

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás

abril de 2004 – Ano 5 – n.03

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do Mês focaliza os recentes impasses decisórios no campo energético, e discute possibilidades acerca do encaminhamento das suas soluções.

No primeiro artigo, Jose Andrés Repar faz uma crítica ao processo de reformas ocorrido no setor gasífero argentino durante a década de 90, e sugere saídas para os impasses atuais.

No segundo artigo, Jorge Lapeña apresenta os principais componentes da atual crise do sistema gasífero argentino.

No Ensaio do Mês, Ronaldo Bicalho discute a dimensão ideológica da agenda de reestruturação da indústria elétrica e suas conseqüências.

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 Indústria Argentina de Gás Natural e Seus Atuais	
Desafios	3
Crise no Abastecimento de Gás Natural na Argentina.....	6
Ensaio do Mês	
A Lógica da Reforma Competitiva da Indústria Elétrica	
e a Construção Real do Dissenso.....	8
Fatos Marcantes do Mês	12
Anexo Estatístico	14
Apoio	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

Editorial

Política Energética no Brasil: Rumos, Fronteiras e Interfaces

Alguns impasses decisórios no campo energético vêm fugindo do cenário restrito das instâncias institucionais e do âmbito dos especialistas, e se alargando para incluir um público mais amplo. A modo de ilustração podem ser citados os impasses relativos à construção do oleoduto de escoamento de petróleo da Bacia de Campos (RJ) até São Sebastião (SP), à construção do gasoduto de Urucú (AM) até Porto Velho (RO), e ao impasse decisório alcançando os empreendimentos de geração elétrica por restrições provenientes da legislação ambiental.

A inclusão da opinião pública neste tipo de decisão de natureza estratégica é positiva e traduz o vigor do país na construção das instituições democráticas. Entretanto, estes impasses decisórios se processam por vias estreitas, na medida em que o que dá o tom ao debate são as visões específicas, que sempre refletem perspectivas unilaterais - das funções ou dos interesses - dos agentes e das instituições direta e individualmente envolvidas nessas decisões estratégicas.

Esta maneira de estruturar os processos decisórios denuncia, em contrapartida, as dificuldades das instituições brasileiras no estabelecimento de rumos e de contornos claros para política energética.

Não se desconhece, por exemplo, a importância do encaminhamento dado à solução do nó górdio em que se encontra a indústria elétrica brasileira. Contudo, uma agenda de política energética não é um somatório de encaminhamentos seqüenciais dos impasses existentes em cada uma das indústrias energéticas.

Ademais, construir os instrumentos necessários a alcançar os objetivos da política energética coloca, de imediato, as interfaces necessárias com outras áreas de política, notadamente as que lidam com o

desenvolvimento sustentável e com o desenvolvimento regional.

Assim, a construção de uma política energética para o Brasil envolve um processo de integração de fontes, de indústrias, de agentes e de instituições que transcende, inclusive, o restrito âmbito energético. Portanto, esse não é um processo que se restrinja a uma simples coordenação gerencial de recursos; dado que o que está em jogo é a superação de uma visão restrita de políticas setoriais geradoras de impasses e conflitos impossíveis de serem gerenciados fora de um campo decisório fundamentalmente político, no qual eles possam ser tratados a partir de uma visão mais ampla que incorpore um projeto futuro de país.

Garantir o suprimento de energia, agora e no longo prazo, para sustentar o desenvolvimento econômico e o bem-estar da comunidade brasileira, atendendo aos melhores padrões possíveis de cuidado com o capital natural de que o país dispõe, implica na escolha de determinadas opções, por conseguinte de determinadas políticas que combinem, segundo um determinado peso, fontes, indústrias, agentes e instituições. Realizadas as escolhas, cabe à capacitação gerencial implementá-las. Sem essa decisão política inicial, não há o que, bem ou mal, gerenciar.

Portanto, estamos diante de um problema essencialmente político, e não gerencial. Nesse sentido, o encaminhamento das soluções deve ser inicialmente político e, em segundo lugar, gerencial. Fugir dessa ordem é tentar colocar o *carro na frente dos bois*; o que nunca foi bom nem para os carros, nem para os bois.

Conselho Editorial

A Indústria Argentina de Gás Natural e Seus Atuais Desafios

Jose Andrés Repar¹

I - A Indústria de Gás Natural entre 1992 e 2004

Dentro do marco global caracterizado pela reestruturação econômica dos serviços públicos, a indústria de gás argentina logrou, sob alguns aspectos, constituir um sistema original. Na regulação, o país seguiu fortemente as experiências britânica e norte-americana ao dividir a distribuição e a transmissão.

As tarifas desenhadas no processo de privatização foram generosas o suficiente para que os investimentos tivessem resultados positivos. O resultado esperado seria a constituição de um serviço rentável e de qualidade crescente. Pode-se afirmar que o processo iniciado em 1992 produziu alguma melhora na relação com os usuários e na prestação do serviço. No entanto, o volume de investimentos tem caído, atingindo, ao longo dos últimos anos, níveis claramente insatisfatórios.

É importante ter clareza acerca dos diferentes tipos de investimento no setor de gás natural. Em ordem de importância podemos enumerar, primeiro, investimentos na manutenção necessários para assegurar o serviço. Segundo, investimentos para garantir o abastecimento normal de gás a longo prazo. E, em terceiro lugar, investimentos na expansão do negócio, que não são obrigatórios como os dois primeiros, mas voluntários. No momento das privatizações, supôs-se que esta terceira modalidade de investimento se realizaria naturalmente, como decorrência da abertura do mercado à competição e do aporte de novas tecnologias.

A necessidade de incorrer em investimentos obrigatórios, aliada à baixa propensão das empresas em efetuar despesas adicionais, gerou transferência de recursos dos investimentos voluntários para os obrigatórios. Como resultado, observou-se baixos níveis de crescimento da malha gasífera nos últimos anos.

A expansão do serviço de gás após as reformas foi insuficiente para fazer frente ao crescimento do consumo interno. Em 1992, ante a entrada de empresas com amplo acesso a linhas de crédito, supôs-se que a expansão seria

automática. Isso significava que não deveriam ser estabelecidas condições ou porcentagens de pré-investimentos ou quotas de expansão. É evidente que esse prognóstico não foi feliz. Os serviços públicos não são commodities. Eles requerem uma coordenação com o Estado, um equilíbrio entre usuários existentes e futuros, e qualidade do serviço.

A instituição do chamado livre acesso, ou seja, do acesso de terceiros sem obstáculos ao transporte, promoveu alguns ganhos. No entanto, as empresas distribuidoras não foram muito além de ocupar toda a capacidade de transporte pré-existente. Não se desenvolveu o esperado mercado aberto e transparente de revenda, e somente poucas indústrias puderam escolher entre diferentes ofertas. Também não houve muita diferença de preço nos ramais da produção, onde existe uma forte concentração.

No que se refere à política de preços, o gás natural passou de um sistema que limitava a flutuação relacionada às fórmulas de ajuste dos preços do gás sobre a base de índices de petróleo e seus derivados (fixou-se uma banda de variação dos valores base de -3% a +3%), para outro no qual os custos da exploração e do preço do gás se pautam integralmente em divisas e índices externos (dos EUA). Este novo sistema, além de estar na contramão da história recente da Argentina, é inoportuno para as atuais condições de emergência do país.

A descrição deste panorama pode ser vista como sendo muito limitada, mas indica, de alguma maneira, a necessidade de re-analisar toda indústria do gás nesta etapa de emergência nacional.

II - Desafios na emergência

Em fevereiro deste ano foi assinado pelo Governo Nacional o Decreto 180/2004. Nele se criou o mercado eletrônico de gás e se esboçou obrigar a todos os usuários comerciais e industriais concorrerem, através de uma comercializadora, para comprar o gás na "boca de poço". Isto, até então, era feito pela distribuidora.

Antes, tal ação não era entendida como necessária em função da transparência do mercado atacadista. O Decreto deixa aberta a possibilidade da Secretaria de Energia estabelecer, por resolução, a obrigatoriedade de que até a última residência tenha de comprar gás através de um comercializador. Isso introduz uma situação de mais um intermediário em um contexto de restrição de oferta e de crescente demanda. Alguns prevêm a possibilidade de uma catástrofe com os preços, a partir dessa liberação via comercializadoras. Quando a Inglaterra impôs a opção de comprar via comercializadora, o contexto era marcado por novos investimentos no Mar do Norte e pela oferta de gás de vários produtores a preços mais baixos que os contratos firmados pela British Gas.

Ante a inexistência de transportadores concorrentes – o país ficou dividido por dois transportadores: TGN e TGS, com somente uma bacia comum, a Neuquina, mas com mercados separados – a saída era um acesso aberto, não discriminatório a terceiros e uma eficiente regulação tarifária.

A eficiência dessa regulação é condição básica para a resolução dos atuais problemas enfrentados pelo mercado gasífero. Outra condição é a existência de uma política fortemente pró-competitiva, impondo mais atores no transporte. Ou seja, o Estado deve participar da ordenação de novos troncos que assegurem o crescimento do mercado interno.

Atualmente, essa diretriz se encontra interligada com o programa de exportações, em particular, para o Brasil. As vendas de gás ao mercado externo, ao cruzarem os gasodutos pelo território nacional, incrementariam a competitividade, e, em médio prazo, melhorariam a oferta e os preços. O mercado regional aberto sem obstáculos é um atrator que permitirá o desenvolvimento de fornecimentos cruzados, e garantirá a disponibilidade de uma energia competitiva, com o preço do gás relativamente unificado.

III - O caminho tem duas pontas

No contexto atual, a crise pela qual o setor gasífero argentino atravessa não deve ser analisada como um processo transitório, ou seja, como uma singularidade, uma exceção.

Em primeiro lugar, deve-se ter em mente o contexto frágil que precedeu a Lei de Emergência Econômica nº 25.561. Neste ambiente, a socie-

dade se rebela contra as estruturas com privilégios de indexação, frente a um panorama de congelamento de salários. Olhar o NYMEX como uma referência para os preços praticados na Argentina é um contra-senso total, pois eles são, e tem que ser, distintos dos preços dos Estados Unidos. Os EUA são importadores líquidos de energia e nivelam o preço de todos os energéticos que absorvem; já a Argentina é exportadora líquida.

A grande oferta de gás na América Latina possibilita um preço muito diferenciado dos preços dos derivados de petróleo que, em geral, se acomodam aos valores internacionais como commodities. Poder-se-ia estabelecer uma referência local? Um mercado futuro local? Um mercado regional?

O preço do gás de sobre-oferta deve ser definido de modo a cobrir seu custo e possibilitar um desenvolvimento de longo prazo, com exploração e utilização adequada. Esta é a primeira ponta do caminho.

Na produção, o preço é composto pelo valor das reservas ou do "finding cost", ou seja, pelos custos de exploração dos poços; pelo êxito do descobrimento e o volume de extração possível, pela distância até os mercados; e/ou, pelo preço pago nas últimas transações entre empresas petrolíferas. Esta última referência, que foi a venda da Perez Companc, se encontra em sintonia com as outras e está em valores inferiores a 0,2 US\$/MBTU. No mundo do petróleo ocidental, seu ajuste relativo se encontra na ordem de 1/3 das reservas de petróleo. Também aqui, as referências do que foi pago a Perez Companc se encontram aproximadamente na mesma relação.

O outro componente é o "lifting cost", que, pela característica dos contratantes da indústria, é um valor bastante dolarizado. Segundo o tamanho do investimento, pode oscilar entre 0,3 e 0,4 US\$/MBTU.

O preço de venda do produto depende do fato dos mercados absorverem ou não toda a produção. Se absorverem, serão estabelecidos preços de indiferença com outros produtos, e se há sobre-oferta, o preço do produto deve cair para promover seu consumo.

Por exemplo, o projeto de levar gás boliviano para os Estados Unidos via GNL valorizava o preço na boca do poço em 0,4-0,5 US\$/MBTU. O Brasil paga à Bolívia um ajuste na "boca do poço" de 0,9 US\$/MBTU, e está negociando fortemente

para baixá-lo, pois para fazer com que o gás seja consumido, a Petrobras está subsidiando o transporte, já que o gasoduto Brasil-Bolívia se encontra parcialmente vazio.

Para competir verdadeiramente com as hidroelétricas é necessário trazer o gás a um valor inferior a 2,48 US\$/MBTU, e a única opção para entrar no mercado brasileiro é acomodar, por *net back*, os preços na “boca do poço”. O que se projeta para a Bolívia é baixar este preço para 0,7 US\$/MBTU. Espera-se que o preço do gás importado e exportado pela Argentina convirja para este valor.

Esse preço do gás também abre a possibilidade do mercado interno ter uma energia termoelétrica competitiva, com valores para um ciclo combinado situado na zona produtiva. O preço da energia elétrica poderia se manter na ordem dos 20 US\$/MWh, conferindo ao custo de capital uma incidência de 50%, e, ao combustível, os 50% restantes.

Outro aspecto a ser considerado na formação do preço de referência do gás é o social. Pode-se, e deve-se, analisar qual o peso do valor do gás em relação à renda da população. Por exemplo, nos EUA (Chicago) o gás domiciliar se encontra atualmente por volta de 9 US\$/MBTU. Sobre um salário médio de US\$ 1.000, é possível determinar um índice MBTU sobre o salário médio da ordem de 0,90. No caso argentino, o valor do gás (Buenos Aires) é 0,20 US\$/m³, equivalente a 5,5 US\$/MBTU e o salário mínimo é de US\$ 500. Isso significa que o índice da relação custo do MBTU frente ao nível de salário é de 1,10. Ou seja, o usuário argentino com um salário médio paga relativamente mais pelo gás do que um usuário médio americano. Para um usuário

francês, o gás se encontra em €\$12/MBTU e o seu salário médio é da ordem de €\$ 1.000, o que leva à relação de 1,20. Isso significa que um francês médio paga um pouco mais do que o consumidor médio argentino (É importante notar que a França é um país importador líquido com um *mix* de preço do gás de diversas fontes, como o caro GNL).

A outra ponta é o preço do gás como instrumento de estímulo à atividade econômica. Um valor na “boca do poço” da ordem de 0,7 US\$/MBTU viabilizaria a produção de uréia em uma zona como o litoral a 150 US\$/Tn. Este patamar é atrativo pois atualmente o mercado paga quase o dobro deste valor. Instalando as plantas necessárias para produzir 2 milhões de toneladas de uréia/ano, a produção de grãos poderia aumentar equivalentemente a 30 milhões de toneladas. Esta produção poderia significar o montante de US\$ 6 bilhões adicionais em exportação, um valor necessário para atenuar o problema do endividamento argentino. Tudo isso com um gasto anual de gás de somente US\$ 80 milhões. É possível alcançar este objetivo com um preço do gás previsível e competitivo, e com uma decisão coordenada entre os produtores agropecuários, a indústria do gás e o Estado.

Portanto, na outra ponta do caminho, o gás será competitivo para a geração termoelétrica, competitivo para a exportação de grãos, competitivo para a exportação para o Brasil, e, acima de tudo, sustentável!

¹ Ex Vice-Presidente da ENARGAS; Assessor da Comissão de Energia da Câmara dos Deputados da Argentina

Workshop sobre Modelos em Planejamento Energético

O PPE (Programa de Planejamento Energético) da COPPE e o Instituto de Economia, ambos da UFRJ, em parceria com o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e a Agência Internacional de Energia (AIE), promovem a realização de um workshop internacional sobre modelos em planejamento energético, cujo objetivo é reunir algumas das instituições mais relevantes e mais experientes nessa especialidade no Brasil e no mundo, com o intuito de trocar experiências e debater os possíveis desenvolvimentos na área de modelos matemáticos para planejamento energético.

Data: 10 e 11 de maio de 2004

Inscrições poderão ser feitas no site: <http://www.ie.ufrj.br/wmpe/pt/inscricoes.php>

Informações podem ser obtidas através do site: <http://www.ie.ufrj.br/wmpe/pt/>, ou por correio eletrônico:

Heloisa Firmo – Universidade Federal do Rio de Janeiro (helo@ppe.ufrj.br)

Edmar Almeida – Universidade Federal do Rio de Janeiro (edmar@ie.ufrj.br)

Crise no Abastecimento de Gás Natural na Argentina

Jorge Lapeña¹

A Argentina está entrando em uma crise energética que apresenta componentes claramente estruturais. Não se pode esperar, portanto, que sua solução seja rápida nem tampouco fácil.

As notícias nos falam de um mal generalizado: corte de energia elétrica em um conjunto de importantes empresas industriais e no abastecimento de gás natural a usinas elétricas e à indústria; também se coloca em dúvida a continuidade de um dos programas energéticos mais importantes dos que estão em marcha no nosso país: o GNV.

O denominador comum é a falta de gás natural; ou seja, está falhando a verdadeira viga mestra da equação energética argentina. Fica claro que está em crise o abastecimento do principal produto energético nacional; o combustível que move a totalidade de nossa indústria; com o qual são gerados 50% da energia elétrica e cuja utilização no parque automotor é crescente. Não devemos esquecer que o lema sob o qual vem se desenvolvendo o setor energético argentino há mais de 20 anos é: "Argentina, país gasífero".

O realmente novo e preocupante é o fato da crise energética ter se deflagrado no mês de março, ou seja, no verão. Nós, que há muito tempo observamos o setor energético, nunca vimos algo assim; a regra nesses casos é a de que problemas de escassez de gás natural, quando ocorrem, se dão no inverno, quando se forma um pico de demanda anual impulsionado pelo forte incremento do consumo residencial para calefação.

A análise cuidadosa das informações indica que os cortes elétricos se devem à insuficiência da produção, portanto, não por falha ou indisponibilidade das unidades geradoras, mas por falta de gás para alimentá-las. A análise mostra também que se algumas regiões, como o Noroeste Argentino, têm problemas de transporte de gás (o gasoduto norte constitui um importante gargalo desta rede), o sistema de transporte não é o verdadeiro limitante, já que a capacidade de transporte total do sistema de gasodutos alcança aproximadamente 120 milhões de metros cúbicos por dia; sendo que nos dias de crise se injetaram 102 milhões de metros cúbicos, ou seja, uma quantidade bastante inferior a que poderia ter si-

do transportada. Em síntese, a origem da atual crise do sistema gasífero argentino reside na restrição da oferta ao nível das jazidas.

O sistema produtivo de hidrocarbonetos (as jazidas em mãos de concessionários) está anarquizado, com produtores que fixam suas próprias regras e um Estado ausente. Esta situação demonstra que nem o setor de "concessionários das jazidas" nem o Estado foram capazes de prever e antecipar a oferta às exigências da demanda.

Deve ser ressaltado que esta crise, que hoje se vê com nitidez, já dera alguns sinais anteriormente. São particularmente desalentadores os dados de incorporação de novas reservas de gás natural proporcionados pelo sistema de gestão privada e pela passividade do Estado há mais de uma década. Também desalentadora é a performance privada na construção de novos gasodutos. A rede, privatizada em 1992, não vem sendo ampliada desde 1988, quando entrou em serviço o gasoduto Neuba II, construído pela estatal Gás do Estado; a gestão privada limitou-se, neste intervalo, a executar ampliações pouco intensivas de capital. Um novo gasoduto já deveria ter sido construído para que neste inverno não ocorra qualquer problema.

O governo, por sua vez, não se dispõe a elaborar um discurso convincente que dê tranqüilidade à opinião pública e aos atores seriamente afetados. Os Decretos 180 e 181, editados recentemente, geraram ainda mais confusão e legítimas dúvidas. É bom lembrar que muitas questões estão pendentes: entre as importantes, mencionamos a necessidade de discutir reformas profundas dos regimes elétrico e gasífero vigentes; entre as urgentes, a de cumprir definitivamente o estabelecido na Lei de Emergência Econômica antes que seja demasiado tarde.

Acreditamos que o governo possui, neste momento, elementos suficientes para declarar "em emergência" a produção de gás natural. Enquanto perdurar esta crise, ele deve fixar o preço do gás na fonte e "organizar a produção", fiscalizando para que a oferta não seja artificialmente restringida e fazendo cumprir a lei de hidrocarbonetos vigente.

As autoridades não deveriam perder de vista, sob nenhuma circunstância, o fato da Lei nº 24.076 do Marco Regulatório do gás natural estabelecer que a produção de gás natural é uma utilidade de interesse geral, um “serviço público”,

o que a distingue do restante das atividades produtivas.

¹ Engenheiro

Economia e Gestão em Energia

Inscrições abertas para turmas com início em agosto.

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

Turmas às quintas-feiras.

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

IAACSB
UNIVERSIDADE DO BRASIL
UFRJ
Instituto de economia
COPPEAD UFRJ

Informações: Tel.: (21) 2598-9898/2560-6522 - Fax: (21) 2598-8883 - atendimento@coppead.ufrj.br
www.coppead.ufrj.br

A Lógica da Reforma Competitiva da Indústria Elétrica e a Construção Real do Dissenso

Ronaldo Bicalho¹

Ao longo de grande parte do século XX, a indústria elétrica evoluiu em torno do aproveitamento de um potencial de redução de custos baseado na intensa exploração de economias de escala. O esforço tecnológico, a organização das empresas e da cadeia produtiva, a regulação e as políticas públicas relacionadas à eletricidade se estruturaram a partir dessa exploração. Na medida em que esse conjunto articulado de soluções tecnológicas, organizacionais e institucionais obtinha bons resultados, fortalecia-se a crença de que esse era o melhor caminho para essa indústria e, por conseguinte, não só as apostas nesse tipo de arranjo eram mantidas, mas, mais do que isso, elas eram ampliadas em um processo sustentado de expansão contínua dos sistemas elétricos.

No entanto, a manutenção dessa trajetória expansionista foi encontrando dificuldades crescentes ao longo do tempo, atingindo o seu limite no último quartel do século XX; quando uma combinação de fatores negativos solapou suas bases de sustentação.

No campo tecnológico, o desempenho das plantas e dos sistemas passou a estar em xeque, em função da custosa complexidade resultante do aumento continuado das escalas dessas plantas e desses sistemas. No front econômico, uma combinação perversa de recessão econômica, inflação e forte elevação de taxas de juros fulminou a rentabilidade dos ativos elétricos. No âmbito regulatório, o aumento do rigor das normas ambientais e de segurança traduziu-se em uma elevação de custos que enfraqueceu, ainda mais, a já combalida rentabilidade desses ativos. Na frente de batalha política, a ascensão de uma visão fortemente liberal, orientada para o mercado, encontrou uma opinião pública profundamente descontente com o desempenho das empresas elétricas monopolistas (privadas e estatais) que, nesse momento, tentavam repassar os seus aumentos de custos para as tarifas cobradas aos consumidores.

Interditada a trajetória tradicional, a indústria elétrica se viu na situação de ter que buscar um novo caminho para se desenvolver. O desafio fundamental, naquele momento, era encontrar uma fonte de redução de custos que pudesse servir de âncora, a partir da qual pudessem se estruturar as soluções organizacionais e institucionais, imprescindíveis ao desenvolvimento desse tipo de indústria.

Encontrar essa fonte de redução de custos não era uma tarefa fácil. A grande inovação ocorrida na indústria elétrica, representada pela geração nuclear, que prometia um horizonte sem limites para o suprimento de energia a baixos custos, foi abortada pela sua total inadaptação ao contexto econômico, regulatório e político de então; restando apenas como solução específica para um número restrito de países, porém muito longe de representar um padrão a ser seguido e difundido. Por outro lado, as novas tecnologias de geração (turbinas a gás) e de controle e monitoramento dos fluxos (tecnologia da informação), embora trouxessem avanços significativos em suas áreas específicas, não tinham o vigor necessário para inaugurar, de fato, uma nova trajetória virtuosa que sustentasse um processo continuado no tempo de redução de custos, e que servisse de base à configuração de uma nova articulação virtuosa de fatores tecnológicos, organizacionais e institucionais.

Se a fonte generosa de redução de custos não estava à mão no campo tecnológico, urgia encontrar uma solução, em outros campos de possibilidades, que viabilizasse uma nova estruturação para a indústria elétrica, que atendesse aos reclames, cada vez maiores, dos consumidores; que mais do que consumidores eram eleitores.

É nesse contexto, de fortes pressões políticas, por um lado, e de soluções tecnológicas estreitas, por outro, que a nova agenda da indústria elétrica será construída. Inicialmente de forma tímida, e, a seguir, de forma bastante agressiva, na medida em que era construído um providencial consenso em torno das suas premissas básicas.

Para que isso pudesse ser feito foi necessário operar uma importante inversão na cadeia de relações que estruturava a indústria elétrica. A trajetória virtuosa dessa indústria se sustentou sobre um tripé sobejamente conhecido: Escala – Verticalização – Monopólio Regulado. Nele, a verticalização e o monopólio desempenhavam um papel muito claro: viabilizar o máximo possível de exploração de economias de escala. Economias de escala que apresentavam um caráter dinâmico, e não um caráter estático; ou seja, o que estava em jogo era a viabilização de uma estratégia agressiva de expansão - caracterizada pela trajetória de aumentos significativos de tamanho e porte de plantas e sistemas -, pois nela é que se encontrava a generosa fonte de redução de custos. Portanto, o modelo se sustentava sobre uma fonte de redução de custo concreta; daí, o desafio era construir as soluções organizacionais e institucionais compatíveis com essa fonte. Desse modo, no limite, o monopólio era ponto de chegada, e não de partida.

A nova agenda da indústria elétrica colocou todo o seu foco sobre a estrutura de mercado monopolista, associando a ela a razão principal das deficiências dessa indústria, traduzidas nos aumentos de tarifas, que tanto molestavam os consumidores. Desta forma, inverteu-se, de fato, a cadeia tradicional de causalidades nessa indústria, transformando o ponto de chegada em ponto de partida

A partir desse movimento, foi possível imputar ao monopólio a “culpa” por aqueles aumentos, reduzindo o seu papel a um mero repassador passivo de custos. Nesse novo enfoque, o papel desempenhado pelo monopólio na trajetória virtuosa se desvanece, ou, na melhor das hipóteses, é considerado ultrapassado pelos novos eventos tecnológicos e econômicos vivenciados pela indústria elétrica.

Assim, se todos os males nasciam da vigência da estrutura monopolista, era razoável supor que na sua substituição por uma estrutura competitiva poderia estar a solução para os problemas da indústria elétrica. Baseada nessa premissa, heróica, foi construída a pauta de reforma da indústria elétrica.

O tom da crítica ao monopólio e das loas à concorrência variavam bastante, indo desde daquelas que consideravam que todos os problemas nasciam do monopólio e todas as soluções viriam da concorrência, àquelas que acreditavam que o monopólio não era capaz de

encontrar as soluções para a saída do impasse em que se encontrava a indústria elétrica e que só a concorrência poderia encontrá-las. Independentemente da mudança da estrutura ser meio ou fim, pode-se dizer que não havia controvérsia sobre a sua necessidade. Cabe observar que, tanto em um caso quanto no outro, a vigorosa fonte de redução de custo não estava presente. No primeiro caso, ela residia diretamente na nova estrutura de mercado, e, no segundo, a sua descoberta seria fruto da atuação dessa estrutura.

Desse modo, a agenda de soluções para a crise da indústria elétrica se estruturou, não sobre o reconhecimento de uma fonte de redução de custos real, mas a partir da crença em uma dada estrutura de mercado: o mercado competitivo. Seguindo essa crença, a nova cadeia de causalidades da indústria elétrica, que, esperava-se virtuosa, foi construída.

Considerando que a mudança da estrutura era necessária, a questão seguinte foi como implementá-la. A estruturação da indústria elétrica apresenta uma forte dimensão institucional. Isto implica que as transformações estruturais nessa indústria têm um forte caráter político, envolvendo, inexoravelmente, Governos e Parlamentos. Nesse sentido, para mudar a indústria elétrica é preciso passar por uma agenda política; pois será nesse âmbito que as questões serão, ao fim e ao cabo, decididas e sacramentadas. Face a isto, a reestruturação da indústria elétrica sempre é, no limite, uma agenda política; sempre foi e sempre será, e não há muito como fugir disto. Contudo, como os benefícios, no caso em questão, estavam profundamente associados a uma crença, a dimensão ideológica se acentuou, manifestando-se, muitas vezes, em uma fé fundamentalista na concorrência que estreitava bastante o debate.

No embate político pelas reformas, as especificidades da indústria elétrica tenderam a esmaecer-se; mais do que um movimento casual, esse foi um movimento necessário. Sem ele, não era possível tornar compatível a crença na concorrência e as limitadas possibilidades de introdução de competição no mercado elétrico. Logo, é fundamental reconhecer que a fonte de redução estrutural de custos considerada era, sim, a competição, e as soluções organizacionais e institucionais, tanto em sua face regulatória quanto política, tinham como função viabilizá-la.

A conseqüência de um diagnóstico da crise centrado nas falhas do monopólio, e, portanto, na necessidade de introduzir a competição, foi tra-

zer, concretamente, para o centro do palco a dimensão institucional. Dessa forma, a reforma tornou-se fundamentalmente uma reforma institucional. Se na trajetória anterior a dimensão tecnológica estruturava as demais dimensões, na nova construção foi a dimensão institucional que estruturou as demais. A partir dessa escolha, o papel e as funções das soluções organizacionais e tecnológicas mudaram de forma radical em relação à trajetória anterior.

A verticalização da cadeia produtiva da eletricidade, que tradicionalmente desempenhava o papel de incrementar a coordenação no tempo e no espaço das diversas etapas da atividade elétrica, segundo a nova abordagem, passa a ser um empecilho à introdução da competição; portanto, deve ser removida. Nesse caso, a opção pela desverticalização passa a estar subordinada à opção pela competição. Aqui, o que está em jogo não são as possibilidades de redução de custos advindas da coordenação da cadeia, mas as possibilidades de redução de custos advindas da operação de uma estrutura de mercado competitiva. Por conseguinte, a lógica não é a da indústria – baseada na economia de seus custos – mas a do ente institucional/regulatório, que crê que os ganhos obtidos pela competição irão sobrepujar aqueles conseguidos com a verticalização. É evidente que o ato de descoordenar a cadeia sacrifica determinados ganhos, porém, acredita-se que esse sacrifício é amplamente compensado pelos ganhos da competição.

No campo da organização empresarial, a descentralização acarretada pela introdução da competição gera uma fragmentação que tem impactos claros no ambiente e na tomada de decisão das empresas elétricas: o ambiente se torna mais incerto e a tomada de decisão mais complexa. Esse aumento de incerteza e complexidade coloca novos desafios para essas empresas que implicam no aumento dos riscos com os quais elas operam – riscos que deixam de ser administrados coletivamente pelo sistema e passam a ser administrados pelas empresas individualmente. Essa descentralização da gestão dos riscos cria a necessidade de redimensionar as qualificações jurídicas e financeiras necessárias às empresas elétricas.

Operando sobre uma base contratual menos solidária, a definição, execução e implementação dos contratos passam a ser responsabilidade individual de cada empresa. Em outras palavras, os riscos jurídicos dos contratos são trazidos para o âmbito das empresas, portanto retirados do âmbi-

to coletivo e sistêmico. Nesse sentido, a capacitação jurídica torna-se uma das qualificações essenciais à sobrevivência empresarial na atividade elétrica.

Por outro lado, a alocação da gestão de riscos nas empresas faz com que elas sejam obrigadas a definir a sua própria estratégia financeira. Sem o recurso da gestão sistêmica e coletiva dos riscos, o sucesso do empreendimento elétrico passa a ser, cada vez mais, dependente da eficácia dessa estratégia. Portanto, o desenvolvimento de qualificação na área financeira torna-se fundamental para uma empresa de energia elétrica; transformando-se em um atributo essencial à sobrevivência dessa empresa em um ambiente marcado por fortes incertezas.

Transladam-se, assim, as bases que estruturaram as empresas elétricas do campo técnico para o campo jurídico-financeiro, como referência básica para a definição da estratégia empresarial nessa atividade econômica. Dessa maneira, não só a forma de organização da cadeia produtiva é modificada, como a própria forma de organizar as empresas elétricas é alterada, respondendo às mudanças profundas no seu ambiente acarretadas pela introdução da competição.

A configuração de um novo ambiente de seleção tecnológica, marcado pela demanda por maior flexibilidade para fazer face ao aumento de incerteza, privilegia as tecnologias que apresentam esse atributo. Tecnologias de geração compactas, com custos de investimento e tempos de maturação menores, e tecnologias que sejam capazes de dotar os ativos de grande adaptabilidade a situações cambiantes tornam-se as mais adequadas a esse novo ambiente. A turbina a gás e a tecnologia da informação passam a constituir as vedetes no novo palco elétrico, na medida em que são aquelas que mais se adaptam aos desafios estratégicos enfrentados pelas empresas e pela indústria. Cabe notar que essa adequação não atende apenas às empresas, mas também ao reformador, pois permite o aumento do número de espaços de geração, portanto, em tese, o aumento do número de geradores/competidores; viabiliza também a operação do sistema em um grau de complexidade técnica maior, resultante da própria introdução da competição. Em outras palavras, as novas tecnologias tornam possível operar um sistema elétrico em bases competitivas; situação difícil de ser imaginada na ausência dessas tecnologias.

Desse modo, a partir da escolha de uma dada estrutura de mercado, se deslança uma reestruturação da indústria elétrica fortemente marcada pela dimensão institucional - principalmente pela sua face política – regulatória -, que subordina a dimensão organizacional e alcança a própria dimensão tecnológica. Reestruturação esta que tem como base a crença nos benefícios ideais da competição, que se coloca como a única forma de organização desejável para a indústria elétrica, independentemente da sua viabilidade e dos seus custos reais.

Na medida em que a agenda reformadora estrutura-se, essencialmente, em torno de uma determinada crença, a reestruturação da indústria elétrica é levada para o campo das percepções e visões do mundo. O campo ideológico não é estranho à discussão sobre a indústria elétrica; no entanto, na ausência de uma âncora tecnológica que a delimite, o campo de possibilidades se amplia de forma a tornar a convergência de expectativa, fruto do aprendizado intensivo sobre o comportamento dessa indústria, extremamente complexa e difícil de ser operada. Ampla o suficiente para abarcar as distintas experiências, mas sem um foco preciso que permita qualificá-las, a premissa básica da reforma constitui-se mais em uma motivação geral do que em uma pauta. Pauta a partir da qual pudessem ser identificados avanços e recuos, e realizadas comparações entre distintas experiências, viabilizando, assim, um processo consistente de aprendizado que não fosse tão fortemente limitado pelas especificidades locais das indústrias e das instituições.

No entanto, a indústria elétrica real continua existindo, as instituições reais continuam existindo e, por conseguinte, os resultados concretos da reforma continuam surgindo, estabelecendo um conflito constante entre crenças e limitações reais à introdução da competição. A solução para esse conflito não é o reforço da crença, mas o aumento da presença do real. Isto implica na construção de uma agenda de problemas reais e, portanto, na busca de soluções reais, que permitam a construção de convergências e consensos reais; fugindo, assim, de uma agenda autocentrada que gera os seus próprios problemas, em um processo contínuo de criação de dissensos, devido a sua intrínseca capacidade de desdobrar-se em novos e maiores impasses que inviabilizam qualquer convergência, a não ser aquela que se dá em torno da sua premissa básica; ou seja, os benefícios incontestes da competição.

Assim, o mais importante a notar na reforma competitiva da indústria elétrica é a tentativa de reestruturar essa indústria a partir de uma visão institucional bastante enviesada por uma concepção que idealiza a concorrência, e que subordina a organização industrial e a opção tecnológica a essa concepção. Esse forte caráter ideológico da reforma acaba sendo o seu traço mais marcante, engessando o debate, estreitando a agenda, afastando-se do real e ampliando o período de indefinições da indústria elétrica; metida em uma transição da qual se sabe o ponto de partida, mas, cada vez mais, não se sabe o ponto de chegada.

¹ Professor IE-UFRJ / Pesquisador GEE

Fatos Marcantes

Petrobras Acumula Resultados Positivos

Os bons resultados da Petrobras não se limitaram ao lucro recorde de R\$ 17,8 bilhões e à distribuição de dividendos de R\$ 5,15 por ação. Segundo levantamento da Economática, a estatal movimentou em fevereiro US\$ 115,541 milhões diários, em média, entre ações ordinárias, preferenciais e American Depositary Receipts (ADRs), os recibos negociados na Bolsa de Nova York. Com esse volume, a petrolífera brasileira se tornou a companhia de maior volume de ativos negociados na América Latina no período, à frente da mexicana Telmex.

A busca por ativos da Petrobras é reflexo do aumento da demanda por ativos brasileiros. Segundo o analista de petróleo da corretora Fator Paschoal Paioni, a companhia tem sua imagem fortemente associada à economia do país. Esta associação direta, no entanto, muitas vezes conta como ponto negativo para os investidores, em função do risco político ainda embutido nos papéis negociados da petrolífera. "A situação financeira dela é estável, mas existe o apelo de criar uma refinaria porque isso geraria emprego, ou seja, o risco é de se utilizar a Petrobras para investimentos que deveriam ser do governo", alerta Paioni. Para analistas, a empresa levou forte vantagem no ano passado devido à valorização do real frente ao dólar, suficiente para compensar a alta internacional do petróleo não repassada inteiramente no mercado interno. Esta prática, no entanto, pode ser nociva aos acionistas.

Para a analista de petróleo do BES Investimento, Mônica Araújo, o movimento de busca dos papéis da Petrobras pode também estar relacionado a uma defasagem internacional dos preços das ações da empresa na comparação com suas equivalentes russa e asiáticas.

A maior procura entre os ativos da Petrobras foi mesmo no mercado doméstico: as preferenciais somaram US\$ 41,699 milhões, seguidas de perto pelas ADR's das ações ON, que mobilizaram US\$ 40,547 milhões.

Outras empresas brasileiras que também fazem parte do ranking de maiores volumes negociados levantado pela Economática. São elas: Companhia Vale do Rio Doce, Telemar (controladora), Embraer e a Companhia Siderúrgica Nacional.

Ipiranga Anuncia Lucro de R\$ 302,6 milhões

As empresas Petróleo Ipiranga anunciaram no dia 11/03 lucro líquido de R\$ 302,6 milhões em 2003. O resultado, que reverteu prejuízo de R\$ 285,9 milhões de 2002, foi motivado pelo bom desempenho da atividade de distribuição de combustíveis. Também contribuiu de forma decisiva para o lucro a adequação da estrutura de capital da Ipiranga Petroquímica (IPQ), cuja dívida foi reduzida de R\$ 1,8 bilhão para R\$ 1,1 bilhão no fim de 2003.

Segundo o diretor-superintendente da IPQ, Paulo Magalhães, a reestruturação da dívida da IPQ se deu via aporte de capital no valor de R\$ 350 milhões pelos acionistas da Ipiranga e pelo alongamento do perfil da dívida com os credores. A IPQ acertou com a Internacional Finance Corporation (IFC) e com o alemão KFW o refinanciamento de cerca de US\$ 140 milhões, os quais começarão a ser pagos no segundo semestre de 2005.

No negócio de distribuição, a Ipiranga também conseguiu bons resultados. O diretor-superintendente da Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI), Leocadio Antunes Filho, afirmou que o grupo aumentou as vendas de combustíveis em 1,82% no ano passado, o que lhe permitiu ganhar participação de 1,1% no mercado brasileiro, consolidando a posição da Ipiranga como segunda maior distribuidora do país, atrás da BR Distribuidora, com participação de mercado de 18,6%.

TBG Lucra R\$ 1,33 bi, em 2003

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) obteve lucro líquido de R\$ 1,33 bilhão em 2003, o primeiro desde o início de suas operações, em 1999. Em 2002, o prejuízo havia sido de R\$ 1,751 bilhão. A valorização de 18,2% do real em relação ao dólar foi apontada pela empresa como a principal razão do desempenho positivo do ano, já que a receita líquida de variações monetárias e cambiais foi de R\$ 1,093 bilhão.

O uso do gasoduto em capacidade máxima de transporte também contribuiu para este resultado. O alcance desta capacidade – 30,08 milhões de metros cúbicos por dia – ocorreu oficialmente no dia primeiro de julho, quatro anos antes da meta estabelecida. Em média, foram transportados

14,12 milhões de metros cúbicos em 2003, 2,2 milhões a mais que a média de 2002, o que representa aumento de 19% na demanda.

Gas Natural e ComGás Pretendem Ampliar Malha Gasífera Paulista

Os planos da Gas Natural SPS, controlada pela espanhola Gas Natural, prevêem investimentos na ampliação da rede de distribuição paulista – dos atuais 437 quilômetros para 1.603 – da ordem de R\$ 385 milhões em seis anos. Objetivo é chegar em 2009 com 53 mil clientes residenciais, 1.087 unidades comerciais atendidas, 307 indústrias e 62 postos de GNV implantados em sua área de concessão. Para este ano deverão ser investidos R\$ 71 milhões com o objetivo de dobrar o número de clientes.

A estratégia de crescimento adotada pela empresa, que tem concessão para distribuir gás em 93 municípios do interior paulista, perpassa pela assinatura de contratos com consumidores industriais, responsáveis pela maior parte do volume de gás consumido. Segundo a chefe de relações externas da empresa, Lislaine Grup, a garantia de grande volume de consumo para um cliente industrial é o primeiro passo para a ampliação da rede de distribuição. Depois de garantido o volume de consumo que justifique os investimentos na expansão da rede, a empresa passa à estratégia de captar clientes nos outros segmentos.

Na região de atuação da empresa não havia fornecimento de gás encanado antes da privatização do setor pelo governo paulista, em 1999.

A ComGás, controlada pela British Gas, e detentora da concessão para a região leste do estado de São Paulo, pretende construir em 2004, 400 quilômetros de gasodutos e ampliar mercado no interior. Esta é a maior expansão da rede desde sua privatização, ocorrida em 1999.

Segundo o diretor de operações da empresa, John Costin, a empresa vai investir em 2004 na capilarização da rede criada para abastecer grandes consumidores industriais e ampliar o número de clientes residenciais e comerciais em sua área de abrangência.

"Este é um caminho natural", diz Costin. No planejamento para este ano estão previstas expansões para as zonas Leste, Oeste, Norte e Sudoeste da capital paulista e também para a região do ABC. "Nossa estratégia é expandir em bolsões residenciais que estão nas áreas de abrangência da rede já instalada."

A expectativa da empresa é aumentar o fornecimento total de gás em torno de 15% neste ano, semelhante aos 15,8% verificados em 2003. Os investimentos previstos em expansão da rede entre 2004 e 2008 serão de R\$ 1,1 bilhão.

Transpetro vai Abrir Licitação para Construção de 22 Novos Petroleiros

Está prevista na primeira etapa do Programa de Renovação e Expansão da Frota da Transpetro (subsidiária da Petrobras para a área de transporte de petróleo e derivados) a construção de 22 novos petroleiros, até 2010, com investimentos estimados da ordem de US\$ 1,1 bilhão.

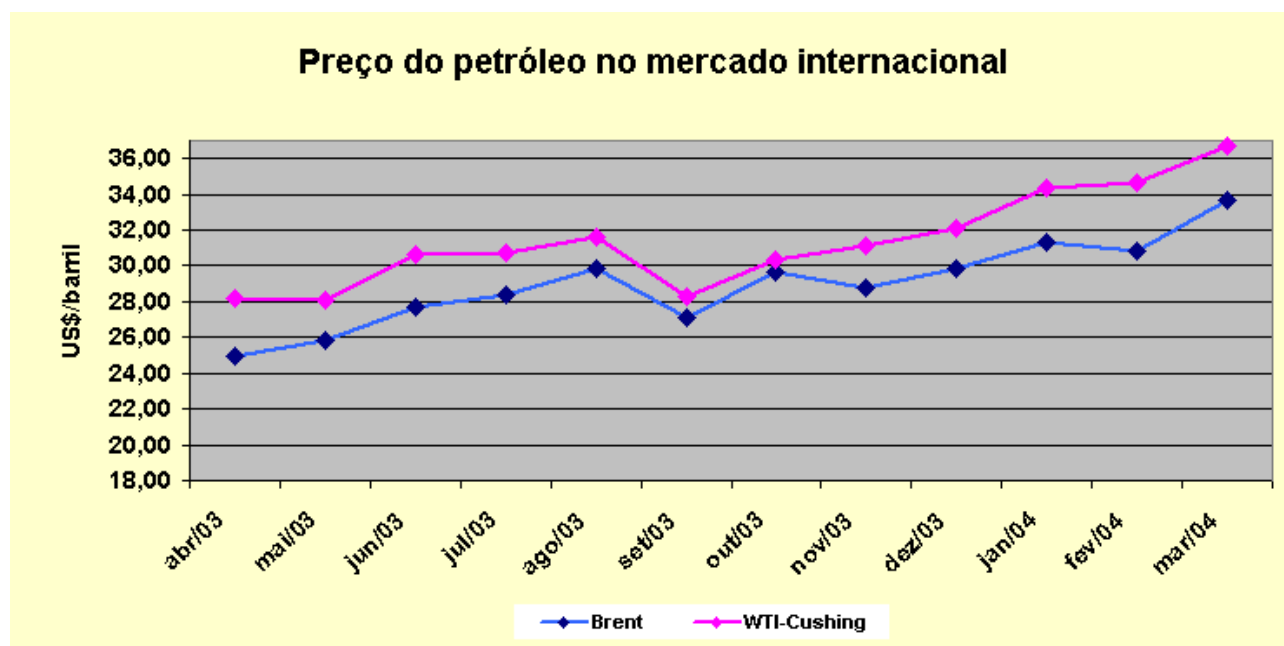
Esta primeira etapa, já aprovada no Planejamento Estratégico da Companhia, será iniciada entre abril e maio deste ano, quando a Transpetro abrir licitação para as obras. Segundo informações da Transpetro, o financiamento será realizado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com recursos do Fundo de Marinha Mercante. Ele cobrirá até 90% do valor da embarcação, com prazo de amortização de 20 anos e juros de 4 a 6% ao ano.

Alstom Converterá Térmicas da Chesf

Segundo acordo firmado entre a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) e a matriz da Alstom, na Suíça, deverá começar em dezembro a conversão das turbinas da térmica de Camaçari para bicombustível. A conversão das cinco unidades de geração da térmica será feita para atender determinação do Ministério de Minas e Energia (MME). As medidas foram adotadas como forma de evitar problemas como o ocorrido no final de 2003 e início de 2004, quando os reservatórios das hidrelétricas que abastecem o Nordeste ficaram abaixo do limite mínimo de segurança e as térmicas movidas a gás natural não puderam funcionar com capacidade plena por falta do combustível. O Nordeste ainda não é ligado por gasodutos com o Sudeste, região que tem maior disponibilidade de gás natural no País.

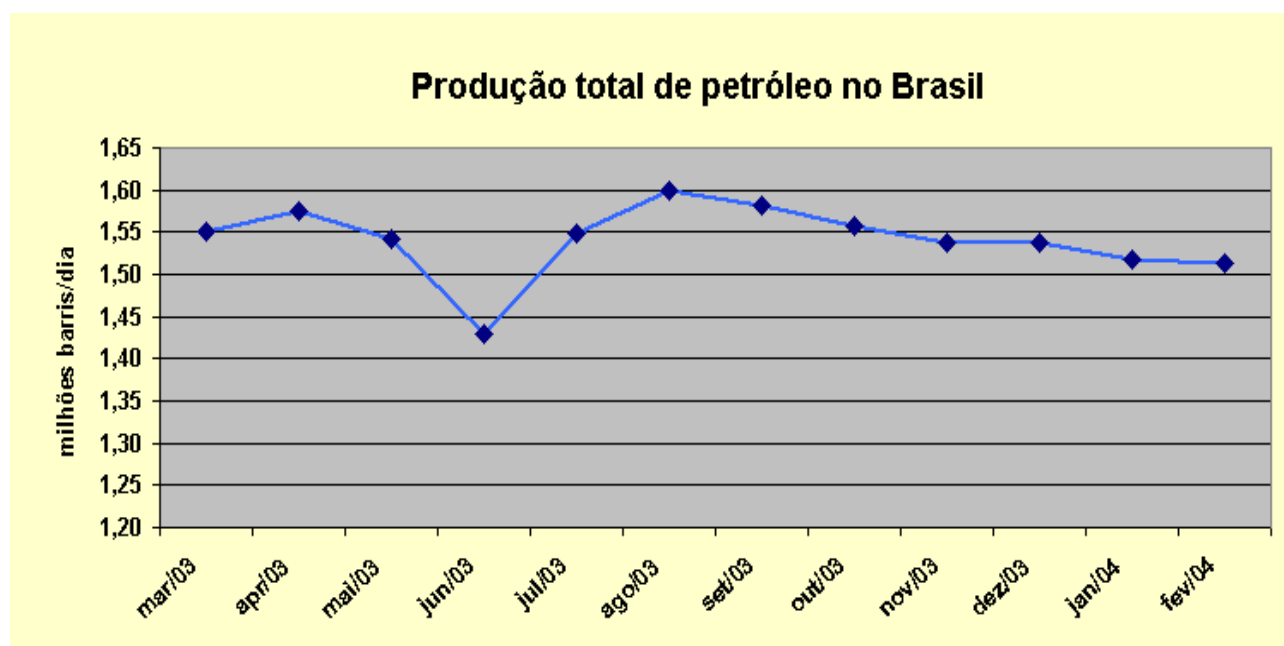
Com a mudança, as unidades geradoras de Camaçari perderão em potência, já que o rendimento com o óleo diesel é menor do que com o gás natural.

Gráfico 1



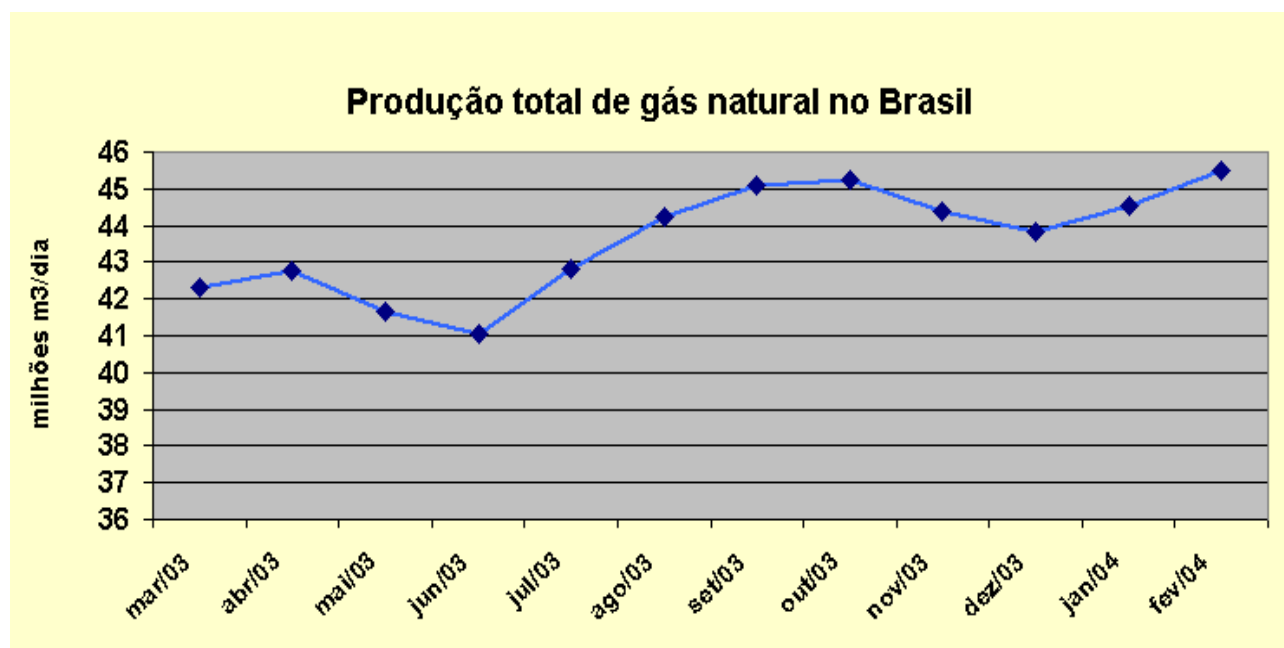
Fonte: EIA

Gráfico 2



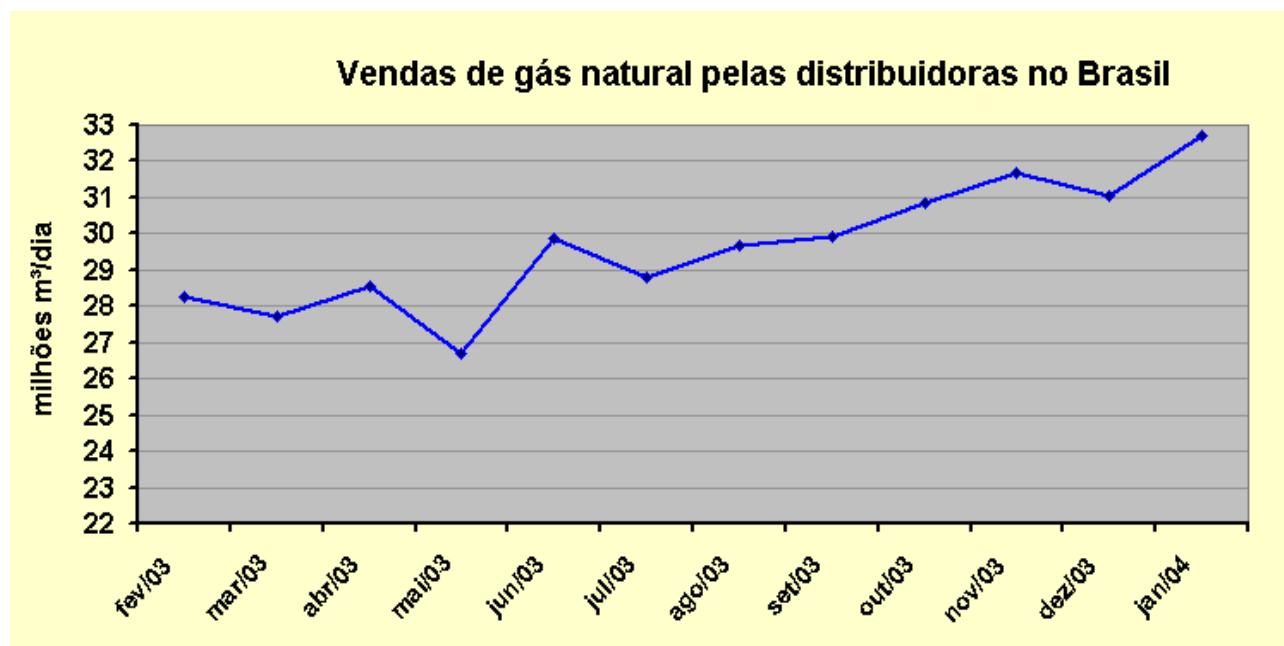
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia