



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA



Mercado brasileiro de gás natural e fontes de gás não convencionais

Autor: Álvaro Serralta Hurtado de Menezes

Orientador: Prof Pedro Juarez Melo

Porto Alegre, janeiro de 2013

Sumário

| | |
|--|-----------|
| SUMÁRIO..... | II |
| AGRADECIMENTOS | IV |
| RESUMO | V |
| LISTA DE FIGURAS | VI |
| LISTA DE TABELAS | VI |
| 1 INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 GÁS NATURAL | 2 |
| 2.1 GÁS ASSOCIADO E GÁS NÃO-ASSOCIADO | 2 |
| 2.2 FONTES DE GÁS NÃO CONVENCIONAL | 2 |
| 2.2.1 Gás de reservatórios profundos..... | 3 |
| 2.2.2 Gás alocado em reservatórios de águas profundas..... | 3 |
| 2.2.3 Gás alocado em reservatórios de baixa permeabilidade (tight gas) | 3 |
| 2.2.4 Gás de xisto (shale gas) | 3 |
| 2.2.5 Gás de zonas geopressurizadas | 3 |
| 2.2.6 Hidratos de metano | 3 |
| 2.2.7 Gás do carvão (coalbed methane)..... | 4 |
| 2.3 USOS DO GÁS NATURAL..... | 5 |
| 3 GÁS NATURAL NO MUNDO..... | 7 |
| 3.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO MERCADO DE GÁS NATURAL | 7 |
| 3.2 DISPOSIÇÃO DO MERCADO MUNDIAL: RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO. | 8 |
| 3.3 GÁS NATURAL E O CONSUMO PRIMÁRIO DE ENERGIA | 9 |
| 4 GÁS NATURAL NA AMÉRICA CENTRAL E DO SUL..... | 10 |
| 4.1 RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO | 10 |
| 4.2 RESERVAS DE GÁS DE XISTO | 11 |
| 4.3 MERCADO SUL-AMERICANO DE GÁS NATURAL..... | 11 |
| 5 GÁS NATURAL NO BRASIL | 13 |
| 5.1 CONSUMO DE GÁS NATURAL NO BRASIL | 13 |
| 5.1.1 Geração de energia elétrica..... | 13 |
| 5.1.2 Consumo industrial | 13 |
| 5.1.3 Consumo de gás como matéria-prima..... | 14 |
| 5.2 DISPOSIÇÃO E INFRAESTRUTURA DO MERCADO..... | 14 |
| 5.3 PROJETOS DE EXPANSÃO DE INFRAESTRUTURA | 16 |
| 5.4 PLANOS DE EXPANSÃO E PROJETOS DE INFRAESTRUTURA NA MALHA DE TRANSPORTE | 17 |
| 5.5 GÁS NÃO CONVENCIONAL | 18 |
| 5.5.1 Coalbed Methane | 18 |
| 5.5.2 Gás do pré-sal..... | 19 |
| 5.5.3 Hidratos de metano | 19 |
| 6 GÁS NATURAL NOS ESTADOS UNIDOS: A REVOLUÇÃO DO SHALE GAS. | 21 |
| 6.1 A REVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL NOS ESTADOS UNIDOS | 21 |
| 6.2 IMPACTO DO SHALE GAS SOBRE OS PREÇOS DO GN | 22 |
| 6.3 HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO DO GÁS DE XISTO NOS ESTADOS UNIDOS..... | 23 |
| 6.4 FATORES QUE POSSIBILITARAM A EXPLORAÇÃO..... | 24 |
| 6.5 MERCADO ESTADUNIDENSE DE GÁS NATURAL | 25 |
| 6.6 ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL | 25 |
| 7 ANÁLISE DO CONTEXTO ATUAL DO GÁS NATURAL NO MERCADO BRASILEIRO..... | 28 |
| 7.1 A IMPORTÂNCIA DO DESENVOLVIMENTO DO GN NO BRASIL | 28 |
| 7.2 MERCADO BRASILEIRO E O MERCADO ESTADUNIDENSE | 29 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 7.3 | DESAFIOS DO MERCADO BRASILEIRO | 29 |
| 7.4 | ALTERNATIVAS PARA EXPLORAÇÃO DAS FONTES NÃO CONVENCIONAIS | 30 |
| 8 | CONCLUSÕES..... | 31 |
| 9 | REFERÊNCIAS..... | 32 |

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e aos pais de meus pais, que constituíram um núcleo familiar que valoriza e acredita na educação como principal investimento. Agradeço a meu pai e a minha mãe a dedicação e o esforço incondicional deles em prol de minha educação e de meu desenvolvimento pessoal.

Agradeço a meus amigos que, de diversas formas, me apoiaram e estiveram presentes durante esta etapa da minha formação.

Agradeço ao professor Pedro Juarez Melo a disponibilidade para orientação. Agradeço sua disposição que, com paciência e sabedoria, me mostrou a melhor maneira de conduzir este trabalho.

Agradeço à MaxiQuim Assessoria de Mercado que, além de proporcionar uma valiosa oportunidade de estágio, me despertou o interesse pelo tema deste trabalho.

Agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul e ao Departamento de Engenharia Química, que me proporcionaram todas condições acadêmicas necessárias para construir uma formação, sólida, pública, gratuita e, sobretudo, de excelente qualidade.

Resumo

A exploração do *shale gas* nos Estados Unidos prova que é possível produzir gás natural de baixo custo a partir de fontes que até poucos anos não eram consideradas atrativas economicamente. Com o objetivo de analisar a importância que as novas fontes podem ter no Brasil, foi feita uma revisão bibliográfica a respeito dos fatores que afetam o mercado brasileiro de gás. Tamanho das reservas, consumo e produção foram analisados para contextualizar o cenário brasileiro no mercado sul-americano. Os estudos preliminares a respeito das reservas de gás não convencional no Brasil e na América do Sul mostram que esses valiosos recursos têm potencial para alterar significativamente o cenário de oferta de energia nacional. As fontes não convencionais representam oportunidades e desafios para o mercado brasileiro de gás que, se bem administradas, poderiam trazer benefícios para diversos setores da economia.

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| FIGURA 1 - ESTRUTURA MOLECULAR DOS HIDRATOS DE METANO (ANP, 2010) | 3 |
| FIGURA 2 - RESERVAS MUNDIAIS DE CARBONO ORGÂNICO (ANP, 2010) | 4 |
| FIGURA 3 - MECANISMO DE LIBERAÇÃO DE GÁS EM CARVÃO (ANP, 2010) | 5 |
| FIGURA 4 - CADEIA DE TRANSFORMAÇÃO DO METANO (GAS ENERGY) | 6 |
| FIGURA 5 - DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL DAS RESERVAS PROVADAS DE GN EM 2011 (BP, 2012) | 8 |
| FIGURA 6 - CONSUMO E PRODUÇÃO DE GN EM 2011 POR REGIÃO (BP, 2012) | 8 |
| FIGURA 7 - CONSUMO PRIMÁRIO MUNDIAL DE ENERGIA POR FONTE EM 2011 (BP, 2012) | 9 |
| FIGURA 8 - DISTRIBUIÇÃO DAS RESERVAS DE GN NOS PAÍSES DA AMÉRICA CENTRAL E DO SUL EM 2011 (BP, 2012) | 10 |
| FIGURA 9 - CONSUMO E PRODUÇÃO DE GN EM 2011 POR PAÍS DA AMÉRICA CENTRAL E DO SUL (BP, 2012) | 11 |
| FIGURA 10 - DISTRIBUIÇÃO DAS RESERVAS ESTIMADAS DE GÁS DE XISTO NA AMÉRICA DO SUL (ANP, 2012) | 11 |
| FIGURA 11 - MATRIZ ENERGÉTICA ELÉTRICA BRASILEIRA (ANEEL, DEZEMBRO 2012) | 13 |
| FIGURA 12 - MATRIZ ENERGÉTICA INDUSTRIAL BRASILEIRA EM 2011 (EPE, 2012) | 14 |
| FIGURA 13 - MALHA DE GASODUTOS EM OPERAÇÃO NO BRASIL (GASNET) | 15 |
| FIGURA 14 - GASODUTOS PLANEJADOS PARA AMPLIAÇÃO DA MALHA BRASILEIRA (GASNET) | 17 |
| FIGURA 15 - BACIAS SEDIMENTARES COM RESERVAS DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL (GAS ENERGY) | 18 |
| FIGURA 16 - LOCALIZAÇÃO DAS RESERVAS DE HIDRATOS DE METANO NO BRASIL (ANP, 2010) | 20 |
| FIGURA 17 - HISTÓRICO E PROJEÇÕES DE PRODUÇÃO DE GN NOS EUA POR FONTE (ANP, 2012) | 21 |
| FIGURA 18 - HISTÓRICO DA BALANÇA COMERCIAL DE GN NOS EUA (ANP, 2012) | 22 |
| FIGURA 19 - FLUXO DE ENERGIA PRIMÁRIA POR SETOR CONSUMIDOR NOS EUA EM 2010 (ANP, 2012) | 25 |
| FIGURA 20 - MALHA DE TRANSPORTE DE GN POR GASODUTO NOS EUA (EIA, 2012) | 26 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|---|
| Tabela 1 – Faixa de especificações do gás natural comercializado no Brasil..... | 2 |
|---|---|

1 Introdução

O presente trabalho apresenta uma análise do contexto atual do mercado de gás natural no Brasil no momento em que o mundo volta suas atenções aos Estados Unidos, cuja produção de gás a partir de fontes não convencionais tem alterado significativamente o cenário de oferta de energia no país.

A população mundial crescente e a emergência de novas economias mantêm no centro das atenções a discussão a respeito das fontes de energia que abastecerão o mundo. Nesse contexto, o gás natural desempenha um importante papel, pois é um combustível limpo e mais abundante que o petróleo. Nos últimos anos, o sucesso da exploração de fontes não convencionais de gás nos EUA tornou essa discussão ainda mais presente, uma vez que barateou custos e voltou o país para uma tendência de autossuficiência energética.

O gás natural tem especificidades que o diferem do petróleo, dificultando a formação de um mercado global. Por este motivo são apresentados conceitos básicos e características gerais dos mercados de gás no mundo e nas Américas antes de analisar o mercado brasileiro. Para compreender como ocorreu a emergência e o sucesso da produção das fontes não convencionais de gás, o mercado e a indústria estadunidense de gás são analisados.

Finalmente, é feita uma análise do contexto do gás natural no Brasil que identifica a importância, as oportunidades e os desafios do mercado brasileiro frente à exploração de fontes não convencionais.

2 Gás Natural

Gás natural é todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Entende-se como reservatório, ou depósito, toda configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associado ou não.

O gás natural (GN) é uma mistura de hidrocarbonetos de composição variável, sendo que esta não tem uma definição exata e rigorosa das quantidades relativas de seus constituintes. O GN tem como principal componente o metano (CH₄), com fração molar entre 0,70 e 0,90, geralmente. Além do metano, pode conter também quantidades consideráveis de etano, propano, butano e pentano. Fontes de diferentes áreas de produção podem resultar em composições diferentes. (D.L Hoang, 2006)

Para ilustrar a composição típica do gás natural comercializado no Brasil, a Tabela 1 apresenta a faixa de especificações do GN brasileiro de acordo com a região.

Tabela 1 - Faixa de especificações do gás natural comercializado no Brasil (ANP, 2008)

| Característica | Unidade | Limites | | |
|---|-------------------|---------------|---------------|-----------------------------|
| | | Norte | Nordeste | Centro-Oeste, Sudeste e Sul |
| Poder calorífico superior | kJ/m ³ | 34000 a 38400 | 35000 a 43000 | |
| Metano | % mol | >68 | >85 | |
| Etano | % mol | <12 | <12 | |
| Propano | % mol | <3 | <6 | |
| Butanos e mais pesados | % mol | <1,5 | <3,0 | |
| Oxigênio | % mol | <0,8 | <0,5 | |
| Inertes (N ₂ e CO ₂) | % mol | <18,0 | <8,0 | <6,0 |
| CO ₂ | % mol | <3,0 | <3,0 | |
| Enxofre Total | mg/m ³ | <70 | <70 | |
| Gás Sulfídrico (H ₂ S) | mg/m ³ | <10 | <13 | <10 |
| Ponto de orvalho de água a 1atm | °C | -39 | -39 | -45 |
| Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 Mpa | °C | 15 | 15 | 0 |

2.1 Gás associado e gás não-associado

O gás natural associado é aquele que, em reservatórios, se encontra dissolvido em petróleo ou se apresenta como uma “capa” de gás em contato direto com o óleo. Por isso, este tipo de gás precisa ser separado do petróleo antes de ser distribuído.

O GN não associado é aquele que, em reservatórios, se encontra livre de óleo ou apresenta pequena quantidade deste componente. Para este tipo de gás, não é necessário um processo para separação de componentes.

2.2 Fontes de gás não convencional

Atualmente, há discussão quanto à origem do GN ser proveniente de fontes convencionais ou de fontes não convencionais. Historicamente, é aceito como gás natural convencional aquele gás que é extraído de fontes cujas tecnologias de extração já são dominadas e conhecidas, enquanto que o gás natural conhecido como não convencional é aquele cujas tecnologias de extração não são plenamente dominadas e nem

economicamente atrativas. Portanto, essa terminologia tende a mudar com o tempo e com a disseminação tecnológica. (ANP, 2010)

A Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) classifica sete categorias como fontes não convencionais de extração de gás natural que serão descritas a seguir.

2.2.1 Gás de reservatórios profundos

É aquele encontrado em reservatórios mais profundos que 4.500 metros.

2.2.2 Gás alocado em reservatórios de águas profundas

É o gás que está sob lamina d'água profundas, superiores a 400 metros.

2.2.3 Gás alocado em reservatórios de baixa permeabilidade (*tight gas*)

É o gás natural que se encontra contido em reservatórios de baixa permeabilidade. Para a exploração comercial dele são necessários processos de acidificação, fraturas, poços horizontais e poços multilaterais. A vida útil de um poço reservatório de *tight gas* é de até 50 anos, dependendo da capacidade de remoção de líquidos e do custo de produção com o tempo. Geralmente ocorre um curto período em que a produção é bastante alta, seguida por um longo período de baixa produção com um declínio lento.

2.2.4 Gás de xisto (*shale gas*)

O xisto, ou folhelho, é uma rocha sedimentar formada a partir da lama existente em águas rasas há aproximadamente 350 milhões de anos. Suas camadas paralelas são facilmente friáveis e, por ser rico em material orgânico, pode conter gás natural. Pode ser encontrado em diversas partes do mundo. A sua recuperação é mais cara e complexa do que a do gás natural de fontes convencionais. É considerado também um tipo de *tight gas* devido à baixa permeabilidade das camadas de xisto que formam o reservatório.

2.2.5 Gás de zonas geopressurizadas

São as formações geológicas formadas por camadas de argila que se depositaram e se compactaram muito rapidamente em camadas porosas de areia e silte. Dessa forma, o gás e a água presentes nas camadas ficam em altíssima pressão. O termo geopressurizado é usado, pois as pressões dessas formações naturais excedem muito o valor esperado para suas profundidades, que estão entre 3.000 e 7.600 metros.

2.2.6 Hidratos de metano

É o metano que fica aprisionado entre as moléculas de água, conforme ilustra a Figura 1.

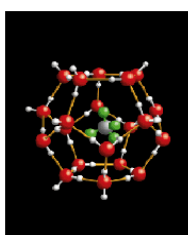


Figura 1 - Estrutura molecular dos hidratos de metano (ANP, 2010)

A aparência dos hidratos de metano se assemelha à neve derretida. Sua formação é favorecida em temperaturas relativamente baixas e pressões relativamente altas. São grandes fontes de gás, visto que a dissociação de 1 metro cúbico de hidrato resulta em 164 m³ de metano em condições normais de temperatura e pressão (Nm³) e 0,8 m³ de água. A instituição de Pesquisa Geológica dos Estados Unidos, *U.S Geological Survey*, estima que essa fonte de gás contenha mais carbono orgânico que a soma de todas as reservas mundiais de petróleo, carvão e gás natural convencional. A estimativa está ilustrada na Figura 2. (ANP, 2010)

Não existe exploração comercial de hidratos de metano devido à inviabilidade técnico econômica. O método que teve êxito em produzir o gás economicamente a partir de hidrato é o "método de depressurização". Este método só é aplicável a hidratos que existem em regiões polares sob o chamado "*permafrost*" (DAS VIRGENS, 2011).

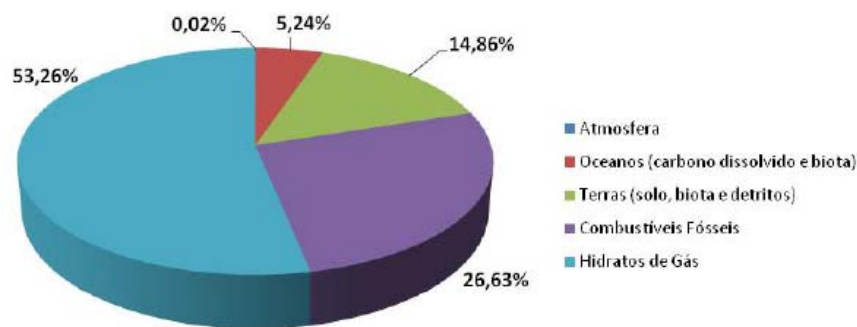


Figura 2 - Reservas mundiais de carbono orgânico (ANP,2010)

2.2.7 Gás do carvão (*coalbed methane*)

É o gás de ocorrência natural associado ao carvão mineral e também é conhecido como *Coalbed Methane* (CBM). Atualmente é considerada uma fonte de gás natural não convencional, sendo que no passado o metano era liberado na atmosfera por meio de *vents*.

O metano encontra-se associado ao carvão mineral pelo fenômeno da adsorção, diferentemente do armazenamento de gás natural convencional, o qual fica armazenado sob pressão nos espaços porosos da rocha reservatório. Uma redução na pressão provoca a dessorção das moléculas que, ao retornarem para a fase gasosa, permeiam os microporos da matriz de carvão por meio da difusão até encontrarem as fraturas naturais do material. As fraturas naturais são responsáveis pela transferência do gás até o poço. Geralmente, estas fraturas estão preenchidas com água e a pressão hidrostática mantém o gás adsorvido na superfície do carvão. Quando se faz a remoção da água da ocorre a dessorção gasosa.

Inicialmente, a produção é basicamente água e posteriormente, após a remoção da água, são atingidos níveis comerciais de produção de gás, como ilustra a Figura 3.

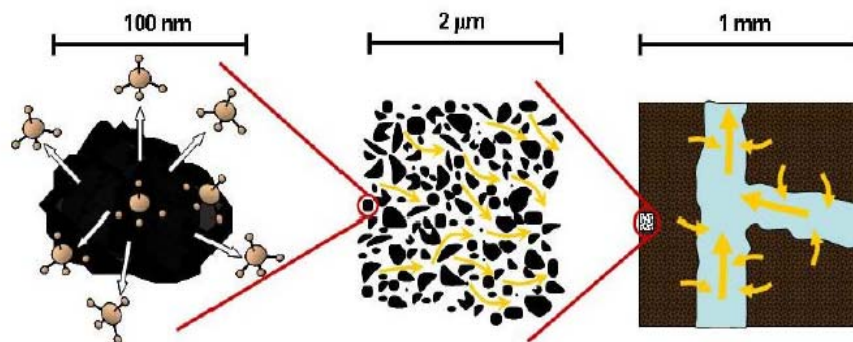


Figura 3 - Mecanismo de liberação de gás em carvão (ANP, 2010)

O carvão pode estocar outros gases além do metano, sendo o CO_2 um dos gases adsorvidos preferencialmente por este material. Como há maior afinidade pelo CO_2 do que pelo metano, estuda-se a possibilidade de usar reservatórios de carvão depletados para seqüestro de CO_2 ou utilizar este fenômeno para aumentar a recuperação de metano pela injeção de dióxido de carbono.

2.3 Usos do Gás Natural

O gás natural é utilizado basicamente com duas finalidades: como fonte de energia e como matéria-prima para indústria petroquímica.

Como fonte de energia, o gás natural é considerado o mais limpo dos combustíveis fósseis, tendo índices de emissão de poluentes muito baixos frente a outros combustíveis. É usado em residências, em instalações comerciais, em veículos automotores e em indústrias como fonte de calor, alimentando caldeiras ou turbinas geradoras de energia elétrica.

Como matéria-prima, o gás natural pode ser utilizado pela indústria de fertilizantes nitrogenados e petroquímica. Para a indústria de fertilizantes, os produtos de interesse são compostos nitrogenados como a amônia e a uréia, que são obtidos através do processo de reforma a vapor do GN. Na indústria petroquímica, é utilizado para a síntese de produtos como o metanol, ácido acético, propeno e o dimetil-éter.

A Figura 4 apresenta um fluxograma dos principais produtos que podem ser produzidos a partir do metano.

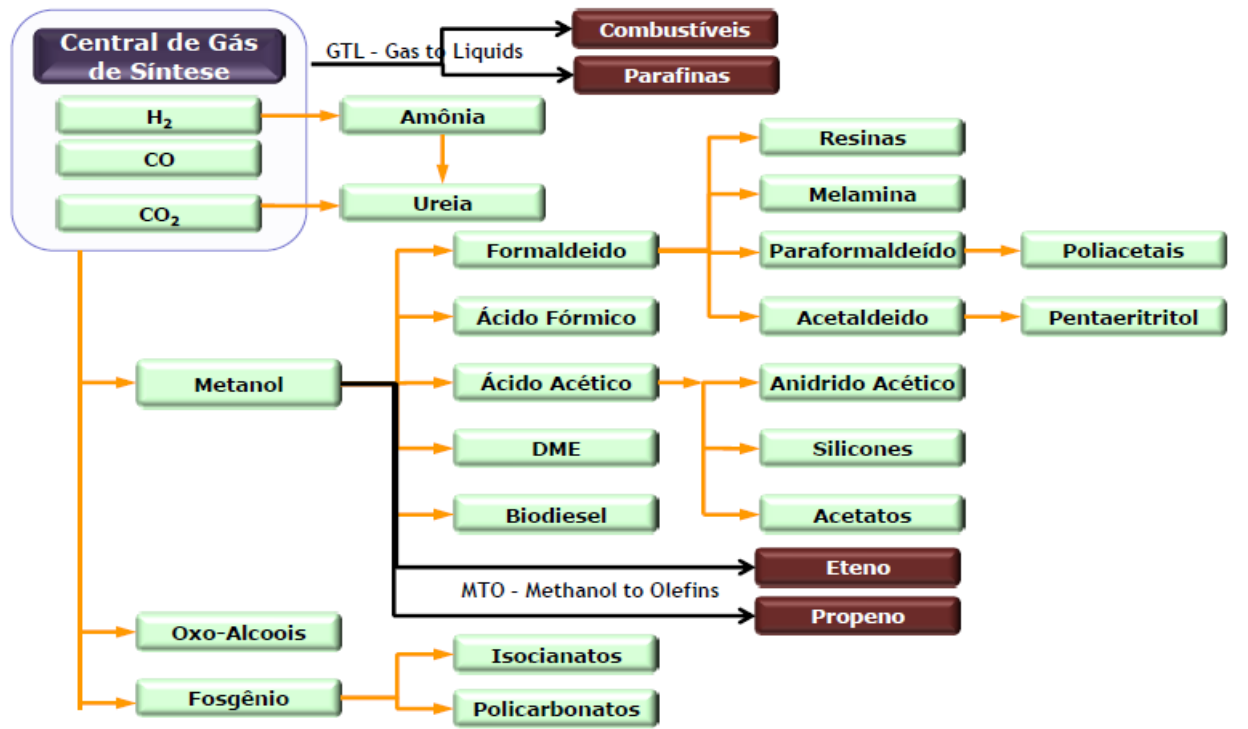


Figura 4 - Cadeia de transformação do metano (Gas Energy)

3 Gás Natural no Mundo

Ao contrário da indústria do petróleo, não existe um mercado mundial de gás natural. Isso se dá pelas especificidades distintas das observadas no mercado de petróleo. As características físicas do gás dificultam e encarecem seu transporte e constituem uma grande parcela do preço final pago pelo consumidor, seja por duto ou na forma de gás natural liquefeito (GNL). Por isso, existem atualmente mercados regionais de gás natural e não um mercado mundial.

3.1 Características gerais do mercado de gás natural

As principais formas de transporte de gás natural, gasodutos e GNL, requerem elevados investimentos em recursos específicos. Esses investimentos são geralmente viabilizados a partir de contratos a longo prazo com cláusulas tipo *take-or-pay*. Nesses contratos, é estabelecida uma quantidade mínima de gás que será paga pelo comprador por um preço pré-estabelecido, independentemente da empresa compradora retirar integralmente esse montante no momento do fornecimento físico. Esse tipo de cláusula contribui para redução da incerteza nessa indústria e garante os estímulos para agentes investirem na produção ou no transporte de gás.

Em 2010, 30% da produção mundial de gás natural foi comercializada internacionalmente sendo que 70% do comércio internacional se deu por meio de gasodutos. Apenas 297,6 bilhões de Nm³, 9,3% do total produzido no mundo, foram comercializados na forma liquefeita. Isso caracteriza um mercado majoritariamente regional, inclusive nas suas diferentes formas de precificação.

Mundialmente existem três principais mercados regionais de gás natural: o mercado norte-americano, o europeu e o asiático. Cada um tem suas próprias características no que tange ao grau de maturidade, à dependência de importações, às fontes de suprimento e à infraestrutura estabelecida. Dessa forma, cada um deles estabelece o seu preço de forma distinta. No caso norte-americano, o preço é baseado na competição gás-gás e no livre acesso à malha dutoviária de transporte. Na América do Norte, existe um mercado *spot* e de derivados bem estabelecido, ou seja, os preços do GN e seus derivados são definidos pela oferta atual do mercado e não definidos por contratos futuros. Assim o preço do GN se dá pela concorrência direta entre produtores e não simplesmente por equivalência energética com outras fontes. No caso europeu, a precificação é baseada em contratos de longo prazo e na indexação a uma cesta de óleos substitutos. O acesso à rede de gasodutos na Europa ainda ocorre de forma restritiva e não há garantia de livre acesso por meio de uma regulamentação unificada. No mercado asiático, devido à sua menor disponibilidade de fontes internas, a precificação é baseada em contratos de longo prazo com indexação dos preços ao petróleo cru. Raymond (2012) considera o mercado latino americano semelhante ao mercado do leste asiático devido ao fato de que, nos dois continentes, o consumo de gás natural está crescendo e que ambos os casos apresentam um mercado bastante heterogêneo, com países com característica exportadora e países fortemente dependentes de importação. (ANP 2012 e OGLEND 2012)

3.2 Disposição do mercado mundial: Reservas, produção e consumo.

As reservas mundiais de gás natural ao final de 2011 foram estimadas em 208,4 trilhões Nm³. As reservas estão distribuídas nas regiões do mundo conforme a Figura 5.

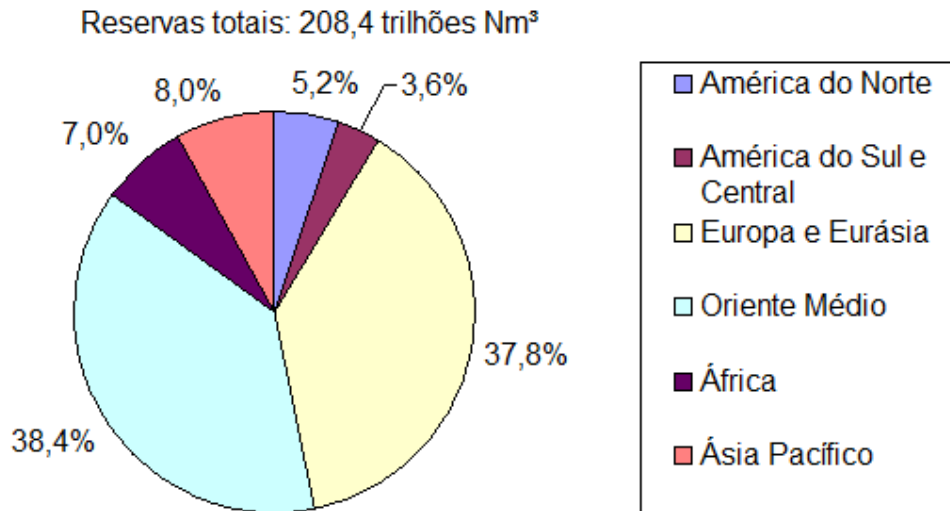


Figura 5 - Distribuição mundial das reservas provadas de GN em 2011 (BP, 2012)

A Figura 5 mostra que a América do Norte possui apenas 5,2% das reservas provadas tecnicamente recuperáveis do mundo, sendo que mais de 78% das reservas do continente norte-americano estão nos Estados Unidos. Considerando a produção atual mundial, as reservas provadas seriam suficientes para abastecer o mundo por 63 anos.

A Figura 6 ilustra a distribuição da produção e do consumo por região

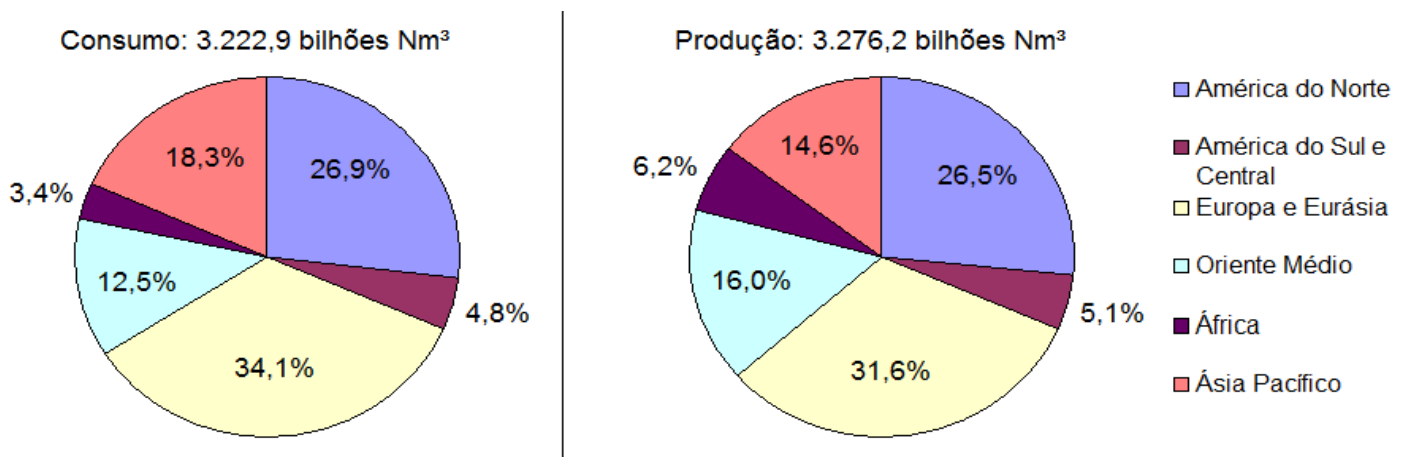


Figura 6 - Consumo e produção de GN em 2011 por região (BP, 2012)

Observa-se que a participação percentual na produção e no consumo de gás natural do continente norte-americano em 2011 foi aproximadamente um quarto do mundo todo, cinco vezes mais que sua participação nas reservas. A produção mundial de gás natural em 2011 foi 3.276,2 bilhões Nm³, dos quais aproximadamente um quinto foi produzido nos EUA. Os Estados Unidos são os maiores consumidores de gás natural do mundo com participação de 21,5%. O segundo país consumidor é a Rússia que em 2011 consumiu 424,6 bilhões Nm³, pouco mais de 60% do consumo estadunidense. Desde 2000

at 2011 os EUA tiveram um aumento de 4 pontos percentuais na participação da produção mundial de gás, que por sua vez aumentou aproximadamente 35,9% nesse período. (BP, 2012)

3.3 Gás Natural e o Consumo Primário de Energia

Em 2011, o consumo mundial primário de energia foi 12.254 Mtep (milhões de toneladas equivalentes de petróleo). O gás natural é a terceira fonte de energia mais utilizada, equivalendo a 23,67% da oferta primária conforme ilustra a Figura 7. Esse patamar se manteve constante ao longo dos últimos cinco anos. (BP, 2012)

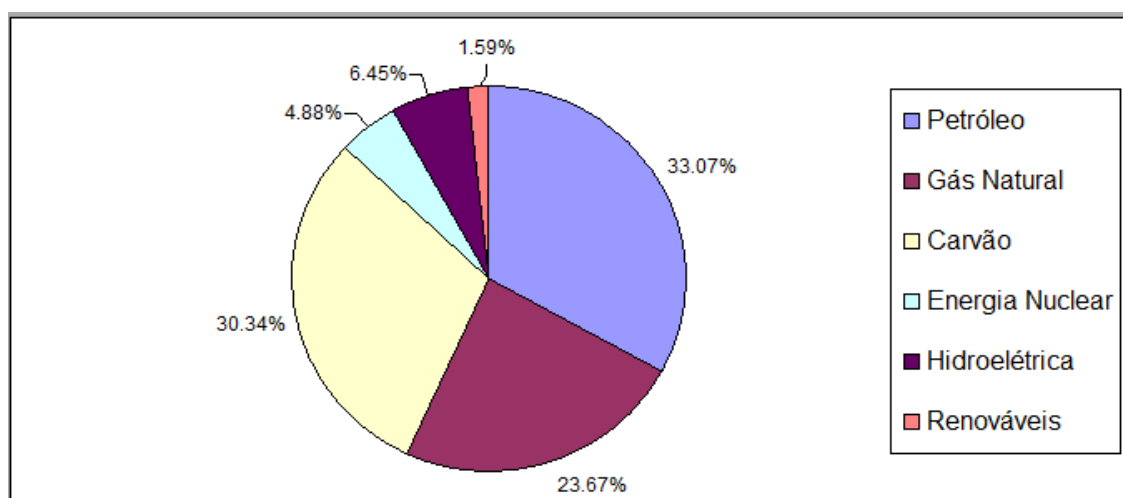


Figura 7 - Consumo primário mundial de energia por fonte em 2011 (BP, 2012)

4 Gás Natural na América Central e do Sul

Os países da América Central e do Sul formam um mercado regional de gás natural.

4.1 Reservas, produção e consumo

Distribuição das reservas provadas de gás natural na América Central e do Sul é mostrada na Figura 8.

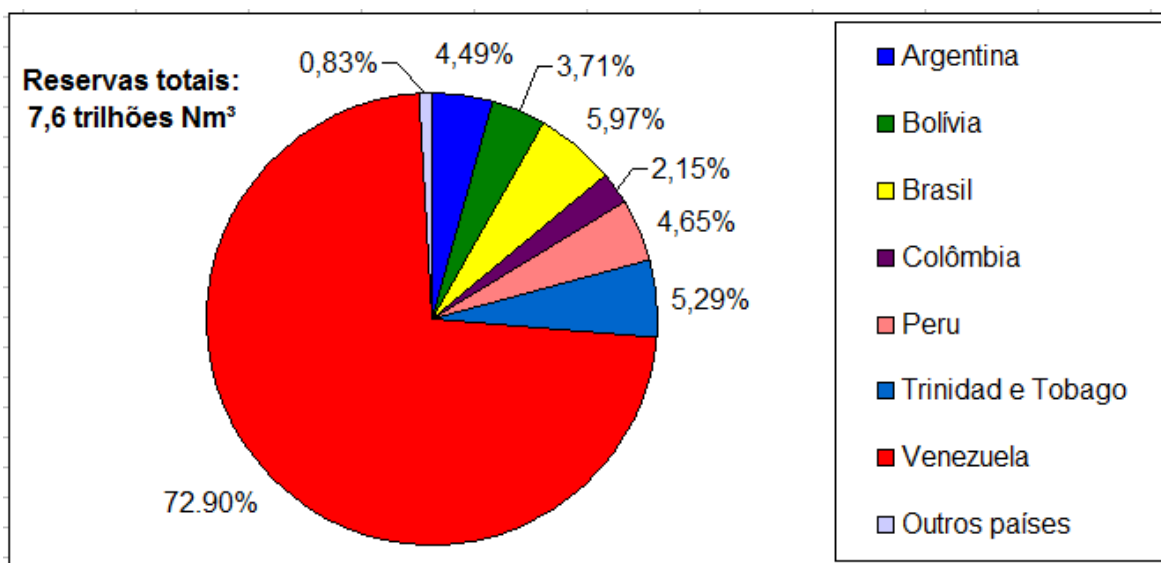


Figura 8 - Distribuição das reservas de GN nos países da América Central e do Sul em 2011 (BP, 2012)

A América Central e do Sul possuem reservas de 7,6 trilhões Nm³, sendo por isto autossuficientes, uma vez que o gás consumido é produzido pelos países da região. O mercado sul-americano é bastante heterogêneo, havendo diferenças significativas entre o desenvolvimento e a utilização do gás entre os países. Essa heterogeneidade pode ser evidenciada comparando a matriz energética elétrica brasileira com a matriz de Trinidad e Tobago, país exportador de GN onde a matriz elétrica é 100% oriunda da queima de gás, enquanto que a matriz brasileira é abastecida apenas por 10% de termoelétricas movidas a gás. (Reymond 2012 e ANEEL 2012)

Uma análise das características do mercado latino americano é importante para compreender o contexto em que o gás natural brasileiro se encontra. O Brasil é o maior importador da América Latina. Reymond (2012) estima que a demanda por gás natural no continente latino-americano vá crescer num ritmo maior que nos EUA e na Europa.

A Figura 9 ilustra o rateio entre a produção e o consumo dos países da América Central e do Sul.

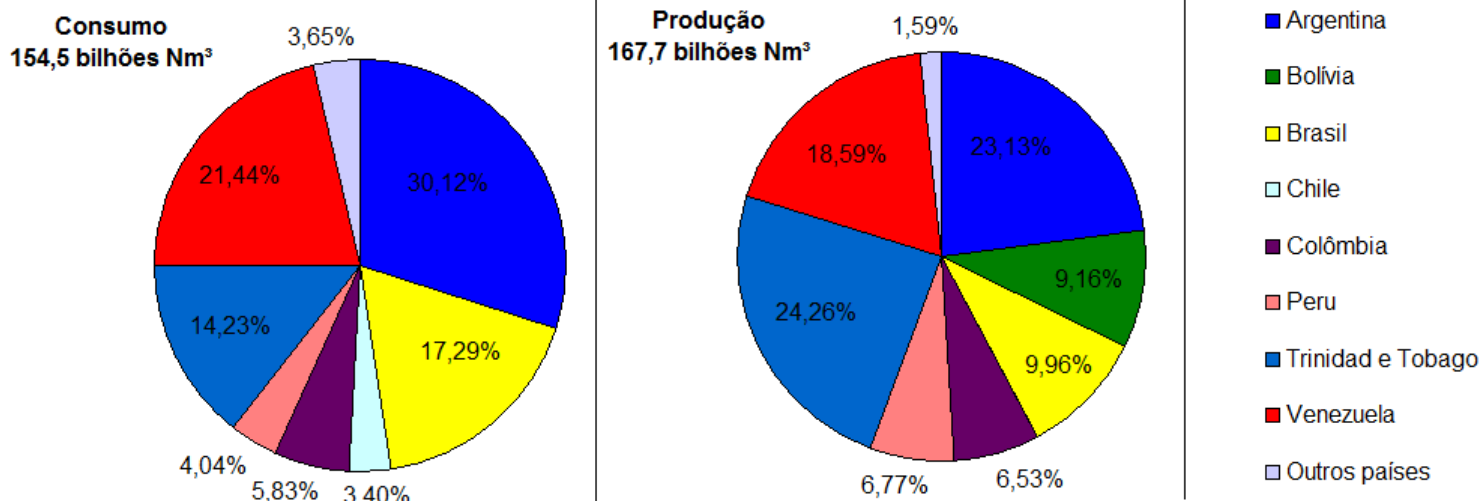


Figura 9 - Consumo e produção de GN em 2011 por país da América Central e do Sul (BP, 2012)

4.2 Reservas de gás de xisto

As reservas estimadas de gás de xisto na América do Sul estão distribuídas conforme a Figura 10. O Departamento de Energia do governo dos Estados Unidos (EIA/DOE) estima que o Brasil tenha uma reserva de *shale gas* de 6,4 trilhões Nm³, que corresponde à segunda maior reserva do continente, atrás da Argentina. Estima-se que as reservas totais de gás de xisto na América do Sul sejam de 34,7 trilhões Nm³, aproximadamente.

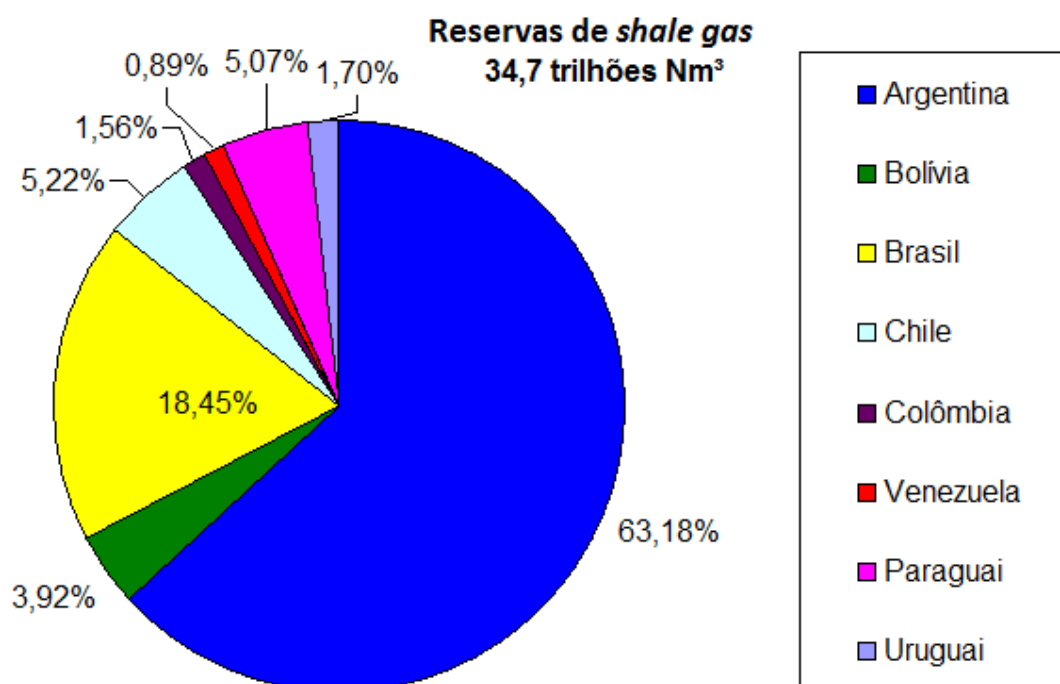


Figura 10 - Distribuição das reservas estimadas de gás de xisto na América do Sul (ANP, 2012)

4.3 Mercado sul-americano de gás natural

A Venezuela tem 5,5 trilhões Nm³ de reservas, as maiores do continente. Apesar de suas grandes reservas, recentemente passou a importar gás da Colômbia. É um país membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e tem 90% de suas

reservas relacionadas e associadas ao petróleo. Seu consumo de gás vai prioritariamente para a indústria de produção de petróleo. (Reymond, 2012)

A Argentina é o maior consumidor de gás do continente sendo 54% de sua matriz elétrica oriunda de geração a gás. A maior parte de sua produção é voltada ao mercado interno. O crescente consumo e a produção decrescente transformaram a Argentina num país importador a partir de 2009, contudo uma pequena parcela é exportada para o Brasil.

A Bolívia e Trinidad e Tobago são os dois países genuinamente exportadores de gás. No caso boliviano, devido à baixa população e ao baixo desenvolvimento econômico, o consumo de gás também é irrelevante. Os principais importadores do gás boliviano são o Brasil, com mais de 9,8 bilhões Nm³ importados via gasoduto em 2010, e a Argentina. Os níveis operacionais de exploração bolivianos são considerados baixos. Já Trinidad e Tobago é um grande consumidor de gás, principalmente devido a sua matriz elétrica. O país consome pouco menos que metade de sua produção. Ao contrário da Bolívia, suas reservas são pequenas e durariam somente 8,6 anos nos níveis da produção atual. O país exporta para a América do Norte, Ásia e Europa e tem uma infraestrutura apropriada para trabalhar com GNL. O comércio de gás liquefeito foi responsável por 30,5% das transações e deve chegar até 38% até 2020. Devido à maior facilidade logística, o transporte de gás liquefeito é ideal para acordos de curto prazo. (Reymond, 2012)

5 Gás Natural no Brasil

5.1 Consumo de gás natural no Brasil

O consumo brasileiro de gás natural em 2011 foi 26,7 bilhões Nm³, destinados basicamente a três finalidades: geração de energia elétrica, consumo industrial e uso como matéria-prima.

5.1.1 Geração de energia elétrica.

O gás natural usado na produção de energia elétrica no Brasil ocupa o segundo lugar na matriz energética elétrica com 10,45% da geração. A geração termoelétrica a gás fica atrás somente da geração hidroelétrica com 65,26%. As usinas termoelétricas geram aproximadamente 13,38 GW, como é mostrado na Figura 11.

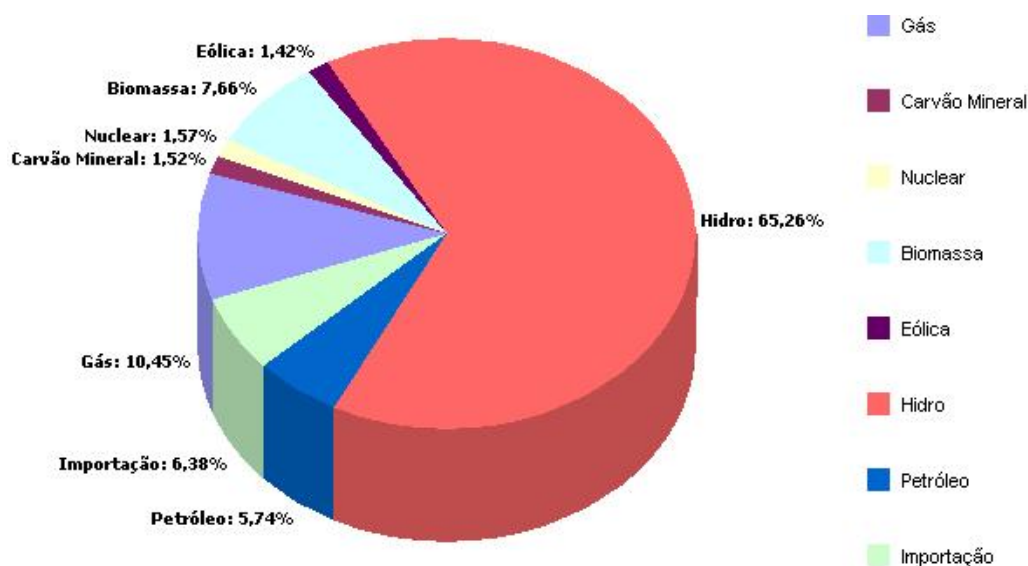


Figura 11 - Matriz energética elétrica brasileira (ANEEL, dezembro 2012)

O consumo de biomassa também tem recebido incentivos para ser usado como combustível em termoelétricas de pequeno e médio porte. Resíduos de processos como bagaço da cana de açúcar e casca de arroz são usados como combustível em usinas termoelétricas.

No setor de transportes, que é responsável por 30% do consumo total brasileiro de energia, o gás natural colaborou com apenas 2,3% da demanda por energia.

5.1.2 Consumo industrial

O consumo do gás natural pela indústria brasileira teve participação de 11,3% na matriz energética das indústrias, com um aumento percentual de 8% devido à substituição dos óleos combustíveis pelo GN. O destaque desse aumento é para o segmento de cerâmica (12,9%), ferro gusa e aço (11,2%) e química (6,4%). A indústria é a maior consumidora de energia no Brasil, colaborando com 35,8% da demanda total nacional. O consumo total de energia pelo segmento em 2011 foi de 88,4 Mtep, 3,3% superior a 2010.

O valor 11,3%, apresentado na Figura 12, representa aproximadamente 60% do gás natural consumido, produzido no país ou importado.

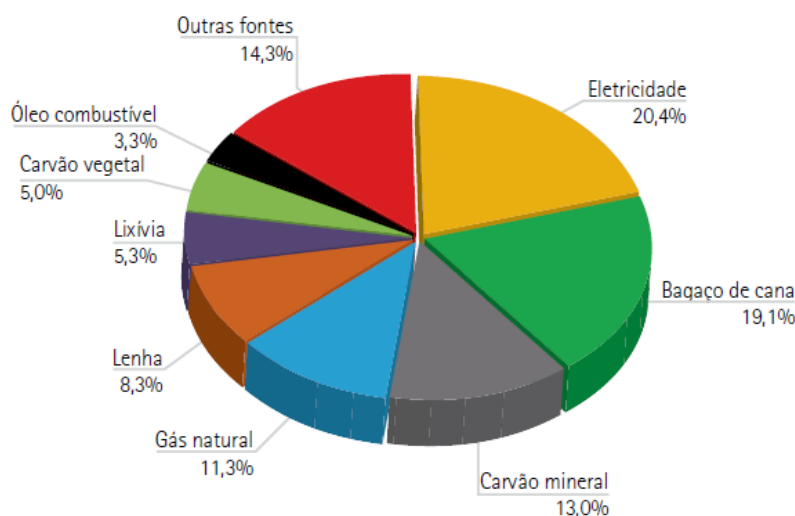


Figura 12 - Matriz energética industrial brasileira em 2011 (EPE, 2012)

5.1.3 Consumo de gás como matéria-prima

O gás natural no Brasil tem mais importância como matéria-prima na indústria de fertilizantes. Apenas 4,8% do gás natural é consumido por esse setor. O Brasil não tem oferta interna para suprir a sua demanda por uréia, fertilizante essencial para produção agrícola. Em 2010, o Brasil importou 2,1 milhões de toneladas (Mt) deste produto enquanto que a produção nacional foi de apenas 1,2 Mt. O metanol é outro insumo deficitário ligado à cadeia do gás. A produção nacional atende somente 30% da demanda interna e a importação anual gira em torno de 500 toneladas por ano. (GOMES, 2011)

5.2 Disposição e infraestrutura do mercado

Até 2010, o mercado de gás natural no Brasil era dividido em três sistemas isolados: o Sul-Sudeste-Centro Oeste, Nordeste e o Norte. A partir de 2010, o GASENE ligou os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia, integrando o sistema da região sudeste com o da região nordeste. O sistema Norte ainda está isolado dos outros dois. (GOMES, 2011)

Existem três operadores atuando na malha integrada atualmente. A Transportadora Sulbrasileira de Gás, que opera o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, 51% da Petrobras, operando o GASBOL. O restante da malha é operado pela Transpetro. A Gasocidente importa gás boliviano para Cuiabá, porém esta linha não está integrada ao restante da malha.

A malha da rede nacional de gasodutos conta atualmente com um total de 9.489,2 km distribuídos por todas as regiões brasileiras como se pode observar na Figura 13.



Arte: Juliana G. Volpi

Figura 13 - Malha de gasodutos em operação no Brasil (GASNET)

O suprimento nacional de gás natural é dado, principalmente, pelas fontes da bacia de Campos, Santos, Espírito Santo, Recôncavo Baiano, Bacia Potiguar, Sergipe e Alagoas. Atualmente, são 345 blocos de exploração, 82 campos em desenvolvimento, 320 campos de produção em que a Petrobras detém 100% da venda e 95% da produção de gás para um suprimento nacional de 34,7 milhões de metros cúbicos normais por dia (Nm^3/d).

A importação é essencialmente boliviana pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), 25,9 milhões Nm^3/d . O Brasil também importa 5,1 milhões Nm^3/d de GNL, que são recebidos em dois terminais de regaseificação: Um na Baía de Guanabara (RJ) com capacidade instalada de 14 milhões Nm^3/d , e outro em Pecém (CE), com capacidade de 7 milhões Nm^3/d .

A demanda total nacional diária no primeiro semestre de 2012 foi 65,7 milhões Nm^3/d , que foram distribuídos nos sistemas das seguintes regiões:

Região Norte: Tem um único gasoduto com 661 km de extensão. Interliga a região produtora de Urucu até Manaus. Possui três Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) independentes com capacidade total de 9,7 milhões de Nm^3/d . O gás processado alimenta termelétricas e a refinaria em Manaus. O gasoduto é isolado dos demais sistemas.

Região Nordeste: Possui o sistema mais antigo do país. Com 2.134 km de extensão, o sistema nordeste conta com onze UPGNs, cuja capacidade total de processamento é 24,5 milhões Nm^3/d . A capacidade das UPGNs está distribuída entre os

estados da Bahia (13,3 milhões Nm³/d), Rio Grande do Norte (5,8 milhões Nm³/d), Sergipe (3,25 milhões Nm³/d), Alagoas (1,8 milhões Nm³/d) e Ceará (0,35 milhões Nm³/d). O Pólo de Camaçari e a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Petrobras (FAFEN) são os principais agentes responsáveis pelo consumo industrial e pela geração elétrica. Com exceção da Bahia, todos estados têm suas termoelétricas abastecidas com gás natural liquefeito.

Região Sudeste: Sua malha foi ampliada 194 km em 2011 com a entrada em operação de três dutos: GASTAU (Caraguatatuba-Taubaté), GASAN II (Cubatão-Capuava) e GASPAL II (Guararema-Mauá). Atualmente, a malha de gasodutos da região totaliza a extensão de 3.937 km. Conta com 18 UPGNs, que somadas têm capacidade para processar 44,49 milhões Nm³/d. O estado do Rio de Janeiro tem a maior capacidade, seguido por Espírito Santo e São Paulo.

Região Sul: A malha da Região Sul totaliza 1.226,2 km, compostos pelo trecho sul do GASBOL e o Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre. Não possui UPGNs, pois recebe o gás já especificado para transporte da Bolívia. O gás boliviano alimenta duas termoelétricas (Araucária, PR e Sepé Tiaraju, RS) e duas refinarias, a REFAP e a REPAR. O consumo de gás na Região Sul é devido ao Pólo Petroquímico de Triunfo, no RS, e à indústria cerâmica em Santa Catarina.

Região Centro-Oeste: Totaliza a extensão de 1.531 km e divide-se no trecho norte do GASBOL e o Gasoduto Lateral Cuiabá. Apesar de possuir o Gasoduto Lateral-Cuiabá, o estado do Mato Grosso não está conectado à malha nacional. Assim como a região Sul, o Centro-Oeste não possui UPGNs.

5.3 Projetos de expansão de infraestrutura

O Plano Decenal de Expansão Energética 2011-2021 e os boletins informativos da ANP apresentam os projetos previstos para ampliação da infraestrutura brasileira de processamento e transporte de GN.

Na Região Sudeste, a capacidade de regaseificação na Baía da Guanabara deverá ser expandida de 14 milhões Nm³/d para 20 milhões Nm³/d e o início das operações está previsto para início de 2014. O GASUBE conectará São Carlos a Uberaba, atendendo à demanda da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN V) em Minas Gerais. Em São Paulo, a expansão da capacidade UPGNs esperada até 2021 é de 18 milhões Nm³/d.

Na região Norte, não estão previstas expansões das capacidades. Os projetos mais relevantes existentes são a construção de dois gasodutos que conectem Juruá, Uruçu e Porto Velho, a construção do Gasoduto Centro-Norte e Gasoduto do Pará, que ligarão desde a Região Sudeste à Região Norte, passando pela região central até Belém do Pará.

Na região Nordeste, o Gasoduto do Meio Norte interligará Fortaleza, Teresina e São Luis. Atualmente, a produção maranhense é destinada exclusivamente para geração termoelétrica. Estima-se que o estado tenha significativas reservas de gás ainda não descobertas. Também está previsto o início da operação do trecho I do GASFOR II (Serra do Mel – Pecém).

Na região Sul, o trecho II do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre ligará a cidade de Uruguaiana a Triunfo no Rio Grande do Sul.

Os novos sistemas em estudos e em projeto estão ilustrados na Figura 14.



Figura 14 - Gasodutos planejados para ampliação da malha brasileira (GASNET)

5.4 Planos de expansão e projetos de infraestrutura na malha de transporte

Os projetos atuais no transporte de gás natural não são suficientes para solucionar o problema da interiorização da rede de gasodutos e continuam sendo um entrave à formação de novos mercados.

O Ministério de Minas e Energia (MME), juntamente com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), está elaborando o Plano de Expansão da Malha de Transporte. Nesse documento, todas as construções e ampliações previstas em um horizonte de 10 anos a partir de sua publicação estarão presentes. A ampliação da rede de transportes de gasodutos é fundamental para o desenvolvimento de novos mercados consumidores e produtores de gás natural. O objetivo do plano é formar condições atraentes para a iniciativa privada investir na infraestrutura de transporte brasileira.

Os novos agentes do *upstream* da cadeia do gás dependem do livre acesso para o escoamento de sua produção. Sem o exercício da regulação não é possível viabilizar o livre acesso à capacidade de transporte dos gasodutos. Assim, no cenário de monopólio natural do segmento de transporte de gás, as políticas de regulamentação de acesso aos gasodutos são determinantes para induzir o uso eficiente dessa infraestrutura de transporte, gerando um volume adequado de entradas e acessos aos gasodutos.

O novo marco regulatório criado a partir da Lei 11.909, a lei do gás de 2009, pretende, à semelhança do que ocorre em leilões de transmissão de energia elétrica, atrair investidores privados interessados no segmento de transporte de gás natural. O marco de 2009 substituiu o transporte em dutos sob regime de autorização pela

introdução do regime de concessão, precedida de licitação para o transporte em dutos de interesse geral. A outorga de concessões do transporte de GN ocorrerá pelo critério de menor receita anual. A lei também criou mecanismos de garantia de receita, eliminando riscos de mercado por meio de tarifas de transporte reguladas, que anteriormente eram negociadas entre as partes, dificultando o acesso de novos produtores à rede. Na legislação anterior, a construção e a operação de gasodutos ocorria pela livre iniciativa. (SILVA, 2011).

5.5 Gás não convencional

A existência de reservas de gás não convencional no Brasil não é novidade. Desde 1982, o MME já apontava a potencialidade do *shale gas* no Brasil nas seguintes localidades: Flanco Sul do médio trecho da Bacia Amazônica (área do Tapajós-Itaituba-Abacaxis); Zona Central da Antiga Bacia de São Francisco, em Minas Gerais (área de Januária-Carinhanha e outras na porção Noroeste desta mesma bacia); Área Centro-Leste de Santa Catarina, a Bacia do Paraná; e a porção central da Bacia do Apodi, no Rio Grande do Norte. Estima-se que o Brasil tenha grandes quantidades de *tight* e *shale gas*.

Ainda não existe um estudo definitivo sobre o tamanho exato das reservas recuperáveis de gás não convencional no Brasil.

A Figura 15 mostra as bacias sedimentares brasileiras onde existem indícios de reservas de gás não convencional no Brasil.



Figura 15 - Bacias sedimentares com reservas de gás não convencional no Brasil (Gas Energy)

5.5.1 Coalbed Methane

No Brasil, a principal e de longe mais importante sucessão sedimentar portadora de carvão ocorre na Bacia do Paraná. A área que parece ter o maior potencial de CBM em carvões da Bacia do Paraná, conforme estudos preliminares, é a Jazida Santa Terezinha, no nordeste do Rio Grande do Sul. O conteúdo de gás associado às camadas de carvão nessa jazida é aproximadamente 5,5 bilhões Nm³. (Kalkreuth, 2008).

Na Lei do Gás (ANP, 2010) faz-se menção explícita a essa fonte de gás não convencional, o metano associado às formações de carvão:

“Art. 23 § 2º A ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista no caput deste artigo.”

5.5.2 Gás do pré-sal

O gás oriundo da camada pré-sal pode ser considerado um tipo de gás não convencional, visto que está sob laminais d'água de mais de 2.000 metros, e uma profundidade de aproximadamente 5.000 m do leito oceânico. Além disso, está a 300 km da costa, o que representa um desafio tecnológico muito grande.

A descoberta de petróleo no pré-sal alterou significativamente as perspectivas do cenário petrolífero nacional. Contudo, a localização e o acesso às reservas encarecem o preço do gás, tornando necessários investimentos em novas tecnologias fundamentais para viabilizar a produção dos campos.

5.5.3 Hidratos de metano

Os hidratos de metano ocorrem geralmente em margens continentais com alta taxa de sedimentação. No Brasil, o Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal Fluminense estimou as reservas de GN na Foz do Amazonas em 13 trilhões Nm³. Para os hidratos de gás do Cone do Rio Grande da Bacia de Pelotas, foi estimada uma área média de 45.000 km² e uma espessura de 200 metros. Com esses dados foi estimado um volume de gás de 22 trilhões Nm³. Esses valores assemelham-se aos dos maiores reservatórios do mundo. Além desses depósitos já confirmados com reservas estimadas, existem indícios de ocorrência de hidratos também nas bacias sedimentares de Campos, Espírito Santo e Cumuruxatiba.

Tendo em vista que o gás natural se caracteriza como um hidrocarboneto gasoso extraído de reservatórios e que um reservatório é uma configuração geológica capaz de armazenar gás, pode-se depreender que, à exceção do gás de hidrato de metano, o produto obtido de todas as demais fontes não convencionais poderia ser enquadrado simplesmente como “gás natural” de acordo com a Lei do Petróleo. Isso poderia gerar dúvidas a respeito da regulamentação por parte da ANP sobre a exploração do GN. Primordialmente as pesquisas no Brasil eram voltadas apenas para inibição de formação de hidratos nos dutos de transporte de exploração em águas profundas. Atualmente, não existe exploração comercial dessa fonte de gás no Brasil.

A Figura 16 mostra a localização das reservas de hidratos de metano na costa brasileira.



Figura 16 - Localização das reservas de hidratos de metano no Brasil (ANP, 2010)

6 Gás Natural nos Estados Unidos: A revolução do *shale gas*.

O termo “Revolução do *Shale Gas*” tem sido bastante utilizado nas discussões a respeito do gás natural. De fato, o termo é o mais adequado para descrever o fenômeno ocorrido no mercado norte-americano não só pela magnitude das mudanças, mas também pela rapidez com que aconteceram e as surpresas geradas.

6.1 A revolução do gás natural nos Estados Unidos

A produção de *shale gas* nos EUA cresceu mais de dez vezes na última década, passando de 11 bilhões de Nm³ em 2000 para 136 bilhões em 2010, levando a uma ampliação da produção total de gás natural. Em 2008, o *shale gas* representou 11% dos 569 bilhões Nm³ de GN produzidos, sendo 7% da substituição de fontes convencionais e 4% de incremento à oferta interna. Em 2010, a produção de gás natural estadunidense bateu seu recorde histórico: 603 bilhões Nm³, dos quais estima-se que 23% são de gás de xisto.

Nos Estados Unidos, a participação dos diferentes tipos de gás natural produzidos é bastante diversificada. O gás natural considerado convencional ainda representou uma parcela significativa em 2010. A Figura 17 mostra o histórico e as projeções das diferentes fontes de gás na produção estadunidense

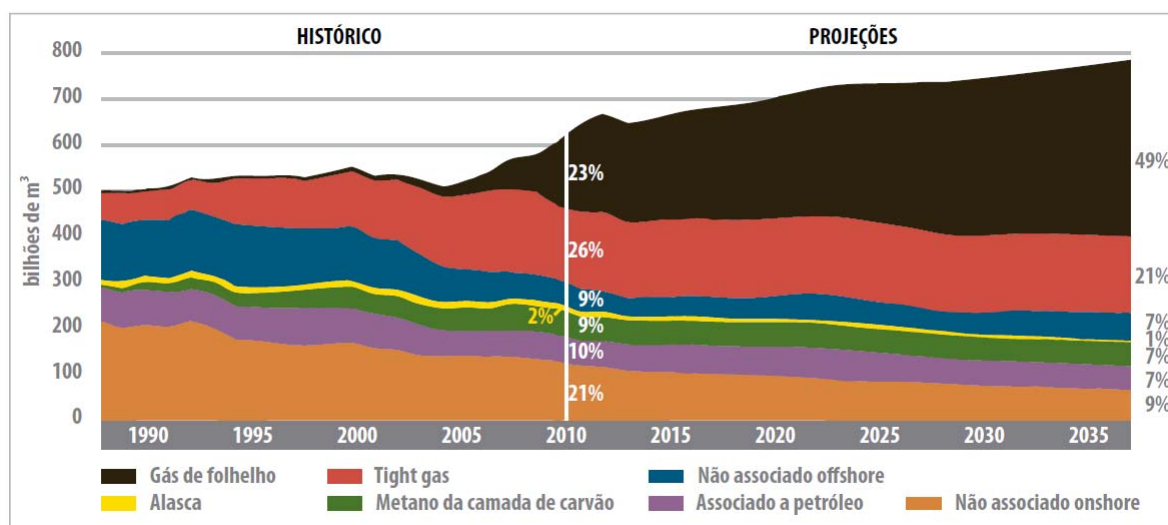


Figura 17 - Histórico e projeções de produção de GN nos EUA por fonte (ANP, 2012)

Observa-se a tendência de substituição das fontes convencionais de gás por aquelas consideradas não convencionais, em especial o *shale gas* (gás de folhelho) e o *tight gas*.

Analisando o comportamento histórico das importações líquidas de gás natural nos EUA, nota-se que a partir de 2007, o volume importado vem decrescendo devido ao aumento da oferta interna, impulsionada pelo crescimento da produção de gás não convencional como mostra a Figura 18. O rápido crescimento da exploração de fontes não convencionais, como o gás de xisto, levou os EUA a uma tendência de autossuficiência em relação ao GN. Pelas estimativas do Departamento de Energia dos EUA (EIA), a partir de 2016, o país poderá assumir a condição de exportador de GNL.

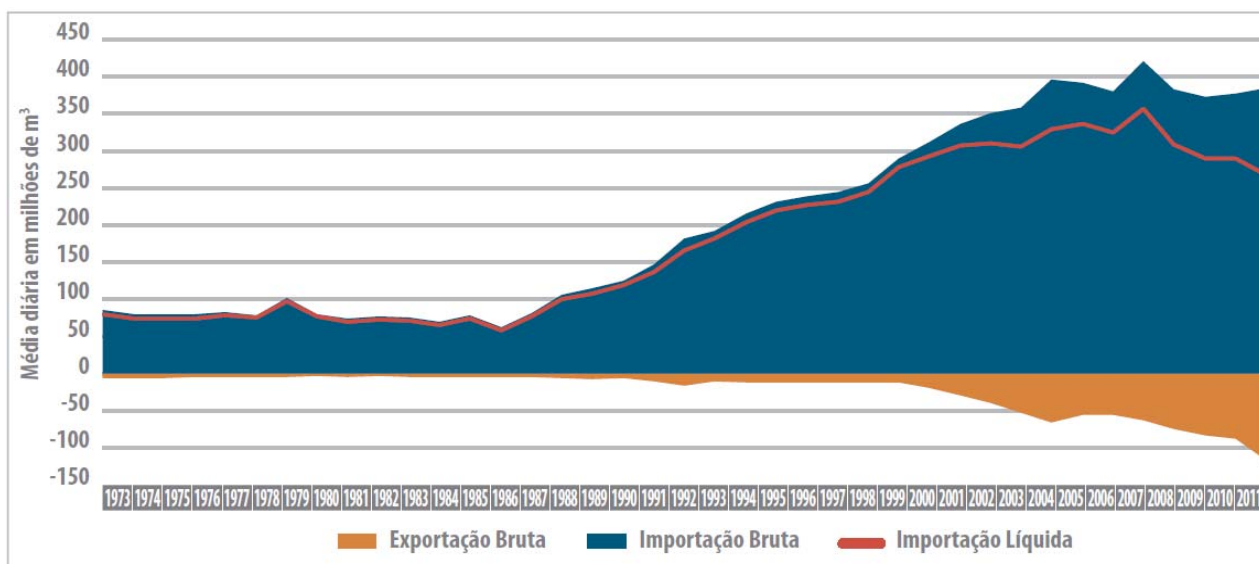


Figura 18 - Histórico da balança comercial de GN nos EUA (ANP, 2012)

6.2 Impacto do *shale gas* sobre os preços do GN

Tradicionalmente, os preços dos derivados de petróleo serviram como parâmetro para o preço do gás natural, uma vez que, em função da difusão tardia desse energético e das dificuldades associadas a seu transporte, o gás teve freqüentemente que disputar mercado com outras fontes de energia já estabelecidas. Conseqüentemente, o GN encontrou dificuldades para desenvolver mercados cativos e, dessa forma, seu valor de mercado foi, historicamente, dado pelo preço dos combustíveis concorrentes.

Ao contrário do que observou-se nos demais mercados de GN e de petróleo, os preços do gás nos Estados Unidos apresentaram em 2011 uma trajetória decrescente. O aumento da produção em escala comercial do *shale gas* é a principal razão para esse comportamento contrário às demais tendências. O avanço da exploração desse recurso abriu novas perspectivas para o papel que o gás natural ocupará na matriz energética mundial.

O aumento da oferta de gás natural vem tendo reflexos sobre os níveis de preços desse energético no país. Entre 2004 e 2008, os preços do gás nos EUA passaram de um patamar médio de US\$ 6-8/MBTU, com picos que chegaram a US\$ 13/MBTU, para o nível de US\$ 3-5/MBTU nos últimos três anos. Em janeiro e fevereiro de 2012 o preço médio do gás natural Henry Hub foi de US\$ 2,69/MBTU. As previsões do EIA para 2013 são que o preço se recupere e se situe em um patamar de US\$ 4,07/MBTU, uma recuperação considerada pequena que não reverte o cenário de preços baixos de gás natural nos EUA.

O desvinculamento dos preços do gás natural dos preços do petróleo nos EUA desde 2006 indica uma mudança significativa no padrão de precificação do gás natural.

O setor industrial e de geração de energia elétrica nos EUA tradicionalmente tiveram a possibilidade de substituição de derivados de petróleo por gás natural e vice-versa. Isso levou, em certa medida, o preço do gás a ter como parâmetro superior o preço dos destilados do petróleo, como o óleo diesel, e como parâmetro inferior o preço do óleo combustível. A substituição das fontes de energia leva a um mecanismo de precificação conhecido como *netback pricing*, ou seja, na definição dos preços do gás são considerados os preços de seus substitutos.

Esse mecanismo manteve-se até o início de 2006, quando observou-se um *spread* mais persistente entre os preços do petróleo e do gás natural nos EUA que se intensificou em 2008. Os preços crescentes de óleo cru ao longo de 2006 e, conseqüentemente, a alta do preço dos óleos combustíveis não foram acompanhadas pelos de GN nessa tendência. Assim, houve uma migração dos consumidores do óleo combustível para gás natural. Do final de 2007 até o início de 2009, devido à crise financeira, os preços do óleo cru e do gás natural tiveram uma queda abrupta. Todavia, o preço do petróleo tem mostrado uma trajetória de recuperação ao passo que os preços do gás mantiveram a trajetória de queda.

As conseqüências dessa mudança no padrão de comportamento são os indícios de mudança na precificação desses energéticos, que não pode ser definida apenas em termos de equivalência energética. A ampliação da competitividade do gás natural frente a outros energéticos no segmento de geração de energia elétrica e transporte também é uma implicação resultante do *spread* entre os preços do petróleo e do gás. Além disso, o aumento da participação do gás natural na matriz energética, diferentemente do óleo, leva a uma segurança de oferta e a uma redução da dependência de fontes externas. (ANP, 2012)

6.3 Histórico da exploração do gás de xisto nos Estados Unidos

O conhecimento sobre grandes quantidades de gás em reservatórios de xisto nos Estados Unidos não é recente, pois o primeiro poço capaz de produzir *shale gas* nos Estados Unidos data de 1820, em Devonian-Aged Shale, em Nova Iorque. O gás explorado era utilizado para iluminação da cidade e, desde então, o *shale gas* era explorado em poços de baixa profundidades e de fácil perfuração. Nos anos 20 e 30 do século XX, campos de exploração em Kentucky e Michigan já exploravam este recurso recuperando o gás obtido a partir das fraturas naturais das rochas.

O desenvolvimento da exploração de fontes não convencionais foi fruto dos investimentos e esforços de pequenas empresas independentes, que criaram a tecnologia específica e adequada para o aproveitamento desse recurso.

Durante a segunda metade da década de 1990, as grandes empresas direcionaram seus investimentos para a exploração dos campos de gás convencional *offshore* no Golfo do México. Com isso, os pequenos produtores aumentaram seu interesse na exploração de fontes não convencionais, em particular o *tight* e o *shale gas*. Esse interesse levou a exploração de poços verticais ainda pouco profundos que utilizavam alguma estimulação hidráulica, mas que ainda produziam volumes pouco expressivos. Nesse período, uma operadora em Barnett Shale desenvolveu uma técnica inovadora de fraturamento utilizando uma mistura de água, areia e aditivos, ao invés do gel que era usado.

Em 2005, a operadora Devon Energy chegou ao novo estágio de desenvolvimento tecnológico, através de uma combinação de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, para a produção do *shale gas*.

Entre 2005 e 2008, a Devon aumentou em 500% o número de fraturamento hidráulico nas regiões de Woodfort e Barnett Shale, enquanto o *rig count*, importante indicador do nível de atividade exploratória para indústria de hidrocarbonetos, cresceu 52%. (ANP, 2012)

6.4 Fatores que possibilitaram a exploração

Não foi o desconhecimento sobre as grandes reservas de gás que manteve o desenvolvimento do *shale gas* lento e pouco expressivo. O limitante para exploração sempre foi a carência tecnológica. Os avanços tecnológicos que combinaram o fraturamento hidráulico com a perfuração horizontal foram decisivos para viabilizar o aumento da produção de gás de xisto a partir de meados da última década.

O fraturamento hidráulico é um método de estimulação utilizado para aumentar a produtividade do poço através do aumento da permeabilidade por meio de fissuras, em que os gases possam escoar até o poço. O fluido é injetado nas rochas com pressão superior à de fechamento da fratura, formando uma rede de fissuras. A técnica não é nova e já é usada na indústria do petróleo desde 1950. A adaptação dessa técnica para condições de reservatórios de gás de xisto foi esforço de pequenas empresas, que testaram diferentes combinações de fluidos e aditivos, a fim de extrair a maior quantidade de gás dos reservatórios. Os fluidos utilizados atualmente no fraturamento hidráulico são basicamente água, bem como uma variedade de aditivos químicos, que, de uma forma geral, servem para reduzir a fricção e manter a pressão necessária para criar fissuras e mantê-las abertas.

As técnicas de perfuração horizontal permitem que o ângulo de perfuração se torne 90 graus em relação à posição vertical a partir de uma determinada profundidade. Essa técnica permite uma exposição maior do reservatório aos equipamentos de extração.

A elevação dos preços do gás natural observada a partir de 1999, que se manteve por um longo período de tempo, manteve a exploração de gás mais lucrativa tanto em termos absolutos, quando comparada às operações de petróleo, quanto em termos relativos, quando comparado ao gás natural convencional.

Até meados da década de 2000, o baixo custo de capital e mercado de crédito favorável permitiram às empresas pequenas independentes realizar os investimentos necessários para exploração do gás de xisto.

O conhecimento das características geológicas das rochas de xisto adquirido pelas extensas pesquisas de sísmica 3D facilitaram o processo de mapeamento das potenciais áreas produtoras, de forma que os melhores reservatórios fossem identificados e os riscos associados às atividades fossem reduzidos.

Os Estados Unidos já possuíam uma infraestrutura de gás bem desenvolvida e o mercado consumidor estava consolidado. Isso possibilitou o fácil escoamento da produção para o mercado. Além disso, o processo para acesso à malha de gasoduto é simples e rápido, uma vez que o mercado de gás natural é liberalizado e com concorrência gás-gás.

Nos Estados Unidos, a estrutura regulatória é favorável no que tange a aspectos ambientais e de acesso à terra. O proprietário de uma terra detém os direitos sobre os recursos naturais, ou parte deles, podendo arrendar ou vender sua propriedade para exploração dos recursos. O acesso às terras privadas é uma questão de negociação contratual entre proprietários e operadores. (ANP, 2012)

6.5 Mercado estadunidense de gás natural

O gás natural ocupa o segundo lugar no consumo primário de energia nos Estados Unidos, com cerca de 25% do total de energia consumida em 2010. Quase todo o gás natural produzido é consumido pelos setores residencial e comercial (34%), industrial (32%) e de geração de energia elétrica (30%). O restante é consumido pelo setor de transporte e a maior parte dessa parcela é utilizada para ativação de sistemas de gasodutos e oleodutos, enquanto uma pequena parte é utilizada como combustível em veículos automotivos. O fluxo de energia primária por fonte é ilustrado na Figura 19.

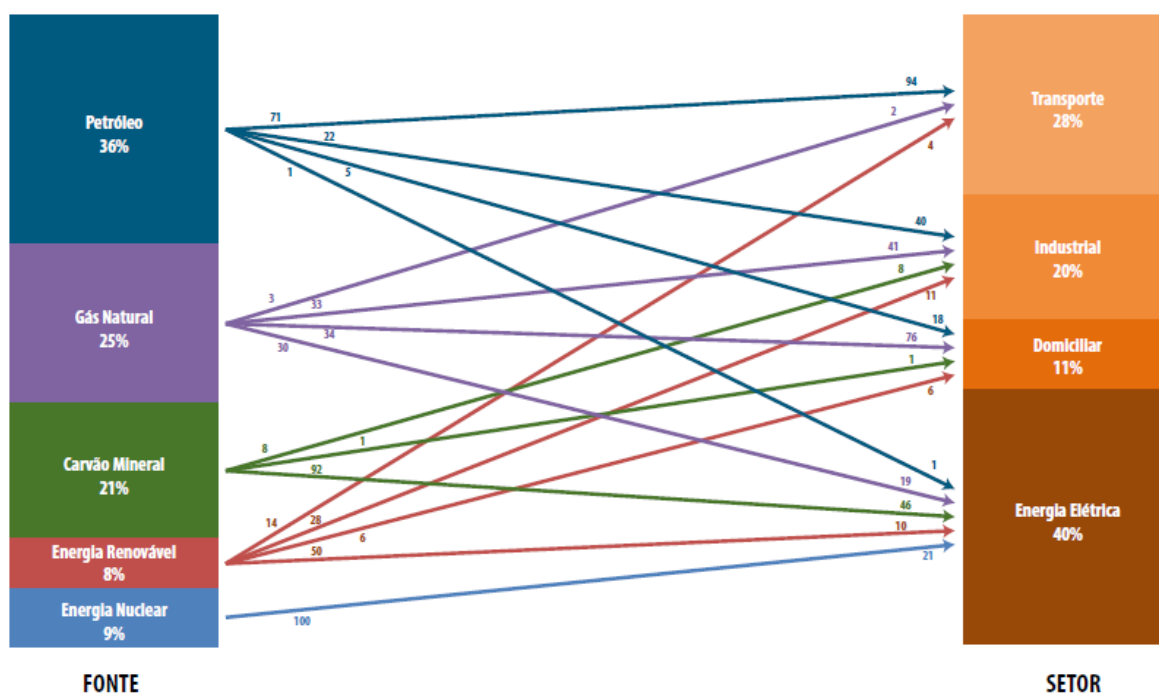


Figura 19 - Fluxo de energia primária por setor consumidor nos EUA em 2010 (ANP, 2012)

Em 2010, o consumo de gás natural nos Estados Unidos foi aproximadamente 679,5 bilhões Nm^3 , dos quais 90% foi produzido internamente e o restante foi importado majoritariamente do Canadá. (ANP, 2012)

6.6 Estrutura da indústria do gás natural

A indústria do gás natural nos Estados Unidos é considerada um segmento extremamente importante para a economia do país. Além de fornecer um combustível largamente utilizado por todos segmentos da economia, o GN é um produto valioso comercialmente.

A estrutura da indústria do gás natural mudou significativamente desde a metade da década de 80, época em que a estrutura do mercado era pouco flexível e com pouca oferta de gás. As companhias exploradoras e produtoras vendiam o gás para empresas detentoras da estrutura de transporte de gasodutos, que, por sua vez, vendiam às distribuidoras locais, que levavam o gás ao consumidor final. Os preços tanto aos transportadores quanto aos distribuidores era regulado pelos governos federal e estadual. Esse controle e os monopólios dos agentes produtores e transportadores deixava pouco espaço para a competição e a concorrência. Havia pouco incentivo para melhoria dos serviços e para inovações tecnológicas.

Atualmente a indústria estadunidense de gás natural é bem diferente, muito aberta à entrada de novos *players* e à concorrência. Na segunda metade dos anos 80, os preços nos poços e nas distribuidoras deixaram de ser regulados pelo governo e passaram então a serem regidos pelo balanço de oferta e demanda. As mudanças possibilitaram o aparecimento de comerciantes intermediários, que servem para facilitar o intermédio entre a produção e o consumidor final. Esses novos agentes podem estar em qualquer parte do intermédio, seja entre as distribuidoras e o consumidor final, ou entre as transportadoras e as produtoras.

Com essas mudanças as empresas produtoras podem vender gás tanto para empresas comercializadoras quanto para as distribuidoras ou transportadoras ou até mesmo para o consumidor final, tornando o mercado baseado na livre concorrência muito mais dinâmico.

A composição atual da indústria estadunidense conta atualmente com cerca de 6.300 empresas produtoras. As empresas produtoras atuam tanto de maneira verticalizada em grandes empreendimentos, desde a exploração até a produção de petroquímicos, quanto na exploração em pequenos negócios em que poucas pessoas têm participação em um único poço. As maiores empresas verticalizadas na exploração e perfuração são conhecidas como *majors*.

Nos Estados Unidos existem aproximadamente 490 unidades de processamento de gás natural, com capacidade de processar 2,18 bilhões Nm³/d. A estrutura de transporte por gasodutos nos Estados Unidos é composta por 160 empresas que operam uma malha total de mais de 483 mil km de gasodutos. Esta malha tem capacidade de transportar 4,19 bilhões Nm³/d. A Figura 20 mostra o mapa da malha dutoviária nos Estados Unidos em 2009.

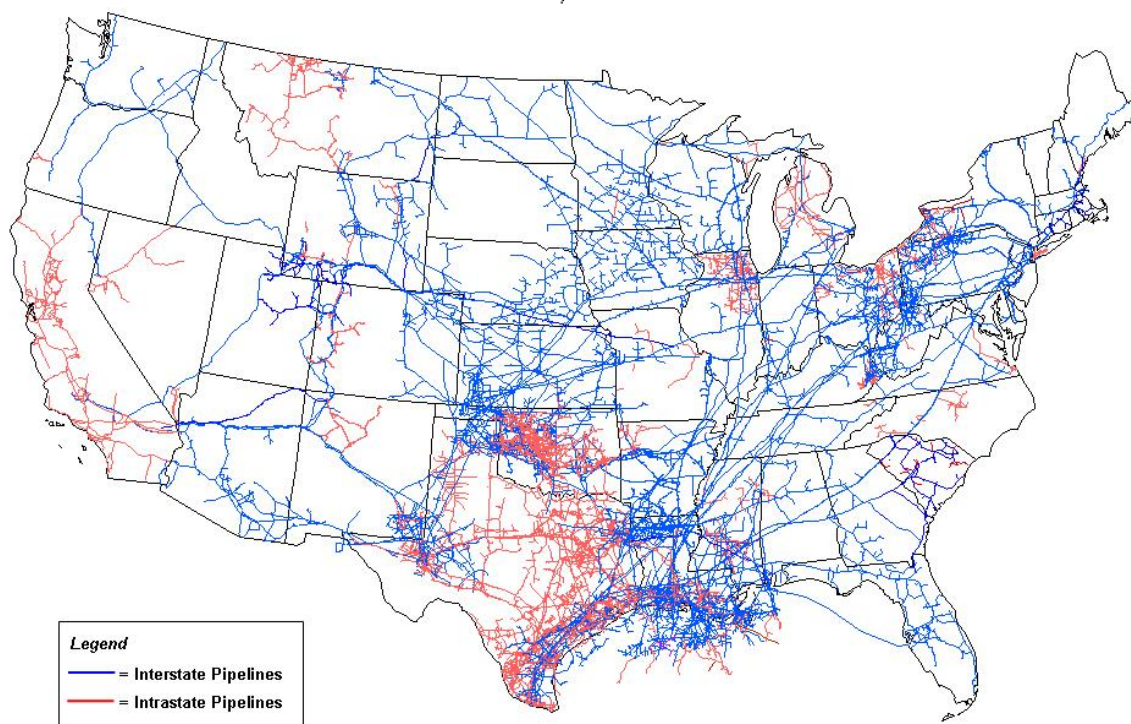


Figura 20 - Malha de transporte de GN por gasoduto nos EUA (EIA, 2012)

Observa-se que a malha é mais densa perto do Golfo do México, no estado do Texas e na região nordeste, perto do estado da Pensilvânia, onde a indústria do petróleo e gás é mais tradicional.

Ainda existem 123 operadores de reservas subterrâneas de gás natural, que controlam aproximadamente 400 unidades de armazenamento. A capacidade total de armazenamento dessas unidades é de 114,2 bilhões Nm^3 e podem entregar 2,4 bilhões Nm^3/d . Existem cerca de 1.200 empresas distribuidoras de gás natural. (NATURALGAS.ORG, 2012)

7 Análise do contexto atual do gás natural no mercado brasileiro

Esta seção faz uma análise do contexto atual do mercado brasileiro de gás natural, comparando, quando possível, o cenário brasileiro com o norte-americano. Os entraves ao crescimento do mercado e os desafios brasileiros para o desenvolvimento do gás natural e a exploração de fontes não convencionais são identificados e discutidos.

7.1 A importância do desenvolvimento do GN no Brasil

O gás natural é um importante recurso a ser explorado no mercado brasileiro. O potencial papel estratégico que o GN pode exercer em diferentes setores da economia deve ser desenvolvido e as fontes não convencionais de gás tem um potencial extraordinário para alavancar esse desenvolvimento.

O Brasil é considerado uma potencia mundial no fornecimento de alimentos, mas importa fertilizantes cuja matéria-prima vem do gás natural. Uma maior oferta de gás natural, aliada ao desenvolvimento da indústria de fertilizantes, favoreceria a balança comercial brasileira e tornaria as commodities agrícolas exportadas mais competitivas, tanto para o mercado externo quanto para o mercado interno.

A balança comercial brasileira é prejudicada pelas importações de gasolina e diesel. A crescente frota de automóveis brasileira tende a piorar essa situação. O parque de refino nacional não consegue atender à demanda por esses combustíveis e os sucessivos adiamentos e revisões nos planejamentos de expansão não parecem que resolverão essa situação. O GN, considerado combustível mais limpo, pode ser um importante aliado para reverter essa situação caso houvesse uma oferta interna grande com preços competitivos.

O GN tem um grande potencial a ser explorado na matriz energética industrial. A eletricidade ainda é a fonte de energia mais utilizada pela indústria nacional e, além de ser mais cara, sofre com o risco de apagões. A implantação do gás natural é uma alternativa economicamente vantajosa para indústrias que tem acesso a essa fonte.

O GN não tem um mercado bem estabelecido no Brasil principalmente devido a pouca infraestrutura de exploração e distribuição. Não é um combustível popular para o uso comercial e residencial, onde o gás liquefeito de petróleo (GLP) está bem estabelecido. A indústria, maior segmento consumidor de GN, ainda não consegue consolidar o seu consumo frente a outras fontes caras, como a energia elétrica. O setor de transportes, apesar de ter sido incentivado a consumir GN na última década, também sofre com a falta de infraestrutura de abastecimento, que acaba desencorajando o setor a optar pelo combustível GNV. Como matéria-prima, o segmento de fertilizantes não consegue atender à demanda nacional.

A localização das reservas de gás não convencional no Brasil é própria para oferecer gás a regiões fora da região sudeste, descentralizando a oferta e gerando condições para o desenvolvimento de novos mercados.

7.2 Mercado brasileiro e o mercado estadunidense

Existem algumas semelhanças entre o atual contexto do mercado brasileiro de GN com o mercado estadunidense quando ocorreu o *boom* das fontes não convencionais, como o *shale gas*.

A Petrobras, a grande empresa de petróleo brasileira, está focada na exploração do óleo da camada pré-sal. Grandes investimentos estão sendo realizados com o objetivo de ampliar o parque de refino nacional e tornar viável a exploração desses recursos. Para isso, a companhia tem retirado investimentos de seus ativos no exterior e voltado seus investimentos ao mercado interno.

Essa situação assemelha-se à conjuntura estadunidense na década de 90, quando as grandes empresas concentraram seus investimentos e atenção na exploração do óleo do Golfo do México. Com a Petrobras explorando o petróleo do pré-sal, empresas de produção e exploração menores podem explorar as riquezas do gás não convencional sem a concorrência da Petrobras. Estas podem se tornar importantes agentes do mercado brasileiro de gás caso consigam produzir GN a um preço competitivo frente ao atual patamar de preços brasileiro, que gira em torno de US\$ 13/MBTU.

O momento dos mercados de crédito brasileiro e dos Estados Unidos não podem ser comparados simplesmente observando a taxa básica de juros dos dois países. A economia estadunidense é maior que a brasileira e isso reflete na capacidade do país de receber investimentos para grandes projetos de infraestrutura, como refinarias e redes de gasodutos. Mesmo que o mercado de crédito brasileiro não seja tão favorável quanto o mercado estadunidense, o Brasil é uma economia emergente que apresenta um cenário favorável a investimentos na América do Sul.

A indústria de GN brasileira é muito menor que a indústria de GN dos EUA. A competitividade da indústria no país norte-americano é muito maior. Os números de consumo, produção, extensão da malha dutoviária e usinas de processamento evidenciam essa diferença. Portanto, uma revolução do gás natural, como a que aconteceu nos Estados Unidos, não pode ser esperada com a mesma velocidade no Brasil. A indústria brasileira tem muito a evoluir para que mudanças como as ocorridas nos EUA sejam possíveis.

7.3 Desafios do mercado brasileiro

O principal desafio para o desenvolvimento da indústria de GN brasileira é a formação de um mercado consumidor bem estabelecido. Para que isso aconteça, investimentos em infraestrutura de transporte são imprescindíveis. A ampliação da rede de gasodutos brasileira requer altos valores de investimento, o que dificulta a entrada de companhias interessadas em produzir gás a partir de fontes não convencionais para um mercado que ainda não está consolidado.

A Lei do Gás de 2009 inseriu um novo marco regulatório para a exploração do GN. O plano decenal de expansão da malha de gasodutos no Brasil terá o papel de atrair investidores interessados no transporte de gás por meio de licitações. A ANP e o MME devem incentivar a liberalização do mercado que incentive a entrada de novos *players* no mercado brasileiro.

A entrada de novos agentes de mercado na produção e na distribuição de gás deve ocorrer concomitantemente a políticas públicas de incentivo ao uso do GN pelo setor de transporte, industrial e químico. A sincronia entre a criação de demanda pelo mercado e oferta dos produtores é fundamental para o crescimento dessa indústria cujo desenvolvimento é estratégico para o crescimento sócio-econômico brasileiro.

7.4 Alternativas para exploração das fontes não convencionais

Dado os grandes volumes estimados de gás de xisto na América do Sul, comparáveis aos recursos existentes na América do Norte, uma alternativa a ser estudada é um esforço conjunto dos países sul-americanos para a exploração do gás não convencional.

Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai são países que estão sobre a Bacia sedimentar do Paraná, um dos grandes reservatórios de gás não convencional da América do Sul. As reservas estimadas somadas de *shale gas* nos quatro países totalizam aproximadamente 30 trilhões de metros cúbicos. A criação de uma empresa multinacional para exploração do gás pode ser uma alternativa para os problemas de suprimento de GN no Brasil e na Argentina, importadores do gás boliviano, e uma fonte de energia limpa para Uruguai e Paraguai.

Um acordo internacional, que proteja essa empresa de eventuais instabilidades políticas e defenda o interesse dos países assinantes, pode ser feito semelhantemente a hidrelétrica de Itaipu, empresa binacional sujeita a regras binacionais de fiscalização, auditoria e mecanismos de transparência.

Na condição de principal economia da América do Sul, o Brasil tem um papel fundamental para o mercado regional de GN. Sua importância política pode ajudar a defender os interesses dos países sul-americanos no desenvolvimento e no suprimento de gás na região a longo prazo, atraindo os investimentos necessários para a exploração das fontes não convencionais.

8 Conclusões

A indústria estadunidense de gás natural provou que é viável economicamente produzir gás a partir de fontes não convencionais como o xisto. Outros países ao redor do mundo, como Austrália e China, já estudam explorar os recursos do *shale gas*. O fenômeno ocorrido nos EUA e a polêmica que tem gerado atraem a atenção do cenário da oferta de energia, pois a tecnologia de poços horizontais e de fraturamento hidráulico já é dominada e economicamente viável, possibilitando baixos custos de produção.

O Brasil deve considerar as fontes não convencionais de gás como uma alternativa estratégica para o seu desenvolvimento social e econômico. O contexto regional em que o Brasil está inserido é favorável à exploração dessas fontes. Contudo, é evidente que o crescimento do mercado de GN no país depende de um esforço político muito grande, que torne viável a ampliação de infraestrutura e possibilite a produção de gás natural não convencional em escala comercial.

9 Referências

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações de geração. Disponível em www.aneel.gov.br.

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS e BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim Anual de Preços 2012.

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS e BIOCOMBUSTÍVEIS. Gás natural não convencional, Nota Técnica nº 09/2010-SCM. Abril 2010

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS e BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP Nº 16. Junho 2008

BRITISH PETROLEUM (BP). *Statistical Review of World Energy 2012. Junho 2012.* Disponível em www.bp.com/statisticalreview.

DAS VIRGENS, Gildegleice Barcelar. Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, EUA. Universidade Federal da Bahia – Instituto de Geociências 2011.

D.L Hoang, S.H CHan. *Experimental investigation on the effect of natural gas composition on performance of autothermal reforming.* Fuel Cell Strategic Research Programme, School of Mechanical & Aerospace Engineering, Nanyang Technological University. Maio 2006

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2012. Disponível em www.epe.gov.br

GAS ENERGY. O Mercado de Gás Natural, Marcelo Mendonça. Setembro 2012. Disponível em www.gasenergy.com.br. Acesso em dezembro de 2012.

GASNET. O site do gás natural. Disponível em www.gasnet.com.br. Acesso em dezembro 2012.

GOMES, Maurício Jaroski. Estudo do mercado brasileiro de gás natural contextualizado ao *shale gas*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Departamento de Engenharia Química. Dezembro de 2011.

KALKREUTH, Wolfgang. O Potencial do *Coalbed Methane* (CBM) na jazida Santa Terezinha. Revista Brasileira de Geociências, junho 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural Edição No. 66 Set/2012

NATURAL GAS SUPPLY ASSOCIATION. *Industry and Market Structure*. Disponível em www.naturalgas.org.

OGLEND, A. ASCHE, F. OSMUNDSEN, P. *Gas versus oil prices the impact of shale gas*. Department of Industrial Economics, University of Stavanger, Noruega. Abril 2012.

REYMOND, Mathias. *Measuring vulnerability to shocks in the gas market in South America*. EPEE (Centre d'Etudes Politiques Economiques de l'Universite' d'Evry). Junho 2012.

SILVA, Ana Kátia Rodrigues. O regime de concessão para o transporte de gás natural: O novo marco legal para o controle externo. Tribunal de Contas da União – Instituto Serzedello Corrêa. Abril 2011

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Natural Gas*. Disponível em www.eia.gov.