia que gerem renda, emprego e progresso técnico. Uma idéia, neste sentido, é a de se adicionar uma cláusula à nova lei de hidrocarbonetos determinando que, para cada metro cúbico do gás natural exportado, uma dada proporção do gás seja “industrializada” na Bolívia, ou seja, que parte da produção deva ser destinada, obrigatoriamente, para consumo doméstico na indústria.

O Referendum sobre a Nova Lei de Hidrocarbonetos

Como mencionado anteriormente, em abril deste ano o presidente Carlos Mesa anunciou que seu governo realizará um *referendum* público no dia 18 de julho sobre a nova política energética do país. O objetivo oficial do *referendum* é ajudar orientar a ação do Poder

Executivo em temas polêmicos. Dado o nível de conflito político na Bolívia, é provável que a resposta pública aos “temas” do *referendum* tenha uma forte influência sobre as decisões do congresso e do presidente com relação à nova lei. O *referendum* consiste nas seguintes perguntas:

1) Você está de acordo com a revogação da Lei de Hidrocarbonetos?

2) Você concorda que o Estado boliviano deve recuperar o controle sobre os hidrocarbonetos na boca do poço?

3) Você concorda que a YPFB deve ser reconstituída, recuperando para o Estado a propriedade sobre as empresas petrolíferas privatizadas, de tal forma que a YPFB possa participar em toda a cadeia da indústria de hidrocarbonetos?

4) Você concorda com a política do Presidente Carlos Mesa de usar o gás como recurso estratégico para obter uma saída útil e soberana ao Oceano Pacífico?

5) Você concorda que a Bolívia deve exportar o gás num contexto de uma política nacional orientada para o consumo da população boliviana, de tal forma a: promover a industrialização do gás no território nacional; fixar impostos e/ou royalties sobre as empresas petrolíferas de até 50% do valor da produção de gás e petróleo; e, direcionar estes recursos oriundos da exportação e industrialização do gás para, principalmente, educação, saúde, estradas e empregos?

Como visto, a forma como estas perguntas estão colocadas demonstra claramente o interesse do governo em nacionalizar os recursos de petróleo e gás, aumentando as receitas do governo e o poder da YPFB na indústria de hidrocarbonetos, e orientando a política boliviana de gás para o consumo doméstico.

No que tange a “nacionalização” dos recursos de hidrocarbonetos, a idéia parece estar embutida na questão 2, na qual se indaga acerca da possibilidade do Estado boliviano recuperar a propriedade dos recursos na “boca do poço”. O sentido desta pergunta não está claro, e é uma fonte de intenso debate político no país. Grupos políticos identificados com o MAS estão lutando para o Estado retomar o controle sobre todos os hidrocarbonetos no país. Levado ao extremo, isto significaria a anulação de todos os contratos existentes e o controle direto governamental, através da YPFB, sobre a extração e as vendas de hidrocarbonetos. De outro lado, grupos mais moderados defendem uma nacionalização segundo a qual empresas privadas pagariam para extrair e produzir petróleo e gás.

Neste sentido, o *referendum* está baseado numa questão que deixa ambíguo o seguinte ponto fundamental: o que significa “propriedade na boca do poço” em termos do novo papel do Estado boliviano na indústria, e quais as implicações para as empresas privadas atualmente operando no país?

Pesquisas de opinião recentes sobre o *referendum* mostram que cerca de 80% dos bolivianos defendem a nacionalização do gás. Portanto, o governo boliviano terá apoio político para alterar radicalmente a política energética nacional. O escopo destas mudanças dependerá, todavia, da evolução política do país.

¹ Mestrando IE-UFRJ

² Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

ⁱ O Peru é uma alternativa à exportação do GNL pelo Chile. É pouco provável, porém, que esta opção se concretize: primeiro, um projeto de GNL pelo Peru seria US\$300 milhões mais caro; segundo, a construção de uma planta de liquefação no Peru estimularia produção no Camisea, campo gigante de gás no Peru, forçando a produção boliviana a competir com a peruana.

Alguns Destaques da Conferência Mundial Sobre Energias Renováveis realizada em Bonn (1 a 4 de junho de 2004)*

Mozart Schmitt de Queiroz¹

1 – A Conferência

Atendendo a um convite do governo da Alemanha, 154 países se reuniram em Bonn, entre 1 e 4 de junho de 2004, para discutir a temática das energias renováveis. Este encontro representou a concretização de uma proposta apresentada durante a Conferência de Joannesburgo, visando avançar do plano da discussão genérica para o de ações concretas, de forma a promover a massificação do uso das fontes renováveis.

Obviamente, a discussão foi além das energias renováveis. Os esforços pela introdução destas fontes nas matrizes energéticas perpassa, principalmente, duas outras questões:

- a mudança do clima no planeta, decorrente da queima de combustíveis fósseis; e
- a ampliação do acesso à energia para cerca de 1/3 da população mundial.

Em paralelo ao debate oficial, foi redigido um manifesto que passou por democrático debate em plenário, antes de ser aclamado em sua quinta e última versão.

O Brasil se destacou em dois pontos. Foi o centro das atenções sempre que se falou de combustíveis renováveis, principalmente durante a exposição do Professor Emílio La Rovere sobre

a experiência do Pro-Álcool brasileiro. Além disso, mereceu destaque, durante o debate do manifesto, a participação da Ministra Dilma Rousseff trazendo à tona a questão das hidroelétricas e reafirmando a visão de que elas são fontes renováveis, quaisquer que sejam suas dimensões.

2 – Alguns Pontos de Destaque da Conferência em Bonn

A respeito das discussões realizadas no evento acerca de energias renováveis, alguns registros merecem destaque.

2.1 – A Exclusão e o Desperdício Energético

Cerca de 1/3 da população mundial ainda vive como no século XIX: sem acesso a nenhuma fonte de energia. São cerca de 2×10^9 de pessoas excluídas do desenvolvimento humano.

Enquanto isso, alguns países desenvolvidos convivem com altos níveis de desperdício. Atualmente, 1/4 da população mundial que vive em países industrializados consome cerca de 3/4 dos recursos energéticos do planeta. Os números do consumo de energia *per capita* nos vários continentes e em países representativos de diferentes padrões de vida dizem mais sobre estas discrepâncias (Tabela 1).

Tabela 1 – Consumo energético *per capita* em 1999: Comparações entre países e continentes

Contraste entre Continentes	Consumo <i>per capita</i> em GJ/ano	Contraste entre Países	Consumo <i>per capita</i> em GJ/ano
Mundo	68	EUA	348
América do Norte	345	Alemanha	172
Oceania	190	Japão	170
Europa	140	China	37
CIS	131	Indonésia	26
América do Sul	45	Índia	20
Ásia	30	Yemen	6
África	25	Bangladesh	5

Fonte: AIE, dados de 1999 incluindo o uso de fontes não comerciais de energia.

O exemplo de diversos países industrializados na Europa e do Japão mostra que é possível viver em condições confortáveis com um consumo energético *per capita* bem inferior ao americano.

2.2 – O Espaço das Energias Renováveis

Do conjunto de apresentações e debates ocorridos durante os quatro dias da Conferência - bem como os desenvolvidos no *Second World Renewable Energy Forum: Renewing Civilization by Renewable Energy*, que ocorreu também em Bonn, de 29 a 31 de maio - pode-se destacar um conjunto de razões que estão levando a uma maior difusão do uso das energias renováveis no planeta.

Energia é um produto fundamental para a melhoria das condições de vida e para o progresso econômico das sociedades. Como não poderia deixar de ser, todos os países estão em busca do aproveitamento das fontes mais baratas disponíveis – o que depende de condições naturais locais e de disponibilidade tecnológica.

Muitos países desenvolvidos, mas com poucas fontes primárias de energia, têm investido pesado no desenvolvimento tecnológico voltado ao uso de fontes renováveis de energia. Destacam-se os esforços da Alemanha, do Japão e dos próprios EUA. Para estes países, o objetivo central é reduzir a dependência de fontes de energia importadas. Secundariamente, busca-se a geração de empregos e a capacitação tecnológica, com foco no mercado internacional. Aparece também, como motivação central, a preocupação com as questões ambientais.

2.3 – A Questão dos Custos

Na medida em que se aumenta o aproveitamento de qualquer fonte, seu custo unitário tende a cair rapidamente, seja pelo crescimento da escala de operação das fábricas de equipamentos, seja por avanços tecnológicos decorrentes justamente do maior uso.

No caso da maioria das fontes de energia renováveis, defende-se que a escala mínima, que permitiria a sua viabilidade econômica, não foi ainda alcançada. Neste sentido existe um entendimento de que para reduzir os custos do aproveitamento de fontes renováveis de energia é preciso subsidiá-las por algum tempo, até que se tornem economicamente competitivas.

Por outro lado, existe uma série de externalidades decorrentes do uso de fontes não renováveis que ainda não são incorporadas ao

seu custo. Assim, fica claro que com mais investimento em tecnologia, com subsídios para a massificação do uso, e com a internalização das externalidades nos preços das energias convencionais, as vantagens das renováveis aparecerão também em termos de custos.

2.4 – O Drama dos “Sem Energia”

No Brasil é estimado em 12 milhões o número de pessoas ainda sem acesso a energia elétrica. Existem, no entanto, países em pior situação: dados apresentados durante o evento indicam que em alguns países esse índice alcança 80%.

Dados de alguns países registram a triplicação, em menos de um ano, da renda *per capita* das comunidades que passam a receber energia elétrica. Neste sentido, debateu-se acerca da necessidade de fundos internacionais para auxiliar as regiões e países em situações mais críticas de falta de energia elétrica. Os resultados alcançados durante a conferência se limitaram a alguns anúncios de mais recursos a fundo perdido, bancados, em sua maior parte, pelo governo alemão e pelo JEF.

2.5 – Alguns Programas com Caráter Social

No decorrer do evento, vários países trouxeram a público experiências simples, implementadas com poucos recursos financeiros, mas que significaram melhorias significativas na vida das pessoas beneficiadas.

2.5.1 – Fogões de Baixo Custo

A realidade de milhões de famílias no mundo sem acesso à energia é também o não acesso a combustíveis para o cozimento de alimentos. A alternativa mais comum é o uso da lenha para queima, feita em geral, de maneira extremamente ineficiente, em fogo de chão, dentro ou fora das casas. A distância das residências às fontes de lenha pode absorver horas de caminhadas diárias. Além disso a queima no interior das casas expõe as pessoas aos gases da combustão vegetal que contêm produtos cancerígenos.

Nessas circunstâncias, um simples fogão de pedra e barro, com uma chapa metálica e dotado de um duto que leve a fumaça para fora da casa, já constitui um enorme benefício. O fogão garante maior eficiência no aproveitamento do calor, significando menos esforços para a busca do combustível. Já o duto reduz a exposição à poluição no interior da casa, melhorando a saúde familiar.

2.5.2 – Fogões Solares

Estiveram em exposição durante o evento fogões solares do tipo parabólico, construídos em alumínio especial, para concentrar o calor solar e cozinhar alimentos.

Esse equipamento está tendo grande difusão na África. Poderia também ter grande utilidade no Nordeste brasileiro, onde o GLP é caro e a vegetação nativa vem sendo queimada como lenha.

2.5.3 – Biodigestores

A tecnologia de produção de biogás é bastante conhecida e utilizada para aproveitamento de resíduos e tratamento de efluentes. Na Alemanha, por exemplo, desde 1948 existem reatores de grande escala produzindo biogás, que é utilizado para a cogeração de energia e calor.

No mundo, existem cerca de 10 milhões de habitações que obtêm iluminação a partir de biodigestores.

3 – Massificação do Uso para Reduzir os Custos

3.1 – Eólica

O aproveitamento dos ventos é uma das fontes de energia renovável que mais vem crescendo no mundo. Grandes parques de geração, utilizando máquinas de grande potência, são cada vez mais comuns na Europa, EUA, Japão e China, entre outros. Ao todo, a potência instalada no mundo saltou de 1,9 GW em 1990 para 39 GW em 2003.

O custo da energia eólica vem caindo de forma expressiva: em 1982 estava em torno de 3.500 Euros por kW; em 2002 caíra para 1.100 Euros. Este valor inclui equipamentos, instalação e conexão à rede.

Em muitas regiões, como no Brasil, o período de melhores ventos é diferente do período de cheias, portanto, esta fonte pode ser empregada de forma complementar à hidroeletricidade. Em países com matrizes energéticas fortemente dependentes de termoeletricidade, a difusão do uso de energia eólica pode significar uma grande redução das emissões de gases.

3.2 – Solar Fotovoltaica

A superfície terrestre recebe de 900 a 1200 kWh/m²/ano. Uma pequena área do planeta, portanto, permitiria suprir as necessidades energéticas da humanidade.

Esta fonte energética vem recebendo massivos incentivos de países desenvolvidos. Nos últimos anos, o Japão, países europeus e os EUA vêm aumentando significativamente o uso de painéis fotovoltaicos conectados à rede, que dispensam a necessidade do uso de baterias.

Incentivos para instalação de painéis conectados à rede têm aumentado a escala das unidades produtoras. A produção mundial de células fotovoltaicas em 2003 foi de 742 MWp, 40 % maior que a de 2002. A capacidade instalada no mundo alcançou 3.120 MWp em 2003.

3.3 – Termo-Solar

O aproveitamento da energia solar para aquecimento é uma forma comprovadamente viável frente a outras fontes de energia. Vários países vêm adotando programas agressivos visando a sua massificação. Há no mundo cerca de 62 milhões de m² de coletores, mais da metade na China, cerca de 25% na UE e cerca de 20% no Japão.

O seu custo caiu de cerca de 13.000 Euros em 1982 para cerca de 6.000 Euros em 2002.

3.4 – Geotérmica

O aproveitamento da energia geotérmica ainda não é viável para aqueles que o desejam, mas apenas para aqueles que dispõem de condições propícias. Em tese, em qualquer lugar do planeta se pode atingir altas temperaturas com perfuração de poços ultraprofundos, no entanto, as condições variam de região para região. No Brasil, estudos apontam para o aumento de 1º C a cada 100m perfurados. Na Europa Central o crescimento é de 3º C. Em regiões com condições mais favoráveis, como a Islândia e a Itália, já há significativo aumento de aproveitamento de energia geotérmica. Em 2000, a capacidade instalada de energia geotérmica no mundo era de 8.500 MW.

3.5 – Biomassa Sustentável

O conceito de biomassa sustentável implica, em tese, na não destruição de vegetação nativa. Obviamente, sempre é questionável se biomassa produzida em monoculturas é sustentável. Aceitemos, no entanto, o conceito de biomassa renovável como aquela cultivada.

A produção de álcool e energia elétrica a partir de cana no Brasil é o programa mais visível, mas começa a aparecer o biodiesel na Alemanha e em outros países europeus. Nos EUA vem crescendo a produção de álcool a partir do milho.

4 – Hidrelétricas: uma Polêmica à Parte

As hidrelétricas têm sido bastante questionadas quando se trata de grandes aproveitamentos. Duas são as razões principais. Primeiramente, quando suas bacias de reservatórios são grandes e acabam inundando vegetações, elas podem levar a grandes emissões de gases. Além disso, a construção de suas bacias pode requerer grandes deslocamentos de pessoas.

Por essas razões, organismos internacionais praticamente cortaram linhas de financiamento para grandes hidrelétricas há algum tempo.

Sobre este tema, a posição brasileira, assumida pela Ministra Dilma Roussef em defesa da energia hidrelétrica foi clara. Ela afirmou que a matriz brasileira é limpa e renovável porque é baseada em hidrelétricas.

Como resultado da discussão, registrou-se, no documento final, a hidroeletricidade como energia renovável, sem restrição a tamanho das unidades geradoras.

5 – Fontes de Financiamento

O Banco Mundial, de 1990 até 2004, elevou de 4% para 14% de sua carteira o montante reservado para Energia Renovável e Eficiência Energética. Desde 1990, a instituição destinou cerca de US\$ 3,1 bilhões para estes fins. O GEF, adicionalmente, aprovou cerca de US\$ 1 bilhão. O IFC contribuiu com US\$ 845 milhões.

Ao todo, os investimentos mundiais em energia renovável saltaram de cerca de US\$ 6 bilhões em 1995 para aproximadamente US\$ 20 bilhões em 2003. Apesar do avanço, é consensual a idéia de que são necessários de mais recursos.

6 – Compromissos do Brasil

Um dos acordos firmados entre os participantes da conferência foi o de todos os países registrarem seus compromissos concretos de uso de energias renováveis, conservação de energia e difusão tecnológica.

O Brasil assumiu cinco compromissos:

- implementação do PROINFA;
- implementação do programa “Luz Para Todos” (que usará tecnologias convencionais e renováveis);
- implementação do programa de biodiesel;

- disponibilização de tecnologia de produção de álcool combustível para uso em mistura com gasolina;

- ampliação da capacidade de geração de energia hidroelétrica e disponibilização da tecnologia para outros países.

7 – A Declaração Política

A Declaração Política do evento foi articulada por Mohamed El-Ashry e aprovada por aclamação. Ainda que com o feitiço de declaração de intenções, pelo número de signatários, adquire uma enorme importância e peso político.

Subdividido em 11 itens, o documento possui os seguintes destaques:

- acorda um caráter de urgência no desenvolvimento do aproveitamento de fontes renováveis;

- avalia que o uso de energias renováveis, ao lado de programas de eficiência energética, deve se constituir na principal fonte de aumento da oferta de energia no mundo;

- define como energias renováveis a solar, eólica, hídrica (sem se referir a limite de tamanho), biomassa (incluindo biocombustíveis) e geotérmica;

- associa a difusão das energias renováveis ao esforço de combate à miséria no planeta;

- reconhece a necessidade de iniciativas globais apoiadas em autoridades locais, ONG's e agentes privados para se garantir o sucesso em programas de difusão do uso de energias renováveis, sobretudo para levar energia aos que ainda não tem acesso;

- comprometem-se os governos a organizar um registro comum das ações já desenvolvidas bem como das planejadas para a difusão do uso das energias renováveis;

- reconhece a necessidade de uma ampla cooperação que inclua apoio financeiro e transferência de tecnologia para a difusão do uso de energias renováveis.

¹ Gerente Executivo de Conservação de Energia da Petrobras

* Agradeço ao João Norberto Noschang Neto, coordenador do Programa de Pesquisas em Energias Renováveis do CENPES, que também representou a Petrobras na Conferência, pela leitura e comentários à minuta deste texto.

Ganhos e Perdas com a Diferenciação de Preço do Gás Natural em um Mercado Incipiente

Luiz Eduardo Dutra¹

Como introdução, vale sublinhar que, em economia, as convicções são ideológicas e, em microeconomia, os modelos são apenas hipóteses para análise. Nesses modelos, a simplicidade é critério de validação, mas não basta. De fato, sem informação que permita confrontar a teoria à realidade, qualquer validação é impossível. Para ir além das análises que foram feitas, somente com mais informação sobre os reais custos e preços. Por fim, mais que uma solução, o modelo apresentado aponta para uma forma de entender o problema.

O estabelecimento de um preço único que permita a distribuição equitativa dos ganhos entre consumidores e produtores configura-se como a maior vantagem dos mercados concorrenciais, segundo a teoria econômica convencional. Em se tratando de gás natural, por natureza uma mercadoria homogênea, a diferenciação de preços somente se justificaria em três situações. Primeiro, em razão das distâncias, uma vez que o custo de transporte representa mais da metade do custo total do gás natural. Segundo, como instrumento para expansão de seu consumo em segmentos nos quais exista forte concorrência com outras fontes de energia e, portanto, onde sua penetração dependa do deslocamento dessas fontes. Terceiro, como instrumento de apropriação dos ganhos daqueles consumidores dispostos a pagar mais caro pela mercadoria, portanto, revelando o poder de mercado que dispõem alguns produtores.

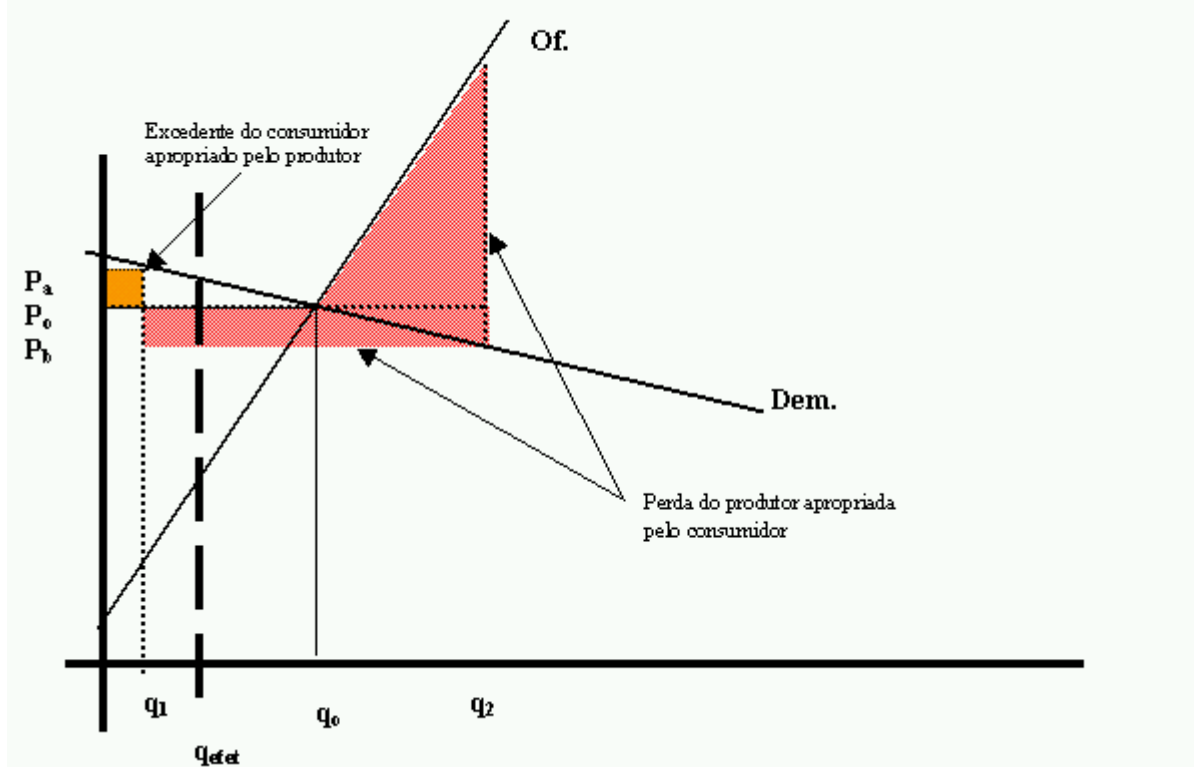
No Brasil, considerando os preços praticados pela Petrobras (preços no *city gate*, ou de venda na válvula de saída do gasoduto de alta pressão), *grossa modo*, existem três patamares, conforme o uso que se faça do gás natural, para fins energéticos. O preço mais alto é cobrado para o consumo residencial, comercial e industrial; um preço mediano é cobrado para o consumo

veicular; e, finalmente, um preço mais baixo é cobrado para o consumo das usinas do PPT. É importante observar que a discriminação do consumo pelo preço ocorreu menos em decorrência de uma estratégia ditada pela Petrobras e mais como resultado de políticas energéticas definidas pelo governo federal, que visavam a inserção do gás natural como combustível automotivo e a redução da dependência do parque de geração em relação às usinas hidrelétricas.¹

Certas particularidades do mercado brasileiro sugerem que a manutenção destas diferenças de preço não seriam interessantes para o produtor. Relacionados à existência de uma indústria ainda incipiente, pelo menos dois fatores devem ser considerados. Pelo lado da demanda, a forte competição, enfrentada pelo gás em sua inserção nos mercados residencial, comercial e industrial, reflete-se em uma elasticidade-preço elevada. Pelo lado da oferta, a inexistência de disponibilidade imediata de gás natural de origem nacional e o elevado custo do gás importado, se comparado ao nacional, configuram um quadro de elasticidade-preço bastante reduzida.

Para o produtor, isto significa, por um lado, que a diferenciação de preço propicia poucas oportunidades para a apropriação do excedente do consumidor disposto a pagar os preços mais altos. Por outro lado, a expansão para outros segmentos por intermédio de preços baixos pode revelar-se uma alternativa pouco atrativa. Se os preços exigidos pela expansão forem menores que a soma dos custos de produção, transporte e as margens, este tipo de expansão acaba gerando elevadas perdas, que estarão longe de compensar os ganhos obtidos com os consumidores que pagam preços maiores. A situação deste produtor está ilustrada no Gráfico 1, na página seguinte.

Gráfico 1 - Ganhos e perdas da diferenciação do preço do gás natural em um mercado incipiente

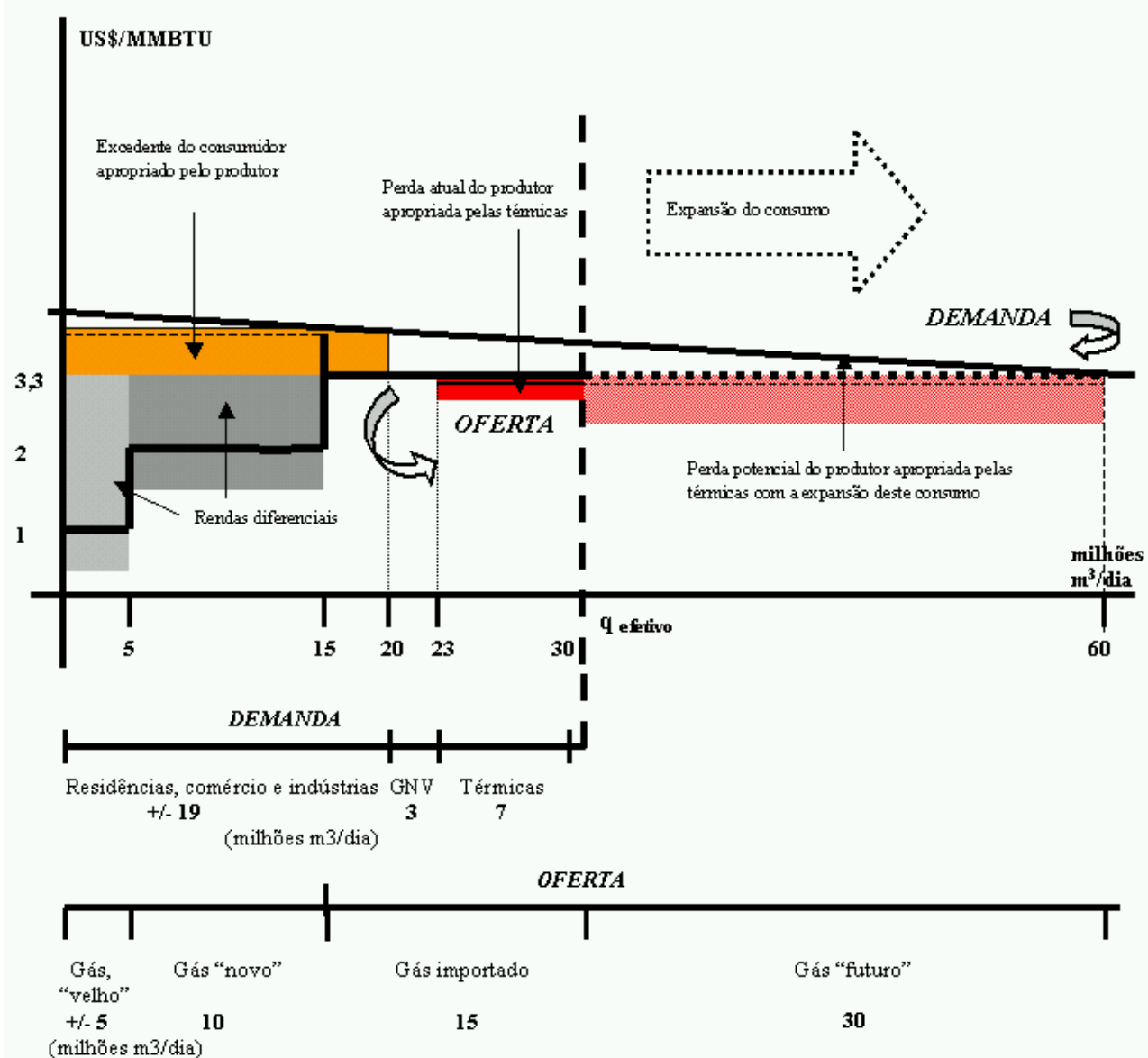


Este gráfico ilustra uma situação extrema. Na realidade, a quantidade vendida para as térmicas não é q_2 e sim a diferença entre q_1 e q_{efet} . O mercado efetivo é representado pela reta tracejada. Observe também que a quantidade vendida para os consumidores residenciais, comerciais e industriais (q_1) é reduzida, em virtude da concorrência com o GLP nas residências, com o óleo combustível nas indústrias e com a eletricidade no comércio, o que limita as oportunidades de ganhos por parte do produtor. O mercado potencial, ao preço de equilíbrio (ou de referência), seria representado por q_0 e, como pode ser visto, no mínimo, ele seria o dobro do mercado atual. O que fica evidente é o custo da expansão a preços inferiores ao preço de referência P_0 . Confrontado a uma situação de mercado semelhante, um

monopolista somente atuaria dessa forma se isto lhe fosse imposto e, no longo prazo, apenas a existência de rendas diferenciais na produção poderiam garantir-lhe a sobrevivência.

Anteriormente desenhada como uma reta, a oferta do gás natural pode ser melhor ilustrada se forem consideradas as diferenças de custo no fornecimento. Desse modo e de maneira simplificada, estaria explicitada a origem dos excedentes apropriados pelo produtor em razão da existência de rendas de situação. A oferta seria assim representada por uma escada, como se encontra no Gráfico 2. A “curva” dispõe de três degraus que refletem, por um lado, o papel das economias de escala e de rede e, por outro, a indivisibilidade dos projetos.

Gráfico 2 - Ganhos e perdas da diferenciação de preço, considerando a existência das rendas diferenciais



Obs: As informações na horizontal são próximas à situação observada no último trimestre de 2003; já as informações na vertical são suposições.

O primeiro degrau corresponde às reservas de menor custo. Não somente elas foram colocadas em produção antes de meados da década de 1980, mas também estão localizadas próximo aos centros de consumo (Bahia e Rio de Janeiro). Portanto, os investimentos foram amortizados e os custos de produção e transporte são relativamente reduzidos. Este é o gás natural denominado gás "velho". São os primeiros 5 milhões de m³/dia (no eixo horizontal) que já estavam disponíveis para consumo por volta de

1984. O segundo degrau corresponde às reservas que começaram a produzir a partir desta última data. A referência inicial seria o aproveitamento do campo de Merluzza, no litoral de São Paulo, em uma reserva de gás não associado, o que significou um novo patamar de custos. Seguiu-se o aproveitamento do gás associado na Bacia de Campos. Em quantidade, este segundo degrau representa cerca de 10 milhões de m³/dia (ou um pouco menos), que se tornaram disponíveis entre meados da década de

1980 e o final da década seguinte, antes do início das importações através do Gasbol. Este gás natural é denominado gás “novo”. Seu custo é suposto duas vezes maior que o custo de aproveitamento das primeiras reservas. O terceiro degrau corresponde ao custo do gás natural importado da Bolívia, com preços em torno de 3,3 US\$/MMBTU, e acrescentou cerca de 15 milhões de m³/dia, se consideradas as importações realizadas no decorrer de 2003. Ou seja, em menos de cinco anos, as vendas para o consumo final dobraram, com o fornecimento de gás importado.

Apesar de ser um retrato bastante simplificado da estrutura de oferta do gás natural, a partir do Gráfico 2, é possível fazer uma avaliação dos ganhos e perdas do produtor de forma um pouco mais realista do que foi feito anteriormente. Observe que os eixos também sofreram alguns ajustes. Na vertical, estão representados os três patamares de custo e os supostos preços de venda, enquanto na horizontal, encontram-se as quantidades (aproximadas) consumidas em 2003. A demanda está dividida em três segmentos: a demanda comercial, residencial e industrial; a demanda proveniente do parque de automóveis nos quais foi adaptado um “kit” de GNV; e, por fim, a demanda das usinas térmicas, estejam elas incluídas, ou não, no PPT. Atualmente, juntos, o consumo residencial, comercial e industrial está em torno de 19 milhões m³/dia, perfazendo mais de dois terços do consumo final do energético. O seu preço de venda seria entre um quarto e um quinto mais elevado que o preço de referência.

Após a análise do gráfico, pode-se inferir que aumentos de preço para aqueles consumidores dispostos a pagar mais pelo gás natural não aumentariam os ganhos apropriados pelo produtor (área de cor laranja). As razões já foram apontadas: elevada competição com o óleo combustível no segmento industrial; concorrência com o GLP, que, no consumo residencial, dispõe de um custo de distribuição relativamente baixo; e, competição com o GLP e a eletricidade no segmento comercial, no qual o custo de substituição é bastante elevado, reduzindo a atratividade do gás natural. Em todos estes mercados, existindo disponibilidade de oferta, o aumento das vendas só ocorrerá rapidamente se houver uma mudança nos preços relativos: ou os preços dos concorrentes se elevam (por meio de tributos, por exemplo), ou o preço do gás cai, de forma a compensar as elevadas despesas de instalação por parte do consumidor.

Atente-se que, tendo em vista a alta elasticidade preço da demanda, o produtor tem incentivo, não para elevar, mas, sim, para baixar os preços para esses consumidores (através de deslocamento para a direita da curva de oferta), uma vez que o crescimento das vendas em m³ mais que compensaria o menor preço, ao final tendo como resultado um incremento da receita. Assim, em um primeiro momento, a estratégia natural seria justamente diminuir a diferenciação dos preços e, portanto, reduzir a segmentação dos mercados, com o intuito de capturar cada vez mais clientes dispostos a pagar um preço superior ao preço de referência P_0 , mesmo que este preço seja apenas um pouco maior que ele. Muito provavelmente, considerando as significativas economias de rede, a posteriori, com os consumidores capturados, o poder de mercado do produtor seria quase absoluto e as estratégias de monopólio seriam as preferidas.

Um segundo ponto revelado pelo Gráfico 2 refere-se aos ganhos derivados das rendas de situação (área cinza). Os ganhos são importantes, mas, de qualquer forma, é presumível que eles se esgotem com o tempo. No gráfico, eles desaparecem a partir de 15 milhões de m³/dia, quando o abastecimento passa a ser feito pelo gás natural importado, cujo preço de compra é bastante elevado. Observe que o preço de referência é exatamente aquele que permite a importação deste gás, não gerando nenhuma oportunidade de apropriação de rendas diferenciais por parte do produtor. A tendência é uma redução destas rendas, aonde elas já existem. Primeiro, porque o gás “velho” (de custo mais baixo) provém de reservas antigas, em grau razoavelmente avançado de exaustão. Segundo, porque a infra-estrutura de transporte e processamento do gás “novo” está plenamente ocupada e, assim como no caso das reservas recentemente descobertas (na Bacia de Santos, no litoral capixaba e no Sul da Bahia) e do gás natural ainda queimado na Bacia de Campos, sua maior disponibilidade para consumo depende de significativos investimentos. Por conseguinte, esta disponibilidade não é imediata; corresponderá a uma elevação dos custos e a menores oportunidades para apropriação de rendas diferenciais.ⁱⁱ

Ainda no Gráfico 2, um terceiro aspecto realçado e que já foi mencionado diz respeito às perdas que acarretariam ao produtor a expansão para novos segmentos de consumo por intermédio de uma baixa de preço (área

vermelha). Além dos 19 milhões de m³/dia destinados para residências, indústrias e comércio, são vendidos ainda 3 milhões de m³/dia com o GNV, a um preço que é suposto cobrir todos os custos, e mais 7 milhões de m³/dia para as térmicas, a um preço que é suposto menor que o preço de referência. Na primeira venda, como foi observado anteriormente, o produtor não obtém lucro econômico puro e o menor preço decorre de isenções, ou menores incidências tributárias. Na segunda venda, feita a partir de um preço mais baixo (imposto pela política governamental), a empresa incorre em perdas. No gráfico, é suposto um preço para as térmicas entre um quarto e um quinto menor que o preço de referência.

É importante reafirmar que a expansão do consumo para esses novos segmentos é pouco atrativa, primeiro, porque se faz a partir do gás importado, onde não existem rendas diferenciais para serem apropriadas. Segundo, porque, até aqui, ela se fez, no caso das térmicas, a um preço menor que o preço de referência e, portanto, gerando perdas que, mantidas as atuais condições de oferta e preço, no futuro, tenderiam a se ampliar. Sob o ponto de vista distributivo, o que se observa é uma transferência de renda do setor produtor de gás natural para um usuário específico – o gerador térmico de eletricidade.

Sob qualquer perspectiva econômica, seja ela micro, ou macro, a situação descrita parece indefensável. Quanto à perspectiva micro, o problema é de alocação: levando-se em conta a

última reestruturação acionária da Petrobras e a legislação de proteção dos minoritários, a contínua transferência para os consumidores enfrentará cada vez mais contestação, por reduzir as expectativas de lucro e de distribuição de dividendos e, assim, dificilmente seria sustentável, mesmo a médio prazo. Quanto à perspectiva macro, o problema é o alcance do repasse, que beneficiaria apenas o capital e dificilmente chegaria ao consumidor. A transferência de renda em questão poderia ser justificada somente se fosse repassada, em seguida, pelos geradores térmicos ao consumidor final. Tendo em vista a situação de insolvência das usinas térmicas e as dívidas acumuladas pelo setor elétrico em geral, dificilmente ela ocorreria. Assim, nem sob a perspectiva empresarial, nem sob a perspectiva de governo, a presente situação – de expansão a baixos preços voltada para as térmicas, e a correspondente transferência de renda – pode ser justificada.

¹ Professor da Escola de Química-UFRJ

ⁱ A primeira vista, a dedução do preço do gás natural veicular é exclusivamente fiscal, enquanto nas vendas para as térmicas, adicionalmente existe um desconto no preço faturado pela Petrobras.

ⁱⁱ No futuro, a incorporação dessas reservas à oferta teria como efeito (no gráfico 2) o deslocamento para direita da curva de oferta, com o surgimento de um novo degrau inferior àquele que corresponde à oferta do Gasbol, mas, superior àquele que representa o gás “novo”.

Fatos Marcantes

Petrobras compra a Agip do Brasil

A Petrobras adquiriu no dia 29/06, por US\$ 450 milhões, todos os ativos da Agip do Brasil. Com a compra, a estatal aumenta de forma expressiva sua participação no mercado brasileiro de GLP, dos atuais 0,4% para 21,8%, passando a concorrer diretamente com os líderes do setor, como a holandesa SHV, dona de 23,6% da distribuição de GLP no País, e as brasileiras Ultragás, detentora de 24,3%, e Nacional Gás Butano, responsável por 19,1% da rede de abastecimento.

De acordo com presidente da estatal, José Eduardo Dutra: "A intenção de compra da Agip significa a inserção da companhia, através da BR, em um segmento onde a participação da Petrobras é praticamente residual quando comparada com o percentual de mercado na distribuição de todos os demais derivados líquidos de petróleo". A compra segue a diretriz definida no planejamento estratégico da Petrobras, de atingir a liderança no mercado de GLP até 2010.

A aquisição também amplia em 4% a participação da empresa no mercado de combustíveis, a partir da aquisição de 1,6 mil postos de revenda, e de 3% no segmento de lubrificantes. Para o presidente da BR distribuidora, Rodolfo Landim, além da significativa participação no mercado de GLP, a partir do fechamento do negócio, a BR terá um importante reforço para "consolidar sua liderança no setor de revenda de combustíveis, que sofre com a concorrência predatória de empresas sonegadas de impostos e adulteradoras de produtos".

Halliburton pagará à Petrobras multa de US\$ 200 milhões

A Halliburton informou no dia 29/06 que terá de pagar multa de US\$ 200 milhões, por atrasos na construção das plataformas de petróleo Barracuda e Caratinga (plataformas P-43 e P-48).

Em abril, a companhia entrou em acordo de com a Petrobras, obtendo ampliação dos prazos de entrega e reduzindo multas. Nessas negociações, ficou acertado que a Barracuda seria entregue em 1º de agosto, e a Caratinga, em 28 de setembro. As obras já estão atrasadas

em cerca de um ano.

Preço dos Combustíveis Aumenta Mais do que o Previsto e Pressiona Inflação

De acordo a ANP, os reajustes nos preços da gasolina e do diesel ficaram acima das previsões realizadas pela Petrobras (4,5% e 6,4%, respectivamente). De acordo com o levantamento semanal feito em 12,5 mil postos no País pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), a gasolina foi vendida, entre os dias 27/06 e 03/07, por um preço médio de R\$ 2,114, ante os R\$ 2,005 praticados em média na semana anterior ao aumento (entre 06/06 e 12/06). A alta ficou em cerca de 5,4%. O óleo diesel, segundo a ANP, teve um aumento de 7,8%, em média, no mesmo período.

O índice de preços ao consumidor (IPC), calculado pela FIPE, apresentou aumento de 0,92% em junho, contra 0,57% registrado no mês anterior. O item transporte passou de 0,59% para 2,09% no mesmo período e contribuiu com 0,33 do índice de junho contra 0,094 no mês anterior. Este item responde, sozinho, por 68% da variação total do IPC no período.

Brasil está mais Preparado Frente a Variações no Preço Internacional do Petróleo

Segundo documento divulgado do dia 22/06 pelo Banco Central, com base nos dados de 2003, se o preço do barril do petróleo no mercado internacional subisse 20%, o impacto seria uma redução de cerca de US\$ 400 milhões no superávit da balança comercial. De acordo com o BC: "O efeito atual sobre a balança comercial de um aumento do preço do petróleo é inferior ao efeito de uma queda de igual proporção no preço da soja".

O BC procura mostrar que tais reflexos sobre a balança comercial, diante do superávit de US\$ 13,435 bilhões de janeiro até a terceira semana de junho, não são motivos para preocupação. De acordo com o documento, não se pode supor que a vulnerabilidade do país frente a variações no preço internacional do petróleo seja análoga àquela da década de 80. Atualmente, o país apresenta baixo grau de dependência em relação às importações, ao contrário do que acontecia no passado.

Em 2003, as importações líquidas de petróleo e derivados somaram US\$ 2,1 bilhões, equivalente a pouco mais de 0,4% do Produto Interno Bruto (PIB). No início dos anos 80, as despesas brasileiras com petróleo e derivados chegaram a alcançar patamares próximos a US\$ 10 bilhões ou 4% do PIB.

Construção da Nova Refinaria Poderá ter Parceria da PDVSA

A Petrobras e a Petróleos de Venezuela (PDVSA) poderão construir uma refinaria na região Nordeste do Brasil, com capacidade para 250 mil barris diários de petróleo e investimento de US\$ 2,5 bilhões. De acordo com Nelson Martinez, diretor da PDVSA: "Não escolhemos uma localização exata ainda, mas estamos vendo Recife (PE) e temos identificado outros lugares".

A PDVSA deverá decidir até o final deste ano a cidade em que irá construir uma nova refinaria no Brasil. Segundo o subgerente-geral do Centro Refinador do Paraguai, Fernando Padrón, o comitê de internacionalização da empresa se reunirá no dia 16/07 e deverá incluir o assunto em sua pauta.

Construção de Plataformas de Petróleo no País Perpassa pela Capacitação da Indústria Nacional

De acordo com o gerente de engenharia de construção de plataformas e unidades de transporte marítimo da Petrobras, Roberto Gonçalves, a capacitação da indústria nacional e

de seus fornecedores é o grande desafio para a construção de plataformas de petróleo no Brasil.

Gonçalves manifestou a preocupação da estatal com a realização simultânea de uma quantidade expressiva de obras no país em razão da dificuldade de contratação de profissionais em diversas áreas de atuação, cuja mobilização tem de ser quase imediata. Ele lembrou, entretanto, que o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), lançado pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro do ano passado, está auxiliando na capacitação da indústria brasileira, por meio de levantamentos de oferta e demanda específicos.

Petrobras Inicia Produção de Gás Natural no Golfo do México

Setenta e oito dias após a descoberta de gás no campo de Coulomb (poço C-3), a Petrobras comunicou oficialmente ao mercado, no dia 07/07, que iniciou a produção na região. O campo é operado pela Shell Exploration and Production Company a uma profundidade de 2.301m (7.570 pés), o que constitui um novo recorde mundial de produção em águas profundas.

A Petrobras detém 33,33% de participação na produção do poço C-3. O restante cabe a Shell, que também tem a totalidade da produção do poço C-2, no mesmo campo. Juntos, os dois poços produzem cerca de 2,85 milhões de metros cúbicos (100 milhões de pés cúbicos) de gás por dia.

Economia e Gestão em Energia

Inscrições abertas para turmas com início em setembro

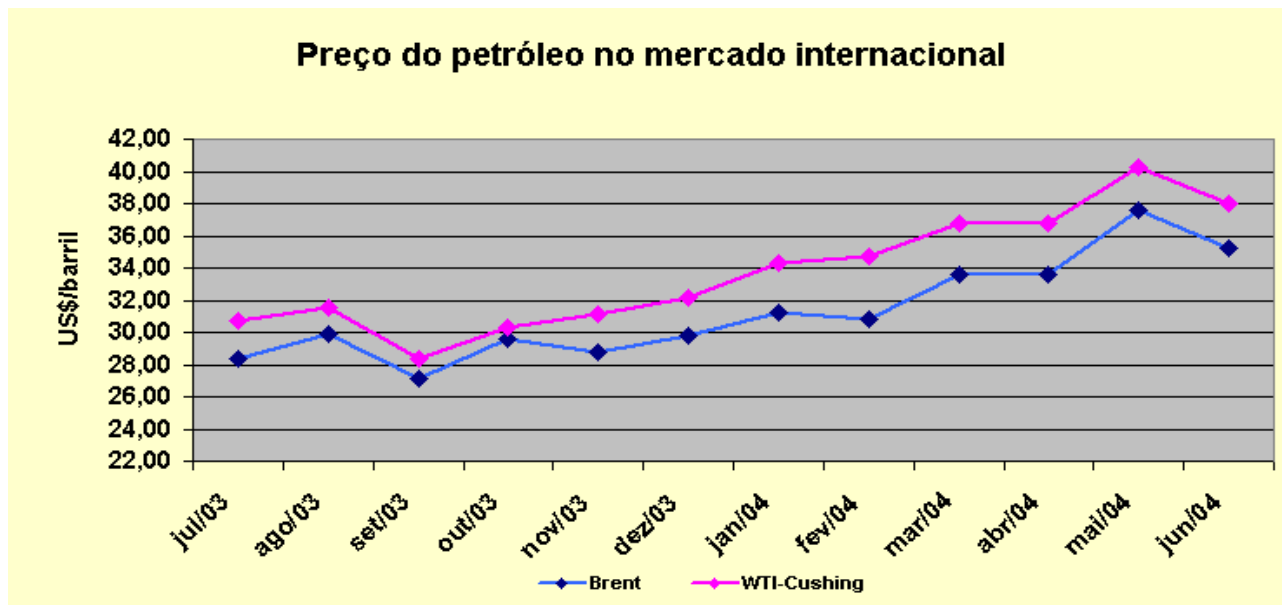
O programa de Economia e Gestão em Energia é destinado a Executivos de empresas, funcionários de alto nível de órgãos governamentais e consultores ligados à questão energética. O curso está estruturado em disciplinas e seminários. Seu diferencial é a forte integração entre as áreas de Gestão e de Economia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

Turmas às quintas-feiras.

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

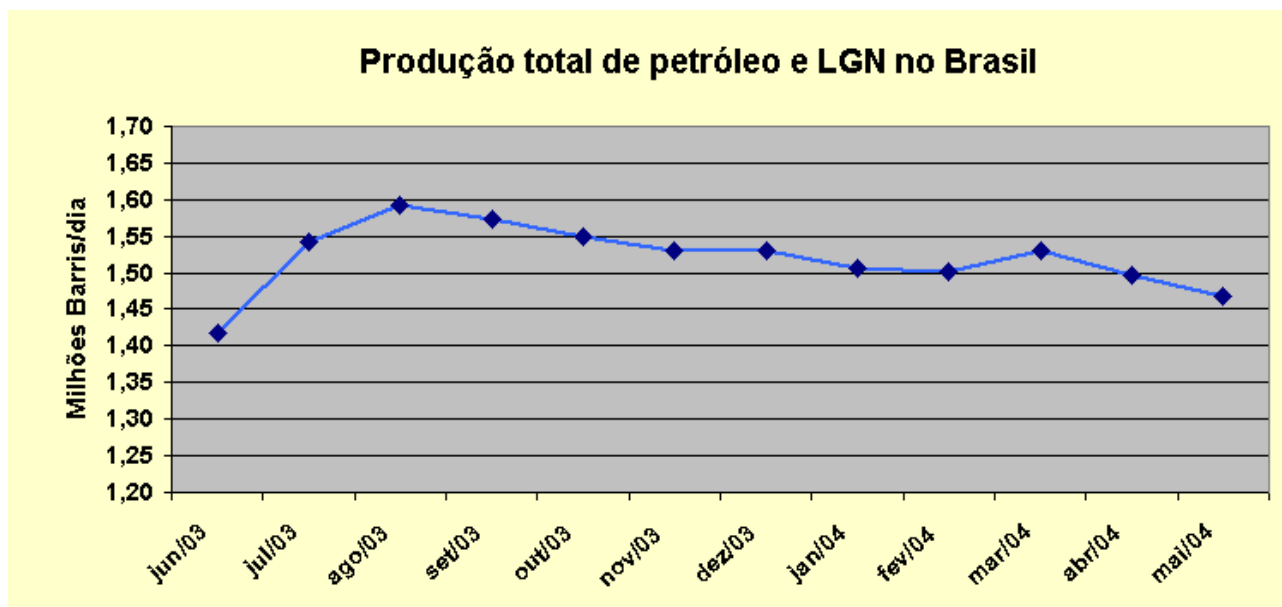
Informações: Tel.:(21) 2598-9898/2560-6522 - Fax: (21) 2598-9883 - atendimento@coppead.ufrj.br
www.coppead.ufrj.br

Gráfico 1



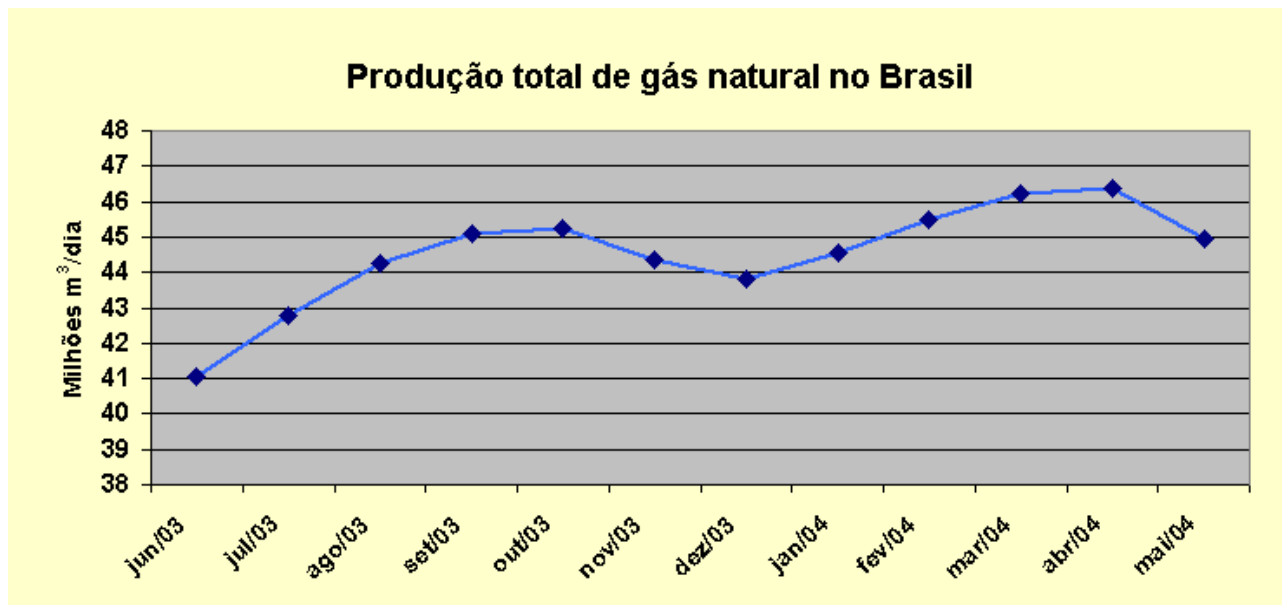
Fonte: EIA

Gráfico 2



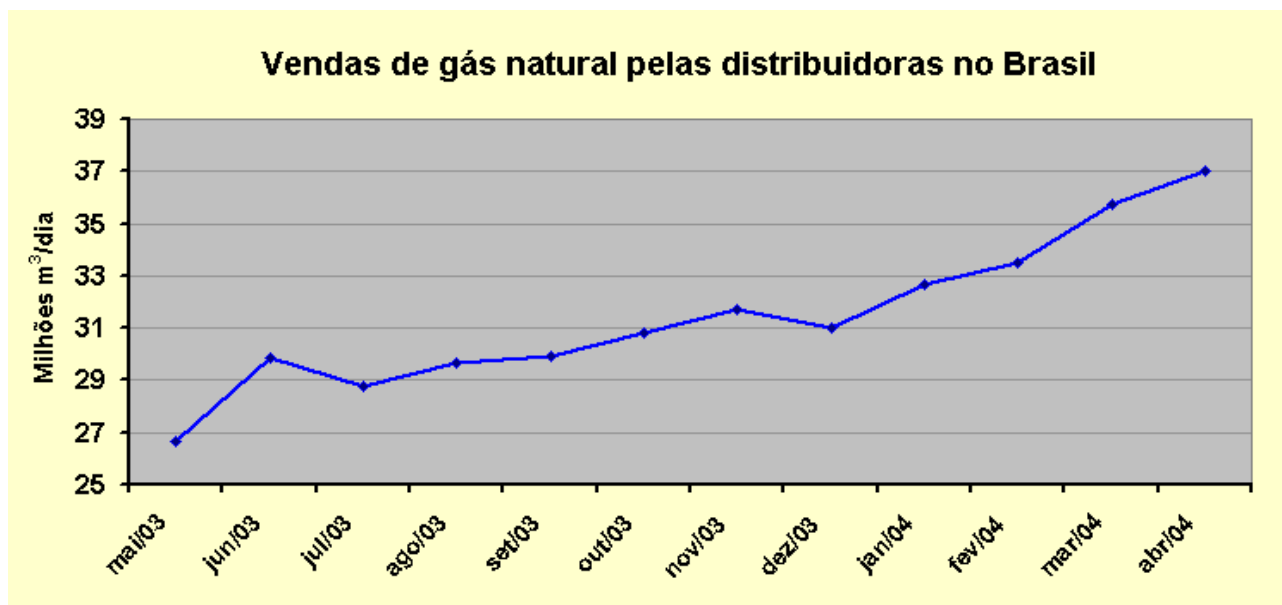
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia