



O PAPEL DO GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA BRASILEIRA: NECESSIDADES E POSSIBILIDADES PARA O PERÍODO 2007-2015

Adilson Correa Alves (PETROBRAS)

adilsonalves@petrobras.com.br

Mirian Serrão Vital (UEA)

mvital@uea.edu.br

Regis da Rocha Motta (UFRJ)

regis@ind.ufrj.br

O presente artigo contém previsões e cenários sujeitos à influência de fatores de risco associados às atividades da indústria de petróleo, gás natural, geração de energia, e energia renovável. Objetiva apresentar um panorama do setor do gás natural brasileiro, a partir do debate nacional, neste caso no período de 2007-2015, analisando sua situação atual e as perspectivas para o futuro. Trata-se de pesquisa bibliográfica, descritiva e de abordagem quantitativa. Por se tratar de cenários, os mesmos são suscetíveis à influência de diversos fatores, os quais podem ensejar a materialização de cenários diversos dos previstos, incluindo, mas não se limitando aos seguintes casos: flutuação de preços, demanda mundial, flutuações no valor de moedas estrangeiras, resultados das atividades de perfuração e produção, estimativas de reservas, competição entre os “players” do setor, riscos geológicos e ambientais, etc. Conclui-se que o planejamento feito pelo governo e seus agentes mostra um delicado equilíbrio para os próximos anos; um regime hidrológico favorável e o cumprimento do plano de produção doméstica de gás natural serão os dois fatores chaves; há custos significativos em repassar a flexibilidade de despacho das térmicas para um contrato de fornecimento de Gás Natural Liquefeito (GNL). A opção por contratos de longo prazo e com flexibilidade compatível com a realidade do mercado podem reduzir o custo e as incertezas quanto à disponibilidade de GNL.

Palavras-chaves: Energia Limpa, GNL, Gás Natural, Fatores de Risco, Custos.

1. Introdução

Mundialmente, o consumo de gás natural vem apresentando altas taxas de crescimento associadas à disponibilidade de reservas do gás, à diminuição de outros energéticos e à necessária responsabilidade social frente à preservação ambiental. Este crescimento de consumo concentra-se nos setores de geração de energia elétrica, industrial, veicular, residencial e comercial (ALMEIDA,2005).

No Brasil, projeta-se a expansão da oferta do gás natural a partir das recentes reservas brasileiras descobertas, das já existentes e ainda da manutenção do vínculo Brasil-Bolívia. Interfaceando a oferta do gás natural, justapõe-se o consumo do gás natural e a otimização de suas condições, ou seja, o transporte, a distribuição, os investimentos científicos e os produtos tecnológicos (ex: Gás Natural Comprimido-GNC, Gás Natural Liquefeito-GNL). Os benefícios, no âmbito brasileiro, abrangem desdobramentos econômicos (aumento do PIB), sociais (maior oferta de empregos) e ambientais (redução da emissão de poluentes) (ALMEIDA, 2005). Neste desenho, o presente estudo propõe-se a mapear os desafios necessários ao desenvolvimento sustentável de tecnologias no contexto necessidades-possibilidades do mercado de gás natural.

Neste cenário, os objetivos estratégicos do desenvolvimento do mercado de gás natural, no bojo de políticas públicas, delineia o recorte deste artigo, que se propõe a pesquisar a expansão do uso do gás natural no Brasil. Assim sendo, apresenta-se um breve panorama do gás natural no Brasil e no mundo, projetando-se a potencialização da demanda pelo produto. Como desafios a esta inserção tem-se a disponibilização da oferta, as condições comerciais, entre outros. Reporta-se as perspectivas sobre a indústria do gás natural, em particular a sua crescente inserção como fonte energética mais sustentável em diversos mercados do mundo. Inserção que deve estar acompanhada de aumento da oferta, implantação de uma logística de transporte através de uma malha de gasodutos e de tecnologia.

2. Impactos ambientais decorrentes do uso do gás natural: características ambientais do gás natural

O gás natural é um combustível considerado limpo no mundo todo, por apresentar baixos índices de emissão de poluentes na atmosfera, dentre os combustíveis fósseis. O gás metano, por conter 75% de carbono em sua composição em massa, produz 2,77kg de gás carbônico e gera 56MJ para cada quilograma queimado. Um quilograma de um hidrocarboneto líquido com 10 átomos de carbono produz 3,164kg de gás carbônico e gera 45,8MJ. Para cada 4,186MJ geradas na combustão, o metano produz 0,2057kg de gás carbônico e o outro produz 0,2896kg, isto é, 17 41% a mais. O gás natural sendo constituído por elevados índices de metano, passa a ser o mais limpo combustível em termos de emissão de monóxido de carbono (HUBBARD,2000).

A densidade do gás natural é menor que a do ar atmosférico e por isso ele se dispersa rapidamente por ocasião de vazamento, eliminando o risco de incêndio. Tem elevado índice de inflamabilidade, dificultando a sua ignição espontânea e necessitando de maior relação combustível/ar, o que o faz ainda mais seguro (FAN, 2002). Quando liquefeito, em baixa temperatura, o gás natural também não é tóxico e quando queimado libera somente o gás carbônico e a água. Sua combustão é completa e, portanto, não dá oportunidade para a formação de monóxido de carbono, que é altamente tóxico, podendo até ser fatal quando respirado em grandes quantidades (ALMEIDA, 2005).

3. Gás natural e GNL: suprimento *versus* demanda interna

A Figura 1 mostra, a partir de uma visão otimista, a evolução da oferta interna bruta total e por fonte de energia no período 2005-2015. Igualmente, projeta-se outro cenário a partir de um enfoque pessimista, como se observa na Figura 2. Como se utiliza uma estrutura de balanço contábil, oferta e demandas são por definição iguais e, portanto a oferta interna bruta pode ser entendida também como demanda interna bruta de energia. Observe-se ainda que, com o intuito de compatibilizar com os dados do balanço energético nacional, adotou-se o equivalente térmico (1 MWh = 0,29 tEP), fazendo com que a participação do gás natural na matriz energética não atinja os 12% esperados em 2010, pois esta metodologia superestima a participação de energia hidráulica (HORTA NOGUEIRA,2003).

Pode-se constatar que a taxa média de crescimento da demanda total prevista é de 4,4% ao ano no período 2007-2015. Esta taxa é compatível com o Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), com a taxa média de crescimento do PIB fornecida ao comitê pelo ministério de planejamento, orçamento e gestão, de 4,9% ao ano no mesmo período, a qual, em boa medida, determina a grandeza da demanda (“efeito-atividade”). No período considerado observa-se uma redução da participação do uso da lenha e carvão vegetal e um aumento expressivo da utilização do gás natural, que no final do período passa a ser o terceiro energético em importância. Em 2015, embora permanecendo como a segunda principal fonte de energia, depois da eletricidade, o petróleo e seus derivados apresentam uma redução da participação na matriz energética. Para a geração termelétrica nos próximos anos é esperado um importante incremento no uso da termelétrica, com diretos efeitos na demanda de combustíveis (IBIDEM,p.7).

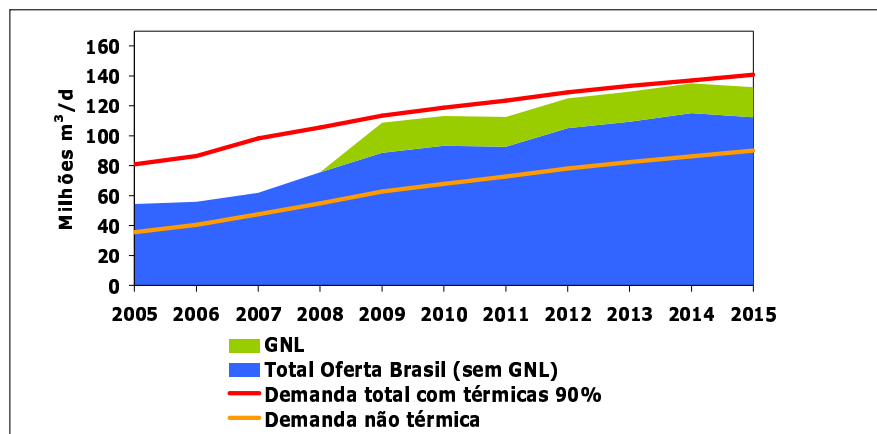


Figura 1- Suprimento *versus* demanda de gás natural, visão otimista

Fonte: Centro Brasileiro de Infra-estrutura (2007)

A oferta cresce conforme prevista com previsão de restrição de oferta passageira em 2008 e 2009. Cobertura bastante razoável (perto de 90%), para demanda térmica após a entrada do GNL como planeja Petrobras. A oferta chega a 132 milhões m3/d em 2015. As necessidades de geração térmica durante a estação seca em 2007 e 2008 causarão picos de consumo que podem afetar o consumo industrial e existe pouco espaço para acomodar regimes hidrológicos desfavoráveis nesses mesmos anos (CBIE, 2007).

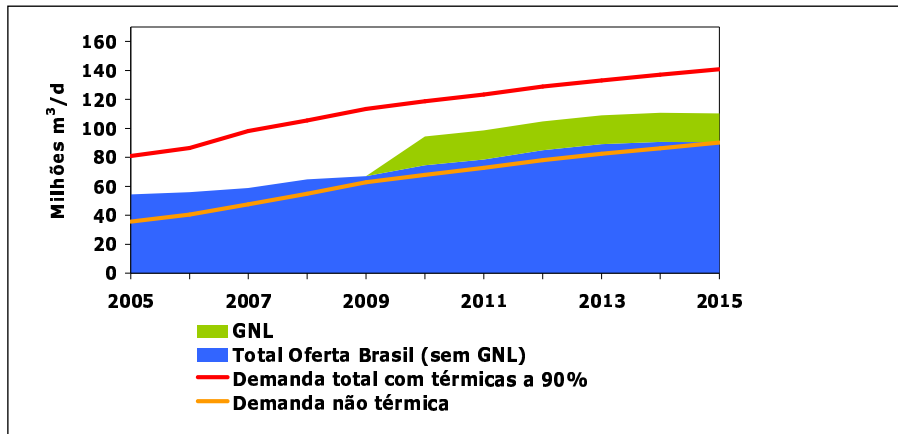


Figura 2 – Suprimento *versus* demanda de gás natural, visão pessimista.

Fonte: Centro Brasileiro de Infra-estrutura (2007)

A restrição da oferta estende-se além de 2008-2009. Em 2010, com o GNL, 52% da demanda térmica é coberta. A oferta chega a 110 milhões m³/d em 2015. Recorrente disputa de suprimento entre demanda térmica e não térmica, resulta numa forte queda do potencial de crescimento (não realizável) da última. O baixo crescimento da oferta não assegura expansão da demanda firme e espalha o medo do desabastecimento (IBIDEM, p.3).

As reservas mundiais provadas de gás natural são imensas. Em termos de conteúdo energético são até mesmo superiores às de petróleo. As mais expressivas estão situadas na Sibéria Ocidental - que correspondem a 25% das reservas mundiais provadas. Boa parte desse gás é transferida por extensos gasodutos para a Europa e, em breve, o será também para a China e a Índia. Atualmente, a Alemanha depende de 42% de gás natural importado da Rússia, a Itália depende de 29% e a França de 21% (MULHERIN, 2004).

Diversamente do petróleo, as áreas produtoras de gás natural ao redor do globo estão mais concentradas, sendo as mais importantes a já citada Sibéria Ocidental, a foz do Rio Mackenzie (Canadá), o Golfo do México (EUA e México), a foz do Rio Orinoco (Venezuela), parte do Golfo Pérsico (Irã e Qatar), o delta do Rio Níger (Nigéria) e o litoral da Argélia. Na verdade, 60% das reservas mundiais de gás natural se encontram em apenas três países: Rússia, Qatar e Irã (PETROBRAS, 2007).

Na América Latina, os principais países produtores de gás natural são, pela ordem, a Venezuela, Bolívia, Brasil, Argentina e Peru que se prepara para, em breve, ser um razoável produtor e exportador regional. O principal consumidor regional é o Brasil, cuja demanda hoje alcança o volume de 51 milhões de m³/dia, dos quais, cerca de 26 milhões de m³/dia, são de produção doméstica, complementada pela importação de 25 milhões de m³ da Bolívia. A similaridade com a situação européia, no caso do Brasil, é total. Os europeus não confiam nos russos por fatores históricos, culturais e, sobretudo, políticos. A dependência brasileira do

gás boliviano também deve considerar os graus de instabilidade social e política crônica no país vizinho, haja vista a recente expropriação de ativos petrolíferos estrangeiros - inclusive da Petrobrás - levada a efeito naquele país.

Para agravar o quadro brasileiro, o atual contrato de fornecimento de gás boliviano ao Brasil estabelece um preço draconiano para com o fornecedor, equivalente a cerca de 55% do preço pago pelo mesmo gás em outras áreas do mundo. A cotação média do gás natural no mercado mundial é de cerca de US\$ 9 por milhão de BTU (unidade térmica inglesa equivalente a 252 calorias), enquanto o Brasil paga aos bolivianos apenas US\$ 5 por milhão de BTU. O clima de tensão gerado pode resultar até mesmo em interrupção do fornecimento. Por outro lado, aceitar um realinhamento puro e simples do preço do gás boliviano resultará num repasse do novo preço para o mercado interno brasileiro, já que boa parte do parque industrial das regiões sudeste e sul de nosso país foi incentivado a migrar do óleo combustível para o gás natural, como fonte de energia primária.

As Figuras 03 e 04 apontam alternativas em relação ao aumento da produção nacional, porém até aqui as novas descobertas não se têm concretizado na mesma medida dos elevados investimentos havidos em prospecção. Há grandes esperanças de novas descobertas nas Bacias de Santos, do Espírito Santo e da Amazônia Ocidental. Entretanto, qualquer prognóstico mais seguro no momento é incerto e desaconselhável. Outra opção em estudos pela Petrobrás é a importação de gás natural liquefeito, sob elevadas pressões, de outras origens, através de navios-tanque. Esta opção traz consigo um aumento de custos, particularmente do frete, além de exigir investimentos em infraestrutura específica destinada a liquefazer o gás na origem e regaseificar o gás natural no destino, antes de enviá-lo para o consumo.

Ainda de acordo com a Petrobrás informa que está nos seus planos de negócios a oferta, até 2011, de cerca 70 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural de produção nacional, especialmente das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo – o que implica em triplicar a atual produção brasileira – além da manutenção da atual importação de 30 milhões de metros cúbicos por dia da Bolívia e, finalmente, uma parcela adicional de 20 milhões de metros cúbicos por dia de GNL (gás natural liquefeito), provavelmente oriundos da Nigéria ou do Golfo Pérsico (Irã e Qatar).

Merece reflexão e debate é a manutenção e mesmo a ampliação da dependência de gás natural importado de fontes pouco confiáveis. Ou seja, a incerteza intrínseca do suprimento de gás importado de países instáveis política e economicamente vai se propagar para o nosso sistema elétrico.

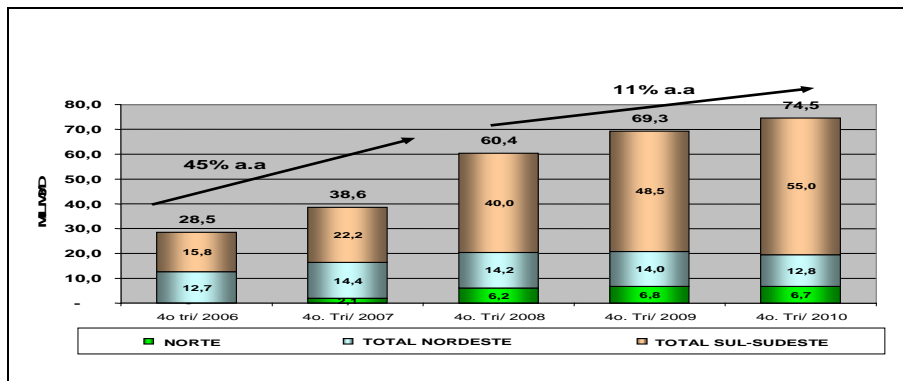


Figura 3 – Oferta de gás natural no Brasil

Fonte: Petrobrás (2007)

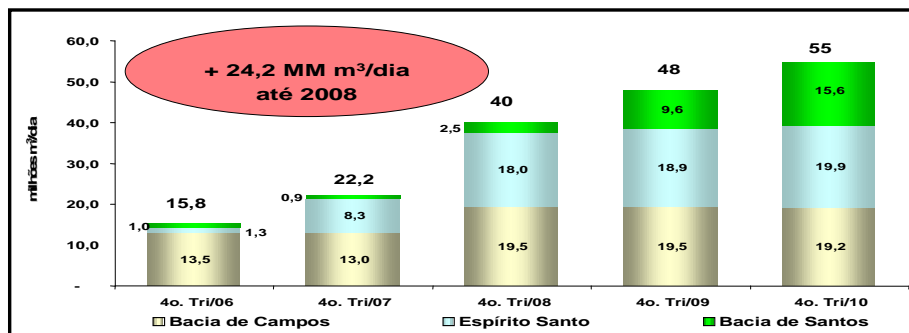


Figura 4 – Oferta de gás natural no sudeste

Fonte: Petrobrás (2007)

As reservas brasileiras provadas de gás natural evoluíram nos últimos anos. Esta evolução das reservas provadas de gás natural decorre, em grande parte da política governamental de reduzir a dependência externa do país a combustíveis importados, o que fez com que a Petrobras fizesse amplo esforço no sentido de ampliar as reservas de petróleo e gás, obtendo sucesso principalmente nas bacias de Campos no Rio de Janeiro e na bacia de Urucu, no Alto Amazonas, como se observa nas Figuras 5 e 6.

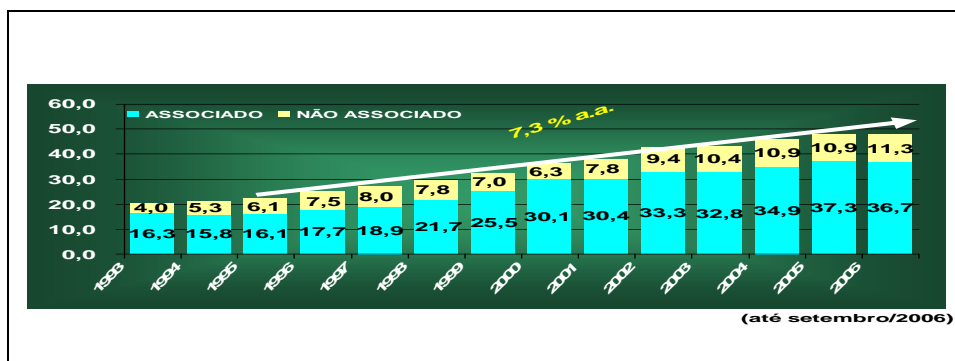


Figura 5 – Evolução da produção do gás natural no Brasil em milhões/m³/dia

Fonte: Petrobrás (2007)

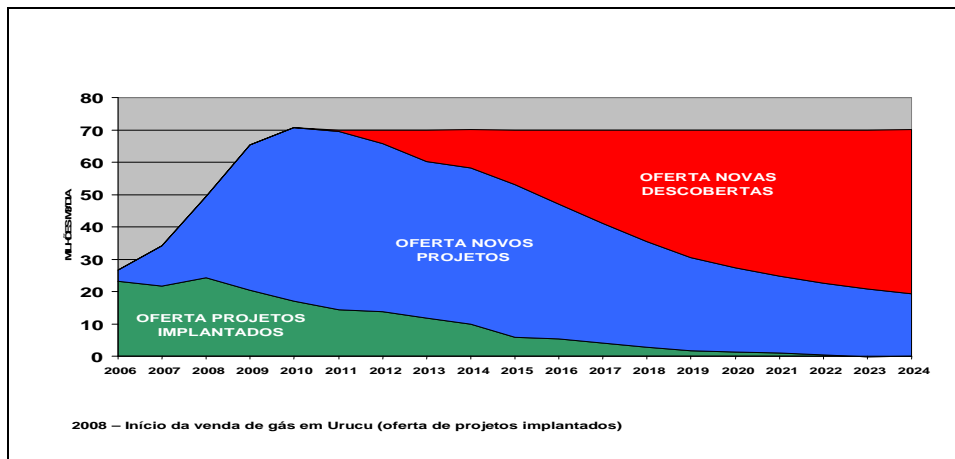


Figura 6 – Oferta de gás natural do E&P – PN 2007-2011

Fonte: Petrobrás (2007)

A produção de gás natural no Brasil vem crescendo a uma taxa média de 7,4% a.a. no período de 1994-2006. Atualmente cerca de 50 milhões de m³/dia são produzidos em território nacional, dos quais aproximadamente 77% são provenientes de gás associado (ANP, 2006). A partir da Figura 7, apresenta-se a curva de entrega de gás natural para um horizonte até 2011, assim como na Figura 8 a projeção para a produção de óleo & LGN e gás natural até 2015 (PETROBRÁS, 2007).

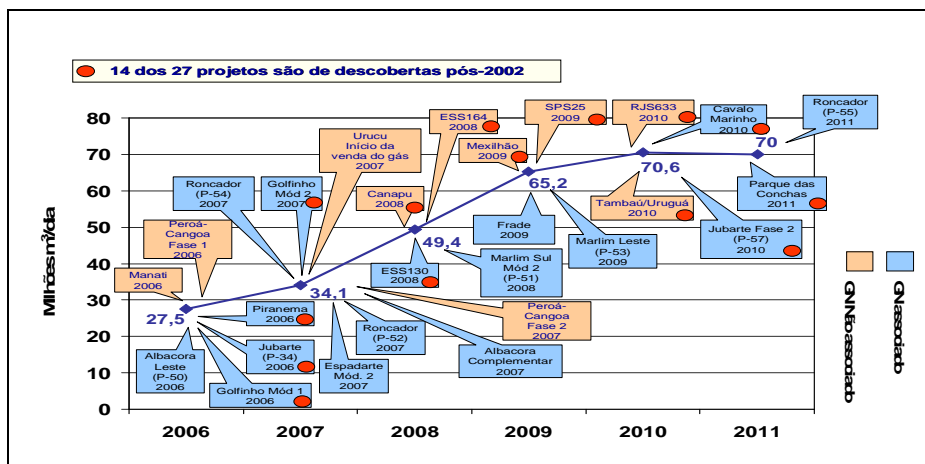


Figura 7 – Curva de entrega de gás natural

Fonte: Petrobrás (2007)

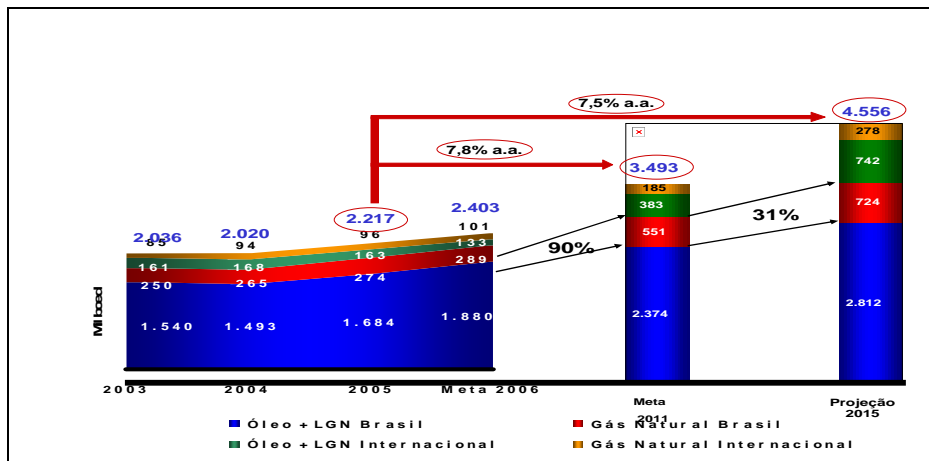


Figura 8 – Produção total – óleo & LGN e gás natural

Fonte: Petrobrás (2007)

A Figura 9, a seguir demonstra o histórico da regulação do setor de gás natural no Brasil. A disponibilidade de oferta e infra-estrutura é o ponto fundamental para o crescimento do mercado. Do ponto de vista da sociedade, a regulação tem as seguintes funções básicas e complementares: assegurar o incentivo ao investimento em infra-estrutura a fim de permitir o uso do gás natural e o desenvolvimento econômico do país; definir os limites das relações entre os agentes e o mercado, coibindo práticas abusivas; e assegurar de fato a competição de mercado em prol da sociedade, com a existência de fornecedores alternativos. O desafio numa indústria de gás em desenvolvimento é assegurar o investimento introduzindo concomitantemente a competição (ANP, 2006).

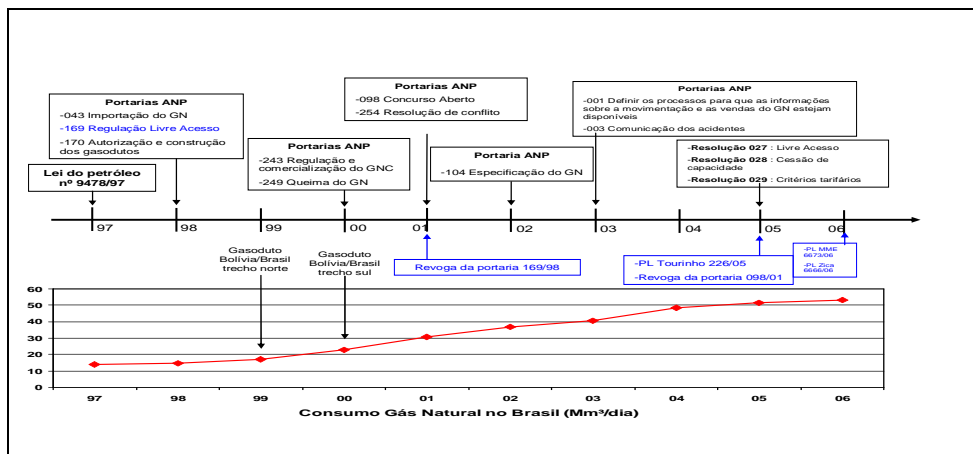


Figura 9 – Histórico da regulação do setor de gás natural

Fonte: ANP (2007)

A indústria de Gás Natural é caracterizada por investimentos elevados e de longo prazo de maturação. A estabilidade econômica brasileira favorece o desenvolvimento de projetos internacionais. O aumento da oferta de gás natural e o desenvolvimento de infra-estrutura dependem fundamentalmente de clientes dispostos a contratar volumes firmes de gás para o longo prazo, estrutura de preços coerente que remunere todos os elos da cadeia, coordenação entre setores de gás natural e eletricidade, diretriz governamental (MME e ANP) para ampliação coordenada da malha de gasoduto no país (TBG, TNS, Transpetro), Ampliação

coordenada dos gasodutos nacionais e internacionais, coordenação entre leilões de energia (ANEEL/EPE) e processos de ampliação de gasodutos (ANP), coordenação entre a regulação federal e estadual e, a existência de um marco legal estável que permitirá o aprimoramento das relações institucionais e permitirá contornar barreiras à entrada de novos agentes, como mostrado na Figura 10 (IBIDEM, p.11).

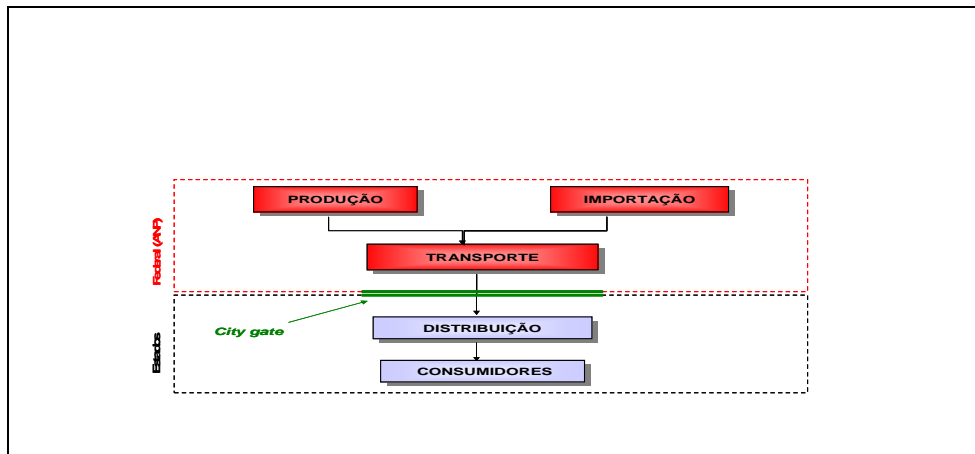


Figura 10 – Limites regulatórios

Fonte: ANP (2007)

4- Conclusões e discussões

A título de ensaios conclusivos é fundamental apontar o grande potencial de crescimento na utilização do gás natural, mas o mercado brasileiro depende da criação de um ambiente favorável para atrair investidores. Algumas cláusulas contratuais tornam o sistema de formação de preços inflexível, ocasionando perda de competitividade com combustíveis concorrentes. Isto acarreta certas restrições durante as etapas de projeto de sistemas alimentados com o gás natural. Porém, com o amadurecimento do mercado, as regras tenderão a serem melhoradas e a opção pelo uso do gás será melhor considerada pelos investidores.

Neste sentido algumas ações deverão ser tomadas no curto de médio prazos: Lei específica para o gás natural com objetivo de remover barreiras ao investimento privado ao longo da cadeia; criação de um plano de desenvolvimento para o gás natural com metas e uma orientação clara para os instrumentos de política governamental; racionalizar o licenciamento ambiental de nova infra-estrutura de transporte e dos projetos de E&P; estabelecer uma política de preços para o gás natural transparente.

A relação de interdependência entre Brasil e Bolívia na questão do gás natural, que parecia equilibrada até o início de 2005, inclina-se agora em favor da Bolívia. Além de elevar as participações governamentais sobre o faturamento do gás produzido, inicialmente de 18% para 50%, e agora para 82%, há uma tendência de o governo boliviano de elevar o preço do gás em US\$ 2,00/MMBTU e tomar o controle das principais empresas de produção e processamento de hidrocarbonetos daquele país.

Adicionalmente, um projeto como esse demandaria um prazo superior a dois anos para sua entrada em operação. Outra opção a ser considerada seria a aceleração do desenvolvimento das reservas de gás natural existentes na Bacia de Santos. Entretanto, essa aceleração já está

contemplada nos planos estratégicos da Petrobras que, em virtude das restrições técnicas existentes, prevê uma produção inicial de apenas 12,0 milhões m³/dia, ao final de 2008. Contudo, esse volume seria progressivamente incrementado até atingir um pico de produção de 30 milhões m³/dia, após 2010.

Ademais, verifica-se que o planejamento feito pelo governo e seus agentes mostra um delicado equilíbrio para os próximos anos; um regime hidrológico favorável e o cumprimento do plano de produção doméstica de gás natural serão os dois fatores-chaves; há custos significativos em repassar a flexibilidade de despacho das térmicas para um contrato de GNL. A opção por contratos de longo prazo e com flexibilidade compatível com a realidade do mercado podem reduzir o custo e as incertezas quanto à disponibilidade de GNL.

Referências

ALMEIDA, E. L. F. e OLIVEIRA, A. *Developing the gas industry in Brazil: Competition or Regulation?* *Minerals & Energy*, vol. 5, n.3.2005.

ANP : *Regulação Atual e Desafios Futuros*. Rio de Janeiro: Séries ANP n. II.2006.

CBIE – Centro Brasileiro de Infra-estrutura. *In Perspectivas para o GN*. Rio de Janeiro: Séries CBIE.2007.

FAN, J. P. H. *Price uncertainty and vertical integration: an examination of petrochemical firms*. *Journal of Corporate Finance* (6) pp. 345–376.2002

HORTA NOGUEIRA, L.A. *Produção e Processamento de Petróleo e Gás Natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos*. *In Revista Anuária ANP*. Nº 7. 2003.

HUBBARD, R.G. e WEINER, R. J. *Regulation and Long – Term Contracting in U.S. Natural Gas Market*. *The Journal of Industrial Economics* , vol. XXXV, n.1 pp. 71- 79.2000.

MULHERIN, J.H., *Complexity in long-term contracts: an analysis of natural gas contractual provisions*. *Journal of Law, Economics, and Organization* , vol 2 nº1, pp105–117, 2004

PETROBRAS (2007). *A Força do Campo*. Revista da Petrobras, V. 108, p.20-23.

_____ (2007). *Plano de Negócios 2007-2011*. Revista da Petrobras, V.115, ano 12, p.11-15.