



## MODELO PARA O DESENVOLVIMENTO DA COMPETIÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Paulo Henrique de Mello Sant Ana<sup>1,2</sup>

Gilberto De Martino Jannuzzi<sup>2</sup>

Sérgio Valdir Bajay<sup>1,3</sup>

### RESUMO

Nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição. Este trabalho elabora um modelo que visa estimular a competição na indústria do gás do país, baseado numa projeção de mercado para 2011, na experiência internacional e nas características do mercado, infra-estrutura e regulação do Brasil; possíveis impactos deste modelo também são abordados. De acordo com a projeção de mercado realizada neste trabalho, em 2011, possivelmente haverá um excedente de gás natural no país. Este excedente, aliado a liberalização da comercialização nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, de uma regulação eficaz que promova o livre acesso e transparência de informação, e da regulação no transporte, distribuição e armazenamento de gás, pode estimular o desenvolvimento da competição. O modelo proposto neste trabalho, se adotado, possivelmente criaria um mercado atacadista e varejista de gás natural; incentivaria o desenvolvimento de ferramentas de gestão de riscos financeiros (derivativos); incentivaria uma mudança nos contratos de longo-prazo para contratos em curto prazo no transporte e distribuição; criaria um mercado *spot* e um mercado futuro; e incentivaria uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro. O desenvolvimento da competição possivelmente

1 Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (Nipe/Unicamp), Rua Shigeo Mori, 2013, Cidade Universitária, 13083-770, Campinas-SP, Fone/Fax:(19)3289-5499 phsantana@fem.unicamp.br

2,3 Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp. Rua Mendeleiev, s/n, Barão Geraldo, 13083-770, Campinas-SP, <sup>2</sup> jannuzzi@fem.unicamp.br, <sup>3</sup> bajay@fem.unicamp.br



reduziria os preços para o consumidor final e proporcionaria uma maior segurança de suprimento através da criação de novos mecanismos de flexibilização da oferta e demanda de gás, assim como ocorreu em outros países.

**Palavras-chave:** Gás natural, regulação, desregulamentação, planejamento energético.

## ABSTRACT

In the last 20 years, several countries have undergone to structural reforms in the gas sector, to increase the economic efficiency through the introduction of competition. This work proposes a framework to stimulate the development of competition in the gas sector in Brazil, based on a market forecast, the international experience and the characteristics of the market, structure and regulation in Brazil; the impacts of this framework in the market are also analyzed. According to the market forecasting, there will be a likely surplus of natural gas in Brazil. This surplus, allied with retail trading competition to be introduced in the states of Sao Paulo and Rio de Janeiro, together with a sound regulation that promote open access and transparency, moreover a regulated transmission, distribution and storage, may help to stimulate competition. If the framework is implemented, it would probably help the creation a wholesale and a retail gas market; stimulating risk management tools, i.e. derivative instruments; promoting a shift from long-term to short-term contracts between LDC's and shippers; creating a spot and future markets; and promoting a move towards spot and futures gas price indexation in mid- and long-term supply contracts. Competition would probably bring end-user prices down, as it happened in other countries that faced deregulation process.

**Key-words:** natural gas, regulation, deregulation, energy outlook.

## 1. INTRODUÇÃO

A indústria do gás natural possui características de indústria de rede, e por este motivo, exige grandes investimentos iniciais devido aos altos custos marginais e altos riscos técnicos e financeiros envolvidos. Por este motivo, a estrutura monopolista pode ser considerada adequada no início de seu desenvolvimento. Com a depreciação do investimento, estes riscos e os custos marginais tendem a diminuir, e o retorno sobre o investimento, por sua vez, aumentar. A falta de transparência nos preços da commodity gás e do transporte, juntamente com o aumento do lucro, tendem a refletir em pressões da sociedade para ações do governo através de uma regulação mais rígida e/ou da introdução da competição (IEA, 1998).

No Brasil, a tão esperada competição ainda não se desenvolveu efetivamente nas atividades de exploração e produção. A Lei 9.478/97 tinha como um de seus objetivos o desenvolvimento gradual da competição na indústria do gás natural no Brasil. Entretanto, 10 anos após a promulgação desta Lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido, com a Petrobrás e suas subsidiárias dominando as atividades de exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural no país (MARTINS, 2006). O fato é que atualmente não há garantias do investidor de que o gás natural produzido será transportado até o usuário final, seja devido a falta de regulação nas atividades de transporte, ou pela impossibilidade de se vender gás diretamente ao usuário final (devendo este ser comercializado apenas para as distribuidoras estaduais).

O gás natural é um bem intercambiável, podendo ser substituído tecnicamente por alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível, por exemplo. A diferença é que, no Brasil, o gás natural possui sua tarifa regulada para o consumidor final; seus substitutos, por sua vez, são reajustados conforme a lei da oferta e procura, e são normalmente ligados diretamente ao preço do barril de petróleo. Este descolamento entre os preços relativos do gás natural e seus substitutos leva a uma artificialidade dos preços do gás para o consumidor final. Este fato pode refletir em pressões pela demanda de gás - quando seu preço relativo for menor do que de outros combustíveis -, ou em sobra de gás - quando seu preço relativo for maior. Por mais que o preço do gás natural no Brasil seja indexado a uma cesta de óleo combustível, ao dólar e a outros índices de preços, a velocidade da regulação não acompanha a dinâmica do mercado. Os reajustes tarifários nos Estados são normalmente anuais, e as revisões a cada quatro

ou cinco anos. Atualmente, no Brasil, existe uma pressão pela demanda de gás natural, já que o seu preço relativo está baixo em relação aos derivados de petróleo; isto porque os preços do barril de petróleo vêm aumentando nos últimos anos e os preços do gás natural a ritmos mais modestos. Como exemplo, o petróleo tipo BRENT aumentou mais de 500% de 1999 a 2007 (DOE, 2007), e a tarifa média para o consumidor final na maior distribuidora de gás natural do país pouco mais de 200% (CSPE, 2007).

Dentre todos os Estados da federação brasileira, os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo são responsáveis por aproximadamente 60% do total de gás natural vendido para os consumidores finais no país (35% em São Paulo e 25% no Rio de Janeiro), (GASNET, 2007). São Paulo e Rio de Janeiro são também os únicos estados cuja infra-estrutura está mais desenvolvida, sendo os primeiros a preverem a liberalização da comercialização para os consumidores finais - São Paulo em 2011 e Rio de Janeiro em 2009.

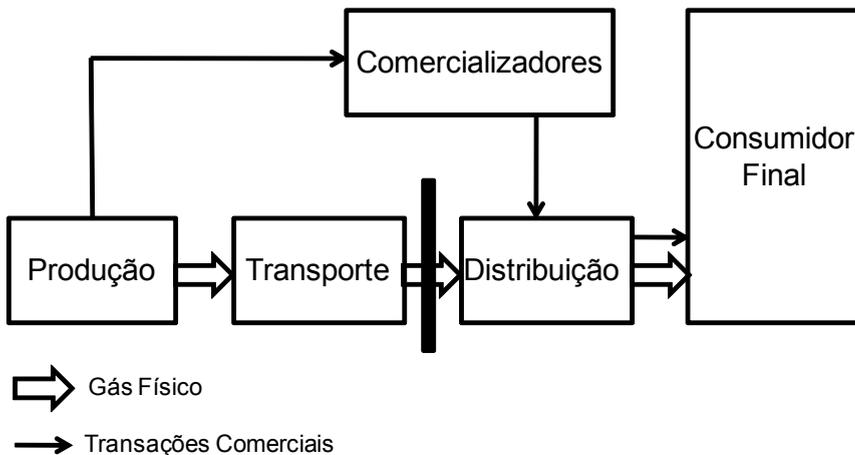


Figura 1: Organização da Indústria de Gás Natural no Brasil

Considerando-se a segmentação na produção e consumo de gás natural do balanço energético nacional, o consumo total é a somatória do gás natural destinado para a transformação e para o consumo final. O gás natural para a transformação é a somatória do gás natural destinado para a geração de eletricidade e produção de derivados de petróleo (refinarias); o consumo final compreende o consumo não energético (como matéria prima para a indústria petroquímica) e energético (para os setores Energético, Residencial, Comercial, Público, Agropecuário, Transportes, Industrial e Consumo Não-Identificado). A tabela 1 ilustra a matriz de gás natural no

ano de 2006. As reservas provadas de gás natural no Brasil em 2006 totalizaram 347,9 bilhões de metros cúbicos. A Relação Reservas/Produção alcançou 19,6 anos em 2006<sup>3</sup>.

Tabela 1: estrutura da oferta e demanda de gás natural no Brasil

UNIDADE: milhões de metros cúbicos	
	2006
Produção Nacional	17.706
Importação	9.789
Ajustes e perdas*	-5.161
<b>Oferta Total</b>	<b>22.334</b>
<b>Consumo Total</b>	<b>22.334</b>
Transformação	5.957
Consumo Final	17.706

\*Inclusive não-aproveitada e reinjeção

Fonte: adaptação de BEN, 2007

Apesar de recente, a indústria do gás natural no Brasil já vem sofrendo com racionamentos de gás natural nos últimos anos. Em 2006, problemas operacionais de força maior impediram a manutenção de parte do gás natural da Bolívia para o Brasil, fazendo com que um plano de contingência tivesse que ser colocado em prática para o racionamento de gás natural durante alguns dias. Em setembro de 2007, as térmicas a gás natural precisaram ser despachadas, ocasionando um novo racionamento de gás. Este gás, reservados para as térmicas, estava sendo vendido pelas distribuidoras através de contratos firmes aos consumidores finais. A ausência de mecanismos de flexibilização da demanda, a falta de lastro da venda de gás firme por parte de algumas distribuidoras e a oferta de gás no limite foi a receita para este racionamento.

Nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia. Os Estados Unidos, Canadá e Reino Unido são alguns exemplos bem sucedidos desta estratégia, que se bem conduzidas, tendem a diminuir os preços para o consumidor final e também propiciar melhorias na segurança de suprimento, através da criação de novos mecanismos de flexi-

<sup>3</sup> Apesar de ser um indicador de recursos questionável, ele permite avaliar de maneira instantânea alguns aspectos da oferta.



bilização da oferta e demanda de gás (IEA, 2002), (LEE, 2004), (CGA, 2003).

De acordo com IEA (1998), excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural são duas condições vitais para que a competição se estabeleça efetivamente. Por este motivo, antes da elaboração de um modelo que estimule a competição, este trabalho pretende realizar uma projeção do mercado de gás natural para 2011 no Brasil. Este ano é escolhido para a projeção porque é quando haverá a liberalização da comercialização de gás natural para grandes indústrias<sup>4</sup> e termelétricas no Estado de São Paulo; o estado, conforme descrito anteriormente, é o responsável por 35% das vendas aos consumidores finais no país.

Neste sentido, este trabalho pretende, primeiramente, através de curvas logísticas simples e dos planos de expansão de oferta da Petrobrás para o gás natural no país, estimar a oferta e demanda de gás em 2011. Baseado nos resultados desta projeção, o trabalho pretende elaborar um modelo que estimule a competição na indústria do gás no país, baseado na experiência internacional e nas características do mercado, infra-estrutura e regulação brasileiras. Por fim, são analisados os possíveis impactos nos preços e na segurança de suprimento para o Brasil com a adoção do modelo proposto.

## 2. METODOLOGIA

A projeção da demanda é realizada através do modelo de curva logística simples. Curvas logísticas são freqüentemente utilizadas para estimar a taxa de adoção de certa tecnologia, ou ainda a penetração de mercado de um produto ou tecnologia no decorrer do tempo. No caso do gás natural no Brasil, as características de sua evolução se enquadram num modelo logístico; a figura 2 ilustra esta afirmação (BEN, 2007), o gás natural utilizado para a geração de eletricidade é excluído. Este será o modelo utilizado para a projeção da demanda de gás em 2011 no Brasil. Apenas um cenário otimista é adotado na projeção da demanda, isto porque o objetivo desta projeção é saber se haverá um excedente de gás a partir deste ano. A equação (1) ilustra o modelo considerado.

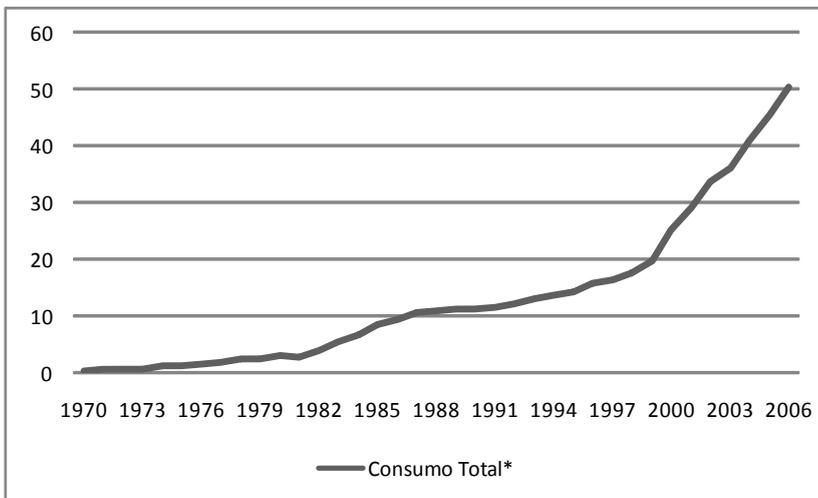
---

4 Consumo acima de 500.000 metros cúbicos mensais, sendo que 1 metro cúbico possui 9.400 kcal

$$C(t) = \frac{K}{1 + \exp(-\alpha(t - \beta))} \quad (1)$$

em que:  $K$  é a capacidade de suporte, i.e., o limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema. O parâmetro  $\alpha$  determina o tempo de crescimento da curva: o tempo que a curva leva para crescer de 10% a 90% da capacidade de suporte ( $K$ ). Finalmente, o  $\beta$  é o tempo médio de crescimento, quando a curva chega a 50% do parâmetro  $K$ . É importante ressaltar que o modelo logístico básico é simétrico em torno do seu ponto médio  $\beta$  (HOSMER et al, 2000).

Para a projeção da oferta, é utilizado o plano estratégico 2007-2011 da Petrobrás. A elaboração um modelo que estimule a competição na indústria do gás no país é baseado na experiência internacional e nas características do mercado, infra-estrutura e regulação do Brasil.



\* Valores em milhões de metros cúbicos por dia, excluindo o consumo para a geração de eletricidade

Fonte: adaptação de BEN, 2007

Figura 2: evolução do consumo total de gás natural no Brasil entre 1970-2006, em milhões de metros cúbicos.

### 3. PROJEÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL PARA 2011

O Plano de negócios da Petrobrás 2007-2011 prevê até um incremento da oferta de gás dos atuais 45,4 milhões de metros cúbicos diários (mmc/dia) para 121,0 mmc/dia. Destes 121,0 mmc/dia, aproximadamente 20 mmc/dia serão de GNL (Gás Natural Liquefeito), previstos para entrar em operação já em 2008. Para este incremento na oferta, a Petrobrás considerou um aumento de 17,7% ao ano no consumo de gás natural entre 2005 e 2011. Corretamente, a companhia considerou uma taxa alta de crescimento para que, num futuro próximo, o Brasil já não tenha mais problemas de abastecimento deste combustível. Para se ter uma idéia de como a taxa considerada é elevada, entre 2005 e 2006, anos em que houve apenas racionamentos esporádicos no país devido a problemas operacionais no abastecimento de gás natural, o aumento do consumo total, de acordo com o BEN (2007), foi de apenas 6,5%. De 2006 para 2007, de acordo com dados preliminares do site do GasNet, a média de venda das distribuidoras de gás praticamente estagnou até outubro-07 (mostrando até mesmo certo declínio); isto reflete o problema de incremento de oferta de gás natural que ocorreu no segundo semestre de 2007, quando as térmicas precisaram ser despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Outro fator importante considerado pela Petrobrás é que haverá gás necessário para o abastecimento de 100% da carga das térmicas até 2011; 48,4 mmc/dia serão destinados a atender a plena capacidade dessas térmicas.

O que a Petrobrás não considerou em suas projeções, é a maturação do mercado de gás que já é visível nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, principais mercados do gás natural. O plano de expansão da Comgás, maior distribuidora de gás do país (responsável por aproximadamente 30% do consumo final do Brasil), já prevê esta maturação no setor industrial, responsável por aproximadamente 80% das vendas destas distribuidoras. Outros fatores contribuem para uma chamada atenuação deste crescimento de 17,7% considerado pela Petrobrás, que é necessário para que seja possível estimar o valor de K (limite superior) na fórmula da curva logística: i) A escassez temporária de gás natural vem freando novas expansões das redes de distribuição, e com isso também freando a demanda de gás; esta situação perdurará até o início de produção das expansões previstas no plano estratégico 2007-2011; ii) Como os dados analisados no modelo são até 2006, não são consideradas as crises de abastecimento em 2007, que

poderiam distorcer a projeção com valores de demanda contingenciados; iii) As recentes crises da Bolívia, crises operacionais e a disponibilidade de tecnologias limpas na queima de lenha em caldeiras a baixa pressão está fazendo com que as empresas reavaliem o risco de suprimento energético e busquem esta como uma alternativa ao gás natural; iv) O anúncio recente da Petrobrás (Outubro-2007) de que o gás natural aumentará seus preços entre 25 e 30% para as distribuidoras. Ainda que este aumento seja justificável (devido ao grande aumento do preço relativo do óleo combustível e outros derivados com relação ao gás), ele afugentará ainda mais a expansão do consumo de gás.

A projeção logística realizada neste trabalho desconsidera o montante das térmicas para sua projeção, já que a operação delas térmicas depende de inúmeros fatores que não são quantificados neste trabalho. Como a proposição deste trabalho é realizar um cenário agressivo com relação à expansão da demanda - para verificar a possibilidade de um excedente de gás em 2011 -, é considerado que as térmicas despachem 100% de sua capacidade em 2011.

Com base na evolução histórica e nos fatores apontados, considere-se, num cenário otimista,  $K = 121$  milhões de  $m^3$  diários como sua capacidade de suporte (limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema), já que esta será a disponibilidade de gás natural total para o ano de 2011. O modelo de projeção desconsidera até mesmo os 48,4 mmc/dia que são destinados às térmicas, para que o modelo seja o mais agressivo possível com relação a expansão da demanda.

A figura 3 e a tabela 1 ilustram os resultados desta projeção otimista do consumo total (excluindo-se o destinado para as térmicas) de gás natural. A tabela 1 ilustra o resumo da situação para 2011, considerando-se que 100% das térmicas sejam despachadas e que o incremento da demanda nos outros segmentos siga conforme a figura 3.

De acordo com o cenário otimista proposto, em 2011 possivelmente haverá um excedente de gás de pelo menos 3 mmc/dia ( $121 - 118$ ). Provavelmente o excedente na maior parte do ano será maior do que isso, já que as térmicas, no Brasil, são utilizadas para a complementação hidrotérmica, e raramente são utilizadas como capacidade firme para a produção de eletricidade.

Tabela 2: oferta e demanda de gás natural em 2011 e projeção para 2011

	Demanda		Oferta
	2006	2011 (projeção)	2011
Geração de Eletricidade	11,39	48	
Outros consumos	44,87	70	
<b>TOTAL</b>	<b>50,38</b>	<b>118</b>	<b>121</b>

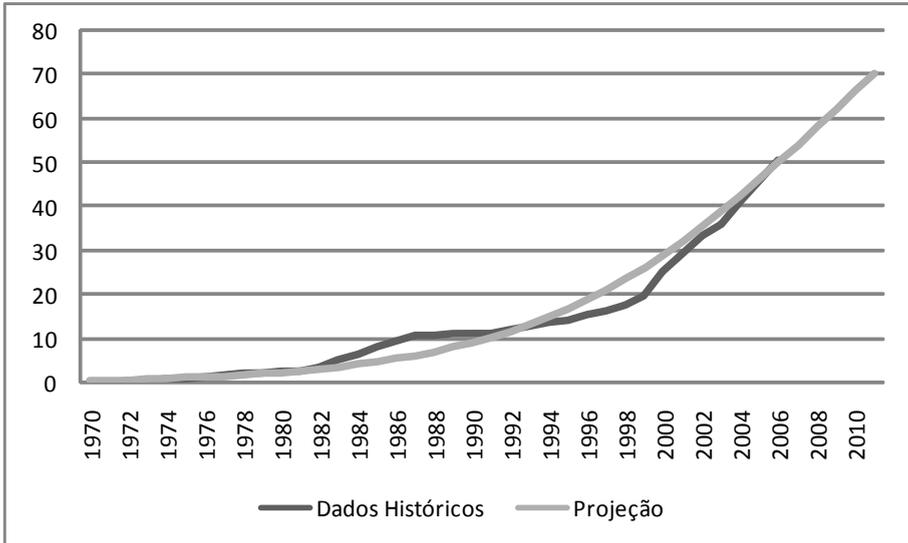


Figura 3: consumo real e projeção logística do consumo de gás natural para 2011, em milhões de metros cúbicos diários (consumo total menos o destinado às térmicas)

#### 4. MODELO PARA O DESENVOLVIMENTO DA COMPETIÇÃO NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

De acordo DTI (2005) e IEA (1998), os principais fatores para que a competição se desenvolva são: mercados maduros, regulação das atividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás, mecanismos de livre acesso e transparência de informação. As sugestões que são descritas nesta seção se baseiam nestes princípios, e procuram incentivar o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil, evitando medidas coercitivas que possam afugentar investimentos ou lesar o patrimônio público ou privado já realizado no setor. O que se busca aqui são soluções que incentivem a eficiência econômica e a segurança de suprimento.

## 4.1 Comparação entre a regulação atual do Brasil, Estados Unidos e Reino Unido

O marco inicial para a indústria do gás natural no Brasil foi a promulgação da Lei 9.478/97, conhecida como a “Lei do Petróleo”<sup>5</sup>. A Lei 9.478/97 extinguiu o monopólio legal da PETROBRAS nas atividades de: i) Pesquisa e lavra das jazidas; ii) Refino do petróleo nacional ou importado; iii) Importação e exportação de petróleo e gás natural; iv) Transporte de petróleo e seus derivados e gás natural.

O Artigo 5º desta Lei descreve que as atividades econômicas I, II, III, IV acima citadas são reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. A concessão ou autorização é fornecida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, que foi criada nesta mesma lei com o objetivo de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (ANP, 2007).

As atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais são exploradas com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Os Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro já prevêem a liberalização na comercialização do gás natural em seus contratos de concessão. O início no Rio de Janeiro está previsto para 2009, e para São Paulo em 2011 (para grandes indústrias e termelétricas). Entretanto, para que a competição possa efetivamente ocorrer na comercialização, algumas modificações na regulação atual se fazem necessárias. Este trabalho procura estabelecer um modelo geral, para que seja possível aplicar os mesmos princípios em outros estados da federação, quando o estágio de desenvolvimento da indústria de gás estiver mais avançado. A tabela 2 compara a regulação do setor de gás natural no Brasil, Estados Unidos e Reino Unido. Esta tabela comparativa pode servir como elemento adicional na discussão de uma nova Lei para o setor de gás natural no Brasil, que atualmente está em discussão no congresso e senado federal.

---

5 Antes da Lei 9.478/97, a legislação vigente era a Lei Nº2004, de 1953, do então presidente Getúlio Vargas; esta Lei criou a Petrobrás e instituiu o monopólio estatal do petróleo em atividades de pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados.

Tabela 3: Quadro comparativo entre a regulação no Brasil, Estados Unidos e Reino Unido

Fonte: adaptação de FERC (2007), DBERR(2007) e ANP (2007)

		<b>Brasil</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Reino Unido</b>
Regime de outorga	Exploração	Concessão (leilão)	Autorização	Licença
	Produção	Concessão (leilão)	Autorização	Licença
	Armazenamento	Autorização	Autorização	Autorização
	GNL	Autorização	Autorização	Autorização
	Transporte	Autorização	Autorização	Licença
	Distribuição	Concessão (áreas)	Estadual (varia)	Licença
Regulação	Produção	Competição	Competição	Competição
	Armazenamento	Competição	Competição. Regulado pela FERC	Competição. Regulamentado pela OFGEM
	Tarifas de Transmissão (alta pressão)	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Regulado pela FERC. Clientes podem negociar a tarifa ou escolher a tarifa regulada.	Regulada pela OFGEM
	Tarifas de Distribuição (baixa pressão)	Regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Regulada pela OFGEM
	Comercialização de gás natural	Upstream: competição Downstream: regulado pelos órgãos reguladores estaduais.	Competição. Regulação se limita ao respeito a um código de conduta.	Competição.
Participações cruzadas		Upstream: separação contábil das atividades de transporte e carregamento de gás.	Empresas transportadoras são proibidas de comercializar gás natural. Separação jurídica.	Empresas transportadoras são proibidas de comercializar gás natural. Separação jurídica.
Livre acesso à rede de transporte		Acesso é permitido e deve ser negociado entre as partes.	Livre acesso não discriminatório. Empresas transportadoras informam diariamente dados sobre contratos e serviços oferecidos	Negociado, mas caso não se chegue num acordo, o Secretario de Estado pode intervir, e até exigir expansão da capacidade do gasoduto se necessário

## 4.2. Upstream

Conforme descrito na introdução, nos últimos 20 anos, inúmeros países vêm realizando reformas estruturais na indústria do gás natural, buscando a eficiência e a racionalidade econômica através da introdução da competição em determinadas etapas da cadeia.

A Lei 9.478/97 tinha como objetivo o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil, promovendo sua competição. Entretanto, 10 anos após a promulgação desta Lei, pouco avanço foi conseguido neste sentido, com a Petrobrás e suas subsidiárias dominando as atividades de exploração, produção, transporte e armazenamento de gás natural no país (MARTINS, 2006). O fato é que, atualmente, não há garantias do investidor de que o gás natural produzido será transportado até o usuário final, seja devido a falta de regulação nas atividades de transporte ou pela impossibilidade de se vender gás diretamente ao usuário final (devendo este ser comercializado apenas para as distribuidoras estaduais). No sentido de se buscar o desenvolvimento na competição na indústria do gás, existem atualmente dois projetos de Lei do Gás em trâmite na câmara dos deputados e no senado. Os principais pontos da legislação vigente, dos dois projetos de Lei e da opinião dos autores deste trabalho estão resumidos na tabela 2. As explicações das opiniões dos autores estão a seguir.

Dado que no Brasil o regime de outorga de gasodutos de transporte é o de autorização, e que a adoção deste regime não é o determinante para o sucesso do desenvolvimento da competição e conseqüente queda de preços, não há razões para que ele se modifique - países como os Estados Unidos e o Reino Unido utilizam o mesmo tipo de regime de outorga. A mudança de regime dos atuais gasodutos de autorização para concessão seria uma imposição, o que caminha na direção oposta de uma regulação de incentivos. Esta mudança prejudicaria as companhias que já realizaram investimentos, podendo afugentar novos investidores ou fazer com que a taxa de retorno do investimento exigida aumente. Por outro lado, caso os novos gasodutos tivessem o regime de concessão, sem a alteração dos gasodutos existentes, isto faria com que fosse adotado um modelo híbrido, o que não é desejado, já que em diferentes trechos as moléculas de gás estariam sujeitas a regimes regulatórios diferentes, o que no longo prazo se tornaria um tormento em termos operacionais.

O planejamento da expansão deveria ser participativo. Uma em-

presa que deseje construir ou expandir gasodutos de transporte deveria ser encorajada a dimensionar o gasoduto juntamente com o governo – por intermédio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com as distribuidoras estaduais, Universidades, Centros de Pesquisa, Comercializadores e consumidores finais (representados pelas associações de classe).

Tabela 4: Comparação da Legislação Vigente com os Projetos de Lei PL 6.673/06, PL 334/07 e a opinião dos autores deste trabalho

	<b>Lei 9.478/97</b>	<b>PL 6.673/06</b>	<b>PL 334/07</b>	<b>Autores</b>
<b>Regime de Outorga para gasodutos de transporte e atividades de armazenamento</b>	Autorização	Autorização ou concessão (definido pelo MME)	Concessão	Autorização
<b>Planejamento da expansão</b>	Empresa	Determinativo (MME)	Participativo	Participativo
<b>Acesso e prazo de carência</b>	Não há prazo de carência, e o acesso de terceiros é permitido, devendo ser negociado entre as partes	10 anos de exclusividade, para posteriormente liberar o acesso à terceiros	Nenhum para novos gasodutos (oferta pública de capacidade). 8 a 15 anos de exclusividade para os existentes	Caso a caso. Foco na transparência de informações e regulador como mediador de conflitos
<b>Tarifas</b>	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas
<b>Participações cruzadas</b>	Exige separação contábil das atividades de produção e transporte	Não modifica a Lei 9.478/97	O transportador, além de separação contábil, é limitado a participar em atividades de produção, armazenamento e comercialização de gás	Separação contábil das atividades de produção, transporte e comercialização.
<b>Operador do sistema</b>	Agência Nacional do Petróleo (ANP)	Não modifica a Lei 9.478/97	Criação de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de gás (ONGÁS), subordinado à ONS	Agência Nacional do Petróleo (ANP)

O livre acesso é fundamental no desenvolvimento da competição. O livre acesso provê garantias aos produtores de que o gás produzido será transportado. Com relação ao período de exclusividade, este deveria ser estudado caso a caso, considerando-se um tempo estimado para a amortização dos investimentos antes da obrigatoriedade do livre acesso. Entretanto, a competição pode se desenvolver até mesmo antes do final do período de exclusividade, já que pode ser vantajoso para uma empresa transportadora vender o transporte de gás natural para outros agentes interessados caso haja espaço ocioso no gasoduto. No Brasil, já houve avanços com relação ao livre acesso. A resolução 27/05 da ANP, em seu Art. 7º, diz que toda Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em Instalações de Transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação da Capacidade. Neste sentido, falta apenas que haja uma regulação tarifária do transporte de gás, transparência de informação e a possibilidade de venda direta para o consumidor final para que a competição possa se desenvolver.

Uma atenção especial deveria ser dada em relação a transparência de informações sobre a capacidade física do gasoduto e da commodity gás natural. Assim como em outros países em que a competição se desenvolveu, boletins diários com informações sobre a disponibilidade de gás e capacidade dos gasodutos deveriam ser publicados. A transparência evita a ocorrência de assimetria de informações. Além disso, a padronização e harmonização de regras e procedimentos são importantes para que o mercado flua harmoniosamente.

Ambos os projetos de Lei do gás em trâmite na câmara e no senado propõem que as tarifas dos gasodutos de transporte sejam reguladas. De acordo com (GORDON et al, 2003) e (IEA, 2000), o transporte e a distribuição de gás natural têm características de monopólios naturais. Por este motivo a regulação tarifária nestas atividades é importante para que não haja abuso de empresas dominantes. Além disso, a regulação deve permitir com que o empreendedor obtenha uma remuneração “justa”.

Com relação às participações cruzadas, a separação contábil das atividades de produção, transporte e comercialização nutre os órgãos reguladores com informações sobre discriminação e subsídios cruzados, que devem ser evitados através de um monitoramento e fiscalização eficazes.



### 4.3. Downstream

As atividades de distribuição e comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais são exploradas com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Por este motivo, de nada adiante se estimular a competição nas atividades upstream se os Estados não permitirem que seja realizada venda direta para o consumidor final.

Conforme descrito anteriormente, os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os primeiros a estabelecerem um fim para o monopólio da comercialização para o usuário final. Entretanto, algumas medidas deveriam ser adotadas no downstream para que a liberalização da comercialização nesses estados não seja apenas um marco regulatório; é também importante que outros estados possam adotar o mesmo modelo quando seu mercado já estiver bem desenvolvido. As medidas são:

- 1. Introdução da competição na comercialização de gás natural:** conforme as redes de distribuição forem amadurecendo, é interessante que a comercialização de gás para o usuário final não seja mais regulada. Isto permitiria a entrada de novos agentes nesta etapa da cadeia, o que aumentaria a eficiência econômica do sistema.
- 2. Livre acesso:** assim como no upstream, leilões de alocação de capacidade deveriam ser adotados no downstream. O período de exclusividade, para novos gasodutos, deveria ser estudado caso a caso, para que o empreendedor consiga amortizar seu investimento. É importante também que a tarifa de distribuição seja regulada, permitindo uma remuneração "justa" para o empreendedor.
- 3. Transparência de informação:** informações de capacidade e gás deveriam ser fornecidas diariamente, para que seja possível a criação de um mercado varejista na distribuição. A distribuidora, diferentemente de uma empresa transportadora, pode comercializar gás natural para o consumidor final, por este motivo é importante que haja uma separação contábil das atividades de distribuição e comercialização para que a empresa seja monitorada por possíveis abusos.

## 5. POSSÍVEIS IMPACTOS NO MERCADO BRASILEIRO

Com a projeção do mercado de gás natural realizada na seção 3, a experiência de países como os Estados Unidos e Reino Unido e as particularidades do mercado e regulação no Brasil, foi possível elaborar um modelo que aumente a eficiência econômica da indústria de gás do país através de um arcabouço legal-regulatório que propicie o desenvolvimento da competição.

O provável excedente de gás natural a partir de 2011 e o modelo upstream e downstream propostos neste trabalho iriam criar as condições necessárias para o desenvolvimento da competição no mercado de gás brasileiro. No curto prazo, é previsto que apenas os Estados do Rio de Janeiro (em 2009) e de São Paulo (em 2011) abram seus mercados para a comercialização para alguns segmentos de consumidores finais. Os outros estados deveriam monitorar permanentemente o desenvolvimento do mercado em seus estados, para que incentivos à competição sejam providos no momento propício, ou seja, quando seus mercados estiverem mais maduros.

O livre acesso à infra-estrutura levaria a criação um novo mercado para o gás natural (IEA, 2002). A competição na produção provavelmente aumentaria com a introdução do livre acesso, da tarifa regulada e da transparência de informação. O produtor teria segurança de que, havendo capacidade disponível na tubulação, o gás natural produzido chegaria ao consumidor final. Mesmo que no curto prazo não haja capacidade disponível, o órgão regulador deveria ter o poder de solicitar a expansão da capacidade do gasoduto, mediante a remuneração justa e adequada desta expansão para a empresa transportadora; este procedimento ocorre no Reino Unido caso um produtor deseje se interconectar a rede básica de transporte de gás, em que o Secretário de Estado detém o poder de solicitar esta expansão.

Com a adoção das proposições deste trabalho para o upstream e downstream, as características do mercado de gás natural no Brasil ficariam conforme a figura 4. O produtor de gás natural poderia vender gás natural para as distribuidoras, usuários finais, no mercado atacadista e para comercializadores.

Com o aumento da competição na produção, novos agentes comercializadores surgiriam no mercado, procurando comercializar gás na-

tural com as distribuidoras e usuários finais. Isto facilitaria a criação de dois novos mecanismos de flexibilização da demanda, inexistentes em mercados tipicamente monopolizados<sup>6</sup>, como:

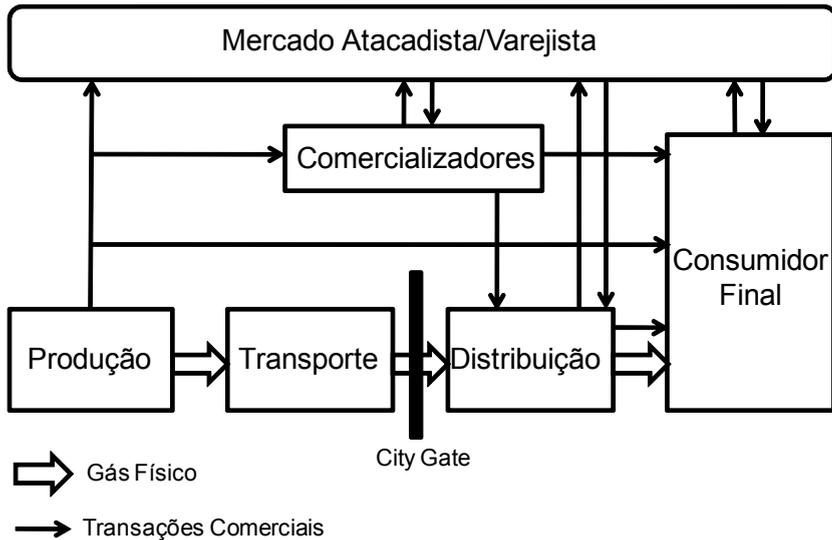


Figura 4: características da indústria de gás natural no Brasil com a introdução do modelo proposto

**1. Trading Hubs:** Hubs são centros de mercado que ficam normalmente localizados próximos das plantas de armazenamento e grandes interconexões de gás. Os Hubs fornecem ao mercado serviços de capacidades físicas e administrativas. Os dois serviços principais dos Hubs são: a) diferentes possibilidades de transportes

<sup>6</sup> Alguns mecanismos de flexibilização de oferta e demanda podem ser adotados em países com uma indústria de gás com características de monopólio ou de competição. Com relação aos mecanismos de flexibilização da oferta de gás natural, destacam-se neste contexto: 1) Excedente de oferta: uma capacidade ociosa de gás natural pode auxiliar na segurança de suprimento através do fornecimento de gás em períodos de picos de demanda ou problemas operacionais. A opção mais tradicional para se manter um excedente de oferta é através de poços tipo swing, que entram em operação somente nestas ocasiões; 2) Estações de Gás Natural Liquefeito (GNL) em stand by; 3) Aumentos de pressão na tubulação: aumentar a pressão da tubulação é uma opção eficaz nas variações horárias de demanda. No Reino Unido, por exemplo, o incremento da oferta pode chegar a 3% da demanda total com o aumento de pressão (IEA, 2002); 3) Estocagem de gás natural em aquíferos, cavernas de sal ou poços de petróleo e gás depletados: a estocagem de gás natural também é utilizada para ser utilizada em picos de demanda ou problemas operacionais. Com relação aos mecanismos de flexibilização da demanda, o mais utilizado são os contratos interruptíveis com grandes consumidores industriais e termelétricas. Estes consumidores possuem a capacidade de modificação de gás para outros combustíveis em caso de interrupção do fornecimento.

e interconexões entre redes; e b) balanço físico de gás no curto prazo. Os trading Hubs possibilitam a criação de um mercado spot (IEA, 1998);

**2. Criação de um mercado *spot*:** a criação de um mercado de curto prazo pode auxiliar na otimização de capacidade e gás ociosos; o mercado spot é fundamental para a criação de um mercado atacadista e varejista de gás natural, bem como o desenvolvimento de ferramentas de gestão de risco financeiro (derivativos).

A adoção dos mecanismos de flexibilização tradicionais e a introdução destes novos mecanismos evitariam a crise recente no abastecimento de gás natural. Com a introdução da competição, o preço se torna um novo instrumento para balancear a oferta e demanda de gás. Com isso, além dos mecanismos tradicionais, novos mecanismos seriam criados para que este gás pudesse ser comercializado, aumentando a eficiência econômica do sistema através da otimização da utilização da capacidade de transporte. No geral, estes mecanismos auxiliam na segurança de suprimento e refletem em preços menores para os consumidores finais (IEA, 1998), (IEA, 2002), (CGA, 2003). Com a competição, é possível contratar gás natural através de contratos de curto prazo (*spot*), médio e longo prazos (geralmente indexados ao mercado *spot*).

Outro impacto com a criação de um mercado *spot* e os *trading hubs* seria a criação de mecanismos de derivativos em energia, como os mercados futuros de gás natural. Contratos futuros e opções normalmente emergem neste ambiente para a transferência de riscos de preços.

## 6. CONCLUSÕES

Apesar de ainda recente, a indústria de gás natural no Brasil já apresenta sinais de maturação nos grandes mercados industriais, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro. A liberalização da comercialização nestes estados para os anos 2011 e 2009, respectivamente, representa uma oportunidade para o desenvolvimento da competição na indústria do gás do país. Este desenvolvimento depende de alguns fatores, como um excedente de gás e uma regulação eficaz que promova o livre acesso, transparência de informação e a regulação no transporte, distribuição e armazenamento de gás. Este trabalho mostrou evidências de que, a partir de 2011, haverá excedente de gás natural no Brasil. Para que este gás natural seja co-



mercializado a preços mais baixos, este trabalho elaborou um modelo que promova o desenvolvimento da competição, sem que fossem necessárias rupturas ou medidas coercitivas para tanto. A introdução da competição nos EUA, Canadá e Reino Unido promoveu uma redução das tarifas para o consumidor final, através do aumento da eficiência econômica da indústria do gás como um todo; melhorou também a segurança de suprimento, com a criação de novos mecanismos de flexibilização da demanda. O modelo proposto neste trabalho procurou adaptar o sucesso da experiência internacional com a realidade do mercado e regulação brasileiros. O modelo, se adotado, possivelmente irá: 1) criar um mercado atacadista e varejista de gás natural; 2) incentivar o desenvolvimento de ferramentas de gestão de riscos financeiros, como os derivativos, por exemplo; 3) incentivar uma mudança nos contratos de longo-prazo para contratos em curto prazo no transporte e distribuição; 4) criar um mercado spot e um mercado futuro; 5) incentivar uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro. Estes fatores, conforme já descrito, propiciariam preços mais baixos para o consumidor final e uma maior segurança de suprimento.

## 7. REFERÊNCIAS

ANP, 2001. Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços. *Nota Técnica*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro, RJ. 95p.

CGA, 2003. Understanding the North American Natural Gas Market. *Discussion Paper*. Canadian Gas Association. 29p.

Department of Trade and Industry's. 2005. DTI, *Energy Markets Limited*. Conditions for Truly Competitive Gas Markets in the EU, Vol. 1. Brentford Middles. 224p.

Federal Energy Regulatory Commission. FERC Order 636. Washington D.C. 1992.

GASNET. Tabelas de venda de gás das distribuidoras no Brasil. [www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br) acesso em 20/11/2007.

GORDON, D. V.; GRUNSCH, K.; PAWLUK, C. V. 2003. A natural monopoly in natural gas transmission. *Energy Economics*. Elsevier, v.25, 473-485p.

HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. 2000. Applied Logistic Regression. Second Edition. John Wiley & Sons. New Jersey, USA. 375p.



IEA. Natural Gas Pricing in Competitive Markets. 1998. International Energy Agency, Paris, FR. 179p.

IEA. Regulatory Reform: European Gas. 2000. International Energy Agency, Paris, FR. 122p.

IEA. Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. 2002. International Energy Agency, Paris, FR. 273p.

LEE, W. 2004. US lessons for energy industry restructuring: based on natural gas and Californian electricity incidences. *Energy Policy*. Elsevier, v.32, p.237-259,.

MARTINS, M. P. S. 2006. Expansão do Setor de Gás: Monopólio na Produção X Preços Livres. *Revista Brasileira de Energia*, 12(2): 49-71.

MME. Balanço Energético Nacional 2007: Ano base 2006. *Ministério de Minas e Energia (MME)*. Brasília, DF.

AZEVEDO, J. S. G. Petrobrás S/A. 2006. *Plano Estratégico 2007-2011*. Rio de Janeiro.

PICTON-TUBERVILL, G.; JOHNS, M. 2007. Global Legal Group. *The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007*. A practical insight to cross-border Gas Regulation work Chapter 31: United Kingdom. Global Legal Group Ltd, London.