

MARCELO GASPAR
MARCELO MARQUES FERREIRA

**A crescente participação da Petrobras no setor do gás natural e suas
consequências para as distribuidoras de gás natural privadas**

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a
obtenção do título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Distribuição de gás
natural

Orientador:
Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo

2005

FOLHA DE APROVAÇÃO

MARCELO GASPAR

MARCELO MARQUES FERREIRA

A crescente participação da Petrobras no setor do gás natural e suas consequências para as distribuidoras de gás natural privadas

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Distribuição de gás natural

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. _____

Instituição: _____

Assinatura: _____

Prof. _____

Instituição: _____

Assinatura: _____

Prof. _____

Instituição: _____

Assinatura: _____

Agradecimentos

À Comgás pela iniciativa de disponibilizar seus recursos financeiros e humanos para realizarem este MBA, que permitiu conhecer um pouco mais sobre o mercado de energia, e que muito contribuiu para nosso desenvolvimento profissional.

Aos profissionais do CTGás, Wellington Penetra e Judas Tadeu da Costa Ferreira e da Comgás, Marcus Vinicius Vaz Bonini, pelo tempo dedicado às entrevistas realizadas.

Ao professor Edmilson Moulzinho dos Santos, pelos comentários desafiadores e orientações, que foram peça chave no desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

O problema analisado nesta monografia refere-se à participação da Petrobras no setor de gás natural, com sua atuação tornando-se cada vez mais presente em todas as etapas da cadeia de valor e gerando impactos nas distribuidoras privadas de gás natural. Essa atuação inicia-se nos poços de extração de gás, incluindo a participação como único investidor ou acionista majoritário em gasodutos de transporte, bem como em diversas distribuidoras de gás. Adicionalmente, a Petrobras mantém forte atuação no setor de geração de energia elétrica a partir do gás natural, transformando-se, portanto, em um grande usuário final do gás.

Serão analisados os impactos positivos e negativos dessa participação da Petrobras e seus reflexos nas distribuidoras de gás privadas. O modelo utilizado para esta análise foi o das Cinco Forças Competitivas de Porter.

Foram coletados dados sobre a Petrobras, desde sua criação, passando por sua estratégia, descrição detalhada das etapas da cadeia do gás natural nas quais a empresa está presente e também seu papel enquanto produtor, distribuidor e comercializador de energéticos alternativos ao gás natural. Adicionalmente, foram feitos um rápido apanhado sobre a regulação do setor de gás natural, uma descrição da história da participação da Petrobras nas distribuidoras e uma revisão das recentes notícias relacionadas aos setores de gás natural e petróleo.

Também foram objetos de análise as recentes alterações promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na regulação de acesso aos gasodutos de transporte e as ainda mais recentes discussões sobre a criação do mercado secundário de gás natural, cujo objetivo é garantir o suprimento

às termelétricas a gás, as quais deverão ser utilizadas para garantir a confiabilidade do setor elétrico nacional.

A principal conclusão deste trabalho é que a Petrobras tem atuação dominante sobre o setor de petróleo e gás natural, tornando as concessionárias de distribuição de gás privadas dependentes das suas decisões. Na visão dessas distribuidoras, tal situação muitas vezes conduz a um quadro de mais conforto, com vários riscos e importantes decisões sendo assumidas pela Petrobrás. Porém, para o longo prazo, este trabalho sustentará que esse cenário é desfavorável à construção de um setor de gás robusto, no qual as decisões tenham um forte embasamento técnico-econômico e onde todos os agentes econômicos tenham plena liberdade de atuação, dentro de regras claras e razoavelmente estáveis, podendo assumir suas responsabilidades nos riscos e nas decisões.

Espera-se, com essa reflexão, alimentar o debate sobre o papel futuro da Petrobrás no setor de gás natural no Brasil, induzindo, então, os formuladores de políticas públicas a definirem os instrumentos que permitirão conter em fronteiras bem estabelecidas a atuação da empresa estatal brasileira.

Abstract

The issue analysed in this monograph has to do with Petrobras dominant participation in the natural gas sector, as its performance has become more and more active in all phases of the value chain - including its impact in the privately owned natural gas distributors. This performance starts in the natural gas extraction fields, and it involves participation in natural gas transportation pipelines as the only investor or major shareholder as well as in several piped gas distributors also as a shareholder. Additionally, Petrobras has strong participation on the power generation sector, using natural gas as source of energy, which makes Petrobras an end user of natural gas.

The positive and negative impacts caused by Petrobras dominant participation in the natural gas sector will be analysed - as well as its reflexes on the privately owned natural gas distributors. The model used to do this analysis was Five Competitive Forces model Porter.

To do so, data on Petrobras were collected, starting with the company's foundation, going through its major corporate strategies and also a detailed description of its role in the natural gas chain phases as well as it's role as a producer / distributor / trader of sources of energy other than natural gas. In addition to that, a short review was made about the regulation of the natural gas sector, as well as a description from Petrobras performance in the distributors and a review of the recent news regarding the natural gas sector and Petrol.

Changes were also analysed by "Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis " (ANP) in the regulation of the pipeline access and the latest discussions about the creation of the secondary market for natural gas. The objective

is to guarantee the supply to the gas thermoelectric that will be used to certify the national electric sector confidence.

The main conclusion of this work is that Petrobras has dominant performance over the petrol and natural gas, making the private gas distributor dealers dependent on its decisions. On the distributor's point of view, this situation leads, many times, to a comfortable situation, with many risks and important decisions being undertaken by Petrobras. However, on the long run, this work will support that this scenario is not favourable to the construction of a strong gas sector, in which there is a solid technical and economic foundation where all economic agents can act freely, following clear and reasonable stable rules; thus, taking full responsibility in the risks and decisions.

It is expected, with this reflection, to heat the debate about Petrobras' future role in Brazil's natural gas sector, leading the private policy formulators to define the tools which will be able to keep well established limits in the performance of the Brazilian state-owned company.

Sumário

1) Introdução	11
2) Metodologia	16
3) A caracterização do ambiente de negócios do gás natural no Brasil – o papel dominante da Petrobras	23
3.1) Criação da Petrobras e início da sua participação no gás natural	23
3.2) Breve panorama da regulação do setor de petróleo e gás natural	30
3.3) Atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural	37
3.4) Petrobras no transporte de gás natural e sua oferta para uso em termelétricas	40
3.5) Petrobras na distribuição de gás natural	55
3.6) Petrobras na Produção de Energéticos Alternativos ao gás natural	64
3.7) Cenário atual da oferta de gás natural	65
3.8) Criação do mercado secundário de gás natural	70
4) Análise qualitativa através do modelo de forças de Porter do ponto de vista das distribuidoras privadas de gás natural	73
4.1) Análise das vendas de gás e investimentos das distribuidoras privadas	73
4.2) Primeira força de Porter - Entrada de novos concorrentes	76
4.3) Segunda força de Porter – Substitutos ao gás natural	78
4.4) Terceira força de Porter – Poder de barganha dos compradores	79
4.5) Quarta força de Porter – Poder de barganha dos fornecedores	80
4.6) Quinta força de Porter – Competição dentro do setor de distribuição de gás	89
4.7) Influência do Governo – uma sexta força no modelo de Porter	89

5) Conclusão	91
6) Referências bibliográficas	98

1) Introdução

A motivação para realização deste trabalho, está ligada diretamente à vivência de muitos anos dos autores, no setor de petróleo e gás natural, no qual deparou-se com uma participação dominante e sempre crescente da Petrobras. Essa experiência, com visão empresarial, foi adquirida nas empresas Shell Brasil S.A. e Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. Trata-se, portanto, de uma visão privada dos negócios, sob a ótica dos autores e não das empresas em que desenvolveram suas experiências profissionais, segundo a qual existe um certo desconforto com a situação atual do setor de gás natural no Brasil.

Esse domínio da Petrobrás, como será visto ao longo do texto, produz uma série de paradoxos, cujo principal efeito de longo prazo poderá ser um certo imobilismo de todos agentes econômicos, que estarão sempre à espera das decisões e das propostas da Petrobras antes de tomarem suas próprias decisões. Tal situação não parece saudável para a criação de um setor de gás natural robusto no Brasil.

A metodologia escolhida foi uma análise qualitativa, através do modelo das Cinco Forças de Porter, o qual pois permite incorporar a experiência empresarial dos autores, articulando a reflexão dentro de um modelo clássico e consagrado tanto na área de Marketing como da análise estratégica.

As consequências do quadro de negócios atual para as distribuidoras de gás natural privadas serão analisadas, considerando-se a participação dominante da Petrobras no setor. Para tanto, será necessário inicialmente contextualizar o processo de criação da Petrobras, cuja atuação foi tradicionalmente centrada na exploração, produção, refino e comercialização de produtos do petróleo. O

interesse da Petrobras em gás natural é recente, porém abrangente, envolvendo todas as etapas da cadeia do gás, ao mesmo tempo que não deixa de ser, muitas vezes, incoerente, devendo frequentemente a empresa limitar a expansão do gás ou dedicar-lhe alguns usos que limitem seus impactos nas atividades de petróleo.

Essa descrição inicia-se no item 3.1, no qual adota-se uma perspectiva histórica, que conduz a sugestão de que a Petrobras, a qual, previamente, sempre havia renegado o gás natural a uma posição secundária em relação ao petróleo, passa, posteriormente, a buscar uma posição cada vez mais atuante e dominante em todas as atividades relacionadas ao gás. Essa percepção histórica deverá ser confirmada nos demais itens que seguem.

Este trabalho procura descrever extensivamente o ambiente de negócios, incluindo as questões regulatórias, mas principalmente enfatizando o papel central da Petrobras, a qual encontra-se presente em todas as etapas da cadeia do gás natural, tornando o ambiente competitivo das distribuidoras privadas de gás extremamente particular.

No item 3.2, realiza-se uma revisão da regulação dos setores de petróleo e gás natural, passando pela importante etapa da criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que ocorreu após a aprovação da Lei 9478 de 1997, marco regulatório inicial que permitiu a entrada da iniciativa privada nos setores de petróleo e gás natural. Outro fato importante, também abordado nesse item, foi a criação da Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), responsável pela regulação da distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Na perspectiva brasileira, a CSPE pode ser encarada ícone de uma regulação estadual da distribuição de gás voltada à regulação de um

ambiente privado dos negócios, contrapondo, assim, com a legislação federal, que rege os demais segmentos da cadeia de valor do gás natural e que tem dificuldades para estabelecer seu convívio com a Petrobras.

O trabalho continua com a análise da participação da Petrobras na viabilização do suprimento de gás natural no Brasil e na criação da infra-estrutura básica de transporte, bem como analisando sua atuação nas distribuidoras de gás natural e descrevendo os mecanismos utilizados para a viabilização das primeiras redes de distribuição nas distribuidoras com sua participação acionária.

Assim no item 3.3, foi realizada uma breve apresentação do papel da Petrobras nas etapas de exploração e produção de petróleo e gás, incluindo uma análise das recentes descobertas e do desenvolvimento do gás natural da Bacia de Santos. Observar-se-á como, a partir dessas preocupação de produtor de gás a Petrobras passa a propor como novos objetivos estratégicos, a criação de um mercado secundário de gás natural, cujos impactos nas distribuidoras privadas de gás, poderão ser negativos, sendo esse um dos principais focos desta pesquisa, o qual será detalhado no item 3.8.

Conforme será detalhado no item 3.4, pode-se sugerir que a Petrobras tem intensificado os investimentos em gasodutos de transporte, visando prioritariamente garantir o suprimento de gás para as termelétricas, nas quais, inclusive, também detém posição dominante. Essa percepção também poderá ser evidenciada pela análise do plano estratégico dos investimentos da Petrobras. Nos itens 3.5 e 3.6, descreve-se resumidamente as demais etapas da cadeia do gás natural em que a Petrobras está presente, incluindo sua participação dominante como principal consumidora do gás, dando prioridade a termelétricas, o que, como será visto, a coloca em uma situação de conflito

potencial com as distribuidoras e demais consumidores de gás. Por outro lado, a Petrobras também é o principal produtor e fornecedor dos energéticos alternativos que competem com o gás. Em função de sua capacidade de eventualmente manipular preços e controlar as decisões de oferta de todos esses energéticos, existem sim, questões importantes que devem ser levantadas referentes às características da oferta de gás natural no Brasil, as quais serão discutidas no item 3.7.

Todo o capítulo 3 não tem a intenção de esgotar o debate sobre os temas abordados, muitos dos quais são extremamente contemporâneos e envolvem questões dinâmicas, que apresentam alterações substanciais frequentes, caracterizando-se por uma elevada complexidade, sobre os quais os autores não tem a menor pretensão de possuir total entendimento. O foco deste longo capítulo 3 é descrever o ambiente de negócios do setor de gás no Brasil, detalhando melhor e o mais sinteticamente possível a atuação dominante da Petrobras, pois conforme descrito na metodologia, toda a análise competitiva de Porter só se materializa e fornece informações relevantes quando, previamente, se contextualiza o ambiente no qual as forças competitivas se desenvolvem.

Tem-se, assim, os principais elementos para que se possa aplicar o modelo analítico de Porter, como segue no capítulo 4, no qual a ótica de análise será a distribuidora privada de gás natural. Serão essas as principais reflexões que conduzirão às conclusões apresentadas no capítulo 5.

Como antecipação da principal conclusão a qual chegará este trabalho, pode-se afirmar que a despeito de muito se falar sobre as necessidades de criar-se uma economia mais concorrencial no país e principalmente em seus setores energéticos, a Petrobras, em seus domínios de atuação na área de gás natural,

segue caminho oposto, quase sem encontrar barreira regulatória nenhuma, e consolida, gradualmente, sua figura como monopólio e monopsonio. Os órgãos reguladores, inclusive aqueles responsáveis pela proteção da concorrência, bem como formuladores da política energética, incluindo o Ministério de Minas e Energia, mantém-se discretos e, na verdade, parece mesmo incentivar tal situação, deixando à empresa estatal, cuja capacidade de assumir riscos e realizar investimentos é elevada, a total responsabilidade de definir os rumos da indústria do gás natural no Brasil, definindo as estratégias de oferta, as prioridades e condições de uso, bem como, pelo menos indiretamente, os papéis a serem reservados aos demais agentes econômicos envolvidos com esse setor.

Este trabalho limita-se a identificar alguns dos possíveis impactos negativos deste quadro, aparentemente de conforto, sobre as distribuidoras privadas de gás natural, as quais chegaram ao país com algumas atribuições bem definidas e dentro de uma proposta de modelo concorrencial que afasta-se cada vez mais da realidade. A contribuição maior desta pesquisa é de alimentar um debate, cujo vigor parece perder-se, podendo ter consequências danosas no futuro.

2) Metodologia

Para a elaboração deste trabalho, foram pesquisados dados bibliográficos de diversas origens, com grande foco nas informações atuais, que, somente, encontram-se disponíveis em jornais e revistas periódicas. Empregou-se a seguinte metodologia:

- Revisão bibliográfica da atuação da Petrobras na cadeia do gás natural e petróleo, bem como dos aspectos ligados ao planejamento estratégico da companhia.
- Realização de entrevista com pesquisadores do Centro de Tecnologia do Gás Natural (CTGás), para permitir melhor conhecimento da atuação da Petrobras nas distribuidoras localizadas no Nordeste do Brasil.
- Caracterização do ambiente concorrencial da indústria do gás natural no Brasil, permitindo, em particular, caracterizar o papel das distribuidoras de gás privadas.
- Análise qualitativa dos impactos da atuação da Petrobras nas distribuidoras de gás privadas com base nas Cinco Forças Competitivas de PORTER (1986).

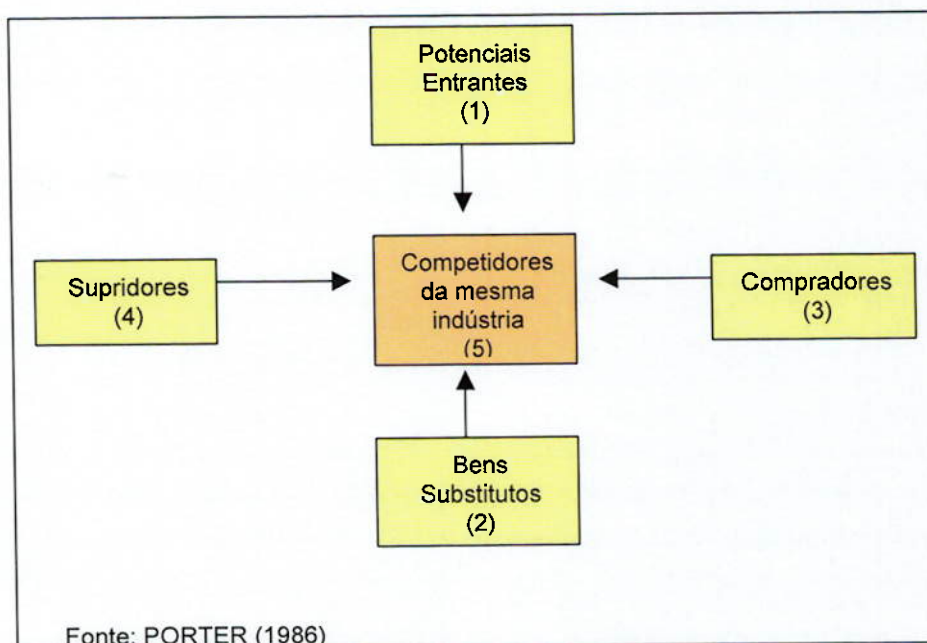
O modelo teórico de PORTER (1986) define cinco forças competitivas, que determinam a intensidade da competição em um dado setor de atividade econômica. Segundo essa metodologia, as empresas devem encontrar um posicionamento no setor que atuam, o qual lhes permita reagir às forças competitivas que estão ao seu redor ou encontrar uma forma de influenciá-las ao seu favor.

Evidentemente, tal tarefa nem sempre é trivial. Por exemplo, quando uma empresa deve conviver em um mercado com um agente econômico poderoso como

a Petrobras, cuja atuação pode influenciar praticamente todas as forças competitivas, que lhe afetam, então o jogo concorrencial pode trazer-lhe ameaças constantes, inclusive por imobilismo, pois as forças competitivas lhe bloqueiam os caminhos em todas as direções. Além disso, em tais situações, muitas vezes os demais agentes econômicos sentem-se confortáveis ao entregar as decisões e os riscos à empresa dominante. Esse conforto pode converter-se em armadilha.

Ao longo deste trabalho, serão apresentadas as diversas etapas da cadeia de valor do gás natural em que a Petrobrás está presente e suas formas de atuação, mostrando como estas podem ser associadas ao modelo de PORTER. Este será analisado sob a ótica das distribuidoras privadas de gás natural, sendo necessárias algumas abstrações que permitam algum nível de generalização. A figura 1, esquematiza o modelo das CINCO FORÇAS DE PORTER.

Figura 1: Diagrama das Cinco Forças Competitivas de Porter



Em resumo, a primeira força competitiva de PORTER, a dos “Potenciais Entrantes”, trata da facilidade ou dificuldade que um novo concorrente pode sentir ao começar a fazer negócios em um setor. Quando se analisa a possibilidade de novos concorrentes nos setores de petróleo e gás natural, essa concorrência só poderá existir nas etapas da cadeia em que não existam monopólios regulamentados. Portanto, será necessário caracterizar previamente o ambiente regulatório desses negócios. Tal situação deverá ser melhor entendida para o caso das distribuidoras de gás natural, pois, como será visto no item 3.2, o modelo regulatório brasileiro tende a favorecer a existência de monopólios naturais na distribuição do gás natural, com importantes diferenças entre os estados da federação.

Obviamente, quanto mais difícil for a entrada em um determinado setor, menor será a concorrência e maior a probabilidade de lucros para os agentes já existentes. Entretanto, se um determinado setor possui um agente com poder econômico muito maior que os demais, como ocorre com a Petrobras para nos setores de petróleo e gás natural no Brasil, ele pode atuar nas demais etapas da cadeia de valor do setor, influenciando as demais forças competitivas e anulando as vantagens econômicas eventuais dos demais agentes, mesmo se estes caracterizarem-se como monopolistas em uma etapa específica.

Um outro aspecto que influencia esta força competitiva, são as incertezas geradas pelas políticas governamentais, que podem induzir ou restringir a entrada de novos agentes, bem como alterar a abrangência, a duração e as características de um monopólio.

A segunda força competitiva, dos “Bens Substitutos”, está relacionada à facilidade com a qual o comprador pode substituir um tipo de produto ou serviço por outro. Essa ameaça torna-se significativa não apenas quando um outro agente

oferece uma fonte alternativa para o comprador, mas também quando proporciona uma melhoria significativa na relação preço / desempenho.

No caso do gás natural, considerando as condições regulatórias que serão descritas no item 3.2, mesmo existindo monopólio natural para sua distribuição e comercialização, impossibilitando ou limitando a concorrência entre dois potenciais supridores de gás, os consumidores podem, entretanto, utilizar energéticos substitutos, como os óleos combustíveis, o gás liquefeito de petróleo (GLP) ou a energia elétrica, havendo, muitas vezes, grande facilidade para os compradores migrarem de um energético a outro.

Em relação a esta força competitiva, será particularmente interessante analisar o papel da Petrobras enquanto produtora e vendedora dominante do gás natural, mas também de boa parte dos energéticos que podem substituir o gás, sejam eles produtos derivados do petróleo ou eletricidade derivada do próprio gás natural. Como será visto no item 3.1, essa contradição é histórica na vida da Petrobras e esta pesquisa tende a mostrar que tais contradições estão distantes de desaparecerem.

A terceira força, dos “Compradores”, está relacionada ao poder de barganha desses, que podem exercer pressões devido a compra de grandes volumes ou pela facilidade que têm de encontrar energéticos alternativos. O comprador pode comparar as proposta de vários fornecedores, forçando, dessa forma, a redução dos preços ou a melhora das cláusulas contratuais praticadas. Além disso, pode haver perda de consumidores importantes quando esses migram para outros energéticos, esperando contar com a proteção de um supridor gigante como a Petrobras.

Para a distribuição do gás natural, notadamente nos clientes do setor industrial, as condições de compra são favorecidas em função dos volumes

adquiridos. Porém, a relação consumidor / distribuidora é também influenciada pela ação do órgão regulador, sendo ainda mais importante nos segmentos de consumidores comerciais e residenciais.

Outra dimensão dessa força competitiva tem caráter mais tecnológico. O custo para a troca de energético varia de acordo com o tipo de aplicação, sendo, em geral, maior para a substituição da energia elétrica, seguido pelo custo para substituir os óleos combustíveis (OC) e, finalmente, para deslocar o GLP.

Por outro lado, após a realização dos investimentos para utilização do gás natural, as instalações dos consumidores podem passar a ser bi-combustíveis, conferindo grande poder de barganha para os compradores. Instalações dedicadas ao gás tendem a transferir parte desse poder ao supridor. Portanto, um dos elementos chaves do negócio é seduzir os consumidores a adotar tecnologias mais sofisticadas e dedicadas ao gás. Isso não pode ser feito sem um nível maior de responsabilidade do supridor, vis-a-vis seu mercado.

Um último elemento de destaque desta terceira força competitiva encontra-se naquela situação na qual uma empresa dominante como a Petrobras estende a sua influência até a esfera do consumo, tornando-se, ela mesma, através de uma integração vertical completa, o principal consumidor do gás. Isso ocorre, no caso da Petrobras, através de sua atuação em termelétricas. No limite, pode-se falar inclusive de uma situação de quase monopólio a ser exercida pela Petrobras.

A quarta força, dos "Supridores", se refere ao poder de barganha dos fornecedores, que, segundo PORTER (1986), podem possuir um poder semelhante ao dos compradores, principalmente naqueles setores em que, por exemplo, os fornecedores encontram-se mais concentrados ou mais organizados do que os clientes para os quais vendem. Nessa situação, é pouco provável que os

compradores se agrupem para exigir melhor preço, qualidade ou prazo. Os fornecedores tendem a fazer valer suas próprias condições contratuais, capturando uma parcela maior dos lucros a serem gerados. Novamente no limite, pode-se falar de uma situação de quase monopólio.

No setor de gás natural, a existência de praticamente um único fornecedor de gás, a Petrobras, permite que a empresa estatal atue praticamente como um monopólio no fornecimento de gás para as distribuidoras, tendo ela um grande poder de barganha que poderá ser determinante para a definição do futuro das distribuidoras.

Dada a imaturidade da indústria gasífera brasileira e o modelo regulatório vigente para a distribuição de gás, as forças do fornecedor tendem a ser parcialmente neutralizadas. No entanto, o jogo concorrencial deve complicar-se substancialmente na medida em que a Petrobras transforma-se, ela mesma, em um grande consumidor do próprio gás ou a partir do momento que o modelo regulatório para a distribuição torne-se, unilateralmente, mais aberto e concorrencial.

Finalmente, a última força competitiva refere-se ao nível de competição dentro do próprio setor, que é moldado pela rivalidade existente entre os competidores mas também pelo arcabouço regulatório vigente. Segundo PORTER (1986), a competição tende a ser mais intensa em um setor no qual o número de empresas é grande, inclusive tornando mais difícil formas mais ou menos disfarçadas de conluíus e oligopólios.

A distribuição de gás natural é feita através de monopólio, não havendo, dessa forma, competidores diretos para as distribuidoras privadas de gás natural. Nesse sentido, a competição é limitada, mas, variará de acordo com o modelo regulatório vigente para cada estado. Essa talvez seja a questão mais complexa que

impede uma maior generalização deste modelo. Cada distribuidora convive com uma situação particular e isso poderá ser significativo para definir seu futuro.

Por outro lado, as distribuidoras, monopolistas em suas respectivas áreas, poderão necessitar competir entre si para garantir seu suprimento de gás. Assim, os fornecedores poderão beneficiar-se de um nível maior de competição entre as distribuidoras. Esse cenário de competição entre as distribuidoras, pelo suprimento de gás, não será objeto deste trabalho. Porém, indiretamente, será uma preocupação sempre presente dada a participação crescente da Petrobras em muitas distribuidoras, que, em algum momento, poderá gerar uma situação de conflito em relação às distribuidoras privadas.

O modelo de PORTER adotado por este trabalho resultará em uma análise qualitativa, considerando-se a distribuidora de gás privada no centro do modelo, com as demais forças externas atuando sobre a mesma, e tendo a Petrobras, quase sempre, como agente motor de cada uma dessas forças. Já nesta apresentação da metodologia, procurou-se demonstrar o alcance do modelo e o tipo de questionamento que pode ser suscitado. A análise se aprofundará no capítulo 4 do trabalho. Porém, antes disso, é essencial caracterizar melhor o ambiente de negócios no qual tanto as distribuidoras privadas, como a Petrobras e os demais agentes econômicos, deverão operar. Esse será o foco do capítulo três que segue.

3) A caracterização do ambiente de negócios do gás natural no Brasil – o papel dominante da Petrobras

O panorama que será apresentado neste capítulo, tem como objetivo falar sobre a atuação da Petrobras nos setores de petróleo e gás natural, com a finalidade de caracterizar o ambiente de negócios e concorrencial desses setores. Também será apresentado um resumo sobre a evolução da regulação dos mesmos. Antes, porém, é necessário caminhar ao longo da linha histórica que conduziu a Petrobras desde a sua criação aos dias de hoje. O objetivo é notar como a empresa, que antes repudiava o gás, de repente abraça-o com toda a sua força, tentando controlar todas as dimensões do negócio e mesmo, possivelmente, asfixiando os demais agentes econômicos.

3.1) Criação da Petrobras e início da sua participação no gás natural

Em outubro de 1953, através da Lei 2.004, a criação da Petrobras foi autorizada com o objetivo de executar em nome da União, as atividades do setor de petróleo e gás natural no Brasil. Conforme descreve MOUTINHO DOS SANTOS (2001), a Petrobras iniciou suas atividades com os ativos recebidos do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora sobre o setor, mas foi, gradualmente, perdendo força até sua total extinção. A Petrobras tornou-se, então, um monopólio estatal com poder de auto regular-se.

Ao longo de mais de quatro décadas, a empresa tornou-se líder em distribuição de derivados de petróleo no país, bem como constituiu um verdadeiro monopólio nas demais atividades de exploração, produção, refino e transporte de

petróleo e seus derivados. A Petrobras tornou-se uma das grandes empresas petrolíferas do mundo, sendo detentora de uma importante gama de tecnologias avançadas, que lhe viabiliza a produção de petróleo offshore, em águas cada vez mais profundas, assim como o escoamento da produção até seus consumidores no Brasil e no exterior.

Essa posição de destaque foi construída exercendo-se um monopólio quase absoluto no mercado doméstico. Esse tem sido um grande paradoxo que o Brasil ainda não decidiu afrontar. Na escala global, a Petrobras rivaliza com os grandes e alimenta o orgulho nacional com seus sucessos. Porém, esses sucessos dependem quase exclusivamente do seu domínio quase absoluto do mercado nacional. A empresa talvez tenha tornado-se grande demais para o país. Assim, a empresa pôde usufruir-se, com exclusividade, das grandes descobertas de petróleo bruto que realizou, principalmente na Bacia de Campos, a qual, em 2005, ainda respondia por mais de 75% da produção nacional. MOUTINHO DOS SANTOS (2001) também mostra como a empresa beneficiou-se de fontes de capital baratas criadas pelo governo, visando sua capitalização inicial. Além disso, como descreve POSTALI (2000), as rendas minerais geradas pela produção de petróleo foram quase totalmente capturadas pela própria empresa, sem serem transferidas para a sociedade até 1997 quando o regime Legal foi alterado.

Em 1997, o Brasil, através da Petrobras, ingressou no seleto grupo de 16 países que produzem mais de 1 milhão de barris de petróleo por dia. Foi um sinal mais do que evidente e mesmo tardio de que a empresa havia atingido a maturidade e estava pronta para enfrentar ambientes de negócios mais concorrenciais. Nesse mesmo ano, foi promulgada a Lei n.º 9.478, que abriu as atividades da indústria petrolífera e gasífera do país à iniciativa privada.

Com a nova lei, foi criada a ANP, como órgão regulador federal e o representante da União para contratar e fiscalizar as atividades de exploração e produção de petróleo no país. Passou a ser incumbência da ANP organizar processos seletivos competitivos, para conceder novos direitos exploratórios, podendo a Petrobras participar de tais leilões sem qualquer privilégio regulatório. Do ponto de vista legal, a Petrobras passou supostamente a ser tratada como qualquer empresa privada. Na prática, como será visto a seguir, essa ainda é uma realidade distante, sendo claro o domínio da Petrobras em todas as etapas da indústria e, normalmente, bem menos clara a disposição das autoridades públicas para afrontar essa realidade.

Em 2003, coincidindo com a comemoração dos seus 50 anos, a Petrobras identificou novas províncias petrolíferas e gasíferas no Espírito Santo, em Sergipe e na Bacia de Santos, podendo ser consideradas suas maiores conquistas, na área de exploração e produção, depois da descoberta da Bacia de Campos em 1974.

A Petrobras ultrapassou, pela primeira vez, em 12 de maio de 2005, a marca de 1,8 milhão de barris de produção de petróleo por dia, chegando perto da auto-suficiência brasileira. Nesse mesmo ano, a companhia bateu o recorde brasileiro de profundidade de perfuração, com um poço inclinado que chegou a 6.915 metros além do fundo do mar. O poço foi perfurado no bloco BMS-10, na Bacia de Santos, localizado a 200 km da costa sul da cidade do Rio de Janeiro. As incertezas de riscos ainda são imensos, mas há uma perspectiva real de abertura de uma nova fronteira de produção que poderá ser tão relevante quanto a própria Bacia de Campos. Tal perspectiva pode abrir um novo ciclo para a história do petróleo o país.

Este breve relato sobre a história da Petrobras é encontrado no site da empresa (www.petrobras.com.br), sendo interessante para conhecer a história da

Petrobras, contada por sua própria gente. A história da criação e desenvolvimento da Petrobras se confunde com a história do setor de petróleo no Brasil, existindo, ao longo desse longo período, sinais de presença de produção e uso do gás natural, mas pouca atenção sendo realmente dedicada a esse energético.

No relato de sua própria gente, o gás jamais aparece como um produto nobre da Petrobras. A empresa sempre rejeitou-o, queimando inutilmente em "flare", reinjetando nas rochas para extrair mais petróleo, utilizando em seus próprios processos industriais para economizar óleo combustível e outros produtos a serem disponibilizados para o mercado. Como descreve MOUTINHO DOS SANTOS (2001), uma descoberta de gás não associado ao petróleo foi, frequentemente, declarada como "poço seco", ou seja, um insucesso. Muitos desses comportamentos ainda estão presentes na "alma da empresa", mesmo em 2005, na entrada de um século que é considerado como o "século do gás natural".

Só muito lentamente a Petrobras está mudando seu comportamento e alinhando-se à nova realidade gasífera global. De fato, pode ser constatado que a importância do gás natural para a empresa é bastante recente e muitos potenciais conflitos entre o petróleo e o gás ainda não foram resolvidos. Tais conflitos muitas vezes contribuem para dificultar a expansão dos mercados de gás.

A mesma situação se repete no processo de internacionalização das operações da empresa. Desde o início dos anos 1970, a Petrobras desenvolve atividades no exterior, inicialmente através da Braspetro. O foco sempre foi, predominantemente, a exploração e produção de petróleo. Porém, um dos fatos mais relevantes para o setor de gás natural foi a assinatura do contrato de compra de gás natural da Bolívia em 1993. Esse evento também marcou o início dos seus investimentos em exploração e produção (E&P) naquele país.

Como consequência, também surgiu a necessidade de entrar no negócio de transporte internacional de gás natural, conectando as reservas gasíferas bolivianas aos locais de consumo no Brasil. Materializou-se, assim, a participação acionária majoritária da Petrobras no gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) (vide o site do operador do gasoduto, a TBG – www.tbq.com.br).

A importância da Bolívia na política de internacionalização da Petrobras está, justamente, na vocação gasífera daquele país. Pela primeira vez, a Petrobras voltou-se ao exterior para explorar a cadeia do gás. Como será visto mais abaixo, esse momento maior alterou o próprio comportamento da empresa com relação ao gás no Brasil.

Esta particularidade distingue-se em relação mesmo a outras iniciativas mais recentes de internacionalização da empresa. De fato, várias aquisições têm sido realizadas nos últimos anos, destacando-se a compra das empresas argentinas Eg3, em 2001, Petrolera Santa Fé e Perez Companc (atual Petrobras Energia S.A.), em 2002, e aquisições de redes de distribuição da Shell, em 2005, as quais permitiram ampliar as operações da Petrobras nos países da América Latina, principalmente nas áreas de exploração e produção, transporte, refino, distribuição e comercialização de petróleo.

Com a aquisição da Perez Companc, a Petrobras também herdou importantes ativos voltados à cadeia do gás na Argentina. Por outro lado, em 2004, a Petrobras comprou uma companhia de distribuição de gás no Uruguai. Essas aquisições também refletem a nova prioridade que a Petrobras tem dado ao gás, mas são menos importantes para os fins deste trabalho, pois suas influências em relação ao Brasil ainda são pequenas.

Quando o histórico de participação da Petrobras no setor de gás natural é revisto, não pode ser esquecida sua atuação política no início da década de 1980, quando a Comgás, ainda estatal, iniciou negociações para importação de gás natural liquefeito (GNL) da Argélia. Segundo relatado por BONINI (2005)¹, o objetivo da distribuidora era desenvolver uma nova fonte de suprimento, que substituiria o gás de nafta e permitiria o crescimento do mercado através da aquisição de novos consumidores.

Essa substituição não era desejada pela Petrobras, até então uma empresa quase exclusivamente voltada ao petróleo, pois substituiria parte do mercado de óleos combustíveis. Depois de muitas negociações, envolvendo autoridades políticas estaduais e federais, além de negociadores externos, o projeto de GNL da Argélia foi abandonado, sendo definida, em contrapartida para São Paulo, a construção do gasoduto paulista (GASPAL), que viabilizou o transporte de gás natural produzido na Bacia de Campos para a Região Metropolitana de São Paulo.

Esse gasoduto permitiu à Comgás o início do desenvolvimento dos seus clientes no Vale do Paraíba e também a expansão de suas atividades em São Paulo. Ainda que restrita, essa solução provou-se ótima para as pretensões da Comgás, cuja capacidade de investimento e de recursos humanos sempre foram reduzidas. O próprio GASPAL trabalharia muitos anos com elevada capacidade ociosa, sendo que quantidades importantes do gás transportado supriam as próprias atividades industriais da Petrobras em São Paulo, incluindo suas refinarias.

A partir de 1999, a Petrobras começou a receber o gás importado da Bolívia, sob regimes contratuais mais severos, com cláusulas de take-or-pay (TOP) e ship-

¹: informações fornecida por Marcus Vinicius Vaz Bonini – Superintendente de Planejamento da Comgás em São Paulo, em entrevista realizada em 23 de agosto de 2005, e cujo nome é referência na empresa.

or-pay (SOP), impondo-se os desafios para desenvolver mercados para esse gás. Esse é o marco de uma transformação mais profunda na estratégia da empresa, a qual é revelada com a publicação de seu plano estratégico 2000 / 2005.

A Petrobras passa a atuar não apenas como petrolífera, mas como uma empresa de energia, participando da produção, transporte e distribuição, não só de petróleo e seus derivados, mas também de gás natural, e passando a participar, inclusive, de projetos de geração termelétrica a gás, impondo uma integração vertical total, desde a produção até o uso final do gás.

Conforme discutido por PINHO (2004), desde meados da década de 1990, as grandes empresas multinacionais do setor de petróleo passaram a alterar seu foco de atuação, convertendo-se em provedores de soluções energéticas. A Petrobras também acompanhou essa tendência mundial, passando a investir crescentemente na cadeia do gás, inclusive com a integração até a geração termelétrica, bem como em outras fontes de energia ainda mais alternativas, como eólica, biomassa e solar. Apesar que, nesses domínios, comparando-se com o petróleo e o gás, a atuação da Petrobras é simbólica. Em sua mudança estratégica de transformar-se em empresa energética, o elemento relevante é o gás e, principalmente, o seu uso em termelétricas controladas cada vez mais pela própria empresa.

Essa mudança estratégica tem sido determinante para o setor de gás natural no Brasil, pois exige o desenvolvimento da infra-estrutura de produção e transporte do gás, até os locais das termelétricas. Por outro lado, é forçoso, igualmente, reconhecer que essa mesma estratégia, que incorpora sem dúvida um elemento transformador, esconde também um dos dilemas históricos da empresa, qual seja o velho conflito entre o gás e os produtos petroleiros. Sem, realmente, abraçar medidas transformadoras nesse domínio, a Petrobras procura impor o segmento

termelétrico como aquele a ser conquistado pelo gás, a despeito de inúmeras dificuldades, dentre as quais destaca-se a clara vocação do país por hidroeletricidade.

Enfim, como será discutido ao longo do texto, esses novos comportamentos da Petrobras conduzem aos primeiros conflitos entre diferentes usos do gás, gerando, assim, relações nem sempre amistosas entre a Petrobras e os demais agentes que participam da cadeia do gás, destacando-se as distribuídas privadas de gás. São essas relações que constituem o objeto de análise deste trabalho, sempre sob a ótica dessas distribuidoras. Porém, para que a análise possa prosseguir, necessário se faz caracterizar ainda melhor o ambiente concorrencial e, particularmente um dos seus principais elementos, qual seja, o ambiente regulatório, assim como as várias facetas da atuação da Petrobras ao longo da cadeia do gás natural.

3.2) Breve panorama da regulação do setor de petróleo e gás natural

A Lei do Petróleo (nº 9.478/97), instituída em 1997, representa o principal marco legal a definir a regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil. Essa lei encerrou o monopólio formal da Petrobras e abriu espaço para que a iniciativa privada participasse em todas atividades relacionadas com a indústria. A Lei do Petróleo também instituiu a ANP como o órgão regulador federal para o setor.

Não se incluem entre as regras da Lei do Petróleo, os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços de distribuição de gás canalizado, aos quais se refere o Parágrafo 2º do Art. 25 da Constituição Federal, que determina que a regulação da distribuição de gás canalizado é de responsabilidade dos

Estados, sendo que tais atividades podem ser desenvolvidas por qualquer empresa, através de concessões públicas outorgadas pelos governos estaduais.

Além das atribuições que lhe são conferidas, a ANP passou a exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78 da Constituição.

A participação de capital privado na exploração, produção, transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural, além do refino de petróleo, bem como o processamento de gás, concretiza-se através da possibilidade da União conceder ou autorizar empresas regidas sob leis brasileiras para produção ou prestação desses serviços. O petróleo e o gás, podem ser explorados e produzidos em áreas geográficas pré-determinadas, denominadas Blocos, as quais serão licitadas pela ANP, devendo o concessionário operar sob seu próprio risco.

Após serem extraídos do bloco sob concessão, o petróleo e / ou gás passam a ser de propriedade do concessionário, que pode escoá-los tanto para o mercado doméstico como para exportação. Assim, a forma de entrada de qualquer empresa em atividades de E&P é através do contrato de concessão, precedido do processo competitivo de licitação dos blocos. Esse processo tem se repetido anualmente desde 1999, sendo denominado de Rodadas ou Leilões da ANP.

A Lei do Petróleo divide o contrato de concessão em duas fases: a de exploração e a de produção. A primeira engloba as atividades de risco, que podem ou não conduzir a uma eventual descoberta comercial de petróleo ou gás natural. A segunda etapa só pode ter início após ser declarada uma descoberta com viabilidade comercial. Para cada bloco, a ANP deve definir o prazo dessas fases, condicionado às características específicas do bloco. A segunda fase inclui uma fase

de desenvolvimento, na qual prevalece a necessidade de grandes investimentos, e uma fase de produção propriamente dita, que permitirá remunerar todos investimentos realizados, bem como garantirá ao Estado o pagamento de rendas minerais, através, por exemplo, de royalties e outras participações governamentais (vide site da ANP, www.anp.gov.br, para informações adicionais sobre o regime fiscal petrolífero no Brasil).

É importante enfatizar que, após a aquisição do direito de exploração do bloco, o concessionário deve explorá-lo por conta e risco, sendo que, a aquisição de um direito exploratório envolve assumir compromissos financeiros importantes, os quais somente poderão ser remunerados se descoberta houver e se o petróleo e / ou gás descobertos puderem ser vendidos a preços atrativos.

O contrato de concessão deve mencionar, além do bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, bem como os investimentos e programas exploratórios mínimos. Assim, ao adentrar em uma atividade de E&P, as empresas adquirem um passivo financeiro, cuja probabilidade de retorno pode ser bastante baixa, dependendo dos riscos envolvidos na exploração.

A partir de 1997, a Petrobras deixou de ser a única executora de atividades de E&P no Brasil. Embora continue a ter o Estado como acionista majoritário, a Petrobras não tem sido tratada com privilégios pela ANP, devendo participar dos leilões em competição com as demais empresas. No entanto, a Petrobras continua dominante, sendo quase monopolista, na produção do petróleo e gás natural. A concorrência impôs-se em relação à atuação em novos negócios, nos quais a Petrobras também tem mantido seu domínio, liderando as aquisições nos leilões da

ANP, em geral através do estabelecimento de parcerias com empresas privadas nacionais e internacionais.

Porém, ainda mais importante para a manutenção do domínio da Petrobras, a Lei do Petróleo não privatizou nenhuma das atividades anteriormente desenvolvidas pela empresa. São essas atividades que, em janeiro de 2006, ainda responde pelo grosso da produção nacional de petróleo e gás natural.

A autorização para uso de instalações e equipamentos de transporte marítimo e dutos, já existentes, da Petrobras, também foi estabelecida pela Lei do Petróleo e ratificada pela ANP, abrindo esse benefício para as demais empresas que desejarem operar no país, inclusive os novos produtores de petróleo e gás. Contudo, aqui, até o início de 2006, ainda residia um dos principais fatores de incerteza do setor. As questões do livre acesso e da transparência da Petrobras na definição das tarifas a serem praticadas para o uso de seus dutos e demais instalações não estão resolvidas (nem para o petróleo e muito menos para o gás). Critérios para o livre acesso e transparência nas tarifas cobradas devem ser definidos com clareza, visando o estabelecimento de um ambiente concorrencial ao longo de toda a cadeia de produção.

No caso do gás natural, uma empresa pode tornar-se carregadora (responsável pela comercialização do gás entre a produção e a distribuição) e ser transportadora (proprietária e operadora dos gasodutos). Como será visto mais adiante, essas atividades são críticas e, se não houver transparência, outros agentes podem desconfiar de práticas discriminatórias, aumentando a incerteza e dificultando novos investimentos.

Essas são ameaças muito presentes na realidade brasileira, na qual os critérios de livre acesso não são facilmente aplicáveis, complicando-se, ainda mais,

devido a um certo vazio regulatório e principalmente, dado à atuação da Petrobras, que possui participação ao longo de toda cadeia de valor do gás.

A questão do livre acesso é abordada no artigo 58 da Lei do Petróleo, definindo que o titular das instalações de transporte e terminais marítimos fica obrigado a disponibilizar aos interessados sua utilização, mediante remuneração a ser determinada pela ANP. Posteriormente, em 2001, após intermediar dois conflitos entre a Petrobras e agentes privados (nos casos a, então, ENRON, e a BG), a ANP regulamentou temporariamente as regras do livre acesso para gasodutos de transporte, as quais, contudo não tiveram continuidade, gerando importante vazio regulatório.

No transporte do gás, o principal desafio regulatório continua sendo a questão do livre acesso, exigindo uma regulamentação com regras claras que possam resolver os conflitos já existentes, e que, provavelmente, reaparecerão na medida em que as redes de gasodutos se expandam.

Na distribuição e comercialização de combustíveis derivados de petróleo, a ANP possui papéis fundamentais de autorizar, regulamentar e fiscalizar o setor. A autorização para importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás e álcool também faz parte das atribuições da Agência. Contudo, a distribuição e comercialização de gás natural canalizado foge das suas atribuições, sendo da alçada dos governos estaduais.

A atividade de distribuição de gás natural é caracterizada como monopolista natural, devido à existência de grandes custos fixos e custos marginais pequenos. Uma empresa pode operar onde o preço se iguala ao custo marginal, alcançando um nível eficiente de produção, mas terá dificuldades para cobrir seus custos. Pode parecer fácil regular um monopólio para eliminar a ineficiência, através da promoção

da igualdade entre o preço e o custo marginal, entretanto esta estratégia pode resultar em prejuízo para o monopolista. A definição de monopólio natural descrita por VARIAN (1999), se aplica para as cadeias de transporte e distribuição do gás natural, nas quais a Petrobras está aumentando cada vez mais seus investimentos, promovendo também a criação da integração vertical destas atividades.

Existem na literatura várias justificativas para a integração vertical, que também é conhecida como falha de mercado, sendo caracterizada por uma competição imperfeita, com assimetria de informações. A integração vertical pode ser uma estratégia adotada por um monopolista localizado à montante de uma cadeia produtiva, com interesse em estender o monopólio para o elo "downstream" da cadeia. Também podem ocorrer monopólios conhecidos como sucessivos em elos complementares da cadeia de produção.

Estas formas de integração permitem melhor alocação de recursos, conferindo maior lucro do que os dois monopólios analisados separadamente teriam. Além do lucro maior, a integração aumenta a barreira de entrada para novos concorrentes e simultaneamente prejudica aqueles já instalados. O conceito de integração foi bastante explorado por ROCHA (2002) para a indústria petroquímica nacional e também se aplica para o caso da Petrobras, pois possui participação em diversas etapas da cadeia de valor do gás natural e dos energéticos substitutos.

Em relação ao plano estadual, a Constituição Federal de 1988, consagrou a desverticalização da distribuição de gás natural, e consolidou a figura do monopólio estadual para essa etapa da cadeia do gás. Cada estado criou seus próprios órgãos de regulação para controlar a distribuição de gás canalizado, com destaque para o caso do Estado de São Paulo. Para disciplinar a exploração desse serviço no âmbito do Estado de São Paulo e para assegurar ao consumidor final a qualidade do

produto, do atendimento comercial e do controle das tarifas, o governo paulista criou a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE).

A CSPE, no exercício de suas atividades relativas à exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, tem o papel de elaborar um arcabouço regulatório no sentido de garantir os princípios do incentivo à competitividade, à eficiência, à modicidade das tarifas e de corrigir as imperfeições de mercado, observando o equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão (vide site da CSPE – www.cspe.gov.sp.br para acessar o conjunto das Leis, Contratos e regulamentos editados pela agência e que definem o arcabouço regulatório paulista para distribuição de gás combustível canalizado).

A atuação da CSPE está embasada no Artigo 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo, com redação alterada pela Emenda Constitucional nº 6, de 18 de dezembro de 1998, que determina: “Compete ao Estado a exploração direta, ou mediante concessão, na forma da lei, dos serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros”.

A ação da CSPE também tem como base a Lei Estadual nº 9.361, de 5 de julho de 1996, que instituiu o Programa Estadual de Desestatização sobre a Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético e a Lei Complementar Estadual nº 833, de 17 de outubro de 1997, que criou a CSPE.

O limite de responsabilidade de cada um destes agentes se dá no “city-gate”, que é o ponto de transferência de custódia do gás natural do transportador para as distribuidoras, mesmo ponto em que ocorre a transferência de responsabilidade pela

regulação da ANP para a CSPE (ou demais agências / órgãos reguladores estaduais).

Uma vez definidos os papéis e responsabilidades da ANP e CSPE (ou demais agências reguladoras estaduais), o arcabouço regulatório mínimo para atrair investimentos de empresas privadas na distribuição de gás deve ser constituído. Um marco nesse processo de atração de empresas globais, impulsionado pelo processo de globalização no setor energético, conforme discutido por MOUTINHO DOS SANTOS (2002), foi a privatização da Comgás, ocorrida em Maio de 1999, quando a maioria das suas ações foram adquiridas por um consórcio formado pelas empresas British Gás e Shell, com participação majoritária da primeira.

Após o leilão de privatização da Comgas, foi assinado contrato de concessão entre os novos controladores e o governo do estado de São Paulo. Esse documento determinou uma série de regras sobre a conduta da concessionária, incluindo metas mínimas de qualidade de atendimento aos usuários, investimentos, meta de aquisição de novos consumidores, regras sobre o término da exclusividade na comercialização para os grandes usuários, dentre outros regulamentos.

A partir do próximo item, será discutido o papel da Petrobras na cadeia do gás natural, que são relevantes no ponto de vista das distribuidoras privadas.

3.3) Atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural

A Petrobras é predominante na etapa de exploração e produção, sendo detentora dos maiores campos produtores, principalmente na Bacia de Campos. Como visto, a Lei do Petróleo é a peça básica para a regulação das atividades de E&P.

Conforme previsto no plano estratégico da Petrobras, publicado em 2005, a auto-suficiência da produção de petróleo deverá ser atingida durante 2006, uma vez que a produção nacional de petróleo está muito próxima do consumo interno. Esta maturidade na produção é confirmada pelo Balanço Energético Nacional de 2005 (disponível no site do Ministério das Minas e Energia).

As descobertas por parte da Petrobras das reservas de gás natural na Bacia de Santos, que começaram a ser anunciadas em 2003, podem colocar o Brasil em posição muito mais favorável, no suprimento de gás natural, porém o cenário de domínio da Petrobras não se altera, ou melhor, até reforça-se, pois reduz as possibilidades de outros agentes importarem mais gás para o Brasil mesmo se os problemas regulatórios forem resolvidos.

Porém, para que o gás da Bacia de Santos possa ser trazido ao mercado de forma competitiva, é necessário que se desenvolvam mercados adicionais robustos que possam absorver os volumes a serem produzidos.

Em relação à Bolívia, que até 2003 não estava se sensibilizando pela pressão do Brasil pela redução do preço do gás boliviano, as descobertas de Santos acabaram sendo uma importante ferramenta para a negociação, que resultou em descontos temporários no preço do gás boliviano.

As novas reservas de gás natural estão localizadas nos blocos exploratórios BS-400 e BS-500, conforme ilustrado pela Figura 2, próximos aos grandes centros consumidores do Sudeste do Brasil. Esta característica é importante, pois exigirá custos de transporte significativamente menores do que os que foram necessários para a viabilização do gasoduto Bolívia - Brasil, mas não se pode afirmar que o país abrirá mão do gás boliviano, porém a perspectiva para os próximos anos é de uma gradual redução da sua dependência.

A entrada desta nova fonte vem para contribuir com o aumento da quantidade e confiabilidade do suprimento de gás natural, pilares básicos para tomada de decisão por parte dos consumidores para mudança de energético. Desta forma, a existência desta nova fonte de suprimento é favorável para as distribuidoras privadas, desde que o gás possa ser utilizado para outras aplicações além de termoeletrico.

O principal desafio da Petrobras com o projeto de Santos não será a colocação do gás natural no mercado brasileiro nem a questão tecnológica, mas sim o apertado cronograma para seu início de operação, que leva em conta a necessidade de gás natural para suprimento de termoeletricas.

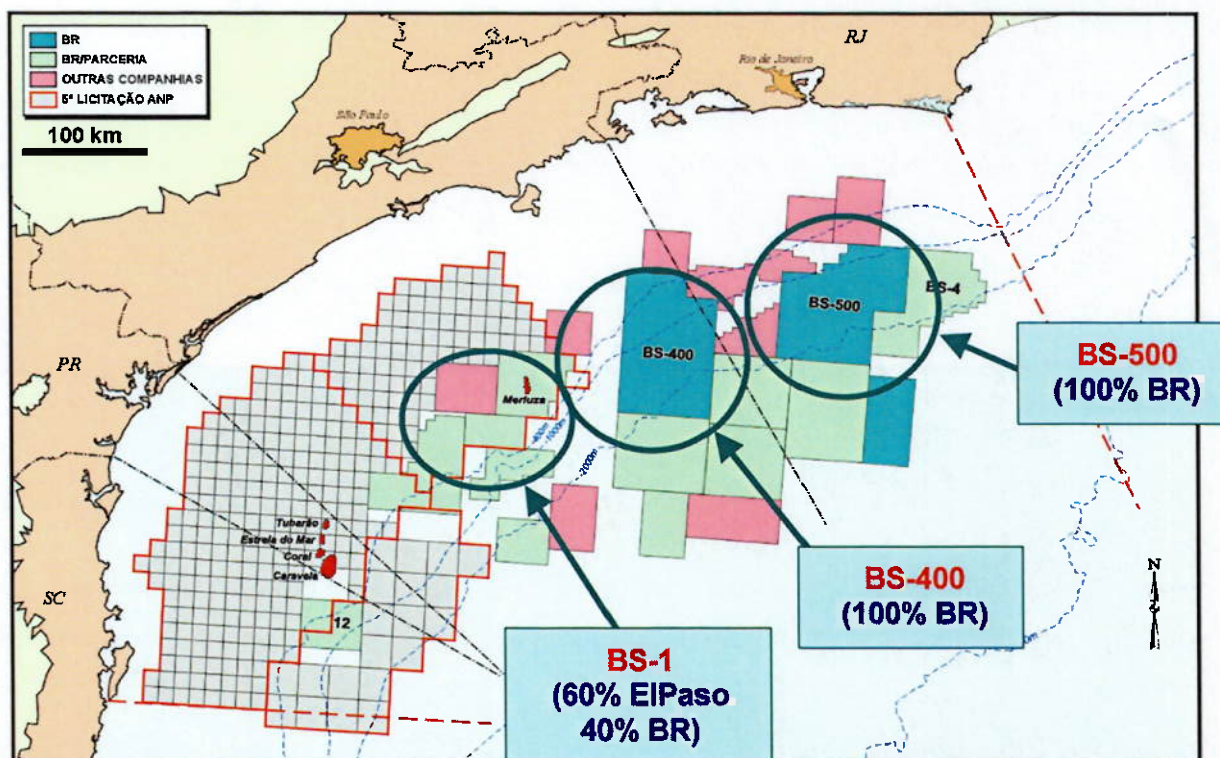
Diferentemente do ocorrido em relação aos contratos firmados com as distribuidoras para viabilização do GASBOL, na modalidade de suprimento firme com obrigações de "take or pay" e "ship or pay", até o presente momento a Petrobras está assumindo sozinha o desenvolvimento dos poços da bacia de Santos, uma vez que ainda não firmou nenhum contrato com distribuidoras para a comercialização do gás que será extraído dos novos poços, presumivelmente assumindo que o atual déficit de gás natural para as térmicas absorverá este volume adicional.

É importante destacar que a única empresa que honrou seus compromissos de "take or pay" previstos no contrato de suprimento do gás boliviano foi a Comgás.

As informações atualmente disponíveis indicam como datas prováveis para início de operação do BS-400 em 2008 e do BS-500 em 2010 / 2011, com volumes somados ainda variando em uma larga faixa de 20 a 30 milhões de m³ / dia, devido ao estágio ainda inicial de desenvolvimento e avaliação das reservas. Apesar desta incerteza, a infra-estrutura que está sendo projetada pela Petrobras para exploração

do BS-400 prevê capacidade ociosa para permitir futuro escoamento de gás proveniente dos campos próximos, conforme apresentado por SIQUEIRA (2005).

Figura 2 – Bacia de Santos

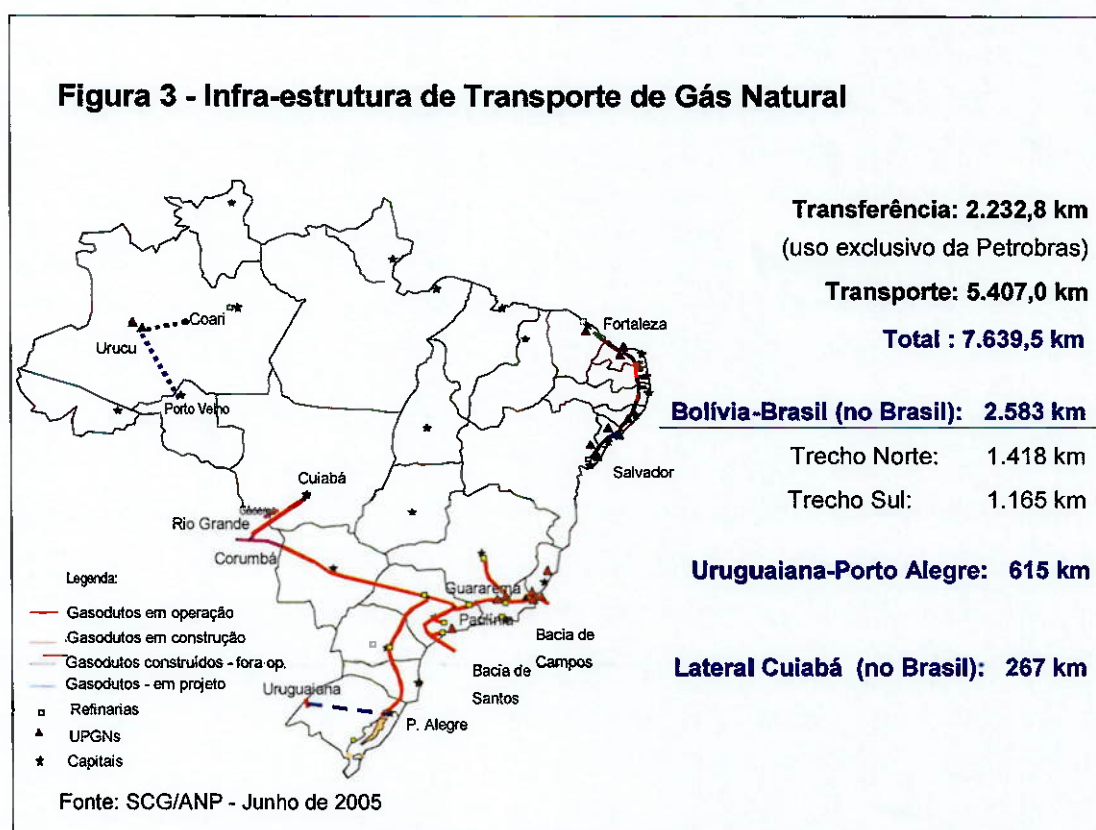


3.4) Petrobras no transporte de gás natural e sua oferta para uso em termelétricas.

Em relação ao transporte, através da Transpetro, a Petrobras possui a totalidade da malha de gasodutos destinada ao transporte de gás nacional, a qual se soma à participação de 51% da Petrobras no gasoduto Bolívia-Brasil.

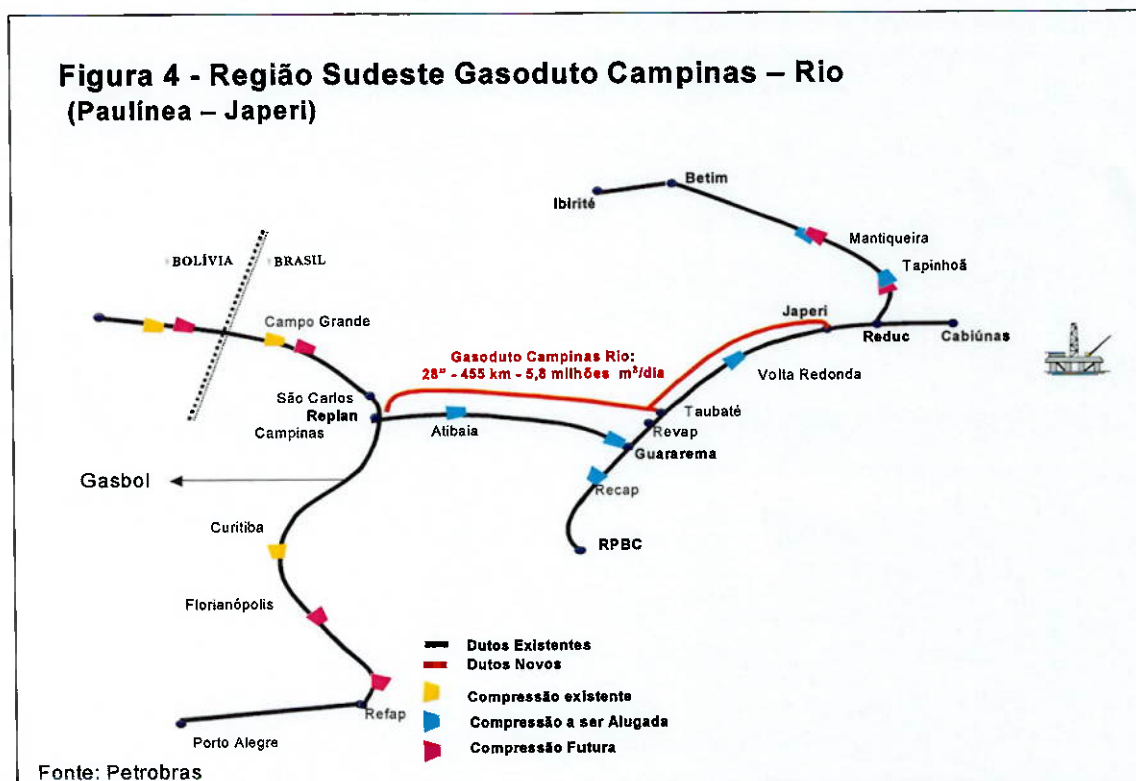
Observando o mapa da figura 3, pode-se concluir que os gasodutos existentes de transporte de gás natural não integram todas as fontes de suprimento.

O projeto malhas da Petrobras, visa expandir as redes de gasodutos, como uma forma estruturada de interligar as fontes de suprimento e garantir o acesso do gás natural às usinas termelétricas (UTE), principalmente àquelas localizadas no nordeste do país. Realizam-se também reforços nas tubulações existentes, principalmente para levar o gás da Bolívia e de futuros campos da Bacia de Santos, para o Rio de Janeiro e para o nordeste, onde situam-se as maiores termelétricas.



A figura 4, mostra o trecho do projeto Malhas que conduzirá a um reforço do antigo GASPAL, conectando os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. O GASPAL foi inicialmente projetado para trazer gás da Bacia de Campos, para São Paulo, porém desde a chegada do gás boliviano, esse gasoduto passou a transportar gás

em sentido contrário, para garantir o abastecimento do estado do Rio de Janeiro, levando gás boliviano às termelétricas daquele estado.

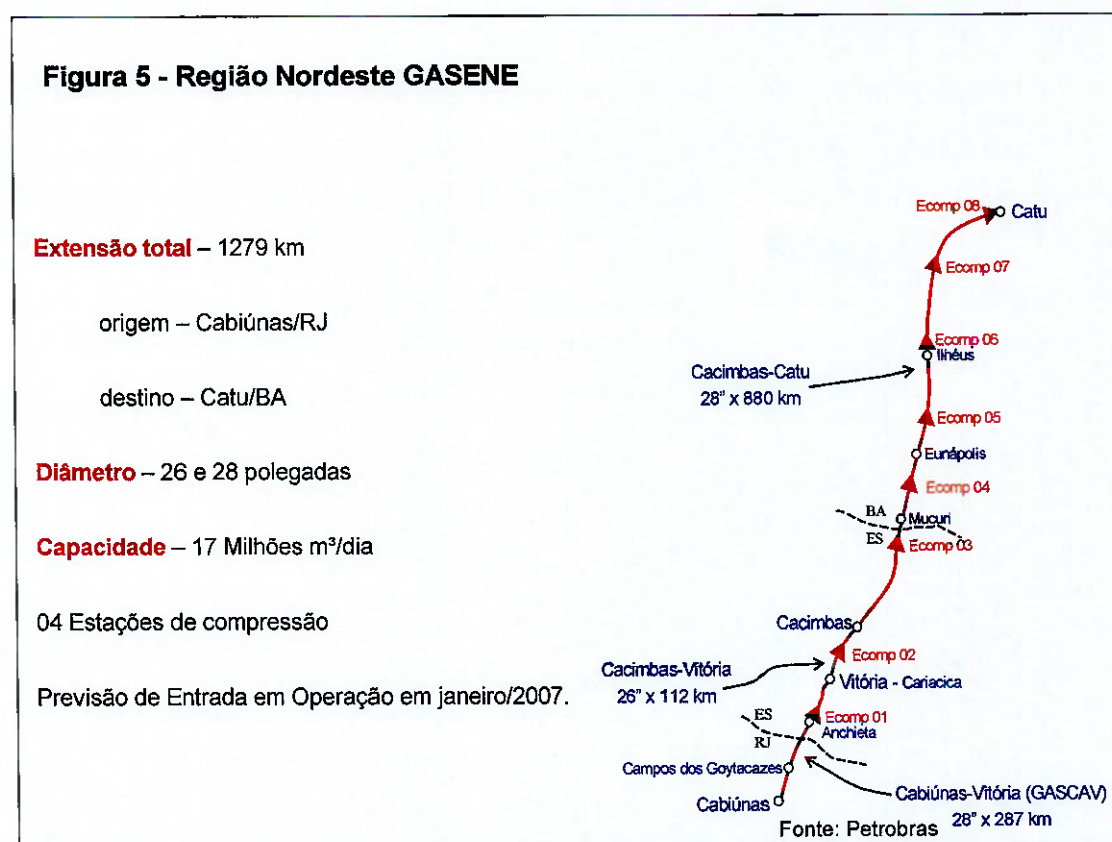


O reforço entre Campinas e Japeri não só levará gás boliviano ao Rio de Janeiro, como também poderá levá-lo aos estados do nordeste, quando houver a construção do gasoduto GASENE, sobre o qual discute-se a seguir, conectando as atuais malhas do Sudeste e do Nordeste. Não só gás boliviano como também gás da Bacia de Santos, atualmente em fase de exploração, deverá fluir para o Nordeste sempre que as termelétricas assim o requisitarem.

O gasoduto Paulínea / Japeri está, atualmente, em construção, com capacidade de 5,8 MM m³/dia.

Na região Nordeste, temos o projeto de interligação Sudeste / Nordeste, chamado projeto GASENE, conforme figura 5, interligando Cabiúnas, no Rio de

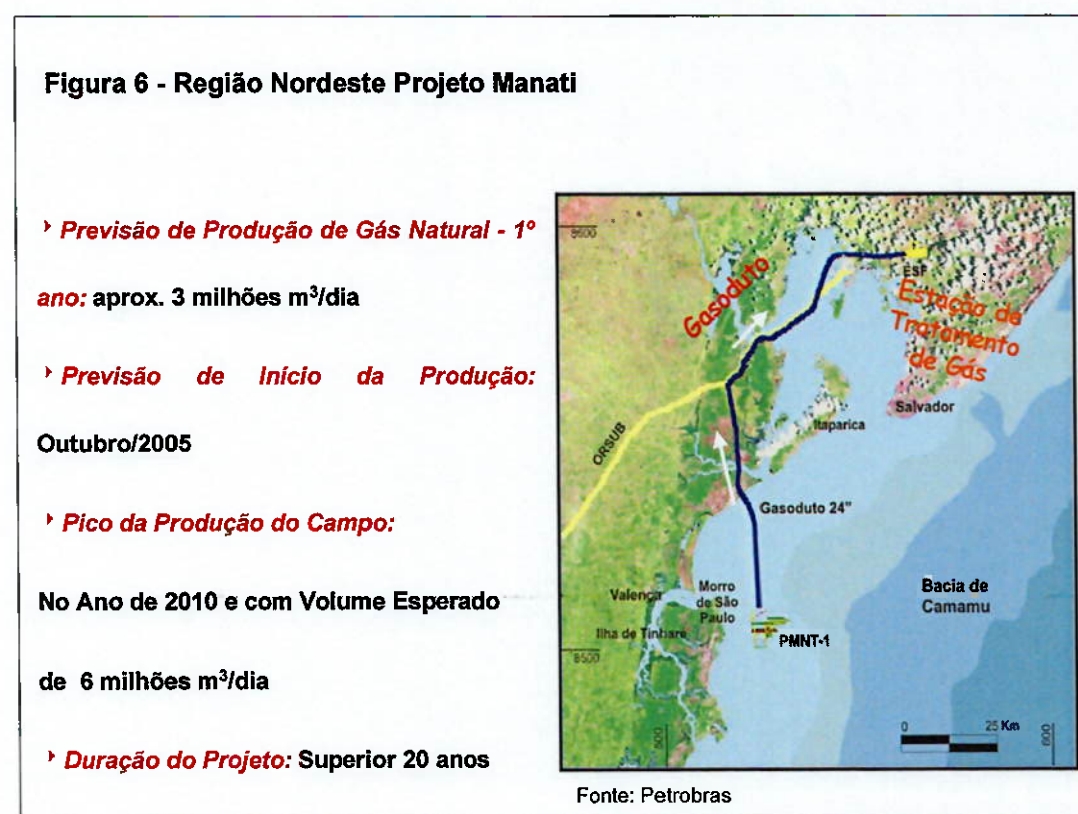
Janeiro, até Catu na Bahia, atravessando todo o estado do Espírito Santo. Este projeto já esteve para ter sua construção iniciada, mas atualmente encontra-se parado. Sem esta interligação não é possível levar gás natural para reforçar a demanda deste produto para as distribuidoras daquela região, destacando-se o estado da Bahia, principal consumidor e produtor de gás do nordeste, mas que atualmente encontra-se próximo do limite de sua capacidade de produção.



Parte deste projeto, mais especificadamente o trecho Cacimbas-Vitória, é de suma importância para a expansão da oferta de gás, principalmente para a região nordeste, caso o GASENE venha a ser construído. Caso contrário será simplesmente mais um reforço para o Sudeste. Atualmente os campos produtores localizados no Espírito Santo produzem aproximadamente 1,4 MM m³/dia, mas

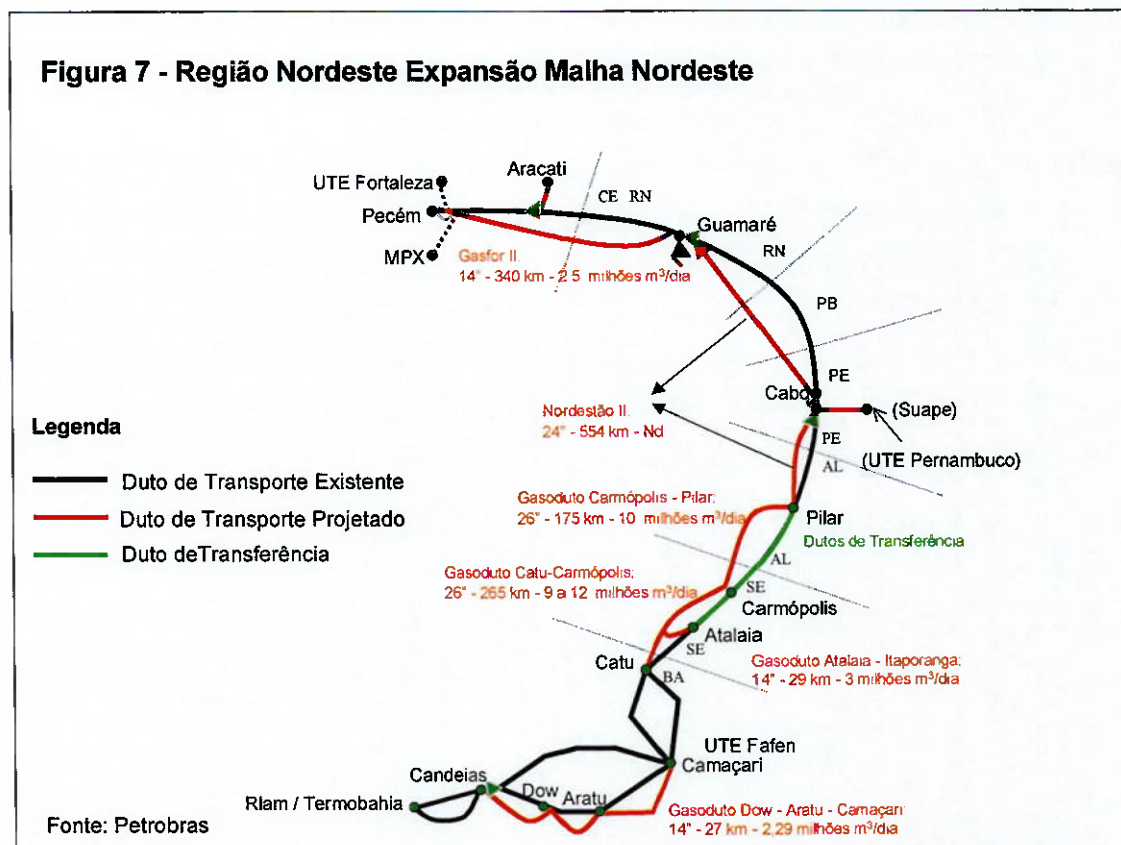
podem ser ampliados para 10 MM m³/dia até 2010, através do campo integrado de Peroá-Cangoá de gás não associado.

Temos ainda na Bahia, o projeto Manati, em estudo, conforme figura 6, que visa a exploração de campo de mesmo nome no litoral da Bahia, podendo ampliar o suprimento de gás em 3 MM m³/dia no início de operação, podendo chegar em 6 MM m³/dia em 2010. A data prevista pela Petrobrás para início de produção não se concretizou, sendo atualmente esperada sua conclusão no final de 2006.



Outro tramo do projeto malhas é o reforço de parte da rede conhecida como gasoduto Nordesteão, que leva gás até Fortaleza no Ceará, conforme figura 7, que foi batizado como Nordesteão II. O traçado deste gasoduto deixa claro que a intenção da Petrobras é o de levar gás para as térmicas do Ceará, que atualmente usam óleo

diesel, e que possuem custos elevados de operação. No traçado em questão não existe mercado potencial de gás que viabilize a construção do mesmo até Fortaleza.



Na região Norte, destaca-se o projeto de interligação Urucu-Coari-Manaus, que visa basicamente levar o gás para abastecer a UTE de Manaus, atualmente acionada por óleo diesel que é levado até a capital Amazonense através de balsas, implicando em problemas de custos e logística, além de alto potencial de riscos ambientais em caso de vazamentos.

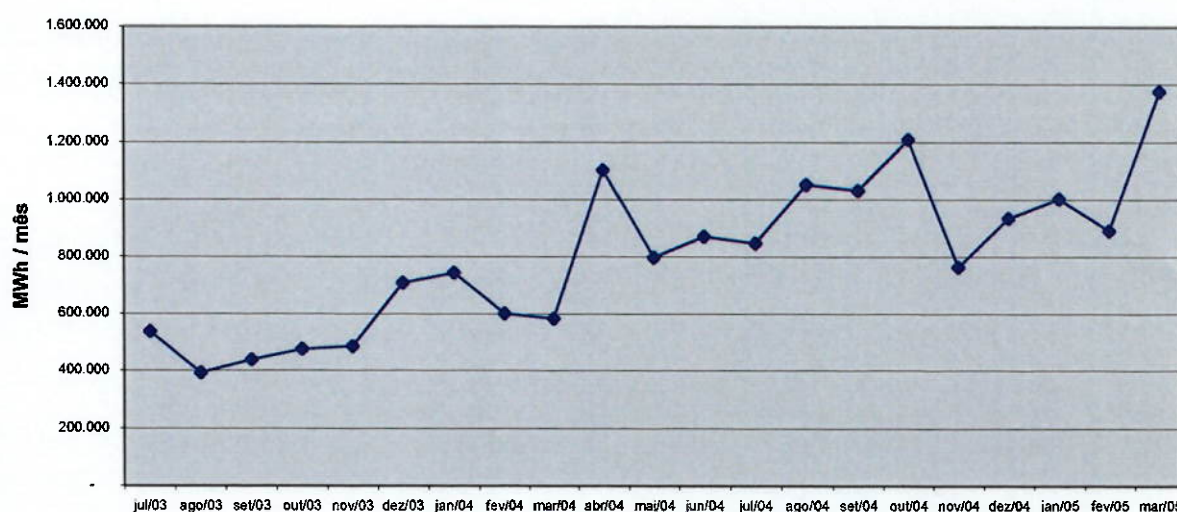
Este projeto de aproximadamente 650 km de rede terá a capacidade de 7,5 MM m³/dia.

Na figura 8, temos as UTE's a gás em operação e as que estão atualmente em construção, totalizando uma capacidade instalada inicial de aproximadamente

5.700 MW, podendo chegar a 7.500 MW, o que representaria um consumo de gás natural de aproximadamente 28 MM m³/dia podendo chegar a 37 MM m³/dia, considerando uma eficiência média de 45%.



No gráfico 1, temos a evolução dos despachos realizados em parte das térmicas a gás acima representadas, que totalizam 3.700 MW.

Gráfico 1 - Energia despachada pelas térmicas à gás natural

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Apesar de uma crescente evolução da energia gerada, pelas térmicas à gás natural, ainda representa, nos momentos de pico de produção, cerca de um terço da capacidade instalada.

Tendo em vista as informações até aqui colocadas com relação aos investimentos que serão realizados pela Petrobras no projeto Malhas, da ordem de US\$ 3,0 bilhões, que desconsidera os investimentos em exploração de gás, que será detalhado no item 3.3, como os citados nos campos de Santos, Manati e Peroá-Cangoá, termos o seguinte Cenário de disponibilidade de gás natural no Brasil, conforme tabela 1, que não considera o consumo próprio da Petrobras, reinjeções e outros usos.

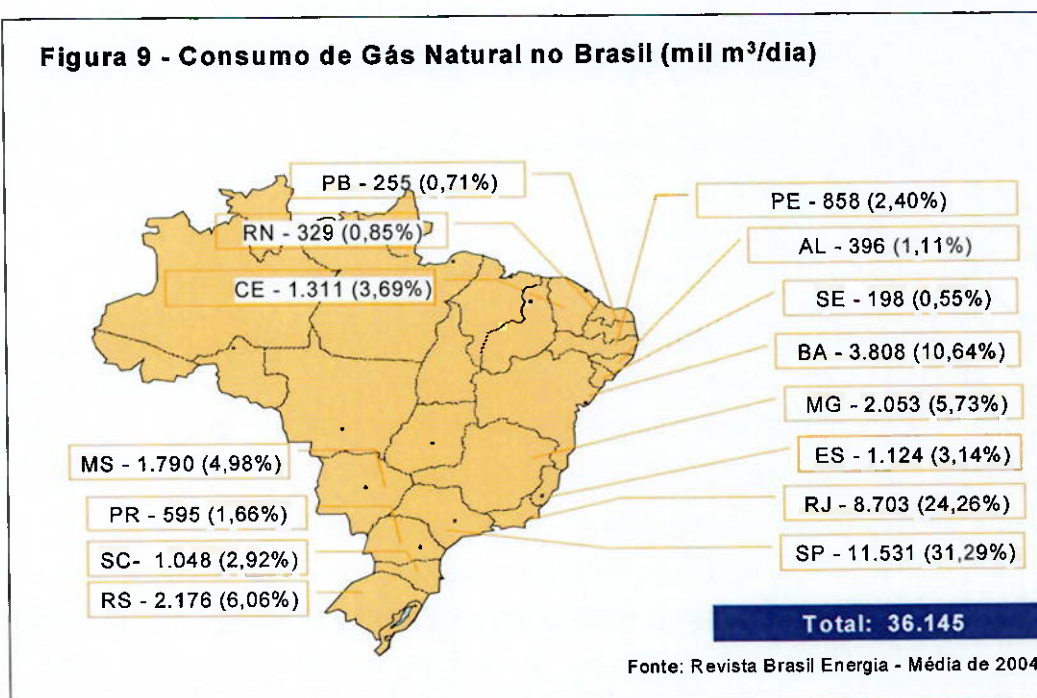
Tabela 1 - Cenário de oferta de GN

	MMm3/dia				
	2005	2006	2007	2008	2009
SUL / SUDESTE					
Campos	13.1	14.4	14.9	15.5	15.0
Merluza + Lagosta	1.1	1.2	1.9	1.9	1.9
Gasbol	24.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Expansao Gasbol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TSB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santos	0.0	0.0	0.0	15.0	20.0
TOTAL	38.2	45.6	46.8	62.4	66.9
ESPIRITO SANTO					
TOTAL	1.4	4.4	6.6	8.2	8.2
NORDESTE					
TOTAL	10.4	14.2	15.4	14.4	13.4
BRASIL					
TOTAL	50.0	64.2	68.8	85.0	88.5

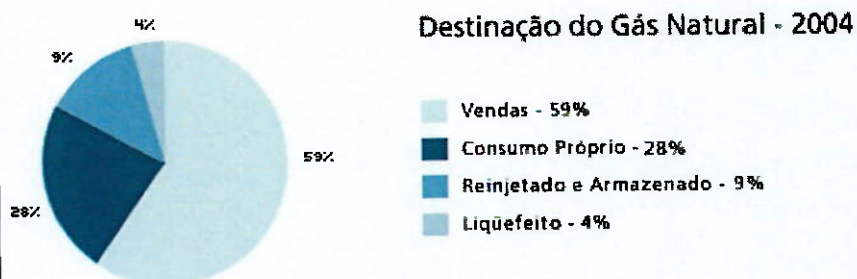
Devido à crise institucional da Bolívia, considera-se que tanto o reforço do GasBol como o TSB não mais entrarão até 2009

Fonte: PSR/Mercados

Na outra ponta destes gasodutos temos os consumidores Industriais, residenciais, comerciais e termoeletricas, que juntos estão representados no mapa da figura 9.

Figura 9 - Consumo de Gás Natural no Brasil (mil m³/dia)

Conforme o gráfico 2, cerca de 59% do gás utilizado no Brasil é comercializado junto às distribuidoras, que representa 36 MM m³/dia, conforme a figura 9, o que totalizaria um consumo de gás de, aproximadamente, 61 MM m³/dia, sendo 25 MM m³/dia utilizados pela Petrobras, e 6 MM m³/dia para as termelétricas.

Gráfico 2: Destinação do Gás Natural**4º Trimestre de 2004**

Inclui o gás natural importado da Bolívia

Fonte: www.petrobras.com.br

Uma fotografia do consumo de gás no final de 2004, somada a capacidade instalada das termelétricas operando a 100% de carga, mostraria um consumo de gás da ordem de 98 MM m³/dia. Mantendo a mesma proporção de 59% destinado ao mercado, seriam necessários para abastecê-lo 58 MM m³/dia, o que representaria um déficit no abastecimento perante a capacidade ofertada de 50 MM m³/dia do sistema de gás natural brasileiro para 2005, conforme a tabela 2.

O trecho a seguir foi extraído do plano estratégico Petrobras 2015, apresentado por Luis Eduardo Dutra, em 18 de maio de 2004 na Fiesp (Dutra, L.E – 2004).

Estratégias de Negócios – Gás & Energia

- Desenvolver a Indústria de Gás Natural buscando assegurar a colocação do gás natural da Petrobras, atuando de forma integrada com as demais unidades da Companhia, em toda a cadeia produtiva no Brasil e demais países do Cone Sul.
- Atuar no negócio de energia elétrica de forma a assegurar o mercado de gás natural e derivados comercializados pela Petrobras.
- Desenvolver, coordenar e implementar as atividades relacionadas à eficiência energética e às energias renováveis, no Sistema Petrobras e nos consumidores finais, considerando os interesses da Companhia, as demandas da Sociedade e o desenvolvimento sustentável do País.

Principais projetos de Gás Natural

Investimentos superiores a US\$ 3,0 bilhões, visando o desenvolvimento do mercado de Gás Natural:

- Malha de Gasodutos do Nordeste
- Gasoduto Sudeste-Nordeste GASENE
- Gasoduto Urucu - Coari - Manaus
- Gasoduto Campinas - Rio de Janeiro
- Malha de Gasodutos do Sudeste

A proposta da Petrobras de triplicar o mercado de gás brasileiro em cinco anos será ancorada no crescimento da participação das termelétricas, que necessitarão de investimentos em infra-estrutura para transportar o gás natural até as mesmas. Para o período de 2004 a 2008 estão previstos 4 mil km de gasodutos, sendo que poucos deles, como o Paulínea-Jacutinga, já tiveram suas obras iniciadas.

Neste pequeno trecho do plano estratégico da Petrobras, pode-se observar sua intenção de desenvolver o mercado de gás natural em toda a sua cadeia produtiva, ou seja, exploração, transporte e distribuição. Conforme detalhado no item 3.4, os investimentos previstos para os próximos 10 anos significarão um importante incremento no volume e importância relativa dos investimentos na área de gás natural, porém seu foco será na construção de gasodutos de transporte para geração termelétrica, não havendo qualquer preocupação com o desenvolvimento dos demais mercados (industrial, comercial e residencial), que permitiriam maiores ganhos para as distribuidoras em função das suas margens maiores.

Quando as informações como estas sobre investimentos superiores a US\$ 3,0 bilhões para desenvolvimento do mercado de gás natural vêm a público, normalmente não estão informados os demais investimentos que são necessários no restante da cadeia do gás natural, para viabilizar a chegada e utilização do energético nos seus diversos usos finais.

Na mesma linha do plano apresentado em 2004, tivemos a apresentação do Plano de Negócios para os anos de 2006 – 2010, realizado pelo presidente da Petrobras, José S. Gabrielli de Azevedo, em 29/08/2005 em São Paulo. Segundo este novo plano, os investimentos na área de Gás e Energia subiram para US\$ 4,5 bilhões para o período, o que representa quase 12% do total dos investimentos.

Permaneceram como metas os projetos listados anteriormente, com destaque para o Gasoduto previsto entre Caraguatatuba e Taubaté, necessário para o transporte do gás que será extraído das reservas da Bacia de Santos.

Pela tabela 2, pode-se notar claramente a intenção da Petrobras em desenvolver o mercado termelétrico, passando a previsão de consumo deste segmento de clientes de 35% para 47% do total, em 2010, com incremento significativo neste setor em detrimento do setor industrial e demais que se estão representados na linha de outros, como o GNV, residencial e comercial.

Tabela 2 – Previsões de Mercado de GN

MERCADO	2004 – real	2010 - PN2004	2010 - PN 2006
Termelétrico	26%	35%	47%
Industrial	61%	47%	39%
Outros	13%	18%	14%
Total: MMm³/dia	38	78	99

Fonte: Petrobras – não incluso consumo próprio.

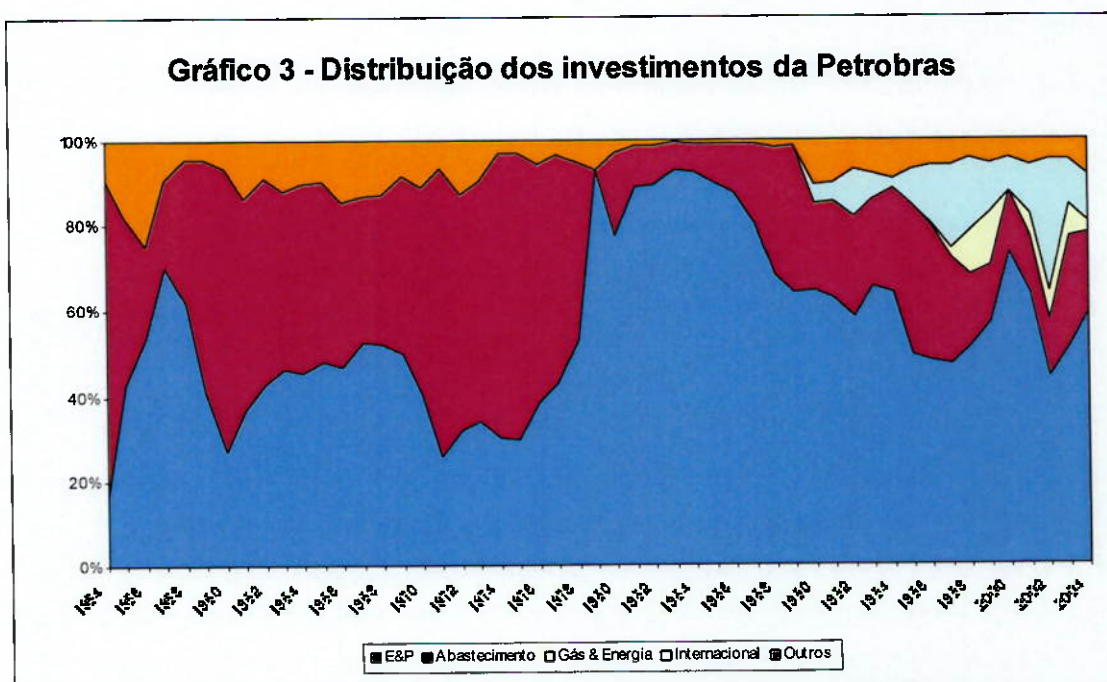
O trecho abaixo demonstra que parte dos investimentos para G&E serão utilizados para a conversão de termelétricas a gás para bi-combustível, e também deixa mais um ponto de claro enfoque termelétrico, quando coloca o manejo contingenciado do gás natural para atender as térmicas.

“O Plano possibilita a operação concomitante de todas as térmicas autorizadas, no horizonte 2006-2010; esse atendimento passa pela oferta de gás nacional, importação de gás boliviano, operações de térmicas a gás em bi-combustível e manejo contingencial da demanda de gás natural;”
(Petrobras – Azevedo, J.S.G).

Esta decisão por parte da Petrobrás decorre da na lei 10.848, de 15/03/2004, que dentre outras determinações tornou obrigatória a

disponibilidade de gás natural para abastecer 100% do volume das termelétricas, que passaram a ter a exigência de contratos de gás firme mesmo que não estejam operando. Com esta alteração, a Petrobrás na posição de maior supridora de gás natural para o país, passou de uma situação de sobra de capacidade de suprimento, para falta de capacidade, gerando a necessidade das ações mencionadas anteriormente neste item.

Como pode ser observado no gráfico 3, a participação relativa dos investimentos na área de gás natural tem sido bastante reduzida em relação ao total. No ano de 2004, de um investimento total realizado pela Petrobras no valor de US\$ 7,441 bilhões, os investimentos em G&E foram de apenas US\$ 213 milhões, porém é importante destacar que estes investimentos estão concentrados em gasodutos e térmicas, não incluindo os investimentos em E&P referentes ao gás natural, que são contabilizados conjuntamente com os do Petróleo. O investimento em abastecimento refere-se ao refino, transporte de líquidos e petroquímica.



Fonte: www.petrobras.com.br

Obs: até 1989, investimentos da Controladora. A partir de 1990, investimentos do sistema Petrobras.

Ao falar sobre as etapas da cadeia do gás natural em que a Petrobras está presente, é necessário mencionar a participação da empresa no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), porém este tema não será abordado em detalhes neste trabalho.

O PPT previa no momento da sua concepção, a implantação de mais de 50 plantas termelétricas no país, o que alavancaria a participação do gás natural na matriz energética e seria uma solução de curto prazo para a crise energética vivida no país. Contudo, problemas institucionais, regulatórios, econômicos e mercadológicos inviabilizaram a quase totalidade destes projetos, conforme discutido por PINHO (2004). Naquele momento, coube à Petrobras a tarefa de criar condições para viabilização dos projetos termelétricos, pesando em sua decisão o controle federal, que reclamou da companhia uma participação e assunção de riscos nestes projetos, acima do que seria compatível com sua participação acionária.

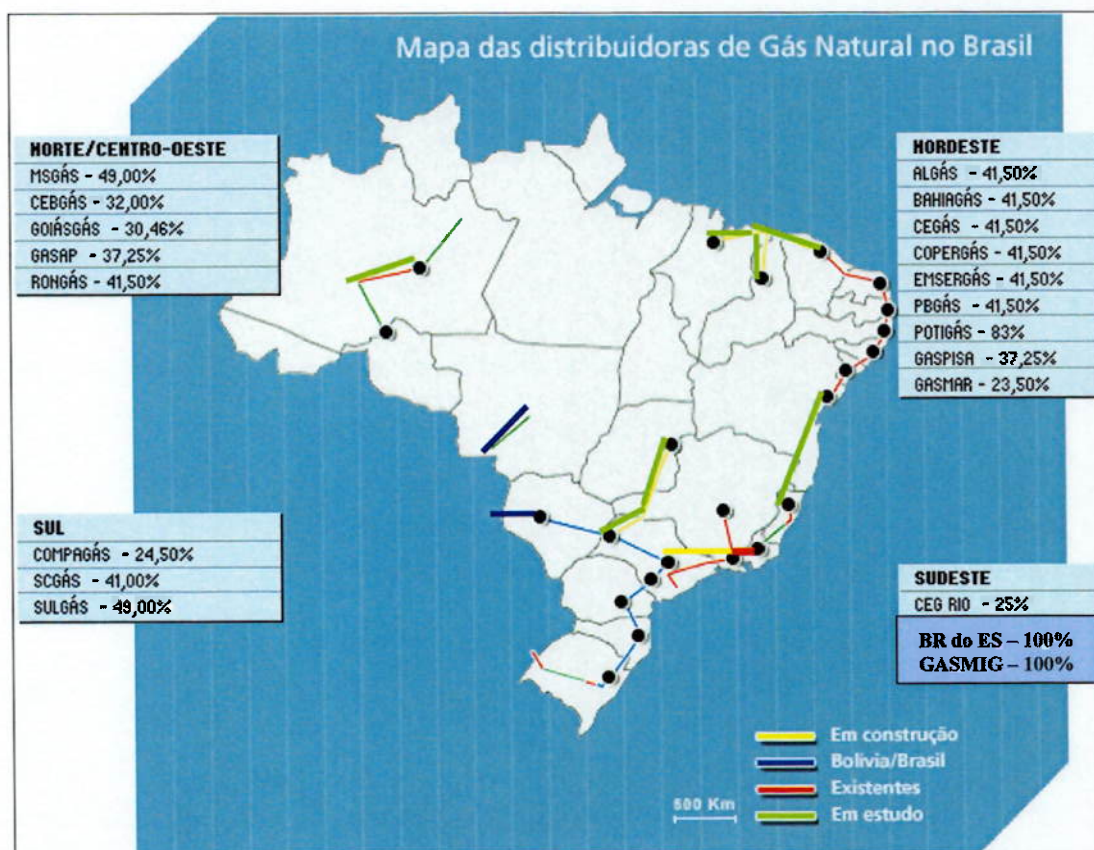
Os investimentos no projeto malhas, que foram abordados no item 3.4, fazem parte dos compromissos por parte da Petrobras, que se desdobraram à partir da decisão de investir em termelétricas.

3.5) Petrobras na distribuição de gás natural

Atualmente, a Petrobras possui participação acionária nas distribuidoras de gás natural de todos os estados do Brasil, excluindo-se São Paulo e uma das distribuidoras do Rio de Janeiro, uma vez que a Petrobras é acionista minoritária da CEG RIO, participando inclusive da administração da empresa com uma Diretoria. Sua participação acionária está representada na figura 10. A participação da Petrobras em quase todas as distribuidoras, reforça seu domínio em todas as etapas da cadeia do gás natural.

Em fevereiro de 1990, 12 estados se reuniram com o objetivo de criar a Associação Brasileira das Empresas Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS). Um dos primeiros objetivos dessa Associação foi o de encontrar um mecanismo institucional que possibilitasse a criação de concessionárias estaduais estatais, conforme previsto na Constituição Federal, porém com o máximo de participação privada.

Figura 10 : Mapa da participação da Petrobras nas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil em 2005



Fonte: www.petrobras.com.br

O modelo elaborado foi tripartite, com o governo do estado detendo 51% das ações ordinárias e os sócios privados 100% das ações preferenciais, resultando em participação acionária total do governo estadual de 17% mas detendo controle das ações com direito a voto. Esse modelo foi adotado por diversos estados. Eventualmente, as novas empresas estaduais herdaram as redes de distribuição anteriormente construídas e operadas pela Petrobras ².

²: Com esse modelo, a Petrobras passou a ser sócia minoritária em todas as empresas de gás do Nordeste. Em seguida, como observa-se na figura 10, as histórias das empresas seguiram caminhos próprios e, atualmente, a presença da Petrobras é bastante diferente caso a caso.

Apesar desse acordo societário ter sido adotado na maioria das concessionárias estaduais do Nordeste, que passaram a receber gás das áreas de produção da região através do gasoduto de transporte costeiro denominado Nordestão, é importante mencionar que, desde o início da década de 1980, quando começaram a aparecer os primeiros debates sobre a ampliação do uso do gás natural, e principalmente após a criação das distribuidoras estaduais, tem-se verificado uma situação de conflito em torno do direito de acesso ao mercado. Em particular, a Petrobras sempre entendeu que deveria abastecer diretamente os grandes consumidores industriais, os quais, muitas vezes, estavam conectados diretamente aos gasodutos de transporte, através de pequenos ramais construídos pela própria Petrobras, deixando o abastecimento dos mercados residencial, comercial e pequena indústria para as concessionárias estaduais. As distribuidoras nunca concordaram com essa alternativa, que, provavelmente, inviabilizaria as próprias empresas. Assim, elas sempre lutaram e com o apoio político dos governos estaduais, para garantir o monopólio de abastecimento a todo o mercado em suas áreas de concessão.

Antes da criação dos monopólios estaduais da distribuição de gás e, conseqüentemente, das distribuidoras estaduais de gás natural, em 1988, a Petrobras já possuía diversos gasodutos de transporte espalhados pelo país, para escoar sua produção doméstica. Produzia-se gás associado ao petróleo o qual, para não ser todo queimado em "flare", era direcionado para venda direta a usuários finais, quase sempre grandes indústrias. Naquela época, as redes de distribuição eram extremamente reduzidas, limitando-se freqüentemente a redes internas que garantiram o suprimento para grandes pólos industriais.

A partir da regulamentação do direito dos estados para exploração da distribuição do gás natural, iniciou-se o processo de consolidação das distribuidoras estaduais de gás. Como resultado desse processo, na maioria dos estados, o governo estadual manteve-se como acionista majoritário nas recém criadas distribuidoras de gás, as quais, porém, com frequência passaram a contar com a participação da Petrobras, que já possuía ativos e contratos junto a consumidores finais. Nesse processo também houve a entrada de parceiros privados.

Apesar desses conflitos, a presença da Petrobras na composição acionária de muitas dessas empresas tem sido fator decisivo para o início da construção das primeiras redes de distribuição, associadas às redes de transporte da própria Petrobras. Pode-se afirmar que várias distribuidoras só existem devido ao apoio humano e material provido pela Petrobras. Mesmo naquelas empresas nas quais a gestão tornou-se tripartite, entre o governo do estado, a Petrobras e sócios privados, o peso da estatal nas decisões de investimento é decisivo, sendo que os sócios privados e, algumas vezes, o próprio governo do estado, são passivos. Por isso, essas empresas não tem as mesmas características das distribuidoras privadas de gás, não merecerão, portanto, uma análise mais detalhada neste trabalho. A rigor também não foram adotados nem em Minas Gerais, nem no Espírito Santo. Porém, ambos os casos são pouco relevantes para este trabalho, pois, em momentos históricos e contextos distintos, as respectivas distribuidoras estaduais foram incorporadas 100% pela Petrobras.

Outro modelo de destaque é aquele que permitiu a instalação de redes de distribuição nos estados que passaram a receber o gás natural após a chegada do gasoduto Bolívia-Brasil. Como essas distribuidoras não possuíam infra-estrutura, seu crescimento era esperado. Porém suas redes tornaram-se rapidamente mais

extensas do que aquelas mais antigas existentes nas concessionárias da região Nordeste, as quais, nos anos 1990 e 2000 apresentaram crescimento muito pequeno.

Com exceção do que ocorreu com o interior do Estado de São Paulo, no qual, como visto no item 3.2, o modelo regulatório de conteúdo privado conduziu a três distribuidoras privadas, incluindo algumas novas áreas da Comgas, nos demais estados cortados pelo GASBOL, as distribuidoras foram criadas através de modelos parecidos com aqueles do Nordeste, isto é, com ampla participação da Petrobras. Aqui, ainda mais significativo foi o papel da estatal. Principalmente nos Estados da região Sul, a Petrobras comportou-se, pela primeira vez, com suas novas vocações gasíferas.

Já foi mencionado no item 3.1 que a compra de gás boliviano sob severas condições contratuais de TOP e SOP impôs à empresa um passivo financeiro, que introduziu-a a buscar os consumidores para o gás. Na região Sul, ela assumi esse papel integralmente. A base industrial da região favorece a chegada do gás e seu uso difuso nos diversos pólos industriais, explicando a rápida expansão das redes. Por outro lado, nessa mesma região, a Petrobras patrocina a construção de termelétricas. Talvez até mais do que as distribuidoras privadas que serão analisadas neste trabalho, as distribuidoras da região Sul também experimentam as dificuldades do paradoxal convívio com a Petrobras. Porém, este é um tema que ultrapassa os limites dessa pesquisa.

De acordo com PENETRA (2005) e NERI (2005), para a viabilização da construção destes gasodutos, levando-se em consideração a restrição de capital para realização de investimentos e a diferença de interesse entre seus acionistas, a opção encontrada foi o financiamento das obras através da concessão de incentivos

fiscais dos governos estaduais aos futuros usuários industriais do gás natural. Em troca destes incentivos, as empresas pagaram pela construção das redes de distribuição, com posterior doação do ativo para as distribuidoras. Além do pagamento das redes, os usuários assinaram contratos de compra de gás natural, em geral com prazo de 10 anos, que continha obrigações de consumo mínimo - Take or Pay e quase inexistência de descontos nas margens de distribuição.

Este modelo de financiamento, adotado pelas distribuidoras não privadas para expansão das redes de distribuição, logo atingiu sua exaustão, sendo necessário para as distribuidoras esperar até o surgimento da próxima âncora de expansão, conhecida atualmente como Gás Natural Veicular (GNV), que passou a ser possível após a liberação do uso do gás natural para uso em veículos em 1996.

Com o advento do GNV, as distribuidoras de gás natural finalmente iniciaram a construção de redes dentro das cidades, que até então não possuíam nenhum Km de redes de distribuição, excluindo-se os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

Para exemplificar esta situação, a construção das primeiras redes de distribuição na cidade de Natal foram viabilizadas pela BR Distribuidora, empresa do grupo Petrobras, que tinha interesse na criação dos seus postos de GNV e não pela concessionária Potigás, que acabou sendo beneficiada com a criação das suas primeiras redes de distribuição na cidade. Outro caso neste mesmo município foi a construção da rede para alimentação do Ctgás – Centro de Tecnologia do Gás Natural, parceria entre a Petrobras e o Senai, que também teve que pagar para receber o gás.

Em relação aos segmentos comercial e residencial, atualmente já foram desenvolvidos alguns pilotos em Pernambuco e Alagoas, apoiando-se na expansão do GNV, porém de uma forma ainda bastante lenta devido às características de

residências predominantemente horizontais e com baixo potencial para utilização do aquecimento de água para banho no Nordeste.

Outro ponto a ser destacado em relação à participação da Petrobras no desenvolvimento das distribuidoras de gás natural, diz respeito ao apoio humano através do fornecimento de pessoal técnico e comercial para as distribuidoras. Muitas vezes, este apoio inclui até o pagamento dos salários destas pessoas, devido a total falta de recursos das distribuidoras. Devido a falta de uma estrutura de recursos humanos capaz de alavancar o desenvolvimento destas distribuidoras, muitos funcionários são contratados como prestadores de serviços terceirizados, que trabalham aguardando que um concurso público seja realizado para poder ser efetivados como funcionário da distribuidora, uma vez que são empresas públicas. Esta forma de contratação aumenta o risco da perda desta mão obra treinada para o mercado (informação verbal ³).

Esses modelos de concessão para exploração da distribuição do gás não foram adotados nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro⁴. Aqui, como descrevem MOUTINHO DOS SANTOS et al (2002), a origem dessas distribuidoras de gás remonta a meados dos 1800, portanto muito antes do nascimento da Petrobras. No entanto, o século XX acabou reservando-lhes, quase ao longo de todo seu percurso,

³: informações fornecidas por Wellington Penetra e Judas Tadeu da Costa Ferreira Neri, Coordenadores do Ctgás, em entrevista realizada em São Paulo em Setembro de 2005.

⁴: Porém, vale a pena ressaltar que nas concessionárias em que o controle acionário ficou dividido entre governo estadual, a Petrobras e o parceiro privado, houve dificuldade para a viabilização da construção de novas redes de distribuição. Os demais sócios não dispunham de capital ou disposição para realização dos pesados investimentos necessários para ampliação da infra-estrutura dos gasodutos de distribuição, enquanto a Petrobras dizia-se impossibilitada para investir sozinha em uma empresa onde tinha participação minoritária. Constituiu-se, assim, uma barreira institucional para o avanço do consumo de gás, o que era de todo conveniente, mesmo para a Petrobras, pois assim preservaram-se os mercados para os produtos de petróleo.

estagnação e quase desaparecimento. O gás saiu gradualmente da agenda da política energética nacional e o país assentou-se em seus três pilares energéticos principais: a biomassa (lenha e cana de açúcar), a hidroeletricidade (comandada principalmente pela Eletrobras) e o petróleo (liderado pela Petrobras).

Ainda assim, tanto a Comgás como a CEG, ao transformarem-se em empresas estaduais, mantiveram-se relativamente independentes da Petrobras. Na tabela 3, pode ser observada a grande diferença existente no tamanho das redes de distribuição das concessionárias dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em comparação com os demais estados. Deve-se levar em consideração que, esses dois estados são os únicos em que a participação do segmento residencial é significativa, o que pode ser evidenciado pela reduzida relação vendas médias por km de rede.

Tabela 3: Evolução das redes de distribuição nas distribuidoras de gás natural

Estado	Km rede de distribuição		Venda média de GN (mil m ³ / dia) / Km de rede
	1996	2005	2005
São Paulo	2000	3 800	3,08
Rio de Janeiro *	2200	3 151	2,85
Minas Gerais	35	186	10,42
Rio Grande do Sul	0	370	6,78
Paraná	0	400	1,53
Bahia	70	304	12,45
Santa Catarina	0	520	2,19
Pernambuco	28	210	6,13
Espírito Santo	0	40	28,28
Ceará	84	180	6,02
Mato Grosso do Sul	0	75	21,19
Paraíba	28	70	3,69
Rio Grande do Norte	87	172	1,84
Sergipe	37	Nd	nd
Alagoas	67	130	3,12

Fonte: Revista Brasil Energia; GOMES, I.C. – 1996; ABEGÁS.

Detendo-se na análise das distribuidoras localizadas fora dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, as vendas de gás natural conforme já mencionado anteriormente, se restringia aos grandes pólos industriais, na época da criação das distribuidoras de gás natural. O próximo surto de expansão que se seguiu foi em direção aos pólos industriais localizados em áreas próximas aos locais onde já existia rede de distribuição.

3.6) Petrobras na Produção de Energéticos Alternativos ao gás natural

Nas atividades de refino, os investimentos sempre foram realizados para acompanhar o crescimento da demanda por derivados de petróleo. Além disso, de acordo com SANTOS (2001), desde os anos 1980 quando a Petrobras transformou-se prioritariamente em uma empresa de E&P, o segmento de refino tornou-se minoritário, inclusive na captação de recursos. Sua importância para o negócio do gás natural está relacionada com o fato dos produtos derivados do refino do petróleo competirem com o gás natural em diversas aplicações.

Ao término de 2005, a produção de derivados de petróleo da Petrobras é praticamente equivalente ao tamanho do mercado interno. Evidencia-se, assim, a posição dominante da empresa na produção dos energéticos alternativos ao gás natural. Para a Petrobras, uma expansão acelerada do consumo de gás natural impõe a necessidade de transformação acelerada do parque de refino, o que requereria deslocar investimentos da E&P para a área de refino, reduzindo a rentabilidade do capital investido.

Com o passar do tempo, as instalações industriais da Petrobras tem sido adaptadas para atender à evolução do consumo de derivados de petróleo. Para isso, foi implantado na década de 1980 o projeto conhecido como "fundo de barril". Seu objetivo era transformar os excedentes de óleo combustível em derivados com maior valor, como o Diesel, a gasolina e o GLP. Esse investimento para incremento na produção de frações mais leves continua a ocorrer até hoje, sendo importante para o setor de gás natural, pois visa reduzir a quantidade produzida de óleos combustíveis, arrefecendo, desta forma, a competição de um produto muito barato, que pode ser considerado quase como um resíduo do processo de refino.

Propostas de construção de novas refinarias e unidades de processamento e armazenamento de gás podem ser apresentadas por qualquer empresa ou consórcio à ANP, que tem tido a prática de aprovar tais autorizações visando expandir a capacidade de refino e criar maior competição no setor. Contudo, na prática, nenhum novo projeto deverá ser implementado sem a participação da Petrobras. Portanto, o domínio da Petrobras continuará presente e novas refinarias poderão dificultar ainda mais para o GN, pois mais OC deverá ser produzido.

Em relação à liberação dos preços dos derivados, a lei 9.990/00 estabeleceu um período de transição, que se encerrou em 31/12/2001, posteriormente prorrogado por mais 6 meses segundo a Lei 10.453/02. Nesse período as unidades de produção e processamento estabeleceram reajustes dos derivados do Petróleo segundo parâmetros e critérios do Ministério das Minas e Energia e da Fazenda. O objetivo foi compatibilizar a desregulamentação dos preços internos com as práticas concorrenciais do setor.

3.7) Cenário atual da oferta de gás natural

Fatos novos ocorridos no ano de 2005, têm deixado o mercado de Gás Natural em polvorosa. Parte destes acontecimentos está ocorrendo enquanto esta monografia esta sendo elaborada, de tal forma que não podemos deixar de comentá-los, pois vem corroborar com nossas conclusões.

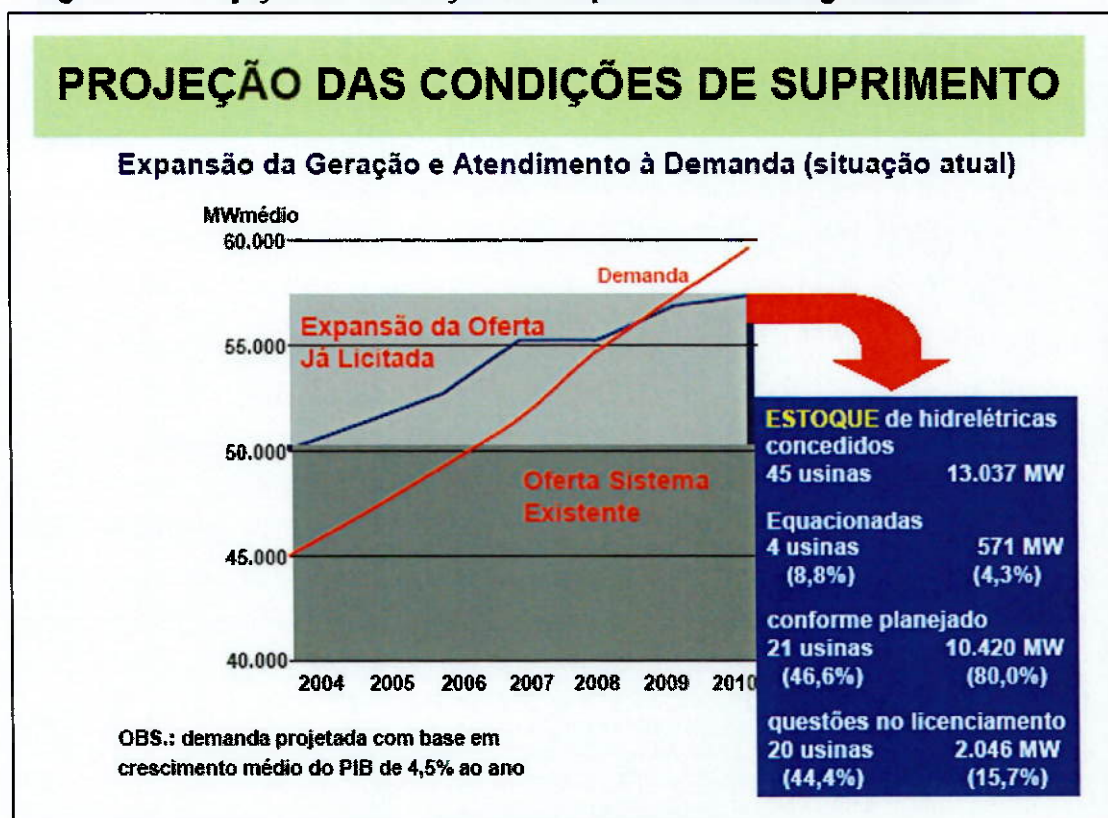
A crise política que resultou na troca do presidente da Bolívia colocou em dúvida a confiabilidade do fornecimento de gás natural para o Brasil, uma vez que a restrição do suprimento quase foi implementada. Além deste aspecto, tivemos alterações na estrutura de formação dos preços do gás na etapa de produção,

através da quebra das regras então vigentes nos contratos, trazendo aumento do preço do gás e também insegurança aos investidores quanto a novas quebras de contratos que poderão ocorrer. Esta crise política da Bolívia ainda não esta encerrada, uma vez que teremos eleições presidenciais em dezembro de 2005, cujos resultados poderão, novamente, impactar a cadeia do gás natural.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro (site: www.aneel.gov.br), passou a exigir que a energia que cada distribuidora pretende comprar de acordo com suas projeções de demanda para os consumidores localizados na sua área de concessão, seja adquirida através de leilões diretamente junto às geradoras. Dentre as geradoras, temos as chamadas geradoras de energia velha, que são aquelas já depreciadas, principalmente geradoras hidroelétricas, e temos as geradoras de energia nova, que são novos empreendimentos, com destaque para as termelétricas. Até o término desta monografia ainda não havia sido realizado leilão de energia nova. Basicamente temos que a energia velha é mais barata que a energia nova, e esta diferença é maior ainda se a energia velha for de base hídrica e a nova de base térmica.

Segundo a então Ministra de Minas e Energia, Sra Dilma Rousseff, em palestra proferida em 02/05/2005 na ABDIB – São Paulo, existe um cenário de previsão de um novo apagão de energia elétrica para o ano de 2008, conforme foi detalhado na figura 11.

Figura 11 – Projeção das Condições de Suprimento de Energia Elétrica.



Fonte: MME

O anúncio deste cenário de falta de energia elétrica, uma vez que a demanda projetada, conforme premissas colocadas na figura 11, fica superior a oferta, fez o mercado novamente voltar-se para as termelétricas, energia nova, para complementar a oferta de energia elétrica.

De acordo com as regras do novo modelo do setor elétrico, para uma geradora para poder participar do leilão de energia nova, ela deverá estar pronta para operar sempre que o Operador Nacional do Sistema (ONS) determinar, e para tanto, no caso das termelétricas, necessita do combustível disponível. O combustível preferencial será o gás natural, porém algumas das térmicas também estão sendo preparadas para operar como bi-combustível (gás natural e Diesel ou óleo combustível).

Conforme explanado no item 3.4, temos um cenário de falta de suprimento de gás para as termelétricas, caso as mesmas operem a 100% de sua capacidade, e temos também falta de gasodutos de transporte, principalmente para levar gás para o nordeste.

Chegamos a atual problemática, pois temos de um lado a pressão das geradoras térmicas em participar dos leilões de energia nova, motivadas pelo cenário de falta de energia elétrica, mas que não tem a disponibilidade do gás, e de outro lado temos a Petrobras atuando praticamente sozinha para construir a infraestrutura necessária para suprir esta demanda.

Um fato também recente foi a publicação das Resoluções de números 27, 28 e 29 em 14 de outubro de 2005 pela ANP. Tais Resoluções criaram as primeiras regras para o acesso aos gasodutos de transporte de gás natural, dentre as quais citamos a que estabelece que uma empresa ou consórcio poderá solicitar à ANP o serviço de transporte de gás natural, uma clara visão de que a Petrobras poderá contar com parceiros para ampliar seus gasodutos. "O Transportador não poderá comprar ou vender gás natural..."(ANP, 2005) deverão haver agentes comercializadores, os chamados Carregadores, que venderão o gás para cada Distribuidora de Gás Natural (Regime de Concessão Estadual). As resoluções ainda citam que deverá ocorrer um Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC) para o transporte firme, onde serão definidos os gasodutos novos / expansão e seus volumes. Também aborda de forma superficial como serão as tarifas, de forma que destacamos que as mesmas serão proporcionais ao dimensionamento do gasoduto em questão. A ANP receberá dos interessados a demanda projetada e definirá os investimentos e tarifas que serão praticadas.

Para gasodutos existentes, caso não haja capacidade ociosa no mesmo, ou caso os novos transportadores necessitem mais capacidade do que a ociosidade do gasoduto, as novas tarifas serão calculadas conforme os investimentos que serão realizados para a expansão. Neste caso, as tarifas poderão ser calculadas de duas formas, uma considerando os investimentos e custos de operação da capacidade atual mais a expansão, chamada tarifa compartilhada, e outra que apenas contempla a expansão, chamada tarifa incremental. A adoção de uma ou de outra tarifa dependerá do pronunciamento de cada carregador dentro do empreendimento de transporte.

Um outro ponto a destacar é que as tarifas de transporte serão calculadas proporcionalmente às distâncias percorridas pelo gás natural, diferentemente do que temos hoje no GASBOL, onde temos uma mesma tarifa para todos os pontos do gasoduto, que é conhecida como tarifa postal.

Com relação ao serviço interruptível, conforme resoluções da ANP, sua tarifa será calculada tendo como base a tarifa firme e a probabilidade da interrupção. O transportador passará ainda 90% das vendas, descontados impostos e taxas, aos carregadores, pela utilização da capacidade ociosa do duto na modalidade interruptível. Para exemplificar melhor, se um determinado carregador contratou 100% da capacidade do duto, mas não está utilizando na sua totalidade, então o transportador pode vender a ociosidade para outro carregador, na modalidade interruptível, entretanto, 90% do que o transportador ganhar com esta operação, fica com o carregador firme.

“O Transportador permitirá o acesso não discriminatório às suas Instalações de Transporte, assim como a conexão de suas instalações com outras Instalações de Transporte, exceto nos casos

em que, sem prejuízo do disposto no Art. 7º desta Resolução, a solicitação do serviço refira-se a Novas Instalações de Transporte.”

O trecho acima da Resolução 27 da ANP demonstra que não pode haver discriminação quanto ao Carregador, desde que as instalações tenham mais de seis anos de operação comercial, sendo definidas na portaria da ANP como Novas Instalações de Transporte.

Estas resoluções da ANP permitirão que a Petrobras obtenha parceiros para a construção de novos gasodutos de transporte, mas somente os terá caso existam consumidores de gás na modalidade firme, para que contratos deste tipo possam ser assinados e os gasodutos construídos.

A inovação trazida pela obrigatoriedade do transportador permitir acesso à parcela ociosa dos dutos, reside no fato de que outras empresas poderão quebrar o monopólio da Petrobras no transporte, de forma semelhante ao alcançado pela British Gás (BG) ao obter acesso à capacidade ociosa do GASBOL, e ofertar seu gás para a Comgás. Os volumes contratados e prazos de fornecimento estão disponíveis no site da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil SA (TBG) no endereço (www.tbg.com.br). Entretanto, esta possibilidade de quebra do controle do transporte de gás, pode reduzir o apetite da Petrobras em seus investimentos em transporte, uma vez que a empresa não terá mais o controle do acesso aos dutos como ocorre atualmente.

3.8) Criação do mercado secundário de gás natural.

O mercado de gás natural das distribuidoras privadas é atualmente concentrado na modalidade firme, e existem cláusulas de “take or pay” e “ship or pay”, ou seja, os contratos asseguram ao fornecedor, no caso a Petrobras, o

recebimento de um valor mínimo com relação ao gás disponibilizado à distribuidora (take or pay) e também o recebimento de um valor mínimo com relação a utilização do gasoduto para o transporte (ship or pay). Os valores típicos de "take or pay" são de 80% do volume contratado e de "ship or pay" da ordem de 95%.

Devido à elevada obrigação contida nestes contratos, as distribuidoras procuram repassar suas obrigações contidas nos contratos de suprimento para os contratos com seus consumidores, adotando quase exclusivamente a modalidade de fornecimento firme. Alguns destes contratos de suprimento das distribuidoras com a Petrobras começaram a vencer, e existe uma preocupação crescente por parte das distribuidoras, de que os mesmos não serão mais negociados na modalidade firme, mas sim como interruptível, para que este gás possa ser utilizado como garantido para o fornecimento das termelétricas. Esta nova modalidade de contratação e consequente prática pelas distribuidoras de contratos de gás na modalidade interruptível, criará o chamado mercado secundário de gás natural.

Do ponto de vista dos usuários do gás natural, em uma primeira visão eles poderão ter um gás mais barato, mas interruptível, o que obrigará aos atuais usuários a investir em um sistema de backup suficiente para suprir toda sua demanda de gás natural, além de manter todo um planejamento de compra e estocagem de combustível alternativo para os momentos de falta de gás.

Outra informação recente a ser destacada, foi a apresentação no plano estratégico 2005 da Petrobras, de que parte dos recursos de G&E serão aplicados para transformar as termelétricas em bi-combustível, que passarão a operar com óleo ou gás. Este processo contribui para minimizar a falta de estrutura do gás natural.

Estes eventos que estão acontecendo no presente momento geram um questionamento que não será objeto de análise deste trabalho: Qual a logística que deverá ser implementada para as enormes quantidades necessárias de óleo combustível / Diesel e como será a remuneração dos agentes das suas cadeias durante os períodos em que não houver consumo ?

4) Análise qualitativa através do modelo de forças de Porter do ponto de vista das distribuidoras privadas de gás natural

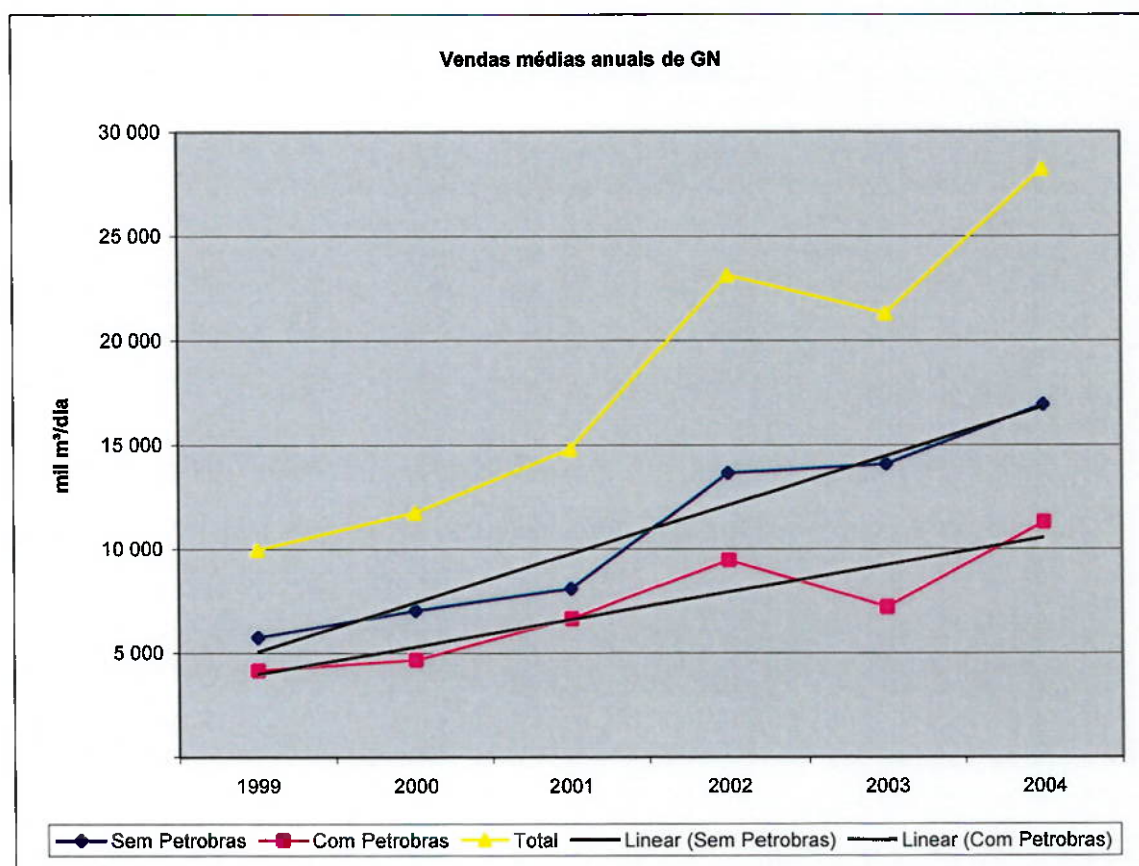
Serão apresentados neste capítulo, segundo o modelo de Porter, das cinco forças competitivas, sobre as quais já foi brevemente comentado no capítulo 2. A ótica de análise será das distribuidoras privadas de gás natural. O objetivo é identificar para essas empresas os aspectos positivos e negativos de disputarem um mercado com um agente dominante como a Petrobras, que lhes cerca de todos os lados dentro do jogo competitivo, sendo principal motor de todas as Cinco Forças de Porter. Verificar-se-á que essa é uma situação competitiva particular, talvez não imaginada pelo próprio Porter, o que, evidentemente, limita a aplicação do modelo, mas, mesmo assim, traz luz a um debate que tem sido pouco alimentado.

Antes, porém, no item 4.1, caracterizam-se as distribuidoras privadas de gás natural quanto ao crescimento das suas vendas e investimentos realizados, tentando explicar suas especificidades, as quais, em grande medida, explicam-se pelo longo histórico dessas empresas e pelo ambiente regulatório que lhes foi dado, o qual foi revisto no item 3.2.

4.1) Análise das vendas de gás e investimentos das distribuidoras privadas

Conforme observado no gráfico 4, as vendas de gás natural das distribuidoras sem a participação da Petrobras teve um grande incremento em 2002, devido principalmente ao crescimento da Comgás. Privatizada em maio de 1999, a

Gráfico 4: Evolução das vendas das distribuidoras com participação da Petrobras e das distribuidoras em que ela não está presente.



Fonte: Revista Brasil Energia / site Petrobras

Obs: Não considerado o gás utilizado em geração e cogeração de energia.

empresa passou por uma grande reestruturação no ano 2000 e iniciou a construção de grandes sistemas de distribuição, que começaram a entrar em operação nos anos de 2001 e de 2002.

Cabe ressaltar que a queda de vendas para as distribuidoras com a participação da Petrobras em 2003, deve-se ao fato de termos alguns grandes consumidores de gás no setor industrial que migraram para o setor de cogeração. Temos o mesmo no diz respeito às distribuidoras sem a participação da Petrobras, onde a estabilidade do consumo deve-se, basicamente, à redução ocorrida no

Estado do Rio de Janeiro, que compensou negativamente o aumento de consumo do Estado de São Paulo.

Uma análise de regressão linear simples, linhas pretas no gráfico 4, mostrou que as empresas sem a participação da Petrobras tem crescido mais em comparação com as demais distribuidoras, principalmente após 2001, reflexo de diversos fatores, com destaque para a disponibilidade de gás boliviano, acelerado crescimento na construção de novas redes de distribuição pelas concessionárias estaduais e melhor aceitação do gás natural como solução energética pelo mercado consumidor.

Além dos investimentos realizados pela Petrobrás que foram apresentados nos itens 3.3, 3.4 e 3.5, também merecem destaque os investimentos nas etapas da cadeia do gás natural de distribuição e conversão dos equipamentos para utilização do GN. Para quantificar estes valores, será utilizado como referência os dados de crescimento de rede de distribuição e volume de vendas da Comgás, que servem como referência para estimar os investimentos totais destes setores, mesmo sabendo que esta empresa possui a particularidade de apresentar grande concentração de consumidores.

Nos seis anos transcorridos desde a sua privatização (1999 a 2005), o volume diário de vendas da distribuidora cresceu de um patamar de 3,5 milhões de m^3 / dia para 12,0 milhões de m^3 / dia, com investimentos estimados em R\$ 1,0 a 1,2 bilhões para aumento da sua malha de distribuição em cerca de 1.000 km no período.

Em relação aos investimentos na conversão / aquisição de equipamentos para utilização do gás natural, pode-se estimar que tenha sido da ordem de R\$ 250 a 300 milhões, considerando como premissa o custo medio para conversão de geradores de vapor que utilizavam óleo combustível e o volume associado a este

investimento como valores de referência nesse cálculo. Existem equipamentos que já utilizavam GLP, cujo custo de conversão são inferiores e equipamentos que utilizavam energia elétrica cujo custo de conversão para o gás natural são mais elevados. Este investimento foi suportado na sua maior parte pelos próprios consumidores do gás natural, mas também foi incentivado pela distribuidora através da concessão de descontos nas suas margens de distribuição autorizadas pela CSPE.

Utilizando-se estes valores como referência para estimar os investimento de todas as distribuidoras do país, que possuem aproximadamente 10.000 km de redes de distribuição, chegamos a um valor total investido da ordem de R\$ 10 bilhões em redes de distribuição, sendo 70% deste valor investido pelas distribuidoras privadas. Para a conversão / aquisição de equipamentos para queima do gás natural estimamos que foram investidos aproximadamente R\$ 1,2 bilhões, utilizando-se a mesma proporção volume x investimentos da Comgás. Esta análise demonstra que os investimentos em distribuição e conversão de equipamentos são representativos até mesmo quando comparados com os valores previstos no plano de investimentos da Petrobrás para o setor de gás e energia.

4.2) Primeira força de Porter - Entrada de novos concorrentes

Nos detendo na análise da regulação da distribuição de gás natural do estado de São Paulo, durante a vigência dos contratos de concessão das três distribuidoras privadas, não é permitida a entrada de concorrentes para realização da distribuição de gás. Entretanto, estão previstos nos respectivos contratos de concessão das distribuidoras com o poder concedente, que a comercialização será liberada para a

concorrência, após determinado período de exclusividade. No caso do contrato de concessão da Comgás, firmado em 31 de maio de 1999, o período de exclusividade é de doze anos, terminando em 31 de maio de 2011.

Em relação à distribuição de gás, somente após o vencimento dos contratos de concessão das distribuidoras, no Estado de São Paulo, cujos prazos de vigência são de 30 anos com possibilidade de renovação por mais 20 anos, é que novos concorrentes poderão se instalar e construir seu próprio sistema de distribuição.

Para a construção da infra-estrutura para o fornecimento de gás aos clientes, é necessário realizar elevados investimentos. Um agente econômico interessado, deve possuir grande porte, como por exemplo a Petrobras, cujos interesses vão além dessa etapa da cadeia de valor do gás, pois o retorno desses investimentos virão apenas no longo prazo.

A liberação da comercialização após o término dos períodos de exclusividade permitirá a entrada de novos agentes. Para a realização deste negócio, será necessária a compra de gás junto a um produtor, contratação do transporte junto a um proprietário de gasoduto e serviço de distribuição junto às distribuidoras estaduais. Finalmente, este agente deve contratar os consumidores finais do gás.

Desta forma, esta força competitiva, admitindo-se que não haverá alteração na regulação estadual de distribuição de gás natural, não influencia diretamente, no curto prazo, as negociações das distribuidoras privadas, porém, as decisões de investimentos em novas redes de distribuição, são analisadas financeiramente considerando-se que haverá concorrência na comercialização, após o término do período de exclusividade, o que se materializa com expectativa de menores margens para o momento em que houver concorrentes.

4.3) Segunda força de Porter – Substitutos ao gás natural

A Petrobras, além de estar presente na cadeia do gás natural, atua também na cadeia do óleo combustível, energético concorrente do gás natural.

A presença de uma mesma empresa em cadeias de energéticos concorrentes, aumenta a incerteza da distribuidora de gás natural devido à possibilidade de que haja incentivo de um energético em detrimento a outro. Por hipótese, se o óleo combustível sofrer uma gradual queda de demanda em detrimento do gás natural, não existe segurança por parte da distribuidora de gás, de que o óleo não seria beneficiado em relação ao gás, para manter seu volume de vendas em patamares interessantes para as refinarias da Petrobras.

Além do óleo combustível, o GLP, que está profundamente inserido na cultura das populações que residem nas regiões urbanas do Brasil, principalmente no mercado residencial, onde, devido aos baixos valores de consumo, quando comparado aos mercados industrial e termelétrico, possuem tarifas elevadas para gás natural, que o torna pouco competitivo com os valores praticados pelas distribuidoras de GLP. Por ser detentora de praticamente todas as refinarias de petróleo, onde o GLP nacional é produzido e infra-estrutura para seu transporte, seu controle sobre os preços praticados no mercado é total.

Um outro movimento estratégico recente foi a aquisição da Distribuidora de GLP Agip – Liquigás, realizada em 2005, marcando a entrada da Petrobras também nesse negócio. A Petrobras possui como característica marcante ser líder em todos os mercados em que atua.

Desta forma, a presença da Petrobras na cadeia de produção e distribuição de energéticos substitutos ao gás natural, aumenta a incerteza da distribuidora

privada de gás natural quanto ao possível controle de demanda e preços desses energéticos. Esta força aumenta a exigência, por parte das distribuidoras privadas de gás, quanto ao prazo para retorno dos seus investimentos.

Em relação à energia elétrica, sua maior força como substituto do gás natural está no setor residencial, para aquecimento de água. Por outro lado, para o segmento industrial, maior usuário de energia elétrica, os equipamentos, na sua maioria, são para fins não térmicos, não caracterizando elevado potencial para aplicação do gás natural.

4.4) Terceira força de Porter – Poder de barganha dos compradores

O gás natural é utilizado por diversos setores, desde pequenos consumos, como o setor residencial, até grandes consumos para indústrias e termelétricas. Naturalmente, as margens de distribuição diminuem com o aumento da escala de consumo, pois os custos indiretos se diluem, como por exemplo o custo da estrutura de vendas e manutenção.

Apesar da margem de distribuição diminuir com o aumento do consumo, os grandes consumidores exigem maior competitividade do preço do gás natural, frente aos energéticos substitutos, que são produzidos e comercializados pela Petrobras, o que obriga as distribuidoras a praticar descontos em sua margem de distribuição máxima autorizada pelo órgão regulador. Muitas vezes estes consumidores estão organizados em associações de classe, como a ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia, que atuam de forma organizada sobre as distribuidoras, governo e a própria Petrobras, para a obtenção de vantagens comerciais.

Para o mercado residencial, o gás natural é considerado um produto sem diferencial em relação ao GLP, seu principal concorrente, pois no Brasil, o gás é utilizado principalmente para cocção e, em alguns casos, para aquecimento de água para banho, diferentemente de países de clima frio, onde o gás tornou-se uma questão de sobrevivência para o aquecimento de ambientes. Devido à característica climática do Brasil, o poder de barganha está na mão do consumidor, que percebe pouco diferencial do gás natural em relação ao GLP. Apesar do reduzido volume deste segmento, quando comparado com o das indústrias e termelétricas, seus volumes de gás são interessantes para as distribuidoras devido à sua margem elevada. Além disso, não estarão sujeitos ao término da exclusividade de comercialização e a existência de grande potencial para crescimento.

Em relação às termelétricas, especialmente onde a Petrobras é acionista, seu poder de barganha sobre as distribuidoras é total, existindo contratos de venda de gás exclusivo para suprimento destes consumidores, conhecidos como contratos back-to-back. Nesse caso, a Petrobras passa a ser consumidor final do gás natural, para produção de energia elétrica, que também é substituto ao gás natural em algumas aplicações.

4.5) Quarta força de Porter – Poder de barganha dos fornecedores

A comercialização de gás natural no país é quase 100% realizada pela Petrobras, que também é responsável por boa parte do seu consumo, quer seja através de consumo próprio nas suas refinarias, plataformas de produção de Petróleo ou na reinjeção nos poços, conforme foi apresentado no gráfico 2.

Atualmente o volume de gás natural comercializado no Brasil está em torno de 40 milhões de m³ / dia. A formação do preço de venda do gás natural para as distribuidoras é composta por uma parcela referente ao transporte e outra referente à commodity (preço da molécula de gás).

A tarifa de transporte possui impacto significativo no preço final do energético, devido ao alto montante de recursos exigidos para a construção dos gasodutos de transporte. Para ser amortizado, este tipo de empreendimento exige contratos com longos prazos de duração e dependendo da relação extensão x volume transportado, as tarifas resultantes também são elevadas. No caso do gasoduto Bolívia-Brasil, a tarifa de transporte que atualmente está sendo praticada possui valor quase igual ao preço do gás.

Em relação à commodity, os contratos de suprimento também possuem como característica o longo prazo de duração e existência de compromissos de quantidade mínima a ser retirada (take or pay), compromisso esse que cria um fator de incerteza para a distribuidora, já que cabe a ela projetar o tamanho do mercado e firmar contratos condizentes com estes volumes. Como forma de mitigação deste risco, as distribuidoras procuram repassar as obrigações contratuais de consumo mínimo para os usuários finais do produto.

Atualmente todas as distribuidoras de gás natural possuem monopólio na sua comercialização, entretanto, a presença de energéticos alternativos competindo pelos mesmos consumidores, dificulta a aceitação pelos mesmos de cláusulas contendo obrigações de longo de prazo.

Com a participação predominante de uma empresa ao longo da cadeia, os riscos, embora não integralmente, podem ser repassados entre os elos da mesma, contudo, para as distribuidoras que não possuem participação acionária da

Petrobras, fica configurada mais uma incerteza para ser levada em consideração no momento de se decidir sobre a realização de novos investimentos.

Atualmente a Petrobras é a única fornecedora para todas as distribuidoras, excluindo-se a Comgás, que possui contrato de suprimento com a British Gás (BG) na modalidade firme, porém em volume reduzido (aproximadamente 5% das vendas da distribuidora).

Conforme apresentado na tabela 4, os preços praticados pela Petrobras para o gás natural nacional e boliviano, no período 1999 a 2004, foram significativamente diferentes, favorecendo a competitividade das empresas localizadas em regiões cujas distribuidoras são atendidas pelo gás nacional.

Tabela 4: Preços do Gás Natural praticados pela Petrobras

COMMODITY + TRANSPORTE US\$/MMBTU					
	Ano	Nacional	Power	Boliviano	WTI US\$ / barril (*1)
Quarto	2004	2,89	2.964 (*2)	3,38	48,29
Terceiro	2004	2,68	2.868 (*2)	3,38	43,86
Segundo	2004	2,63	2.817 (*2)	3,38	38,31
Primeiro	2004	2,76	2.738 (*2)	3,38	35,23
Quarto	2003	2,90	2.712 (*2)	3,37	31,17
Terceiro	2003	2,87	2.685 (*2)	3,37	30,18
Segundo	2003	2.82	2.652 (*2)	3.37	29.02
Primeiro	2003	2.41	2.525 (*2)	3.37	34.06
Quarto	2002	1.82	2.435 (*2)	3.31	28.20
Terceiro	2002	1.80	2.465 (*2)	3.16	28.32
Segundo	2002	2.07	2.537 (*2)	3.00	26.27
Primeiro	2002	2.31	2.497 (*2)	3.03	21.56
Quarto	2001	2.17	2.581 (*2)	3.19	20.20
Terceiro	2001	2.00	2.581 (*2)	3.23	26.64
Segundo	2001	2.21	2.581 (*2)	3.33	27.86
Primeiro	2001	2.44	2.475	3.47	28.77
Quarto	2000	2.47	2.475	3.34	31.92
Terceiro	2000	2.43	2.475	3.23	31.64
Segundo	2000	2.24	2.475	3.14	28.82
Primeiro	2000	2.18	-	2.95	28.84
Quarto	1999	1.80	-	2.75	21.74
Terceiro	1999	1.86	-	2.55	17.66

(*1) Preço Médio

(*2) De acordo com a Portaria 234

Fonte: www.petrobras.com.br

Devido à falta de agentes capazes de regular os preços praticados para o gás natural, que poderia ser realizado através da disputa comercial realizada por diferentes supridores / transportadores, as distribuidoras de gás natural, com participação acionária da Petrobras ou não, e também os próprios consumidores, são afetados por decisões da Petrobras em relação à sua política de preços, que produzem pesados reflexos em toda a cadeia do gás natural.

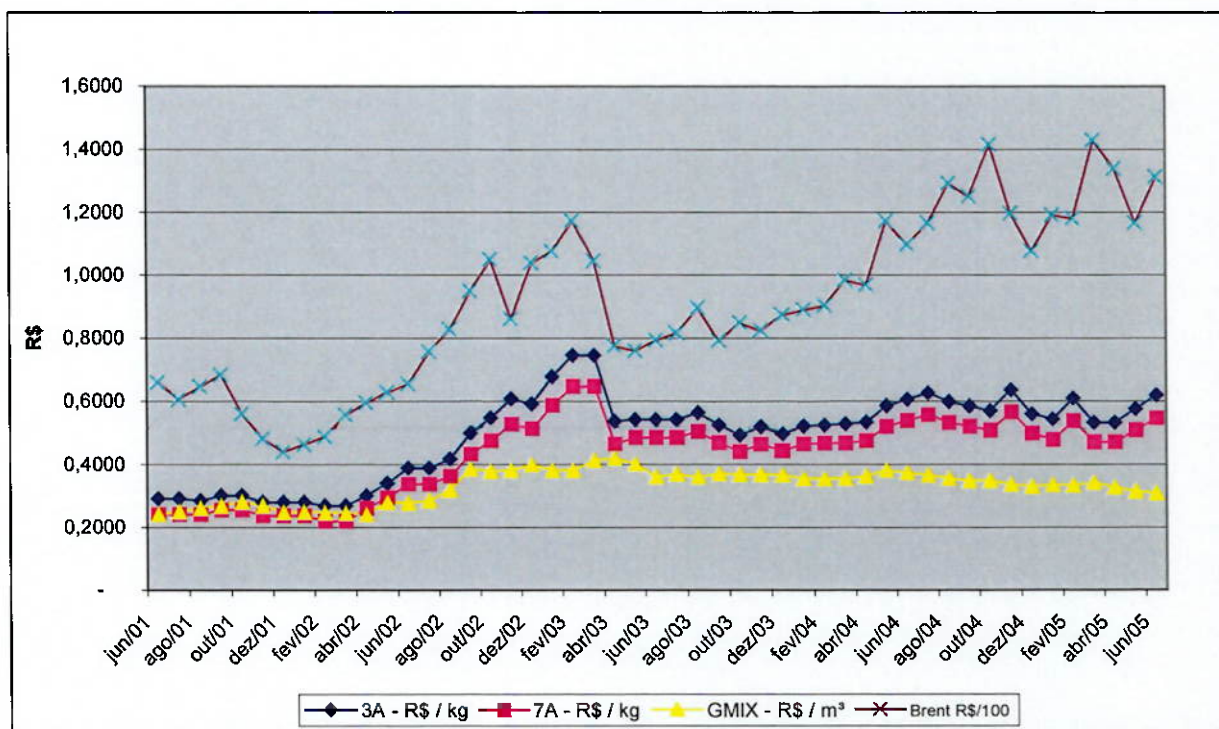
Com o objetivo declarado de fomentar a utilização do gás natural, acelerando sua penetração na matriz energética nacional e consequentemente reduzindo sua exposição às penalidades de take or pay previstas no contrato de gás boliviano, em 2003 a Petrobras passou a praticar descontos no preço do gás boliviano, em relação ao previsto em contrato, para as distribuidoras. Além do gás de origem boliviana, também congelou o preço do gás nacional, através da adoção de preço fixo em Reais. Neste mesmo período, os preços do barril do Petróleo tiveram acelerado crescimento, rompendo sucessivamente barreiras de preços jamais alcançadas na história de comercialização do energético, conforme apresentado no gráfico 5.

Com este cenário onde existe prática de descontos para o gás natural e elevação da cotação do barril de Petróleo, que se reflete mais fortemente na formação de preços dos combustíveis líquidos (óleos combustíveis, Diesel, gasolina e GLP) devido à não influência do preço do barril de Petróleo na parcela de transporte do gás, já que seu reajuste de preços está relacionado com o índice de inflação americana, o gás natural tenderia a apresentar elevação significativa na sua competitividade. Este efeito foi minimizado pela atuação política da Petrobras, desde o início do atual governo federal, onde a empresa passou a ser um dos agentes responsáveis pelo controle da inflação, através do não repasse integral das

variações das cotações do barril de Petróleo e câmbio, para os derivados ofertados pela Cia no mercado interno.

O gráfico 5 permite observar que no ano 2001, quando a cotação do barril do Petróleo estava mais baixa, a competitividade do gás natural estava reduzida, quando comparada com o ano seguinte, em que houve aumento da cotação do Petróleo e os preços foram reajustados sem grande influência por parte da Petrobras, demonstrando como a competitividade do gás natural reage de acordo com as variações do barril do Petróleo e câmbio.

Gráfico 5 – Evolução preços GN, Petróleo e OC



Fonte: Comgás

A partir de 2003, o gás natural apresentou ganho de competitividade, coincidindo com um novo período de crescimento no seu volume de vendas. Parte

do crescimento, pode ser explicado pela penetração em novos mercados / aquisição de usuários para o gás natural, porém outra parcela pode ser explicada pela retomada econômica observada no país em 2004, que se refletiu diretamente no volume comercializado de gás natural, que acompanha os movimentos de alta e baixa na produção industrial (setor responsável pelo maior percentual do consumo do energético).

Este efeito de alta do consumo de gás natural por influência do mercado consumidor, não tem relação direta com a participação da Petrobras em distribuição.

Após discussões com agentes do setor de gás, no dia 19 de Agosto de 2005, a Petrobras veio a público informar através de uma nota à imprensa, (www.valoronline.com.br) que os descontos oferecidos no preço do gás seriam retirados. Esta importante informação para a cadeia do gás natural, foi divulgada através da seguinte nota:

"A Petrobras informou hoje aos seus clientes a substituição do preço-teto do gás boliviano por um sistema temporário de descontos, implicando reajustes médios sobre o preço-final (commodity + transporte) de 13% a partir de 1º de setembro de 2005 e de 10% adicionais a partir de 1º de novembro de 2005. As condições contratuais para o gás boliviano - sem desconto - voltarão a ser aplicadas, integralmente, a partir de 1º de janeiro de 2006.

A decisão foi tomada após a Petrobras ter absorvido, desde janeiro de 2003 (32 meses) reajustes de preços ocorridos no contrato de compra do gás da empresa boliviana YPFB, utilizando mecanismos comerciais para incentivar o mercado atendido pelo gás da Bolívia. O preço de aquisição do gás boliviano está vinculado a uma cesta de derivados de Petróleo, que tem sofrido aumentos

significativos nos últimos meses, refletindo no incremento do seu preço.

Para o consumidor final, o impacto imediato destes ajustes dependerá de cada integrante da cadeia de distribuição (distribuidoras e postos), de aspectos regulatórios específicos das diferentes áreas de concessão, e da participação do custo do gás no preço de cada segmento.

A Companhia informou também aos seus clientes que os preços do gás natural de produção nacional, igualmente fixos por um período de dois anos e oito meses (desde janeiro de 2003), serão atualizados em 6,5 %, a partir de 1º de setembro de 2005, e adicionalmente, em 5%, a partir de 1º de novembro de 2005.

A atualização dos preços se tornou necessária diante da significativa evolução dos custos de exploração, produção, aquisição e transporte de gás natural, neste período de 32 meses, de forma a assegurar a sustentabilidade dos esforços da Petrobras para o desenvolvimento do mercado desse combustível, que é de fundamental importância para o desenvolvimento industrial e para o meio ambiente.

Além de reafirmar seu compromisso com o crescimento sustentável do mercado brasileiro de gás natural, a Petrobras entende que esses ajustes mantêm o produto competitivo em relação aos demais combustíveis, independentemente de suas significativas vantagens ambientais e operacionais como combustível nobre.

Ao manter os preços do gás natural de produção nacional sem alteração desde janeiro de 2003, a Petrobras teve como objetivo contribuir para o desenvolvimento de uma política

comercial que garanta a competitividade do produto, estimulando o seu consumo por segmentos que, a longo prazo, serão seus principais usuários, e trazendo vantagens para o país, tanto do ponto de vista econômico como de preservação ambiental.

Visando atender à expansão do mercado de gás natural, a Petrobras vem aplicando recursos crescentes para aumentar e desenvolver as reservas já descobertas, descobrir novos reservatórios e elevar a oferta do gás natural produzido no País.”

A redução dos descontos praticados pela Petrobras faz sentido quando é levada em consideração a elevação nos custos de produção do gás boliviano, porém a forma como foi realizada, com um pequeno período para retirada total dos descontos, colocará em risco o esforço realizado por toda a cadeia do gás natural para o crescimento da infra-estrutura e investimentos de consumidores para a efetiva utilização deste nobre energético. O maior efeito negativo da retirada dos descontos de uma forma abrupta, reside no fato de que os usuários do gás natural terão dificuldade para absorver um aumento repentino nos seus custos de produção, que em diversos casos não serão repassados integralmente para os preços dos produtos finais. Este choque de custos pode resultar em redução de vendas para os consumidores de gás natural, que acaba refletindo no consumo do energético.

Da mesma maneira em que foram publicadas as regras para redução dos descontos praticados pelo gás natural, a Petrobras deveria publicar regras claras para suas decisões atuais e futuras sobre os preços dos demais energéticos, que são competidores de diversas aplicações que atualmente utilizam o gás natural.

Para permitir o correto entendimento da importância das alterações de preços no gás natural boliviano, é preciso destacar seu papel central no desenvolvimento do mercado. A tabela 5, mostra a evolução do volume transportado no gasoduto

Bolívia-Brasil, cujo crescimento coincide com o observado no mercado de gás natural como um todo, o que somente foi possível a partir do início da oferta do energético.

Tabela 5: Volume de Gás Natural transportado pelo gasoduto Bolívia-Brasil

Gás Natural Importado da Bolívia		
		Vol (M m ³ / dia)
Quarto	2004	19.595
Terceiro	2004	20.559
Segundo	2004	20.173
Primeiro	2004	17.439
Quarto	2003	15.732
Terceiro	2003	13.900
Segundo	2003	13.789
Primeiro	2003	11.898
Quarto	2002	10.823
Terceiro	2002	10.370
Segundo	2002	8.834
Primeiro	2002	11.317
Quarto	2001	11.985
Terceiro	2001	10.994
Segundo	2001	9.469
Primeiro	2001	7.822
Quarto	2000	7.105
Terceiro	2000	7.377
Segundo	2000	4.793
Primeiro	2000	3.690
Quarto	1999	2.573
Terceiro	1999	1.736

Fonte: www.petrobras.com.br

É importante destacar, que a existência do GASBOL não pode ser considerado único fator responsável pelo crescimento do consumo do gás natural, uma vez que além da oferta de gás por ele propiciada, também são necessários investimentos em redes de distribuição e a presença de mercado consumidor.

Um dos únicos fatores que amenizam a força deste fornecedor é a importância das distribuidoras privadas no volume total de gás natural vendido no país, entretanto o fornecedor pratica “interação para frente”, ou seja, a Petrobrás é um fornecedor que concorre com o comprador.

4.6) Quinta força de Porter – Competição dentro do setor de distribuição de gás

Apesar da regulação estadual não permitir a entrada de concorrentes dentro da área de concessão de uma determinada distribuidora de gás, conforme discutido no item 3.2, durante o período de exclusividade da comercialização de gás, a Petrobras pode, como acionista nas demais distribuidoras de gás do Brasil, pode oferecer condições mais vantajosas à consumidores, industriais ou termelétricas, influenciando na decisão da localização dos empreendimentos.

Essa influência no mercado, obriga as distribuidoras privadas serem mais agressivas em suas políticas comerciais, para garantir que os consumidores permaneçam em sua área de concessão. Esta disputa comercial seria considerada saudável entre distribuidoras de gás, se a Petrobras não estivesse presente em diversas etapas da cadeia do gás natural e do petróleo, podendo praticar margens reduzidas em um mercado, sem afetar o resultado global da empresa.

4.7) Influência do Governo – uma sexta força no modelo de Porter

Uma sexta força que deve ser considerada nesta análise é a influência do Governo, pois as distribuidoras de gás, sejam elas privadas ou não, operam em

regime de concessões estaduais. Esse regime é altamente influenciável por questões políticas, e afetam as distribuidoras, principalmente na questão tarifária. Também devemos lembrar que a Petrobras, embora seja uma empresa de capital aberto, possui o Governo Federal como principal acionista, que muitas vezes pode ser uma ferramenta de política nacional ou internacional.

Essa atuação política da Petrobras, tendo o Governo Federal na retaguarda, pode trazer severos impactos para as distribuidoras de gás. O planejamento estratégico da Petrobras se confunde com o próprio plano de investimentos do Ministério das Minas e Energia, cuja preocupação maior são os interesses do Brasil.

5) Conclusão

Analisando as distribuidoras de gás natural privadas, com base no modelo das Cinco Forças de PORTER (1986), observa-se que a Petrobras está presente em todas as forças do modelo, conforme analisado no capítulo 4, pressionando as concessionárias que tornam-se fortemente dependente das decisões da Petrobras.

Na tabela 6, foram coletados os principais fatores, citados ao longo deste trabalho, que caracterizam a posição da Petrobrás no cenário da integração vertical e monopólio natural. Além disso, permite mensurar as forças com maior impacto para as distribuidoras privadas segundo o modelo de Porter.

Tabela 6 – Áreas de atuação da Petrobras com impacto nas distribuidoras privadas de gás natural.

PETROBRAS:	Impacto para distribuidoras privadas de gás natural			Peso	Nota
	Desfavorável = (1)	Neutro = 0	Favorável = 1		
Produz energéticos alternativos ao GN		0		3	0
Comercializa/distribui energéticos alternativos ao GN	(1)			7	(7)
Descobre reservas de gás em Santos			1	7	7
Controla preços de GN, OC e GLP	(1)			9	(9)
Grandes investimentos em gasodutos de transporte para termelétricas, com cenário de falta de GN para outros setores.	(1)			9	(9)
Grandes investimentos em gasodutos de transporte realizados no passado, com cenário de sobra de GN			1	9	9
Acionista em todas as distribuidoras de GN no Brasil, menos no Estado de São Paulo e parte do Estado do Rio de Janeiro	(1)			5	(5)
Não renovando/ampliando contratos de gás firme - ciar mercado secundário	(1)			7	(7)
Acionista de todos os gasodutos de transporte.	(1)			10	(10)
Entrou no negócio de distribuição de GLP pela aquisição do grupo Agip Liquegas.	(1)			3	(3)
Autosuficiência de petróleo nacional aumenta a produção de OC.	(1)			4	(4)
Proprietária das principais reservas de GN.		0		5	0
Possui grandes investimentos em termelétricas, necessita GN disponível para despachá-las	(1)			8	(8)
Investindo em refinarias para produzir derivados de maior valor agregado e reduzindo a disponibilidade de óleo combustível no mercado.			1	7	7
Plano de negócios na área de G&E contém pesados investimentos para converter termoeletricas de GN para bicomcombustível.			1	7	7
			Total	100	(32)

Para realizar a análise do balanço entre os pontos positivos e negativos da atuação da Petrobras em relação às distribuidoras privadas, foram atribuídos pesos para cada fator, tendo como base o ponto de vista das distribuidoras privadas de gás natural. O resultado negativo atingido de (32) revela que o negócio em análise, é fortemente influenciado desfavoravelmente pela posição dominante da Petrobras neste mercado.

Atualmente, o mundo está passando por um período de elevação das cotações de petróleo, momento no qual se discute qual deveria ser a política de repasse dos preços por parte da Petrobras, existindo defensores de que os preços dos derivados de petróleo e do gás natural deveriam acompanhar as cotações internacionais, mas também defensores de que deveriam ser mantidos preços fixos para o mercado interno, com o objetivo de ajudar no combate à inflação.

Na visão da distribuidora privada de gás natural, o mercado deve ser a referência de preços, sem permitir o uso político da Petrobras. Este cenário de regras claras, permitiria melhor visibilidade aos investidores, com benefícios para o setor de energia como um todo no longo prazo. Como exemplo, citamos o ocorrido no início do ano de 2003, quando a Petrobras não reajustou os preços do gás natural, de acordo com os percentuais que teria direito por contrato, conforme discutido no item 4.5. Ao optar por oferecer descontos, que inegavelmente refletiram positivamente no crescimento das vendas de gás natural, e depois retirá-los abruptamente, causou no mercado uma sensação de instabilidade, pela falta de regras claras para aplicação e eliminação de descontos, por parte da Petrobras. Tal instabilidade, confirmou-se no anúncio realizado pela Petrobras em agosto de 2005, quando foram publicados os reajustes no preço do gás natural, bem como previsão para eliminação total dos descontos.

No mesmo período, também foi anunciado pela Petrobras e Ministério de Minas e Energia, que não haverá gás natural suficiente para atender o mercado, caso as termelétricas tenham que ser despachadas, efeito que pressiona os consumidores e as distribuidoras de gás para criar o mercado secundário, conforme discutido no item 3.8.

Acreditar que a Petrobras poderá assumir sozinha todos os investimentos em petróleo e gás natural, no longo prazo, não nos parece razoável, devido ao crescente custo marginal de expansão, podendo resultar em gargalos de suprimento em uma ou mais etapas da cadeia do gás natural, como ocorre atualmente em relação aos gasodutos de transporte de gás natural.

Ao analisar-se o plano de investimentos da Petrobras na ampliação da malha de gasodutos, conforme item 3.4, seu objetivo central é disponibilizar o gás natural para geração termelétrica no Nordeste. Estes investimentos não trarão desenvolvimento significativo para os demais segmentos de mercado e consequente crescimento das distribuidoras de gás locais, devido ao reduzido potencial de consumo de gás natural no trajeto dos gasodutos de transporte. Ao se realizar projetos de gasodutos de transporte, a Petrobras ou qualquer outro investidor, e, a ANP, deveriam consultar as distribuidoras de gás para melhor definição do seu traçado, com o objetivo de maximizar a captura de novos usuários para o gás.

A decisão da Petrobras de construir esses novos gasodutos possui caráter muito mais político do que técnico-econômico, uma vez que a decisão foi tomada com foco em uma possível falta de gás para geração de energia elétrica, cuja finalidade é garantir confiabilidade ao sistema elétrico nacional e não um plano voltado para o desenvolvimento conjunto dos setores do gás natural e energia elétrica.

Adicionalmente ao desenvolvimento da malha de gasodutos de transporte, a Petrobras está realizando novos e acelerados investimentos no desenvolvimento da bacia de Santos, conforme item 3.3, para incrementar a oferta de gás de origem nacional. Esta nova fonte de suprimento será importante para assegurar aumento na confiabilidade na oferta do energético, recentemente abalada pelas instabilidades políticas que a Bolívia enfrentou em 2005.

O papel da Petrobras para prospectar novas fontes de suprimento de gás natural tem sido importante para que os usuários mantenham a confiança no energético. Se a Petrobras não tivesse realizado as descobertas na bacia de Santos, estes investimentos seriam canalizados para a ampliação do Gasoduto Bolívia-Brasil, ou outra fonte de suprimento, como por exemplo GNL, uma vez que as demais empresas com investimentos em exploração de petróleo e gás natural ainda não fizeram descobertas representativas no Brasil, lembrando que a abertura deste mercado é ainda muito recente. Tendo em vista a atual restrição de oferta de GN para usos não termelétricos, a disponibilidade de uma fonte alternativa de suprimento à Petrobrás, seria importante para as distribuidoras privadas aumentarem sua confiabilidade de abastecimento.

Quando é realizada análise da participação da Petrobras nas cadeias de energéticos alternativos ao gás natural, conforme item 3.6, conclui-se que ela ocasiona aumento na incerteza da distribuidora de gás natural, devido à possibilidade de que haja incentivo de um energético em detrimento a outro.

Os anúncios feitos pela Petrobras em relação aos investimentos no projeto malhas, ou no desenvolvimento das novas descobertas de gás natural na bacia de Santos, totalizam vários bilhões de dólares, entretanto, as distribuidoras de gás natural também fizeram e continuam fazendo pesados investimentos na ampliação

das suas redes de distribuição e captura de novos consumidores, como analisado no item 4.1. A competitividade deve ser mantida no mercado, preservando o direito de escolha do energético por parte dos consumidores, entretanto, as demais empresas com investimentos no setor de gás natural não podem ficar sujeitas aos interesses da Petrobras. Essa incerteza quanto à realização de investimentos, também afeta os usuários finais que precisam de visibilidade para aprovar seus investimentos na mudança de energético.

Como contraponto a estes fatos, as novas Resoluções da ANP podem minimizar esta incerteza, conforme item 3.7, pois abrem as portas para novos agentes transportadores de gás natural, como uma forma de atrair empresas para participar dos investimentos de novos gasodutos, como também para o aumento de capacidade de gasodutos existentes.

O papel da Petrobras nas distribuidoras em que ela é acionista, é de provedora de recursos humanos e materiais. Diversas destas concessionárias continuarão contando com a Petrobras como indutor de investimentos e fonte de recursos, contudo os esforços atuais têm resultado em crescimento restrito de mercado, quando comparado com as distribuidoras privadas, conforme analisado no item 4.1.

A criação de um mercado secundário de gás para suprir às necessidade de gás natural, para alimentar termelétricas, não parece ser a solução mais racional para um cenário de falta de energia elétrica, uma vez que uma central termelétrica de ciclo combinado atinge uma eficiência máxima de 45%, enquanto que um sistema de geração distribuída, baseado em cogeração, pode atingir eficiências da ordem de 86% (BALESTIERÍ, 2002). Nossa visão é que seria mais racional criar incentivos à

cogeração, ao invés de incentivar as termelétricas, colocando foco nos projetos de maior eficiência energética.

O mercado secundário está atualmente em evidência, pois existe uma visão de ganhos aos grandes consumidores de energia no curto prazo, com um gás natural interruptível de baixo custo, mas com a esperança de que este gás nunca venha a ser interrompido por motivos de falta de energia elétrica. Nesta hipótese, os consumidores teriam que utilizar energéticos alternativos, pois o gás natural seria deslocado para abastecer as termelétricas.

Do ponto de vista das distribuidoras privadas, esta alteração na forma de contratação não resultará em uma expansão de mercado, mas sim em uma substituição de parte do mercado firme pelo mercado secundário, além de uma diminuição das atuais taxas de crescimento do setor, pois ele se deve em boa parte à confiabilidade do sistema de fornecimento de gás.

Uma pergunta que ainda não foi respondida é se as margens das distribuidoras serão mantidas, uma vez que as análises financeiras realizadas para tomada de decisão de investimento nos novos sistemas de distribuição, foram feitas com o cenário de suprimento de gás natural na modalidade firme e contratos com obrigação de consumo mínimo. Caso exista necessidade de interrupção de fornecimento, a legislação deve prever instrumentos para compensar as distribuidoras pela perda de margem devido aos volumes interrompidos, de forma semelhante ao ocorrido para as distribuidoras de energia elétrica após o racionamento de 2001, que foi imposto pelo Governo Federal.

O papel da Petrobras poderia ser considerado positivo quando analisamos seus investimentos na cadeia do gás, entretanto, do ponto de vista das distribuidoras privadas de gás natural, sua atuação tem mais aspectos negativos do que positivos,

pois manipula o mercado, gera incertezas aos possíveis investidores, e também gera incertezas quanto à confiabilidade de fornecimento aos usuários industriais. Essas conclusões são suportadas pelas análises qualitativas realizadas com base no modelo de Cinco Forças de Porter.

6) Referências Bibliográficas

ANP – Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (www.anp.gov.br).
Resoluções 27, 28 e 29 de 14 de outubro de 2005. Acesso em outubro de 2005.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (www.aneel.gov.br)

BALESTIERI, J., 2002, Cogeração: Geração combinada de eletricidade e calor, Editora da Universidade Federal de Santa Catarina.

BONINI, Marcus Vinicius Vaz. COMGAS – Cia de Gás de São Paulo - Superintendente de Planejamento. Entrevista realizada em realizada em 23 de agosto de 2005.

BRASIL ENERGIA - Editora Brasil Energia - Rio de Janeiro/RJ
Edições: n. 231/2000, página 77; n. 243/2001, página 96; n. 255/2002, página 78; n. 267/2003, página 78; n. 279/2004, página 78;

CSPE – Comissão de serviços Públicos de Energia (www.cspe.sp.gov.br)

GOMES, Ieda Correia. Uma análise do mercado e do preço competitivo do gás natural em São Paulo. Dissertação apresentada ao PIPGE para obtenção do título de mestre em energia. São Paulo: USP, 1996

Jornal Valor Econômico (www.valoronline.com.br).

MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson. The Brazil oil and gas sector – Outlook and Opportunities. Cwc publishing limited, 2001 - Inglaterra

MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson; FAGA, M. T. W.; VILLANUEVA, L. D.; ZAMALLOCI, G. L. Gás Natural – Estratégias para uma energia nova no Brasil. Annablume Editora, 2002 – São Paulo

ONS – Operador Nacional do Sistema elétrico (www.nos.org.br).

PENETRA, Wellington e NERI, Judas Tadeu da Costa Ferreira. CTGÁS – Centro de Tecnologia do Gás Natural (www.ctgas.com.br). Entrevista realizada com os Coordenadores do Ctgás em 12 de Setembro de 2005.

PEREIRA, Mario. PSR / Mercados de Energia Consultoria Ltda (www.psr-inc.com).

PETROBRAS S.A. (www.petrobras.com.br)

PETROBRAS S.A. Plano Estratégico 2015. FIESP, 18/05/2004. São Paulo
Apresentado por Luis Eduardo Dutra

PETROBRAS S.A. Plano Estratégico 2006-2010. FIESP, 29/08/2005. São Paulo
Apresentado por José S. Gabrielli de Azevedo

PINHO, Julio César. O papel da Petrobras como investidor estratégico em termelétricidade. Dissertação para programa interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP,FEA,IEE,IF) da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2004

PORTER, Michael E. Estratégia Competitiva: Técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Editora Campus, Rio de Janeiro, 1986.

POSTALI, Fernando Antônio Slaibe. Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil. Dissertação de mestrado FEA da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2000

ROCHA, Maria Margarete da. Integração vertical e incerteza. Tese apresentada junto ao departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da USP para obtenção do título de Doutor em Economia. São Paulo: USP, 2002

ROUSEFF, Dilma. Palestra proferida pela então Ministra de Minas e Energia na ABDIB – Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústrias de Base, em 02/05/2005. São Paulo

SILVA, Ana Lucia Rodrigues da. Monografia Fácil: ferramentas e exercícios.
São Paulo: DVS Editora, 2004.

SIQUEIRA, Claudia. Gás em 2008, de qualquer maneira
Editora Brasil Energia - Edição n. 297/2005 - Rio de Janeiro/RJ;

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil SA
(www.tbq.com.br)

VARIAN, Hal R. Microeconomia – Princípios básicos. Páginas 434 a 454
Editora Campus Ltda, 1999 – Rio de Janeiro

VIGLIANO, Ricardo. Cinquenta anos em quatro.
Editora Brasil Energia - Edição n. 290/2005 - Rio de Janeiro/RJ;