

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO SÓCIO ECONÔMICO  
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS E RELAÇÕES INTERNACIONAIS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

O GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E A CONTRIBUIÇÃO DO  
PRÉ-SAL NO FORNECIMENTO DESTE IMPORTANTE COMBUSTÍVEL

**ANDRÉ LUÍS DE LIMA TAVARES**

Florianópolis, 2014

**ANDRÉ LUÍS DE LIMA TAVARES**

**O GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E A CONTRIBUIÇÃO DO  
PRÉ-SAL NO FORNECIMENTO DESTES IMPORTANTES COMBUSTÍVEIS**

Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito obrigatório para a obtenção do grau de Bacharelado.

**Orientador:** Prof. Dr. Marcelo Arend

Florianópolis, 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 8,0 ao aluno André Luís de Lima Tavares na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Marcelo Arend

---

Prof. Dr. Ronivaldo Steingraber

---

Prof. Dr. Armando de Melo Lisboa

*Dedico este trabalho a minha esposa  
Silvana Guizoni Tavares e às minhas  
filhas Beatriz Guizoni Tavares e  
Sarah Guizoni Tavares, as maiores  
bênçãos que Deus me deu.*

## AGRADECIMENTOS

Retornar à Universidade Federal de Santa Catarina depois de ter sido graduado em Engenharia Elétrica há 13 anos nesta mesma Universidade foi uma grande honra e ao mesmo tempo, um grande desafio. As extensas noites e finais de semana dedicados às aulas, leituras e trabalhos, muitas vezes me afastaram do convívio familiar e dos amigos. Conciliar os estudos com o trabalho (empresário e empregado) e a família não foi uma tarefa fácil.

Por isso, em primeiro lugar, agradeço a Deus pela serenidade e por iluminar e abençoar o meu caminho. Confiando em Deus fui trilhando, com paciência, o caminho até chegar aqui.

Agradeço a minha esposa Silvana Rohling Guizoni Tavares que abdicou de muitas coisas que gosta de fazer para cuidar de nossas filhas, da casa e de diversas outras tarefas que costumamos dividir, para que eu pudesse participar das aulas à noite e estudar nos finais de semana. Sua dedicação, força, energia, amor e paciência foram fundamentais.

Agradeço às minhas filhas Beatriz Guizoni Tavares e Sarah Guizoni Tavares, duas meninas muito especiais, alegres, dedicadas, amorosas, queridas e carinhosas. A paciência e a compreensão delas me deram forças para seguir em frente.

Agradeço aos meus pais Helenie de Lima Tavares e Sérgio Henrique Carneiro Tavares que sempre foram os maiores e melhores exemplos para mim. Pessoas que sempre colocaram a família em primeiro lugar, de uma bondade e presença sem igual.

Agradeço à Equipe de Nossa Senhora do Sorriso pelas orações, por terem me incentivado durante todos estes anos e por ser luz na nossa vida em casal e em família.

Por fim, um agradecimento especial ao meu orientador Professor Dr. Marcelo Arend por sua dedicação, atenção e por acreditar neste trabalho. Conhecendo este excelente e dedicado profissional desde quando cursei Formação Econômica do Brasil II, tenho mais esperança no ensino de qualidade de nossa Universidade e no futuro da Ciência Econômica deste país.

*“Vem e Segue-me.”*  
**Lc 5, 27**  
**(Bíblia Sagrada)**

*“A mente que se abre a uma  
nova ideia, jamais retornará  
ao seu tamanho normal.”*  
**Albert Einstein**

## RESUMO

O objetivo deste trabalho é identificar o impacto do descobrimento das reservas de gás natural na camada de pré-sal na disponibilidade de gás natural para o mercado brasileiro e os reflexos que a referida descoberta pode causar a níveis micro e macroeconômicos. Para isso, faz-se necessária uma revisão dos conceitos sobre gás natural e suas vantagens, cadeia produtiva e possibilidades de produção para sustentar a premissa de que o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil é promissor e pode gerar retornos positivos para a sociedade se o estado tiver o papel principal como agente promotor. A análise compreendida neste trabalho inicia com dados sobre as reservas de gás natural a nível mundial a partir de 1992, sobre a produção e consumo nos principais países bem como a participação do gás natural na matriz energética mundial até 2012. Estas informações servem como pano de fundo para visualizar o comportamento deste combustível a nível nacional, cujo estudo visa entender como funciona a dinâmica da oferta e demanda de gás natural na economia brasileira, bem como a sua representatividade na matriz energética. Finalmente, a compreensão do histórico de pesquisa e desenvolvimento até a descoberta das reservas e a identificação dos dados sobre a camada de pré-sal buscou ilustrar a importância do pré-sal como agente de inovação, desenvolvimento econômico e opção para dinamização da matriz energética brasileira e redução da dependência externa deste combustível.

**Palavras-chave:** Gás natural. Desenvolvimento Econômico. Pré-sal.

## ABSTRACT

This paper aims to identify the impact of the presalt natural gas reserves' discover on its availability to the Brazilian market and also the micro and macroeconomic gains. Therefore, it is necessary to examine the natural gas concepts and vantages, its productive chain, production possibilities curve in order to sustain the premiss that the natural gas market development is profitable and can generate positive returns to society if the Brazilian state government assumes its paper as the principal promoter agent. The analysis starts with a look at the world natural gas reserves data since 1992, the world's most important countries playing at natural gas market production and consumption so as the natural gas participation at the world energetic matrix until 2012. These worlds background information, bring on the possibility to visualize the natural gas behavior in the Brazilian market, its supply and demand dynamics and also helps to understand its position at the Brazilian energetic matrix. Finally, the chronological comprehension of the research and development steps that lead the discovering of the presalt reserves and the identification of the presalt layer data enabled the conclusion of how important can be the presalt layer as an innovative and economic development fuel option, and so, an excellent opportunity to drive the Brazilian energetic matrix, reducing external dependence of this fuel.

**Keywords:** Natural gas. Economic Development. Presalt.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Origem e extração do gás natural.....	23
Figura 2: Comércio internacional de gás natural (transporte por gasoduto e GNL) .....	46
Figura 3: Rede de dutos .....	60
Figura 4: Distribuidoras de gás natural no Brasil.....	64
Figura 5: Camadas pós-sal, sal e pré-sal .....	80
Figura 6: Realidade da produção no Pré-sal (Bacia de Campos) .....	84

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Fronteira de possibilidades de produção .....	27
Gráfico 2: Distribuição das reservas provadas de petróleo (percentual) .....	35
Gráfico 3: Ranking 2012 dos países com maiores reservas de gás natural (percentual do total) .....	38
Gráfico 4: Distribuição das reservas provadas de gás natural (percentual).....	39
Gráfico 5: Evolução do consumo mundial de gás natural .....	40
Gráfico 6: Consumo de energia - Evolução da matriz energética mundial (1987 a 2012).....	42
Gráfico 7: Participação do tipo de energia por macro região .....	43
Gráfico 8: Matriz Energética Brasileira 1970.....	54
Gráfico 9: Matriz Energética Brasileira 2012.....	54
Gráfico 10: Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação 31/12/12 .....	56
Gráfico 11: Reservas provadas de gás natural.....	56
Gráfico 12: Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) 2003-2012. .	58
Gráfico 13: Participação do consumo de gás natural no setor de transportes .....	69
Gráfico 14: Previsão de gás natural disponível .....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Reservas Provadas de Petróleo .....	34
Tabela 2: Reservas provadas de gás natural .....	36
Tabela 3: Consumo mundial de gás natural.....	40
Tabela 4: Consumo versus Reservas Mundiais .....	41
Tabela 5: Preços de combustíveis fósseis (Estados Unidos) .....	47
Tabela 6: Preços médios anuais para segmentos de mercado nos Estados Unidos.....	48
Tabela 7: Preços de gás para uso industrial - mundo .....	49
Tabela 8: Oferta interna de energia - Brasil .....	53
Tabela 9: Reservas provadas de gás natural no Brasil de 2003 a 2012.....	55
Tabela 10: Produção de gás natural, por localização (terra e mar) segundo unidades da federação - 2003 a 2012.....	57
Tabela 11: Concessionárias de gás natural canalizado por região.....	65
Tabela 12: Evolução do consumo de gás natural no setor energético .....	66
Tabela 13: Evolução do consumo de gás natural no setor comercial.....	67
Tabela 14: Evolução do consumo de gás natural no setor residencial .....	67
Tabela 15: Evolução do consumo de gás natural no setor de transportes .....	69
Tabela 16: Evolução do consumo de gás natural no setor industrial.....	70
Tabela 17: Consumo de gás por segmento ( $10^3$ m <sup>3</sup> /dia).....	74
Tabela 19: Extensão da rede.....	75
Tabela 18: Municípios atendidos.....	75
Tabela 20: Decomposição do preço do gás natural para consumidor industrial no Brasil - 2011 .....	77
Tabela 21: Tarifa industrial de gás natural: Brasil e parceiros comerciais - 2011 .....	78

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	16
1.1.	TEMA E PROBLEMA.....	16
1.2.	OBJETIVOS .....	17
1.2.1.	Objetivo Geral.....	17
1.2.2.	Objetivos Específicos .....	17
1.3.	JUSTIFICATIVA .....	18
1.4.	METODOLOGIA.....	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	21
2.1.	O GÁS NATURAL .....	21
2.2.	CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL .....	22
2.2.1.	Exploração .....	22
2.2.2.	Processamento .....	23
2.2.3.	Transporte .....	24
2.2.4.	Distribuição.....	24
2.2.5.	Consumo .....	25
2.3.	MATRIZ ENERGÉTICA.....	26
2.4.	A RELAÇÃO DA TEORIA ECONÔMICA COM O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL.....	26
2.4.1.	A curva de possibilidades de produção.....	26
3	VANTAGENS DO USO DO GÁS NATURAL .....	28
4	O GÁS NATURAL NO MUNDO .....	32
4.1.	UNIDADES.....	33
4.2.	RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL .....	34
4.3.	CONSUMO DE GÁS NATURAL.....	40
4.4.	PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL .....	42
4.5.	EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL .....	44
4.6.	PREÇO DO GÁS NATURAL NO MUNDO .....	46
5	O GÁS NATURAL NO BRASIL .....	51
5.1.	UMA BREVE HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL .....	51
5.2.	PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....	52

5.3.	RESERVAS BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL .....	54
5.4.	PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL.....	57
5.5.	INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE .....	59
5.6.	IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL .....	62
5.7.	DISTRIBUIÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL.....	63
5.8.	DEMANDA NACIONAL DE GÁS NATURAL .....	65
5.8.1.	Setor energético .....	65
5.8.2.	Setor comercial .....	66
5.8.3.	Setor residencial.....	67
5.8.4.	Setor de transportes.....	68
5.8.5.	Setor industrial .....	70
5.9.	CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SEGMENTO E CONCESSIONÁRIA.....	72
5.10.	PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL.....	76
6	PRÉ-SAL.....	79
6.1.	HISTÓRICO DO PRÉ-SAL.....	80
6.2.	RESERVAS DE GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL .....	82
6.2.1.	O campo de Libra .....	84
6.3.	INVESTIMENTOS .....	85
6.4.	RISCOS .....	85
7	CONCLUSÃO.....	86
8	REFERÊNCIAS .....	89
9	ANEXOS .....	91

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1. TEMA E PROBLEMA

O Brasil é um país caracterizado pelas suas dimensões continentais, por possuir invejáveis reservas e grande disponibilidade de recursos naturais. Recursos estes que conduzem a pauta de exportações, através de vultosos volumes vendidos de produtos primários e que principalmente, servem de motores para o desenvolvimento industrial alimentando as indústrias nacionais com energia elétrica, tendo como principal ator a sua geração através de hidroelétricas que se beneficiam da imensa rede hídrica disponível.

Em se tratando de reservas e recursos disponíveis para disponibilização de energia elétrica, apesar de toda a riqueza energética disponível, não tem sido suficiente a sua geração o que torna recorrente a temática do problema na oferta de energia no Brasil. Frequentemente vem a tona, principalmente em função da criticidade do tema, que ganha grandes proporções quando acontecem apagões (falta de energia elétrica causada por alta demanda em horários específicos) e constante necessidade de racionamento. Fatores estes que causam impacto direto na competitividade da indústria nacional, pois reduz a produtividade aumentando assim o custo da produção, o que acaba influenciando na retração da demanda agregada devido a aumento de preços de produtos.

Em face a esta realidade, faz-se necessária uma constante reflexão sobre as opções disponíveis a curto e médio prazo que podem atenuar o problema da oferta de energia, aumentando sua disponibilidade, ampliando suas possibilidades de uso e reduzindo seu custo ao mesmo tempo em que possam servir de catapulta para o desenvolvimento de novas tecnologias e autossuficiência em inovações.

Uma excelente opção e que pode ser amplamente utilizada como insumo para geração de energia elétrica através de termoelétricas e cuja utilidade é viável e indicada em muitas outras aplicações (tais como: uso residencial, comercial e automotivo), é o gás natural. Atualmente grande parte de gás natural utilizado no Brasil vem da Bolívia através do gasoduto Bolívia-Brasil e sua penetração no mercado tem angariado tanto sucesso que algumas distribuidoras de gás no Brasil, já encontram problemas para ampliação na sua oferta. Ao mesmo tempo, existem no Brasil extensas reservas de gás natural em terra e também no mar, em grandes profundidades tal como na camada do pré-sal no oceano atlântico e que tem ganhado grande destaque na mídia e na definição de projetos de exploração por parte da Petrobrás, que vem imprimindo constantes esforços em pesquisa e desenvolvimento desde a

década de 1970 até conseguir perfurar poços em grandes profundidades em 2005. O resultado dos esforços da Petrobrás trouxeram ao Brasil grandes possibilidades de existirem reservas gigantescas de petróleo e gás natural e assim, praticamente o grau de suficiência quanto à disponibilidade destes dois insumos energéticos.

Neste sentido, a atuação do governo como principal agente fomentador do desenvolvimento e da exploração do gás natural na camada pré-sal e do uso do gás natural na economia brasileira, vem de encontro e será fator preponderante para o sucesso da ampliação da oferta desta fonte de energia, redução da dependência internacional, diminuição do preço de oferta, aumento de competitividade da indústria nacional, fomento à pesquisa tecnológica e inovação e dinamização no sistema econômico com aumento da renda e incremento na demanda agregada.

Tendo em vista o impacto econômico que a ampliação da disponibilidade do gás natural e a autossuficiência na sua exploração podem causar na economia, este trabalho visa analisar os possíveis impactos devidos à exploração do gás natural na camada pré-sal, na matriz energética brasileira.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo Geral**

Analisar a evolução do uso do gás natural e os possíveis impactos do pré-sal na matriz energética brasileira.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Apresentar elementos sobre a cadeia produtiva do gás natural;
- Discutir os benefícios do gás natural em relação a outras fontes de energia;
- Conhecer a evolução e o desempenho do gás natural na matriz energética mundial;
- Conhecer a evolução e o desempenho do gás natural na matriz energética brasileira;
- Identificar o impacto da exploração do pré-sal na disponibilidade de gás natural.

### 1.3. JUSTIFICATIVA

A disponibilidade de energia é fator de fundamental importância, é a mola mestra a impulsionar o aperfeiçoamento na estrutura produtiva, a garantia de continuidade de consumo e uma estratégica alavanca de desenvolvimento para a economia. O Brasil é dotado de uma ampla gama de possibilidades de aproveitamento de fontes de energia, o que lhe confere posição privilegiada perante grande parte das economias, inclusive desenvolvidas.

Neste contexto o gás natural, aparece como excelente alternativa não somente por suas características químicas que lhe conferem um alto poder energético, mas por ser uma energia limpa, segura e que está disponível em grandes quantidades. O uso do gás natural no Brasil tem se intensificado nas últimas décadas e sua aplicação está disponível para uma ampla gama de setores industriais, geração de energia, consumo comercial, residencial e automotivo.

O grande ponto a ser discutido é a origem do gás natural. Este importante combustível, em sua grande parte, é importado, o que deixa o Brasil em situação de dependência externa e também refém da variação cambial que interfere sobremaneira no seu custo de aquisição, trazendo insegurança e também perda de competitividade para a indústria nacional. A importância estratégica deste combustível para a economia brasileira impõe a necessidade de autossuficiência, gerenciamento e controle de todas as atividades que envolvem a exploração e distribuição do gás natural.

Recentemente foram descobertas no Brasil imensas reservas potenciais de petróleo e gás natural, disponíveis a grandes profundidades no oceano atlântico – o projeto do pré-sal, exaustivamente explorado pela mídia e que vem somando expressivos investimentos para sua viabilização, o que trouxe a esperança de autossuficiência e sentimento de liberdade e controle sobre estes que são fontes indiscutíveis de ganho de competitividade e soberania nacional.

Para viabilizar o investimento e desenvolvimento do uso do gás natural como fonte de energia e ampliar sua participação na matriz energética brasileira, surge a opção e necessidade da presença maciça do governo federal como grande ator no processo. Somente o governo federal estimulando e investindo, inclusive com a possibilidade de parcerias público-privadas, será possível desenvolver adequadamente o uso do gás natural.

A atuação do governo vem permitindo o desenvolvimento de tecnologia própria para exploração em alta profundidade, o que tem fomentado pesquisa, desenvolvimento e criação de empresas de tecnologia de ponta. Sua atuação também acaba dinamizando o mercado de consumo, atuando sobre a demanda agregada indiretamente, pois consegue baratear a

produção da indústria e assim transferir renda para a população mais pobre dando condições à aquisição de produtos mais baratos e seu uso como combustível residencial, comercial e automotivo.

Este trabalho tem o objetivo de contribuir também com o aprimoramento do conhecimento profissional do aluno com relação ao mercado de gás natural, tendo em vista que o mesmo exerce função profissional na SCGÁS (Companhia de Gás de Santa Catarina), ressaltar o gás natural como opção viável e de alto potencial para o desenvolvimento da matriz energética brasileira, destacar a importância da atuação do governo federal como grande incentivador e fomentador do projeto de exploração e distribuição nacional desta importante opção energética e por fim, reforçar o advento do pré-sal como o caminho a ser seguido para a autossuficiência e reposicionamento do Brasil no contexto mundial de grandes reservas de gás natural.

#### **1.4. METODOLOGIA**

A estratégia metodológica adotada neste trabalho foi de pesquisar informações conceituais e técnicas sobre o gás natural e seu desenvolvimento no mercado mundial e brasileiro em bibliografia especializada no setor de gás natural, reunir dados de tabelas, gráficos e figuras obtidos em anuários estatísticos publicados por organismos internacionais e nacionais, balanço energético nacional e em sítios eletrônicos de empresas atuantes na cadeia produtiva do gás natural a partir da década de 1970, bem como artigos de especialistas e técnicos publicados em meio eletrônico.

Inicialmente foram levantadas informações em bibliografia especializada no setor de gás natural, sobre os aspectos vantajosos da utilização do gás natural com o objetivo de conhecer sua cadeia produtiva: exploração, processamento, transporte, distribuição e consumo. Também foram abordadas as características positivas do gás natural e por fim, aspectos da teoria econômica relacionando o gás natural em curvas de possibilidades de produção.

Para conhecer o desenvolvimento do gás natural a nível mundial foram pesquisadas informações em bibliografia especializada e dados sobre reservas de gás natural, sua participação e evolução na matriz energética mundial, quantificação das exportações e importações e também os preços praticados pelas principais referências, no anuário estatístico produzido pela British Petroleum (BP) com informações a partir de 1993.

Para entender a evolução do gás natural na matriz energética brasileira e como este combustível é disponibilizado ao mercado brasileiro foram levantadas informações sobre reservas de gás natural em terra e mar, produção de gás natural e consumo nos setores industrial, energia, comercial, transporte, comercial e residencial, através tabelas e gráficos com dados a partir da década de 1970 divulgados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), Ministério das Minas e Energia (MME) e Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), bem como bibliografia especializada.

Com o objetivo de conhecer a cronologia do desenvolvimento da camada de pré-sal, conceituar, identificar as principais reservas e o impacto da exploração na camada de pré-sal sobre a disponibilidade de gás natural foram coletadas informações através de figuras e gráficos no sitio eletrônico da Petrobras e em documentação disponibilizada pela ANP e Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) a partir de 2005.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

O desenvolvimento do mercado de gás natural está fortemente atrelado ao conhecimento e conscientização sobre os potenciais econômicos e ambientais desta eficiente solução energética, assim como de um planejamento estratégico eficiente direcionado especificamente à ampliação e disseminação do uso de gás natural e alinhado com o plano de desenvolvimento brasileiro.

Para isto faz-se necessária a revisão de alguns conceitos e definições sobre gás natural, vantagens na sua utilização e sua cadeia produtiva, fatores preponderantes para o sucesso na implementação e incursão do gás natural no mercado brasileiro.

Na seção 2.1 serão apresentadas informações gerais sobre o gás natural (classificação como combustível e origem). A seção 2.2 aborda aspectos gerais sobre a cadeia produtiva do gás natural (exploração, processamento, transporte, distribuição e consumo). A seção 2.3 apresenta o conceito de matriz energética. Na seção 2.4 apresenta-se o gás natural dentro do conceito microeconômico de possibilidades de produção.

### 2.1. O GÁS NATURAL

O gás natural é um combustível fóssil fortemente atrativo do ponto de vista ecológico que se encontra na natureza, normalmente em reservatórios profundos no subsolo, associado ou não ao petróleo. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Tal como o petróleo ele resulta da degradação da matéria orgânica de forma anaeróbica (fora do contato com o ar), matéria orgânica esta oriunda de quantidades extraordinárias de micro-organismos que, nos tempos pré-históricos, se acumulavam nas águas litorâneas dos mares da época. Devido aos movimentos de acomodação da crosta terrestre esta matéria orgânica foi soterrada e por isto sua degradação se deu, normalmente, fora do contato com o ar, a altas temperaturas e submetida a fortes pressões. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A formação de petróleo e gás natural continua a ocorrer na natureza. Porém, devido ao fato de que as movimentações da crosta terrestre hoje, são muito escassas, a velocidade com que novas quantidades são geradas é desprezível. Por esta razão, diz-se que as acumulações destes produtos são não renováveis. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Na realidade todos os combustíveis fósseis são o acúmulo da energia solar que incidiu sobre a superfície terrestre, transformada em energia química pela ação dos organismos vivos (em processos metabólicos, tais como a fotossíntese), através das eras geológicas, em

centenas de milhões de anos. Ainda que o rendimento energético dos processos biológicos seja normalmente baixo, tal acumulação de energia foi realizada em tempo extremamente longo. Sua reprodução é difícil de ser efetuada industrialmente de forma econômica. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A composição do gás natural pode variar de campo para campo, de acordo com o tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, os processos naturais a que foi submetido e o processamento em unidades industriais dentre outros fatores. Sua composição consiste predominantemente de metano<sup>1</sup> e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. (VIEIRA et al., 2005)

Pode-se produzir artificialmente o metano através da biodigestão de resíduos orgânicos (lixo urbano ou resíduos agrícolas). Este processo não visa à produção econômica do combustível, mas tem por objetivo precípuo evitar o efeito danoso do lançamento destes resíduos no ambiente. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

## 2.2. CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL

Cadeia Produtiva<sup>2</sup> é o conjunto de atividades que se articulam progressivamente desde os insumos básicos até o produto final, incluindo distribuição e comercialização, constituindo-se em segmentos (elos) de uma corrente. (BRASÍLIA, 2014)

Os principais agentes que compõem a cadeia produtiva do gás natural estão ligados aos setores de pesquisa, extração, processamento, transporte, distribuição e consumo.

### 2.2.1. Exploração

A exploração é a etapa inicial dentro da cadeia do gás natural, consistindo em duas fases. A primeira fase é a pesquisa na qual, por meio de testes sísmicos, verifica-se a existência de bacias sedimentares de rochas reservatórias (estruturas propícias ao acúmulo de petróleo e gás natural). Caso o resultado das pesquisas seja positivo, inicia-se a segunda fase:

---

<sup>1</sup> O metano é o hidrocarboneto existente na natureza que apresenta a maior relação de hidrogênio em relação ao carbono, o que favorece a menor formação de CO<sub>2</sub> na reação de combustão. Essa é a principal razão para que o gás natural, com uma composição predominante em metano, gere menos CO<sub>2</sub> em relação à combustão de outros combustíveis. (VIEIRA et al., 2005)

<sup>2</sup> O uso do conceito de cadeia produtiva permite, entre outros: (i) visualizar a cadeia de modo integral; (ii) identificar debilidades e potencialidades nos elos; (iii) motivar articulação solidária dos elos; (iv) identificar gargalos, elos faltantes e estrangulamentos; (v) identificar os elos dinâmicos, em adição à compreensão dos mercados, que trazem movimento às transações na cadeia produtiva; (vi) maximizar a eficácia político-administrativa por meio do consenso em torno dos agentes envolvidos; (vii) identificar fatores e condicionantes da competitividade em cada segmento. (BRASÍLIA, 2014)

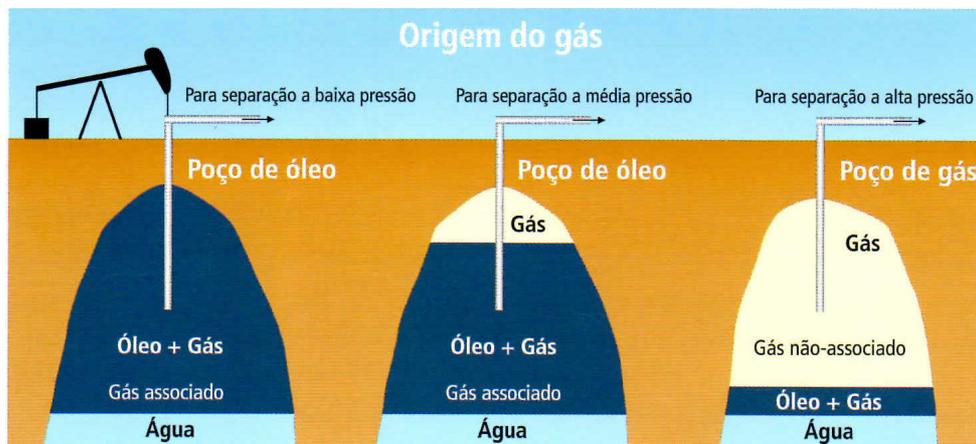
é perfurado um poço pioneiro e poços de delimitação para comprovação da existência de gás natural ou petróleo em nível comercial. Em seguida, é feito o mapeamento do reservatório.

Os reservatórios são constituídos de rochas porosas capazes de reter petróleo e gás. Em função do teor de petróleo bruto e gás livre, classifica-se o gás quanto ao seu estado de origem, em gás associado e gás não associado. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

Quando há predominância de petróleo, quem define as condições de exploração da jazida é a produção deste combustível e então, o gás natural associado é um subproduto da produção do primeiro (Figura 1). Se não houver condições econômicas para aproveitamento do gás natural, ele é reinjetado na jazida ou queimado para se evitar a criação de uma atmosfera rica em gases combustíveis no entorno das instalações de produção de petróleo. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Quando o gás é dominante, ou seja, gás natural não associado, o seu aproveitamento econômico é condição essencial ao desenvolvimento da produção. As maiores ocorrências de gás no mundo são de gás não associado ao petróleo. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Figura 1:** Origem e extração do gás natural



Fonte: Gás natural, Benefícios ambientais no estado da Bahia, 2005

### 2.2.2. Processamento

O processamento do gás natural é realizado por meio de uma instalação industrial denominada Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Do gás natural denominado rico ou úmido, é separada a fração pesada ou rica (propano e mais pesados), denominada Líquido de Gás Natural (LGN), gerando o chamado gás natural seco ou pobre (metano e etano).

O LGN é composto pelo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha e pela gasolina natural. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

De uma maneira simplificada pode-se dizer que o processamento realiza as mencionadas separações por meio de uma sequência de operações, que pode incluir tratamento (para eliminação de teores remanescentes de umidade), compressão, absorção e resfriamento dependendo do tipo a ser empregado. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

### **2.2.3. Transporte**

O transporte do gás natural gasoso é feito por meio de dutos ou em alguns casos, comprimido em cilindros de alta pressão. Já no estado líquido o gás é transportado por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos. O gasoduto é uma rede de tubulações que leva o gás natural das fontes produtoras até os centros consumidores. O gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) por exemplo, transporta gás proveniente da Bolívia para atender os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

O gasoduto transporta grandes volumes de gás, possui tubulações de diâmetro elevado, opera em alta pressão e somente se aproxima das cidades para entregar o gás às companhias distribuidoras, constituindo um sistema integrado de transporte de gás. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

### **2.2.4. Distribuição**

No Brasil, o gás é comercializado por meio de contratos de fornecimento com as companhias distribuidoras de cada estado detentoras da concessão da distribuição. A transferência de propriedade do gás natural, da transportadora para a concessionária é feita nas estações de transferência de custódia (city gates)<sup>3</sup>. Os principais componentes de um sistema de distribuição de gás são:

- Redes de transporte: são redes operadas pelas concessionárias, destinadas a transportar o gás natural recebido nos city gates até as Estações de Regulagem de Pressão. As redes de transporte trabalham com alta pressão. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

---

<sup>3</sup> City Gates são instalações destinadas a regular a pressão e efetuar a medição do volume de gás entregue à concessionária. É nesse momento que é feita a odorização (o gás natural é odorizado artificialmente em virtude da necessidade de segurança e identificação do produto. Assim sua presença pode ser facilmente detectável. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

- Estações de Regulagem de Pressão (ERP): são instalações destinadas a diminuir a pressão do gás natural vindo das redes de transporte e enviá-lo às redes de distribuição com pressões menores. (MONTEIRO; SILVA, 2010)
- Redes de distribuição: são redes de gás geralmente urbanas, que interligam as ERPs com os consumidores. Elas transportam vazões menores de gás natural a menores pressões e com tubulações de diâmetros menores que a do gasoduto. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

### **2.2.5. Consumo**

A última etapa da cadeia do mercado de gás natural é o consumo. Nesta etapa, o gás se apresenta sobre a forma de uso, como combustível.

Nas áreas urbanas o gás natural é distribuído por rede subterrânea e pode atender:

- Uso residencial: para cocção (nas cozinhas) e para aquecimento de água e calefação (nas regiões frias);
- Uso comercial: centros comerciais, hospitais, estabelecimentos de ensino, serviços públicos, etc. em suma, em todas as atividades onde há necessidade de calor. Já é corrente a sua aplicação em centrais de ar-condicionado, em especial em unidades de maior porte, como centros comerciais;
- Uso automotivo: O uso do gás natural como combustível em motores de combustão interna é bastante difundido em alguns países, principalmente em veículos leves (taxis e veículos particulares). A utilização em substituição ao óleo diesel, pelas frotas de transporte coletivo e na distribuição de cargas nas regiões de maior concentração populacional;
- Geração de energia elétrica: Esta alternativa complementa os sistemas existentes (hidroelétricas ou usinas nucleares) com riscos de transporte da energia bem menores ou riscos ambientais compatíveis à sua localização junto às metrópoles. Quando há a possibilidade de agregar estas usinas a indústrias grandes usuárias de vapor d'água para aquecimento e acionamento de pequenas turbinas, aplica-se a cogeração (geração conjunta de energia elétrica e vapor para tais utilizações) e então, a eficiência energética é ainda maior. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

### 2.3. MATRIZ ENERGÉTICA

A matriz energética é conceituada como o conjunto de fontes de energia possíveis de serem extraídas e distribuídas à sociedade e às principais regiões industriais, urbanas e rurais de um país. Dentre as matrizes podemos destacar o petróleo, o gás, o carvão, o álcool, reservatório hídrico, lenha, e fontes limpas e renováveis como a solar e a eólica. (FERNANDO REBOUÇAS, 2013)

A energia elétrica é essencial para a produção industrial, agrícola, prestação de serviços e bem-estar social. As matrizes energéticas são classificadas como renováveis e não renováveis. O petróleo por exemplo, é uma fonte de energia não renovável; a eólica, energia solar, são renováveis. (FERNANDO REBOUÇAS, 2013)

### 2.4. A RELAÇÃO DA TEORIA ECONÔMICA COM O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL

A teoria econômica visa dar suporte e embasamento para a percepção da importância do gás natural nos diversos setores da economia e no desenvolvimento da sociedade, bem como defender a imprescindível responsabilidade do governo como ator fundamental a conduzir o processo de desenvolvimento e estímulo do uso de gás natural, atuando diretamente sobre a oferta do insumo energético e assim os reflexos na demanda efetiva.

#### 2.4.1. A curva de possibilidades de produção

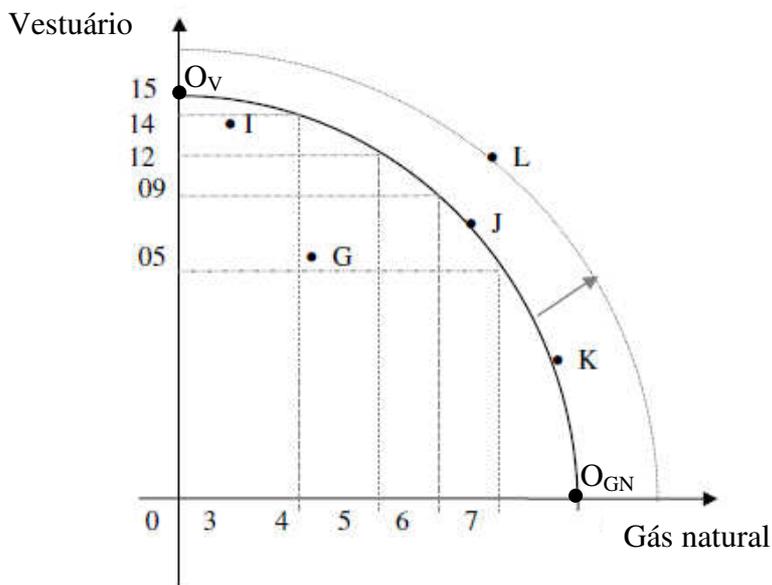
A fronteira de possibilidades de produção mostra as diversas combinações de dois produtos. Neste caso foram escolhidos vestuário e gás natural, que podem ser produzidos com uma quantidade fixa de insumos trabalho e capital, mantendo-se a tecnologia constante. A fronteira apresentada no Gráfico 1 foi obtida da curva de contrato da produção. Cada ponto, tanto da curva de contrato como da fronteira de possibilidades de produção, apresenta quantidades eficientemente produzidas de gás natural e vestuário. (PINDYCK; RUBINFELD, 2010)

O ponto  $O_V$  representa um extremo no qual apenas se produz vestuário e  $O_{GN}$  representa outro extremo no qual apenas se produz gás natural. (PINDYCK; RUBINFELD, 2010) Os pontos I, J e K correspondem aos pontos nos quais tanto a produção de vestuário quanto de gás natural é realizada de forma eficiente, com quase todos os recursos produtivos sendo utilizados. O ponto G representa subemprego de fatores (capacidade ociosa), pois a sociedade poderia aumentar sua produção de gás natural sem reduzir a produção de vestuário

ou vice-versa. O ponto L está fora da fronteira. Para atingir este ponto, a curva tem que se deslocar à direita (níveis mais elevados de produção) (PUC-RJ, 2014).

A descoberta do pré-sal provoca o efeito de deslocamento da curva para a direita (ponto L, por exemplo), o que exige a necessidade de maiores recursos serem deslocados para a área de gás natural em relação aos recursos utilizados na produção de vestuário que no caso brasileiro, estaria em condições normais de emprego de fatores, pois a oferta de vestuário é satisfatória em relação à demanda deste bem.

**Gráfico 1:** Fronteira de possibilidades de produção



Fonte: PUC-RJ, 2014.

A curva que expõe a fronteira de possibilidades de produção é côncava, isto é, a inclinação aumenta em magnitude à medida que se produz mais gás natural. Este fato pode ser mais bem visualizado através da taxa marginal de transformação<sup>4</sup> de gás natural por vestuário. (PINDYCK; RUBINFELD, 2010)

<sup>4</sup> Quantidade de um bem que se deve deixar de produzir para produzir uma unidade adicional de outro. (PINDYCK; RUBINFELD, 2010)

### 3 VANTAGENS DO USO DO GÁS NATURAL

Este capítulo relaciona as principais vantagens do uso do gás natural a nível macroeconômico, ambiental e para o usuário final, bem como realça os aspectos técnicos e os impactos benéficos destes nos diversos processos por que passa o gás natural na cadeia produtiva.

O uso do gás natural como combustível é dominante em substituição a praticamente todos os demais combustíveis. Essa preferência decorre da facilidade do seu manuseio e pelo limitado efeito ambiental de sua queima. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

#### Vantagens macroeconômicas

- Diversificação da matriz energética;
- Fontes de importação regional;
- Disponibilidade ampla, crescente e dispersa;
- Desafogo dos sistemas de transporte rodo-ferro-hidroviário;
- Atração de capitais externos de risco;
- Melhoria do rendimento energético;
- Maior competitividade das indústrias;
- Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo.

#### Vantagens ambientais

- Baixíssima presença de contaminantes;
- Combustão mais limpa;
- Não emissão de particulados (cinzas);
- Não exige tratamento dos gases de combustão;
- Rápida dispersão de vazamentos;
- Emprego em veículos automotivos.

#### Vantagens diretas para o usuário

- Fácil adaptação das instalações existentes;
- Não investimento em armazenamento e menor uso de espaço;
- Menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção;
- Menor custo de manuseio do combustível;

- Menor custo das instalações;
- Combustão facilmente regulável;
- Elevado rendimento energético;
- Admite grande variação do fluxo;
- Pagamento após o consumo;
- Menores prêmios de seguro;
- Custo bastante competitivo perante outras alternativas.

Em termos mundiais a oferta de gás natural é ampla, crescente e tem uma dispersão geográfica maior do que o petróleo (cujas reservas se concentram fortemente no Oriente Médio). Ademais, as trocas internacionais estão crescendo de importância dia a dia, facilitando o acesso a este combustível para um número cada vez maior de países, em face da redução progressiva dos custos do transporte. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Os grandes gasodutos permitem um desafogo aos sistemas de transporte de superfície, ao reduzir a circulação dos combustíveis líquidos ou sólidos através da rede viária, permitindo a melhoria do seu fluxo, da sua conservação e reduzindo a necessidade de investimentos na sua ampliação. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O interesse de grandes investidores internacionais na área de transporte e comercialização de gás natural – BG, Repsol-YPF, Total, entre outros – demonstra o potencial que estas empresas atribuem ao mercado brasileiro, dando aos usuários uma garantia da crescente oferta do combustível. De outro lado, alivia o sistema público dos investimentos necessários a viabilizar esta oferta, atraindo capitais externos de risco. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O uso do gás natural, por suas características técnicas, permite um controle energeticamente mais eficiente do processo de combustão. Com o emprego de turbinas a gás junto a turbogeradores elétricos convencionais (a gás ou em combinação com qualquer outro combustível) em ciclo combinado, a eficiência energética alcançada é substancialmente maior. Tais condições agregam eficiência e competitividade à indústria, características cada vez mais importantes no mundo em globalização, podendo ser decisivas em alguns casos, na atração de plantas industriais de ponta. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Uma utilização do gás natural que vem assumindo crescente importância no mundo inteiro é a geração de energia elétrica em grandes usinas próximas aos maiores centros de consumo. Esta alternativa complementa os sistemas existentes (hidroelétricas ou usinas nucleares), com risco de transporte da energia elétrica bem menor (linhões/ “apagões”) ou

riscos ambientais compatíveis a sua localização junto às metrópoles. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Quando há a possibilidade de agregar estas usinas a indústrias grandes usuárias de vapor d'água para aquecimento e acionamento de pequenas turbinas, aplica-se a cogeração (geração conjunta de energia elétrica e vapor para tais utilizações) e então, a eficiência energética é ainda maior. Dessa forma, a energia elétrica é produzida a baixo custo, o que torna essas usinas muito econômicas. Esta alternativa tecnológica permite também a geração de energia elétrica por indústrias médio-consumidoras e em pequenas unidades junto aos centros de consumo (geração distribuída), sendo econômica até para potências de alguns poucos megawatts. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Em face da baixíssima presença de contaminantes eliminados no tratamento inicial, a combustão do gás natural é a mais limpa, em comparação com os demais combustíveis usados. A combustão completa do gás natural produz apenas água e gás carbônico, contribuindo de forma significativa para a melhoria da qualidade do ambiente especialmente nas regiões onde ocorre grande concentração humana e, conseqüentemente, alta densidade de uso energético. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

É claro que como todos combustíveis fósseis, libera  $\text{CO}_2$ , não sendo sob este aspecto, totalmente neutro ambientalmente, ainda que a proporção de gás carbônico liberado por unidade de energia produzida seja menor do que par os demais combustíveis fósseis. Não emite particulados nem óxidos de enxofre dispensando tratamento dos gases da combustão. É um combustível bastante conveniente do ponto de vista ecológico. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Há a necessidade de se reduzir as perdas de metano para a atmosfera, seja por fugas no transporte e armazenamento ou pela combustão incompleta do combustível, como em veículos que o utilizam, por exemplo. O metano junto com o  $\text{CO}_2$ , é suspeito de contribuir para o efeito estufa. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O gás natural é muito seguro no uso, pois por sua baixa densidade em relação ao ar, não se acumula ao nível do solo. A combustão em ambientes fechados e pouco-aerados merece cuidado especial, importante no uso doméstico, em instalações comerciais e em pequenas indústrias, onde o seu uso é feito por pessoas nem sempre alertadas para os possíveis riscos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

As instalações para uso do gás natural são bem mais simples e por conseqüência, mais baratas do que as utilizadas para a combustão de produtos líquidos ou sólidos. A adaptação de instalações existentes é fácil e também pouco onerosa. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nos casos em que a atividade industrial é muito sensível a interrupções no suprimento, utiliza-se usualmente um combustível alternativo. Essa prática denomina-se alimentação dual e é característica dos sistemas de abastecimento com gás canalizado. O estoque necessário deste combustível alternativo é muito menor, pois se trata de uma situação ocasional. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Não se faz necessário (salvo o caso em que se justifica alimentação dual) o armazenamento de combustível pelo usuário, já que normalmente a estocagem do gás natural é responsabilidade do fornecedor. Isto, ao lado da simplicidade no manuseio do combustível e não exigência do seu prévio aquecimento (normalmente necessário quando se usa óleo combustível) libera espaço nas plantas industriais para outras utilizações, o que pode ser muito importante nas áreas urbanas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O gás natural canalizado fornecido é medido e faturado periodicamente após o consumo de forma semelhante ao que ocorre com a energia elétrica. Não há imobilização de capital em instalações de armazenamento e reduz-se também a necessidade de capital de giro do usuário. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

As redes de distribuição apresentam alta confiabilidade e, havendo dupla alimentação como normalmente ocorre, o risco de descontinuidade do suprimento é mínimo. No Rio de Janeiro e São Paulo onde até 1998 havia uma única fonte de suprimento (Bacia de Campos), foi muito difícil manter a continuidade desejável, o que traumatizou alguns consumidores. Com a chegada do gás da Bolívia este problema foi superado. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A pureza e a uniformidade relativa da composição do gás natural levam à geração de emissões menos agressivas às instalações, reduzindo os seus custos de manutenção, além de permitir uma regulagem muito fácil e estável das condições de queima. Há um melhor aproveitamento da energia contida no combustível, responsável por uma redução dos custos que pode superar 5%. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

No mundo inteiro o preço do gás natural é competitivo com o dos combustíveis convencionais. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Há então forte redução dos custos industriais de implantação, de manutenção e de operação, o que fundamenta a penetração do gás natural nos mercados em que ele é disponível. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

## 4 O GÁS NATURAL NO MUNDO

Este capítulo apresenta na seção 4.1 as unidades típicas do setor para o gás natural. Na seção 4.2 são apresentados os dados sobre as reservas mundiais de gás natural. A seção 4.3 traz informações sobre o consumo mundial de gás natural. A seção 4.4 expõe a matriz energética mundial e a representatividade do gás natural na matriz. A seção 4.5 apresenta informações sobre importações e exportações de gás natural. Por fim, a seção 4.6 traz dados sobre o preço do gás natural praticado nos Estados Unidos.

Durante muito tempo, quando as empresas buscavam na exploração produzir petróleo, o gás natural encontrado e cujo aproveitamento nem sempre era possível foi considerado um estorvo, pois exigia cuidados especiais de segurança (às vezes onerosos) para a produção do petróleo. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Ainda que, há mais tempo, ocorrências isoladas de gás natural fossem localmente utilizadas, o seu aproveitamento em maior escala passou a ocorrer nos Estados Unidos na década de 1920. Isso foi possível devido à descoberta de grandes campos de gás natural, bem como às melhorias na tecnologia de dutos, que permitiram a utilização de altas pressões. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Posteriormente, o uso do gás natural foi ganhando espaço onde eram feitas grandes descobertas, como na ex União soviética e na Europa Ocidental (esta a partir da década de 1950). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Assim, a exploração e o uso do gás natural só se generalizaram na medida em que foram feitas descobertas de reservas maiores e viabilizado o transporte em grandes volumes de gás, das zonas produtoras até os centros de consumo, a grandes distâncias e a custo reduzido. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Hoje se trabalha fortemente na busca de alternativas econômicas para viabilizar o transporte do gás natural disponível em regiões afastadas dos principais mercados e assim evitar, em se tratando de gás associado, a perda (queima) dessa riqueza mineral, como se verifica ainda em algumas áreas da África Ocidental. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Por outro lado, tem sido também um traço comum a todas as regiões a reação ávida do mercado, assim que se materializa uma oferta abundante, promovendo um crescimento do consumo a taxas elevadas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

#### 4.1. UNIDADES

Nas indústrias de petróleo e de gás natural são utilizadas diversas unidades (de volume, de massa e de energia) típicas do setor. Recentemente a tendência é do uso do SI (Sistema Internacional de Unidades); mas especialmente na bibliografia americana, unidades tradicionais são frequentemente citadas. Nesta introdução destacam-se algumas dessas unidades mais usadas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Para indicar reservas, produção e capacidade operacional, a unidade de volume utilizada com maior frequência, no caso do petróleo, é o barril de 158,97 litros (42 galões de 3,785 litros, 6,29 barris/m<sup>3</sup>). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

É comum a caracterização dos petróleos em graus American Petroleum Institute (API), que variam inversamente à densidade. A maioria dos petróleos comerciais situa-se na faixa de 0,78 kg/dm<sup>3</sup> (50° API), óleos leves, a 0,95 kg/dm<sup>3</sup> (17,5° API), óleos pesados. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Para o gás natural usam-se principalmente as unidades metro cúbico (m<sup>3</sup>) e pé cúbico (cubic foot – cf); e frequentemente os seus múltiplos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Para reservas:

- Bilhões de m<sup>3</sup> - 106m<sup>3</sup>
- Trilhões de pés cúbicos – Tcf

Para produção e consumo:

- Milhões de m<sup>3</sup>/dia – 106m<sup>3</sup>/dia
- Bilhões de pés cúbicos/dia – Bcf/dia

Para conversão tem-se:

- 1m<sup>3</sup> = 35,3 cf
- 1cf = 28,32 10<sup>-3</sup>m<sup>3</sup>

Para o gás natural, o poder calorífico é com frequência indicado na unidade British Thermal Unit (Btu), que corresponde a 0,252 kcal. O seu múltiplo milhão de Btu – MMBtu equivale aproximadamente à energia contida em 1000 cf de gás natural, ou seja, em 28,32 m<sup>3</sup> desse combustível. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

## 4.2. RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL

Para permitir uma comparação entre a evolução das reservas de gás natural com as reservas de petróleo, será analisada inicialmente a evolução destas últimas. As reservas mundiais provadas de petróleo no período 1970 a 1986 estiveram estabilizadas entre 600 bilhões e 700 bilhões de barris. Nos anos seguintes essas reservas foram reavaliadas, elevando o total mundial para cerca de um trilhão de barris, valor em torno do qual têm se mantido desde então, com pequeníssimo crescimento. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O que são reservas provadas? Nem todo o petróleo contido em uma jazida é suscetível de ser retirado. Informações técnicas relativas à natureza do petróleo, das rochas onde o petróleo se acumulou e da geometria do reservatório entre outras, permitem calcular para cada jazida, a quantidade de petróleo que poderá ser extraído do subsolo em bases econômicas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

É esse volume que recebe a denominação de reserva provada. A relação entre ela e o volume total de petróleo contido na jazida constitui a taxa de recuperação. A taxa de recuperação primária, aquela que se consegue obter com a aplicação das técnicas já tradicionais, hoje é em média 30% ou seja, normalmente se consegue extrair apenas 30% do petróleo que está contido na jazida. Isto é muito importante porque o avanço tecnológico poderá propiciar a recuperação crescente do petróleo ainda restante, transformando-o progressivamente nas reservas do futuro. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Tabela 1 indica a distribuição das reservas provadas de petróleo em 1992, 2002, 2011 e 2012 e a relação R/P (Reserva / Produção anual), dividido o mundo em grandes áreas, conforme adotado pela BP Statistical Review, destacando-se na América do Sul a Venezuela com 17,8% e na América do Norte, o Canadá com 10,4% das reservas mundiais. No Oriente Médio, o destaque é a Arábia Saudita com 15,9% das reservas.

**Tabela 1:** Reservas Provadas de Petróleo

Reservas provadas	1992 (mil milhões barris)	2002 (mil milhões barris)	2011 (mil milhões barris)	2012			
				Mil milhões toneladas	Mil milhões barris	Participação total (%)	Relação R/P
<b>América do Norte</b>	122.1	228.3	221	33.8	220.2	13.20%	38.7
<b>América do Sul e Central</b>	78.8	100.3	326.9	50.9	328.4	19.70%	*
<b>Europa e Eurásia</b>	78.3	109.3	140.3	19	140.8	8.40%	22.4
<b>Oriente Médio</b>	661.6	741.3	797.9	109.3	807.7	48.40%	78.1
<b>África</b>	61.1	101.6	126.6	17.3	130.3	7.80%	37.7
<b>Ásia Pacífico</b>	37.5	40.6	41.4	5.5	41.5	2.50%	13.6
<b>Total Mundo</b>	1039.3	1321.5	1654.1	235.8	1668.9	100.00%	52.9

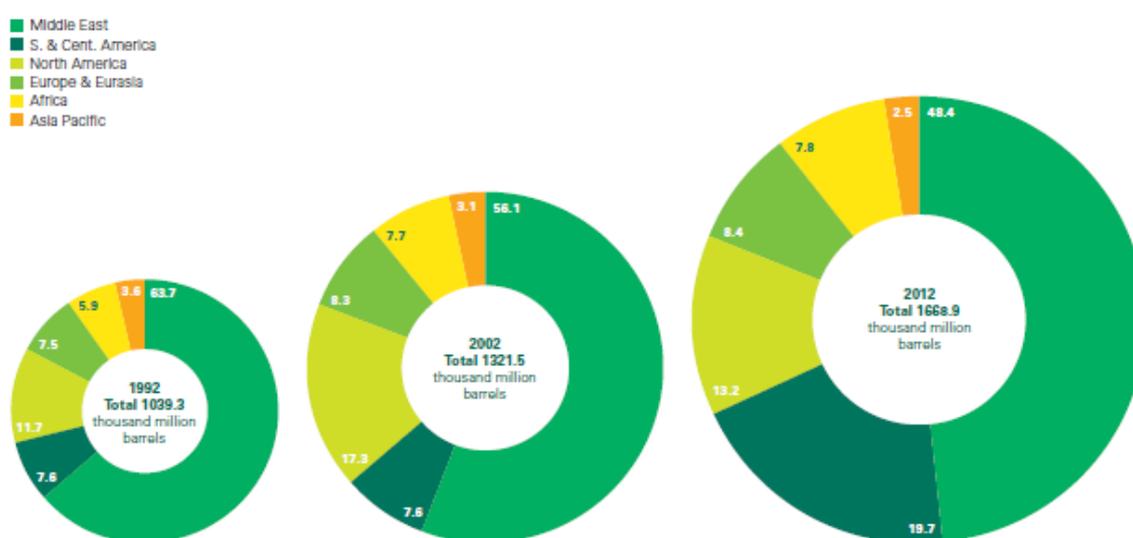
\* Mais de 100 anos

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

O crescimento das reservas provadas nos últimos 12 anos foi de apenas 0,31 % ao ano, o que significa que as novas descobertas apenas escassamente têm superado as quantidades extraídas anualmente (27 bilhões de barris ao ano). A relação R/P estava em 52,9 anos no final de 2012, ainda fortemente sustentada pelas gigantescas reservas do Oriente Médio. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Na Tabela 1 fica evidente a forte concentração das reservas mundiais no Oriente Médio. Na América do Sul e Central, a Venezuela representa 17,8 % das reservas mundiais. Participação maior do que o maior representante do Oriente Médio, a Arábia Saudita, que representa 15,9 % das reservas mundiais.

**Gráfico 2:** Distribuição das reservas provadas de petróleo (percentual)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

Percebe-se através do Gráfico 2 a grande participação do Oriente Médio no total de reservas provadas de petróleo. Esta participação caiu de 56,1% em 2002 para 48,4% em 2012, bem como a participação da América do Norte, que caiu de 17,3% para 13,2% no mesmo período. O espaço ocupado por estas duas grandes áreas foi preenchido por novas descobertas na América do Sul e Central, que elevaram a sua participação de 7,6% em 2002 para 19,7% em 2012. O Brasil, desde 1992 quando possuía 5 trilhões de barris de petróleo, triplicou para 15,3 trilhões de barris em 2012, grande parte advinda do descobrimento de petróleo na camada de pré-sal.

As reservas mundiais de gás natural analisadas também no mesmo período, 1992, 2002, 2011 e 2012, apresentam a evolução indicada na Tabela 2. (ABREU; MARTINEZ, 2003).

Nos últimos 12 anos, apesar do incremento do consumo, as reservas mundiais de gás natural cresceram à taxa de 2,26%/ano. É evidente o contraste com a situação analisada para o petróleo. No caso de algumas áreas em que a Petrobras atua, a avaliação de novas descobertas tem levado a empresa a adotar em seu planejamento, valores superiores aos indicados na Tabela 2. São os casos da Argentina, onde o valor considerado para as reservas e gás é hoje de 0,93 trilhões de metros cúbicos, da Bolívia (1,48 trilhões de m<sup>3</sup>) e do próprio Brasil, já computada a recente descoberta na Bacia de Santos (0,64 trilhões de m<sup>3</sup>). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Tabela 2: Reservas provadas de gás natural**

Reservas provadas	1992 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2002 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2011 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2012		Participação total (%)
				Trilhões de pés cúbicos	Trilhões de m <sup>3</sup>	
Estados Unidos	4.7	5.3	8.8	300.0	8.5	4.5%
Canadá	2.7	1.7	2.0	70.0	2.0	1.1%
México	2.0	0.4	0.4	2.7	0.4	0.2%
<b>América do Norte</b>	<b>9.3</b>	<b>7.4</b>	<b>11.2</b>	<b>382.7</b>	<b>10.8</b>	<b>5.8%</b>
Argentina	0.5	0.7	0.3	11.3	0.3	0.2%
Bolívia	0.1	0.8	0.3	11.2	0.3	0.2%
Brasil	0.1	0.2	0.5	16.0	0.5	0.2%
Colômbia	0.2	0.1	0.2	5.5	0.2	0.1%
Peru	0.3	0.2	0.4	12.7	0.4	0.2%
Trinidad & Tobago	0.2	0.6	0.4	13.3	0.4	0.2%
Venezuela	3.7	4.2	5.5	196.4	5.6	3.0%
Outros	0.2	0.1	0.1	2.0	0.1	A
<b>América do Sul e Central</b>	<b>5.4</b>	<b>7.0</b>	<b>7.5</b>	<b>268.3</b>	<b>7.6</b>	<b>4.1%</b>
Azerbaijão	n/a	0.9	0.9	31.5	0.9	0.5%
Dinamarca	0.1	0.1	0.0	1.3	0.0	A
Alemanha	0.2	0.2	0.1	2.0	0.1	A
Itália	0.3	0.2	0.1	1.9	0.1	A
Cazaquistão	n/a	1.3	1.3	45.7	1.3	0.7%
Holanda	1.7	1.4	1.0	36.7	1.0	0.6%
Noruega	1.4	2.1	2.1	73.8	2.1	1.1%
Polônia	0.2	0.1	0.1	4.2	0.1	0.1%
Romênia	0.5	0.3	0.1	3.6	0.1	0.1%
Rússia	n/a	29.8	32.9	1162.5	32.9	17.6%
Turquesquistão	n/a	2.3	17.5	618.1	17.5	9.3%
Ucrânia	n/a	0.7	0.7	22.7	0.6	0.3%
Reino Unido	0.6	1.0	0.2	8.7	0.2	0.1%
Uzbequistão	n/a	1.2	1.1	39.7	1.1	0.6%
Outros	34.7	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%
<b>Europa e Eurásia</b>	<b>39.6</b>	<b>42.1</b>	<b>58.4</b>	<b>2062.5</b>	<b>58.4</b>	<b>31.2%</b>

Reservas provadas	1992 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2002 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2011 (Trilhões m <sup>3</sup> )	2012		Participação total (%)
				Trilhões de pés cúbicos	Trilhões de m <sup>3</sup>	
Barein	0.2	0.1	0.2	7.0	0.2	0.1%
Irã	20.7	26.7	33.6	1187.3	33.6	18.0%
Iraque	3.1	3.2	3.6	126.7	3.6	1.9%
Kuwait	1.5	1.6	1.8	63.0	1.8	1.0%
Oman	0.2	0.9	0.9	33.5	0.9	0.5%
Qatar	6.7	25.8	25.0	885.1	25.1	13.4%
Arábia Saudita	5.2	6.6	8.2	290.8	8.2	4.4%
Síria	0.2	0.3	0.3	10.1	0.3	0.2%
Emirados Árabes	5.8	6.1	6.1	215.1	6.1	3.3%
Iêmen	0.4	0.5	0.5	16.9	0.5	0.3%
Outros	0.0	0.1	0.2	7.3	0.2	0.1%
<b>Oriente Médio</b>	<b>44</b>	<b>71.8</b>	<b>80.4</b>	<b>2842.9</b>	<b>80.5</b>	<b>43.0%</b>
Argélia	3.7	4.5	4.5	159.1	4.5	2.4%
Egito	0.4	1.7	2.2	72.0	2.0	1.1%
Líbia	1.3	1.5	1.5	54.6	1.5	0.8%
Nigéria	3.7	5.0	5.2	182.0	5.2	2.8%
Outros	0.8	1.1	1.3	44.3	1.3	0.7%
<b>África</b>	<b>9.9</b>	<b>13.8</b>	<b>14.7</b>	<b>512</b>	<b>14.5</b>	<b>7.7%</b>
Austrália	1.0	2.5	3.8	132.8	3.8	2.0%
Bangladesh	0.3	0.3	0.3	6.5	0.2	0.1%
Brunei	0.4	0.3	0.3	10.2	0.3	0.2%
China	1.4	1.3	3.1	109.3	3.1	1.7%
Índia	0.7	0.8	1.3	47.0	1.3	0.7%
Indonésia	1.8	2.6	3.0	103.3	2.9	1.6%
Malásia	1.7	2.5	1.2	46.8	1.3	0.7%
Myanmar	0.3	0.4	0.2	7.8	0.2	0.1%
Paquistão	0.6	0.8	0.7	22.7	0.6	0.3%
Nova Guiné	0.4	0.4	0.4	15.6	0.4	0.2%
Tailândia	0.2	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%
Vietnam	0.1	0.2	0.6	21.8	0.6	0.3%
Outros	0.3	0.4	0.3	11.8	0.3	0.2%
<b>Ásia Pacífico</b>	<b>9.4</b>	<b>13.0</b>	<b>15.5</b>	<b>545.6</b>	<b>15.5</b>	<b>8.2%</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>117.6</b>	<b>154.9</b>	<b>187.8</b>	<b>6614.1</b>	<b>187.3</b>	<b>100.0%</b>

\* Mais de 100 anos

A - menor que  
0.05%

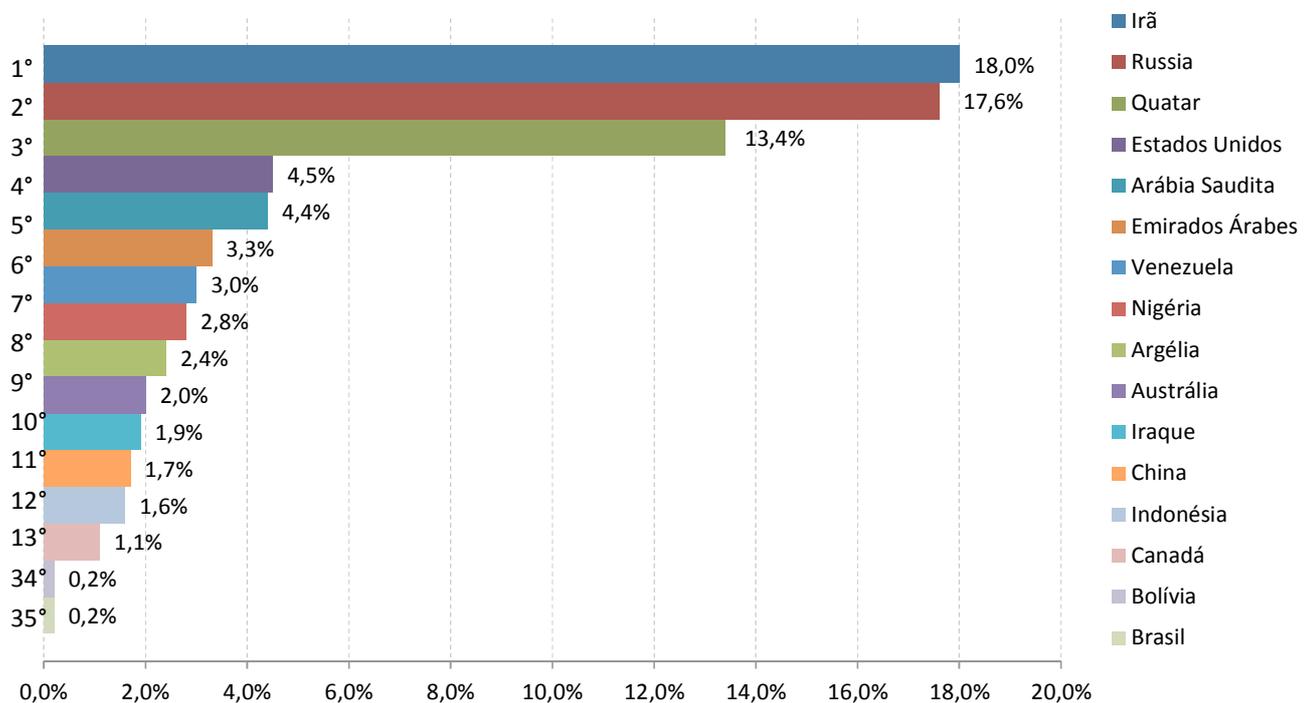
Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

As reservas de gás natural, expressas em trilhões de metros cúbicos, devem ser multiplicadas por 6,64 para se obter bilhões de barris equivalentes de petróleo (bep). Assim, as reservas totais de gás natural correspondiam, em 1990, a 781 bilhões de bep e, em 2002, a

1.022 trilhões de bep, representando 78% e 99% das reservas de petróleo, respectivamente. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Também quanto ao gás natural, a posição da Venezuela destaca-se no contexto da América do Sul e Central, e o Brasil apresenta uma posição discreta, com um bom potencial de crescimento. Observe-se o forte crescimento das reservas da Bolívia, que já asseguram com folga o suprimento do mercado brasileiro através do Gasbol. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Gráfico 3:** Ranking 2012 dos países com maiores reservas de gás natural (percentual do total)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

O gráfico 3 apresenta o ranking dos países com maiores reservas de gás natural no ano de 2012. As duas maiores reservas de gás natural do mundo encontram-se no Irã e Rússia, que juntos possuem mais de 1/3 das reservas mundiais. Dos países da América, merecem destaque os Estados Unidos (quarta maior reserva) e a Venezuela com a sétima maior reserva. O Brasil aparece com a trigésima quinta maior reserva de gás natural do mundo, logo após a Bolívia.

Em suma, as reservas de gás natural estão crescendo a taxas anuais maiores que as reservas de petróleo, cujo potencial dá mostras de estar atingindo seus limites, enquanto que para o gás natural há ainda um razoável futuro pela frente. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Agora que as grandes empresas da área de petróleo se dedicam a buscar novas jazidas de gás natural e a viabilizar condições mais econômicas de seu transporte, passam a surgir

potencias de gás naturais, antes não consideradas, na África Ocidental, no Mar do Norte, no Sudeste da Ásia, na Austrália e, o que muito interessa ao Brasil, ao longo da vertente oriental da Cordilheira dos Andes – desde a Foz do Orenoco até a Terra do Fogo. Ricas descobertas ocorreram no Peru e na Bolívia, principalmente. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

No ano de 2001, a produção mundial de gás natural destinado à comercialização representou 80,9% da sua produção bruta. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A reinjeção ocorre principalmente nas jazidas de gás associado (Estados Unidos, Noruega, Argélia e Irã respondem por 66% do total reinjetado); e a queima de gás nos países que têm dificuldades no aproveitamento comercial da sua produção (em destaque Nigéria, Irã e alguns países da America Latina). Nestes países desenvolvem-se programas no sentido de reduzir este desperdício. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Gráfico 4:** Distribuição das reservas provadas de gás natural (percentual)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

O Gráfico 4 apresenta a distribuição percentual da participação das regiões apresentadas na Tabela 2. Pode-se observar o domínio da região do Oriente Médio com 43 % de participação e também o aumento de participação da América do Sul e Central, aumentando de 27,1% em 2011 para 31,25 em 2012.

### 4.3. CONSUMO DE GÁS NATURAL

A Tabela 3 indica a evolução do consumo do gás natural nos últimos anos, expresso em bilhões de metros cúbicos por ano, usando como referência a mesma segmentação de áreas referida na análise da evolução das reservas mundiais e tomando como base os anos de 2002 a 2012. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

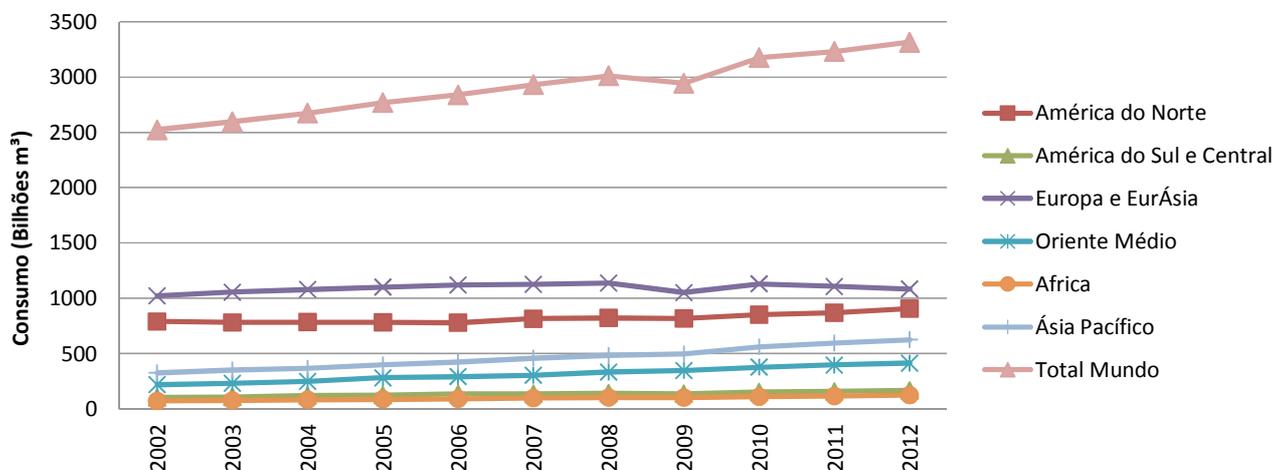
Tabela 3: Consumo mundial de gás natural

Consumo (Bilhões m <sup>3</sup> )	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Participação total (%)
América do Norte	788.7	779.9	783.8	782.2	778.0	813.9	821.5	816.1	849.6	868.0	906.5	27.5%
América do Sul e Central	101.3	106.8	119.0	123.9	136.0	136.3	140.9	136.8	152.2	156.4	165.1	5.0%
Europa e Eurásia	1020.6	1053.9	1078.0	1100.5	1120.2	1125.9	1136.3	1049.5	1129.6	1105.8	1083.3	32.6%
Oriente Médio	217.6	229.0	247.1	279.2	291.5	303.2	331.9	344.6	376.8	394.7	411.8	12.4%
África	69.6	74.8	81.2	85.6	89.4	95.4	100.8	100.1	107.8	114.0	122.8	3.7%
Ásia Pacífico	324.3	350.5	365.8	397.4	424.0	457.3	480.0	496.7	560.4	593.6	625.0	18.8%
<b>Total Mundo</b>	<b>2522.1</b>	<b>2595.0</b>	<b>2674.9</b>	<b>2768.9</b>	<b>2839.0</b>	<b>2932.1</b>	<b>3011.5</b>	<b>2943.9</b>	<b>3176.3</b>	<b>3232.4</b>	<b>3314.4</b>	<b>100.0%</b>

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

Através do Gráfico 5 percebe-se o aumento no consumo mundial e as regiões que mais contribuíram para este crescimento. Embora a Europa, Eurásia e América do Norte figurem como as regiões de maior consumo, pode-se verificar que o consumo está praticamente estabilizado, sendo a América do Norte apresentando um ligeiro crescimento a partir de 2009.

Gráfico 5: Evolução do consumo mundial de gás natural



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

Neste intervalo de tempo, o consumo de gás natural cresceu à média de 2,79% AA, taxa mais elevada do que as verificadas para o petróleo (1,42%).

Na América do Norte e na Europa/Eurásia, mercados mais maduros, o consumo (Gráfico 5) tem crescido a taxas menores do que as verificadas nos países em desenvolvimento. Esses mercados representaram em 2002, 72,4% do consumo mundial, quando em 1980, representavam 89%. Isso mostra o crescimento relativo dos demais mercados, seduzidos pela ampliação da oferta e pela qualidade do gás natural. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nas Américas do Sul e Central, que consomem em conjunto apenas 5,0% do total mundial, vem apresentando consumo médio estabilizado, com a posição do Brasil (0,9%) no consumo de gás natural é inferior às posições de Argentina e Venezuela.

**Tabela 4:** Consumo versus Reservas Mundiais

Maiores Consumidores	2012	
	Consumo (%)	Reservas (%)
Estados Unidos	21.9%	4.5%
Rússia	12.5%	17.6%
Irã	4.7%	18.0%
China	4.3%	1.7%
Arábia Saudita	3.1%	4.4%
Canadá	3.0%	1.1%
Emirados Árabes	1.9%	3.3%
Venezuela	1.1%	3.0%
Indonésia	1.1%	1.6%
Argélia	0.9%	2.4%
Brasil	0.9%	0.2%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

A Tabela 4 permite uma melhor visualização da representatividade dos maiores consumidores mundiais de gás natural frente ao tamanho de suas reservas. Vale destacar os Estados Unidos que consomem 21,9% do gás natural mundial e possui reservas de 4,5% do total, o que explica os grandes avanços em pesquisa e desenvolvimento que este país vem fazendo na exploração de gás de xisto<sup>5</sup>. Do outro lado, estão os países que possuem extensas reservas de gás natural, mas não consomem na mesma magnitude são a Rússia e o Irã. Estes

<sup>5</sup> O gás de xisto, também chamado de gás não convencional, é um gás natural encontrado em uma rocha sedimentar porosa de mesmo nome. O gás é basicamente o mesmo que o derivado do petróleo, mas a forma de produção e o seu invólucro são diferentes. Ele se encontra comprimido em pequenos espaços dentro da rocha, o que requer a criação de fraturas por meio da pressão hidráulica, num processo conhecido como fraturamento, no interior de seu reservatório na rocha, permitindo que o gás flua e seja coletado. Tal precisão requer uma tecnologia avançada para perfurar e estimular (fraturar) as zonas que englobam o gás. (SANTIAGO, 2014)

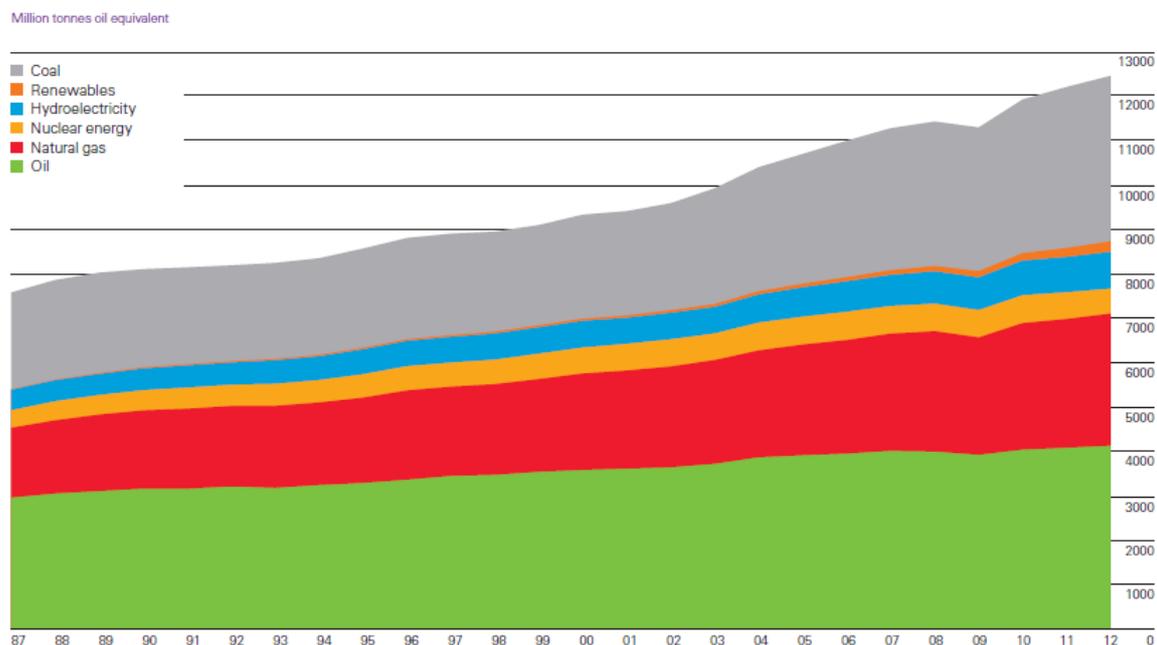
países exportam grandes quantidades de gás natural para países vizinhos, conforme poderá ser observado na seção 4.5.

O Brasil figura na trigésima posição de maior consumidor. Mesmo ocupando uma posição bem abaixo que a dos países maiores consumidores, percebe-se que o consumo em magnitude é maior do que em reservas, portanto, ressaltando a necessidade de maior investimento nesta área a fim de prover maior quantidade de gás para o mercado brasileiro.

#### 4.4. PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

Os Gráficos 6 e 7 indicam respectivamente a estrutura atual da matriz energética mundial, bem como sua evolução nos últimos 25 anos, por grandes regiões. Neste quarto de século, verifica-se a quase estabilidade da participação do consumo de petróleo e o crescimento continuado da participação do gás natural e do carvão. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Gráfico 6:** Consumo de energia - Evolução da matriz energética mundial (1987 a 2012)

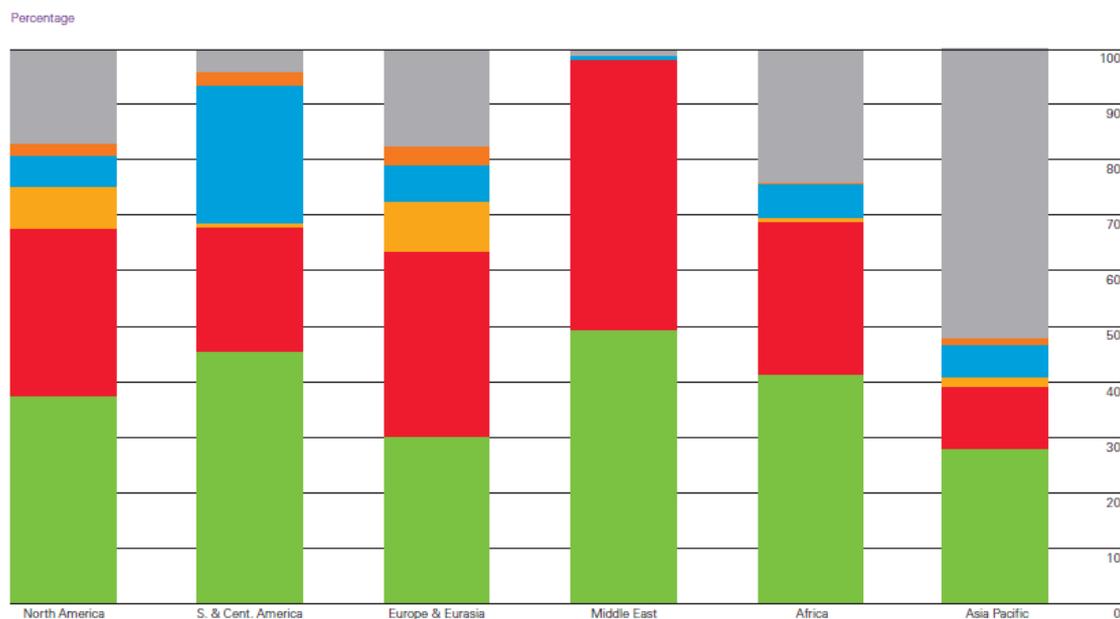


Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

O gás natural participa com 23,94 % no consumo total mundial de energia conforme expõe o Gráfico 6. Na distribuição regional (Gráfico 7), a sua utilização é marcante onde a disponibilidade é maior; no Oriente Médio (apesar da abundância de petróleo), a participação

do gás natural em sua matriz energética é de 49%, na Europa e Eurásia, 30%, na América do Norte 37%. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Gráfico 7:** Participação do tipo de energia por macro região



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

Nos países em desenvolvimento, com grande produção de gás natural, a participação deste combustível na matriz é bastante representativa – Argélia, 62,5%; Uzbequistão, 85,3%; Arábia Saudita, 41,6%. Em países de economia complexa, mas grandes produtores de gás, a participação também é grande – Estados Unidos (29,6%), Grã-Bretanha (34,6%), Holanda (36,9%) e Argentina (51,9%) (BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013). Nestes países as temperaturas mais baixas são um forte incentivo à maior utilização do gás natural. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Em países com escassa disponibilidade interna de gás, como Japão, 22%; China, 4,7%; Índia, 8,7% e Brasil, 9,5%, a participação na matriz energética é menor, conforme dados da BP Statistical Review. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

As trocas internacionais de gás natural vêm crescendo nos últimos anos, representando 23,9% do consumo total em 2012 isto é, a maioria do gás natural consumido continua sendo de produção própria dos consumidores. Muitos países são auto atendidos ou importam quantidades mínimas – Federação Russa, Canadá, Grã-Bretanha, Indonésia, Argélia, etc. (ABREU; MARTINEZ, 2003).

A menor ou maior inserção do gás natural na matriz energética de um país é determinada pela facilidade de acesso ao seu suprimento. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Da estrutura dos consumos setoriais de gás natural no mundo em 1998 podem destacar os seguintes pontos:

- A utilização em centrais elétricas atingia 28,8% do consumo total de gás natural, sendo que em algumas regiões este uso ultrapassava 40%;
- Os consumos das centrais elétricas, juntamente com o do setor de refinação de petróleo, representavam mais de 40% do total mundial;
- O consumo industrial (excluídos os consumos acima e o uso como matéria-prima) representava 26,3% do total;
- O consumo residencial – terciário e diversos (transporte e agricultura) – representava 28,2%, sendo que existia grande diversidade de situações sob este aspecto. Nas áreas onde o mercado já era maduro – América do Norte, Europa Ocidental e Central – estes usos eram importantes (maiores do que 35% do total), mas em outras áreas, onde o gás foi inserido na matriz mais recentemente, este uso era ainda inferior a 15%. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Em vários países, a utilização do gás natural para geração de energia elétrica é o setor de maior desenvolvimento nos últimos anos. Na Grã-Bretanha por exemplo, este uso representa 1,9% do consumo total em 1990 e em 1998, já alcançava 25,6%. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

#### 4.5. EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

As trocas internacionais de gás natural apresentaram aumento de 0,35% entre 2011 e 2012, apresentando assim, um ritmo de expansão moderado principalmente nos mercados onde o uso do combustível é mais maduro, desenvolvido e estimulado. A Figura 2 ilustra as trocas entre os países por tipo de transporte (gasoduto ou GNL). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Devido ao custo menor, as trocas por gasodutos são muito mais importantes do que aquelas sob a forma de GNL. As exportações da Federação Russa para a Europa Ocidental e Central alcançam 200,8 bilhões de m<sup>3</sup>/ano. (ABREU; MARTINEZ, 2003) Em China e Rússia Assinam Acordo Histórico de Gás Natural (2014), o consórcio de gás russo Gazprom e a Corporação Nacional de Petróleo da China (CNPC) assinaram no dia 21 de maio de 2014, um histórico acordo durante a visita do presidente russo, Vladimir Putin, a Xangai. Em virtude do acordo, a Gazprom fornecerá 38 bilhões de metros cúbicos de gás natural anualmente à China a partir de 2018 e pelos 30 anos seguintes. Em 2013, a China consumiu cerca de 170 bilhões

de metros cúbicos de gás natural, procedente, sobretudo, da Ásia Central. O preço de venda não foi divulgado e foi uma das principais causas da demora de negociações que começaram há quase dez anos, embora se estime que oscile ao redor dos US\$ 400 bilhões. A Rússia fornecerá gás siberiano à China através de seu gasoduto oriental, ou seja, a mesma rota geográfica pela qual Moscou já exporta petróleo ao cinturão industrial do nordeste do país vizinho.

As trocas por meio de gasoduto entre países limítrofes são dominantes, como entre Canadá e Estados Unidos, ou Holanda e Alemanha/França. As transferências de gás natural por gasodutos submarinos do Mar do Norte (Noruega) para a Europa Ocidental, Alemanha e França, principalmente, já atingem 106 bilhões m<sup>3</sup>/ano, apesar do custo de implantação. O transporte por gasodutos, também submarinos, da Argélia para a Itália e a Espanha, vem complementando o deslocamento sob a forma de GNL, existente já há muitos anos entre esses países. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Apesar do maior custo do transporte do gás natural sob a forma de GNL, ele prevalece onde não há alternativa, como no abastecimento do Japão/Coréia do Sul, a partir do Sudeste da Ásia; ou onde este sistema foi montado há muito tempo, quando o transporte por duto ainda não havia sido viabilizado, caso da ligação África do Norte com a Europa Ocidental. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

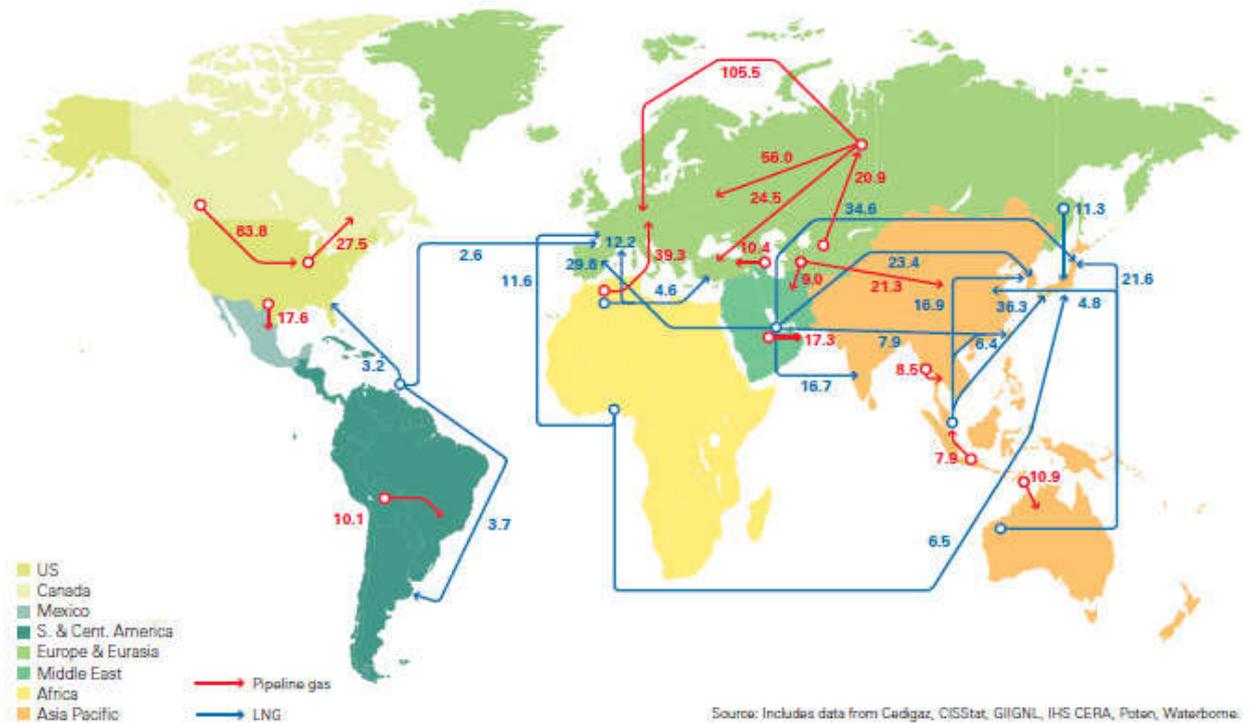
Nesta última década, houve uma forte redução dos custos de implantação das unidades de liquefação e regaseificação do GNL, bem como do seu transporte. Em consequência, os preços do GNL estão caindo e há um crescimento acentuado do número de terminais para sua movimentação, prevendo-se que cada vez mais países serão por ele atendidos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Figura 2 apresenta o esquema da rede de tubos e de transporte de GNL mundial (bilhões de metros cúbicos em 2012). Percebe-se a alta densidade de transporte de gás natural na Europa, principalmente a partir da Federação Russa e a possibilidade que o transporte de GNL oferece, permitindo a transferência do gás a grandes distâncias, tendo como principal destino a Ásia. O gasoduto Bolívia-Brasil figura como principal meio de transporte do gás natural na América do Sul (10 bilhões de m<sup>3</sup>/ano), mas em comparação com a rede Europeia (acima de 200 bilhões de m<sup>3</sup>/ano) e Norte Americana (acima de 100 bilhões de m<sup>3</sup>/ano), percebe-se que ainda há muito a ser desenvolvido e implementado, principalmente o transporte de gás natural extraído da camada pré-sal.

Em 2014 foram transportados ao redor de 470,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural através de gasodutos enquanto foram transportados 254,1 bilhões de m<sup>3</sup> na forma de Gás Natural

Liquefeito (GNL). Ou seja, praticamente dois terços do gás natural transportado no mundo são realizados através de tubulações. Sendo que o gasoduto Bolívia-Brasil representa 2,1% do total transportado em gasodutos no ano de 2012.

**Figura 2:** Comércio internacional de gás natural (transporte por gasoduto e GNL)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy – Junho 2013

#### 4.6. PREÇO DO GÁS NATURAL NO MUNDO

A lógica da livre concorrência entre fontes de energia é a base para a determinação dos preços do gás natural em todos os países de economia aberta. Isto quer dizer que o gás natural colocado à disposição de um consumidor final deve ter um custo de utilização tal que torne seu uso vantajoso, quando comparado com as outras fontes de energia disponíveis. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Tabela 5, a seguir, exemplifica este conceito ao comparar o preço do gás natural com outros combustíveis nos Estados Unidos, quando destinados à geração de energia elétrica.

O preço do gás natural tem crescimento até 2008 e rápida retração até atingir preço inferior ao preço de 2002, enquanto os demais combustíveis apresentaram crescimento persistente, levando o carvão a ter seu preço praticamente duplicado e o petróleo apresentou um preço três vezes maior em 2012.

**Tabela 5: Preços de combustíveis fósseis (Estados Unidos)**

<b>Preços de combustíveis fósseis para geração de energia</b> Estados Unidos (US\$/MMBtu)			
<b>Ano</b>	<b>Carvão</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Gás Natural</b>
2002	1.25	3.34	3.56
2003	1.28	4.33	5.39
2004	1.36	4.29	5.96
2005	1.54	6.44	8.21
2006	1.69	6.23	6.94
2007	1.77	7.17	7.11
2008	2.07	10.87	9.02
2009	2.21	7.02	4.74
2010	2.27	9.54	5.09
2011	2.39	12.48	4.72
2012	2.38	12.48	3.42

Fonte: US Department of Energy – DOE/EIA

A Tabela 5 serve para ilustrar o conceito acima destacado: o gás natural, ainda que não apresentando sempre o menor preço para a energia contida, mantém sua posição competitiva, pois exige menor investimento nas instalações de queima e menores custos operacionais. Ainda que este entendimento continue prevalecendo especialmente nos Estados Unidos, onde o consumo é extremamente elevado e depende cada vez mais de importações, o preço do gás natural começa a aparecer como um novo balizador dos preços dos combustíveis. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Para o gás natural é normal a segmentação do mercado com preços diferenciados para as várias categorias de consumidores – residenciais, comerciais, industriais e de geração de energia, havendo grande variação dos valores médios entre esses setores. Os grandes consumidores, em função do volume e da uniformidade da sua demanda, pagam tarifas menores, as quais podem ser influenciadas ainda, pela proximidade entre as localizações do usuário e da região produtora do gás fornecido. . (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Tabela 6 mostra preços médios anuais do gás natural, em anos recentes, para os vários segmentos do mercado americano.

**Tabela 6:** Preços médios anuais para segmentos de mercado nos Estados Unidos

<b>Preços médios anuais do gás natural</b> Estados Unidos (US\$/kcf)					
<b>Ano</b>	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Veicular</b>	<b>Geração Energia</b>
2002	7.89	6.63	4.02	5.1	3.68
2003	9.63	8.4	5.89	6.19	5.57
2004	10.75	9.43	6.53	7.16	6.11
2005	12.7	11.34	8.56	9.14	8.47
2006	13.73	12	7.87	8.72	7.11
2007	13.08	11.34	7.68	8.5	7.31
2008	13.89	12.23	9.65	11.75	9.26
2009	12.14	10.06	5.33	8.13	4.93
2010	11.39	9.47	5.49	6.25	5.27
2011	11.03	8.91	5.13	7.48	4.89
2012	10.71	8.1	3.89	8.04	3.54

Fonte: US Department of Energy – DOE/EIA

Estes preços são indicativos de um mercado maduro e fortemente competitivo, com um número muito grande de produtores, transportadores e distribuidores. Além do mais, a relativamente pequena diferença entre os principais segmentos decorre de uma forte participação dos setores residencial/terciário. Num país como o Brasil, no qual o consumo destes setores é ainda incipiente, eles tendem a serem mercados onerados com preços mais altos frente aos valores pagos pelos maiores consumidores (geração de energia e indústrias maiores). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nos países em que a variação das condições climáticas entre estações é muito acentuada, são comuns variações sazonais nos preços, sendo normal que no inverno os preços sejam mais altos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Além dos participantes do negócio gás natural já identificados – produtores, transportadores, distribuidores e consumidores – o mercado sempre contou, ao longo do tempo em todos os países, com variados graus de intervenção governamental, através de legislação específica e das agências reguladoras. Para isso, as leis estabelecem o quadro institucional e criam essas agências, investindo-as do poder necessário para desenvolver um ambiente de efetiva competição no negócio gás natural. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nos países em que o mercado já é maduro, está em curso uma crescente desregulamentação do setor, permitindo aos usuários comprar o gás de que necessitam do fornecedor que melhores condições lhe oferecem. As atividades de transporte e distribuição são acessíveis aos fornecedores mediante o pagamento de tarifas regulamentadas. Esta

tendência já é avançada nos Estados Unidos, mas menos desenvolvida nos demais mercados, necessitando de cuidadosos estudos para sua implementação. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Tabela 7: Preços de gás para uso industrial - mundo**

<b>Preços de gás natural para uso industrial</b>										
Estados Unidos (US\$/MMBtu)										
País	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Canadá	2.74	3.16	5.29	5.64	7.34	6.85	5.45	8.88	4.35	4.03
Espanha	4.44	4.17	5.14	5.43	6.41	8.94	9.58	12.26	10.93	9.84
Estados Unidos	5.00	3.89	5.64	6.35	8.20	7.61	7.40	9.36	5.11	5.23
França	4.97	4.60	6.09	6.61	8.32	10.39	10.44	15.30	11.06	12.21
Holanda	4.43	4.15	5.60	NA	NA	NA	11.25	13.55	12.67	10.43
Hungria	3.10	3.62	5.94	7.25	8.71	11.37	14.72	18.98	15.41	NA
Inglaterra	3.54	3.69	4.15	5.11	7.53	9.66	8.39	11.24	8.16	7.64
Itália	C	C	C	7.57	8.87	11.45	12.38	16.29	14.05	12.17
Japão	10.24	9.00	9.70	9.89	10.12	10.97	11.44	NA	NA	NA
México	4.12	3.09	5.17	7.58	9.00	8.65	8.75	10.91	NA	NA
Nova Zelândia	2.05	2.36	3.59	4.46	5.61	6.11	7.01	6.04	5.84	5.90
Polônia	4.37	4.36	4.43	4.52	5.66	7.41	9.45	13.40	10.90	11.46
Rússia	0.52	0.64	0.87	1.10	1.35	1.57	1.93	2.50	2.15	2.74
Suíça	7.47	7.04	8.07	8.88	10.15	12.29	14.53	18.78	17.75	16.67

Preços para usuário final incluindo impostos e convertidos utilizando-se taxas de câmbio médias do ano

NA = Não Disponível

C = Confidencial

Fonte: US Department of Energy – DOE/EIA

A Tabela 7 indica a evolução dos preços nos anos recentes em alguns países. Vale registrar:

- Para todos os países, menos Estados Unidos, os valores têm como fonte a International Energy Agency – Quaterly Statistics. A fonte alerta que os usuários devem ter cuidado ao utilizarem os dados apresentados, apesar dos consideráveis esforços feitos para dar compatibilidade aos diversos números. Existem, de país para país, diferenças de metodologia, de definição de preços, etc., justificando esta cautela;
- A fonte de dados para os Estados Unidos é a Energy Information Administration (EIA), do Departamento de Energia. (ABREU; MARTINEZ, 2003)
- A tarifa média para a indústria segundo a EIA, nos Estados Unidos em 2013 era de US\$ 4,59 /MMBtu

A Venezuela embora não apareça na tabela, pois não divulgou os dados a partir de 2001, é um país com grandes reservas de gás natural e que até agora, não conseguiu colocar esta riqueza no mercado internacional, apresentando mercado nacional relativamente

pequeno, supre seus consumidores a preços destacadamente fora dos padrões usuais. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Grandes produtores que colocam parte de sua produção no mercado externo como Canadá, Holanda, Inglaterra e México, praticam nos seus mercados internos preços mais baixos do que os países importadores, melhorando a competitividade de seus respectivos parques industriais. Neste caso, México e Inglaterra têm aplicado esse estímulo à custa de uma maior velocidade de depleção de suas reservas – em fins de 2002, a relação R/P, para os mesmos, é de 7,2 anos e 6,8 anos, respectivamente. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Os Estados Unidos e os países da Europa Ocidental e Central, que são dependentes de importações, e as recebem por meio de gasodutos, praticam preços relativamente maiores, mas ainda assim estimulantes de sua atividade industrial. O Brasil está numa posição similar a estes, ainda que não apareça na tabela. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Nova Zelândia e o Japão são apresentados como exemplos de países insulares, com escassa produção interna de combustíveis e que recebem o gás natural que consomem sob a forma de GNL. Os preços nesse caso são substancialmente mais altos, mas ainda assim atrativos para as suas indústrias, fortemente centradas em atividades menos intensivas em uso de energia. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

No período indicado, os preços do gás natural apresentaram uma tendência ligeiramente de alta.

## **5 O GÁS NATURAL NO BRASIL**

Este capítulo apresenta informações sobre o desenvolvimento do gás natural no Brasil. A seção 5.1 traz aspectos da história da implementação do gás natural. A seção 5.2 expõe a matriz energética brasileira e dados sobre o desempenho do gás natural desde 1970 até 2012. A seção 5.3 ilustra as reservas de gás natural em terra e mar, por estado. Na seção 5.4 são apresentados os dados sobre produção de gás natural em terra e em mar, por estado. A seção 5.5 apresenta a infraestrutura de transporte do gás natural no Brasil. A seção 5.6 traz informações sobre as importações de gás natural da Bolívia. A seção 5.7 mostra a rede de distribuição de gás natural que opera no Brasil, através das concessionárias estaduais. Na seção 5.8 é apresentado o perfil da demanda de gás natural, seguido da seção 5.9 que traz uma noção do consumo por concessionária distribuidora. Finalizando com a seção 5.10 que informa a composição do preço deste combustível bem como o compara com o preço do insumo nos Estados Unidos.

### **5.1. UMA BREVE HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL**

A história do gás canalizado começou no século XIX e se desenvolveu em um ritmo que pode ser considerado satisfatório até a primeira metade do século XX, se for levada em consideração a conjuntura econômica da época. A partir dos anos 1950 até a década de 1990, no entanto, o setor se estagnou ou até mesmo regrediu, sendo que no fim desse período a distribuição se limitava aos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. É importante ressaltar que já existiram redes de distribuição na primeira metade do século passado nas cidades de Porto Alegre, Salvador, Ouro Preto, Taubaté, Santos, Belém e Recife. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

Em 1851, Irineu Evangelista de Sousa, o Barão de Mauá, assinou um contrato para iluminação a gás no Rio de Janeiro, surgindo assim, de acordo com a Companhia Estadual de Gás (CEG) em 1854 no Rio de Janeiro, com a denominação de Companhia de Iluminação a Gás, mais tarde chamada de CEG. Com a privatização, em julho de 1997, a empresa foi desmembrada em duas, a CEG e a Riogas, para o interior do estado. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

Em São Paulo a história da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) começou oficialmente em 28 de agosto de 1872, quando a então denominada San Paulo Gas Company (empresa inglesa) recebeu a autorização do Império para a prestação de serviços de distribuição de gás canalizado, de acordo com o Decreto n. 5071. Em 1974 ocorreu a

mudança do nome para a atual denominação Companhia de Gás de São Paulo. Em 14 de abril de 1999, o controle acionário da Comgás foi arrematado pelo consórcio formado pela British Gas e pela Shell, por R\$ 1,65 bilhão. Nesse período foram utilizados para distribuição, entre outros, o gás de carvão (1872 a 1972), o gás manufacturado de nafta e, a partir de 1989, o gás natural. O processo de conversão do gás manufacturado para o gás natural ocorreu entre 1993 e 1997. Esse último evento criou as condições necessárias para o crescimento deste mercado. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

Em 1996, a Petrobrás assinou um contrato de compra e venda de gás natural boliviano. O volume inicial de 4 milhões de metros cúbicos/dia atingiu em 2008 a quantidade de 8,1 milhões de metros cúbicos/dia. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

## 5.2. PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Em 1973 e 1979 tivemos os chamados “choques do petróleo”<sup>6</sup>, em que o preço desse produto sofreu fortes elevações por ação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo). O Brasil passou a sentir a crise do Petróleo a partir da década de 80. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O esforço no aproveitamento do potencial hidroelétrico aumentou significativamente a participação percentual da energia hidráulica na matriz energética. O surgimento do Pró-Álcool foi a mais importante criação brasileira no setor de energia, elevando também a participação dos produtos da cana. As crescentes restrições ao uso da lenha (principalmente devido ao esgotamento das disponibilidades mais acessíveis e à necessidade de preservação da Mata Atlântica) fizeram com que a biomassa venha decrescendo como fonte primária, caindo acentuadamente em termos relativos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A Tabela 8 – Oferta interna bruta de energia no Brasil – indica a distribuição por fontes primárias nos anos de 1970 a 2012, com base em dados do Balanço Energético Nacional do MME (Ministério das Minas e Energia). Estes dados correspondem à última edição deste balanço divulgado pelo MME. O gás natural obteve avanço de quase 100 % desde o ano 2000 até 2010, maior crescimento dentre as fontes energéticas.

---

<sup>6</sup> O choque da oferta do petróleo em 1973 elevou a taxa anual de inflação para 40% em 1974-78. Este período de quatro anos demonstrou uma estabilidade notável na taxa de inflação. O segundo choque do petróleo, acompanhado da redução à metade do intervalo de indexação dos salários e contratos de aluguéis e de uma desvalorização do cruzeiro de 30% acima da depreciação de paridade face a o dólar no final de 1979, explica a aceleração da inflação em 1979 e 1980 para o nível de 100%. (ARIDA;RESENDE,1986)

**Tabela 8: Oferta interna de energia - Brasil**

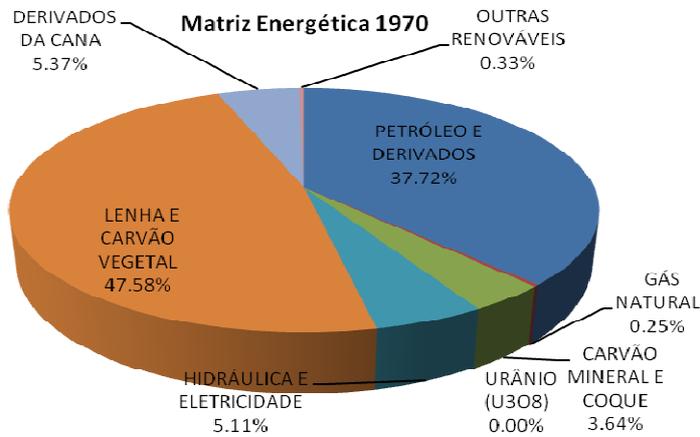
OFERTA INTERNA DE ENERGIA		%						
FONTES	1970	1980	1990	2000	2010	2011	2012	
<b>ENERGIA NÃO RENOVÁVEL</b>	<b>41.6</b>	<b>54.4</b>	<b>50.9</b>	<b>58.8</b>	<b>54.9</b>	<b>56.0</b>	<b>57.6</b>	
PETRÓLEO E DERIVADOS	37.7	48.3	40.7	45.6	37.8	38.6	39.2	
GÁS NATURAL	0.3	1.0	3.1	5.4	10.2	10.2	11.5	
CARVÃO MINERAL E COQUE	3.6	5.1	6.8	6.8	5.4	5.7	5.4	
URÂNIO (U3O8)	0.0	0.0	0.4	1.0	1.4	1.5	1.5	
<b>ENERGIA RENOVÁVEL</b>	<b>58.4</b>	<b>45.6</b>	<b>49.1</b>	<b>41.2</b>	<b>45.1</b>	<b>44.0</b>	<b>42.4</b>	
HIDRÁULICA E ELETRICIDADE 1	5.1	9.6	14.1	15.8	14.0	14.7	13.8	
LENHA E CARVÃO VEGETAL	47.6	27.1	20.1	12.1	9.7	9.5	9.1	
DERIVADOS DA CANA	5.4	8.0	13.4	10.9	17.5	15.7	15.4	
OUTRAS RENOVÁVEIS	0.3	0.9	1.5	2.3	3.9	4.1	4.1	
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013

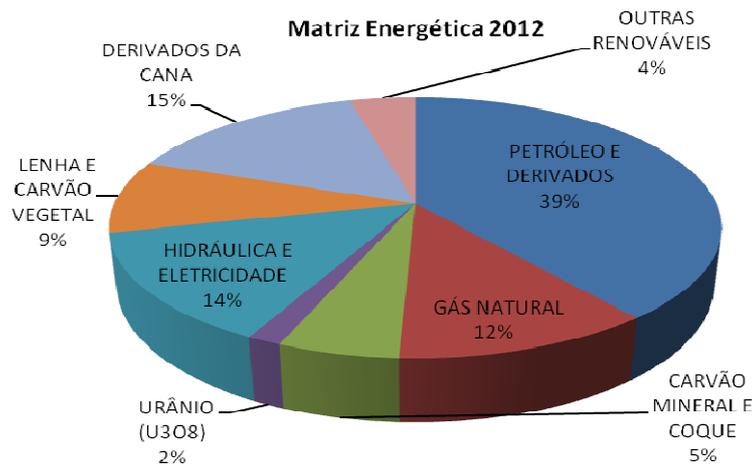
O gás natural começou timidamente a aparecer desde 1970, quando participava da matriz energética apenas no Nordeste (Recôncavo e Sergipe/Alagoas), utilizado como insumo industrial em algumas plantas de fertilizantes nitrogenados, como combustível na Refinaria Landolfo Alves (Mataripe), no Polo Petroquímico de Camaçari e em algumas poucas indústrias. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Com as descobertas da Bacia de Campos e o desenvolvimento de sua produção, o gás natural passou a ter participação um pouco mais expressiva na matriz. O início da operação do Gasbol também cooperou para elevar a participação do gás natural na matriz energética para 11,5% em 2012. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Pode-se perceber através dos Gráficos 8 e 9, a evolução do gás natural na matriz energética brasileira, que passou de 0,25% em 1970 para 42 anos depois, alcançar 12% de participação.

**Gráfico 8:** Matriz Energética Brasileira 1970

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013

**Gráfico 9:** Matriz Energética Brasileira 2012

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013

### 5.3. RESERVAS BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL

As reservas brasileiras de gás natural são bastante modestas e, até 2002, cerca de 73% associadas a jazidas de petróleo, o que manteve sua produção subordinada às condições de extração desse produto. Esse vinha sendo o fator limitante da expansão do consumo do gás no Brasil, agora superado com a entrada em operação do Gasbol e com o crescimento das reservas nacionais de gás não associado. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

As reservas provadas de gás natural no Brasil, 2003 a 2012, apresentam a distribuição geográfica e a distribuição entre campos terrestres e marítimos, indicadas na Tabela 9.

**Tabela 9:** Reservas provadas de gás natural no Brasil de 2003 a 2012

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL (MILHÕES M <sup>3</sup> )										12/11 %
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
<b>BRASIL</b>		<b>245.340</b>	<b>326.084</b>	<b>306.395</b>	<b>347.903</b>	<b>364.991</b>	<b>364.236</b>	<b>367.095</b>	<b>423.003</b>	<b>459.403</b>	<b>419.107</b>	<b>-0,05</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>76.597</b>	<b>73.730</b>	<b>71.752</b>	<b>74.522</b>	<b>68.131</b>	<b>66.305</b>	<b>65.489</b>	<b>68.803</b>	<b>70.577</b>	<b>72.375</b>	<b>2,55</b>
	<b>Mar</b>	<b>168.743</b>	<b>252.354</b>	<b>234.643</b>	<b>273.381</b>	<b>296.860</b>	<b>297.931</b>	<b>301.606</b>	<b>354.200</b>	<b>388.827</b>	<b>386.812</b>	<b>-0,52</b>
Amazonas	Terra	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	-9,81
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.286	-
Ceará	Mar	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	-26,81
Rio Grande do Norte	Terra	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.418	1.464	2.550	74,12
	Mar	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297	-4,56
Alagoas	Terra	4.286	3.929	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.740	8,92
	Mar	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762	-22,41
Sergipe	Terra	861	829	768	814	761	989	925	1.039	1.433	1.460	1,92
	Mar	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422	47,29
Bahia	Terra	16.987	15.636	12.379	11.474	8.470	7.447	7.202	7.356	6.844	5.988	-12,50
	Mar	8.681	9.625	9.388	14.269	26.423	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290	2,45
Espírito Santo	Terra	2.237	1.018	1.057	3.364	1.140	940	640	587	717	535	-25,33
	Mar	15.258	21.286	31.271	37.385	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590	-2,39
Rio de Janeiro <sup>2</sup>	Mar	119.257	119.049	145.378	164.503	167.917	173.142	166.770	220.506	249.984	246.438	-1,42
São Paulo	Mar	3.508	78.471	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	2,47
Paraná <sup>1</sup>	Terra	-	-	-	-	1	142	4	134	149	-	-
	Mar	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062	16,28
Santa Catarina <sup>4</sup>	Mar	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	-0,09

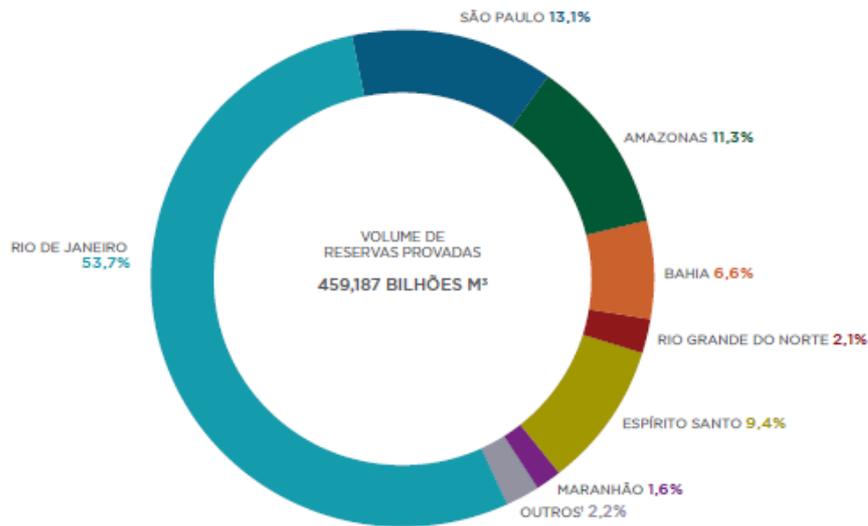
Fonte: Agência Nacional de Petróleo

Pode-se perceber o rápido crescimento, uma média de 10,66% ao ano e a grande diferença no tamanho das reservas em mar para as reservas em terra. As reservas em mar compreendiam 84,24% das reservas totais em 2012.

O Gráfico 10 permite uma melhor visualização da distribuição percentual das reservas de gás natural por unidade da federação.

O estado do Rio de Janeiro concentra em mar, a maior parte das reservas de gás natural do Brasil – 53,7% das reservas. São Paulo aparece em segundo lugar com 13,1% das reservas e o Amazonas ocupa a terceira posição com 11,3% sendo suas reservas localizadas em terra.

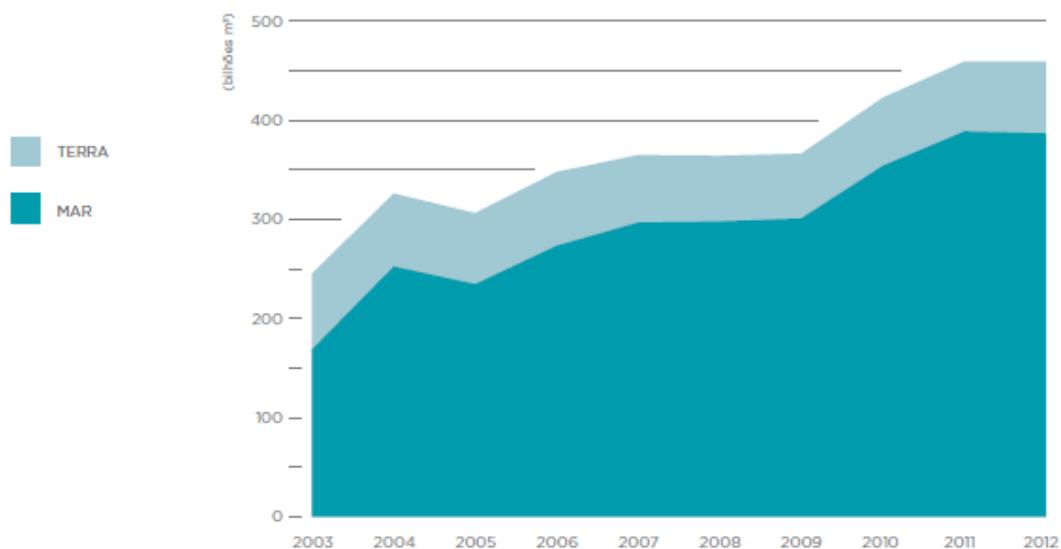
**Gráfico 10:** Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação 31/12/12.



Fonte: Agência Nacional de Petróleo

O Gráfico 11 permite visualizar a evolução cronológica do crescimento das reservas de gás natural em terra e mar no Brasil. A partir de 2005 tem-se um grande avanço nas reservas provadas em mar, provenientes das perfurações em grandes profundidades na Bacia de Campos.

**Gráfico 11:** Reservas provadas de gás natural



Fonte: Agência Nacional de Petróleo

As reservas brasileiras de gás natural, conforme a tabela 9 da Agência Nacional do Petróleo apresentam uma relação R/P (relação reservas sobre produção) de 17,8 anos o que poderia parecer razoavelmente confortável. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Na realidade, esta relação R/P é pouco adequada às necessidades nacionais, considerando-se que:

- As reservas da Amazônia ainda não estão disponíveis para utilização, devido às distâncias dos principais centros de consumo;
- A grande proporção de gás associado no Brasil que subordina a produção do gás natural às condições de extração do petróleo e reduz a flexibilidade da sua colocação no mercado. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

#### 5.4. PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

A produção nacional de gás natural, por estado produtor, está indicada na Tabela 10, onde se destaca também se originário de campos em terra ou no mar.

**Tabela 10:** Produção de gás natural, por localização (terra e mar) segundo unidades da federação - 2003 a 2012.

TABELA 2.13. PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR), SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO - 2003-2012												
UNIDADES DA FEDERAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (MILHÕES M <sup>3</sup> )										12/11 %
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
<b>BRASIL</b>		<b>15.792,1</b>	<b>16.971,2</b>	<b>17.699,2</b>	<b>17.699,2</b>	<b>18.151,7</b>	<b>21.592,7</b>	<b>21.141,5</b>	<b>22.938,4</b>	<b>24.073,7</b>	<b>25.832,2</b>	<b>7,30</b>
<b>Subtotal</b>		<b>6.708,6</b>	<b>7.765,5</b>	<b>7.375,3</b>	<b>6.656,9</b>	<b>6.282,9</b>	<b>6.273,1</b>	<b>6.045,2</b>	<b>6.024,0</b>	<b>6.147,7</b>	<b>6.122,9</b>	<b>-0,40</b>
	<b>Mar</b>	<b>9.083,4</b>	<b>9.205,7</b>	<b>10.323,9</b>	<b>11.042,3</b>	<b>11.868,7</b>	<b>15.319,6</b>	<b>15.096,3</b>	<b>16.914,4</b>	<b>17.926,0</b>	<b>19.709,3</b>	<b>9,95</b>
Amazonas	Terra	2.992,6	3.620,8	3.567,2	3.376,3	3.546,1	3.732,6	3.780,2	3.857,9	4.161,2	4.188,3	0,65
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-
Ceará	Terra	0,8	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	-19,05
	<b>Mar</b>	<b>99,3</b>	<b>125,4</b>	<b>110,6</b>	<b>98,9</b>	<b>77,4</b>	<b>65,8</b>	<b>55,5</b>	<b>42,1</b>	<b>30,7</b>	<b>27,2</b>	<b>-11,48</b>
Rio Grande do Norte	Terra	301,6	333,5	296,0	266,1	313,9	317,8	273,0	269,5	272,1	258,1	-5,13
	<b>Mar</b>	<b>967,3</b>	<b>1.032,1</b>	<b>1.020,5</b>	<b>914,5</b>	<b>765,0</b>	<b>609,8</b>	<b>488,1</b>	<b>419,4</b>	<b>362,4</b>	<b>305,1</b>	<b>-15,82</b>
Alagoas	Terra	783,3	1.042,2	999,5	878,6	765,4	685,7	618,0	564,5	462,7	508,5	9,89
	<b>Mar</b>	<b>134,6</b>	<b>144,9</b>	<b>169,1</b>	<b>144,1</b>	<b>141,0</b>	<b>128,2</b>	<b>124,4</b>	<b>108,2</b>	<b>100,4</b>	<b>53,2</b>	<b>-47,07</b>
Sergipe	Terra	66,2	76,3	79,0	84,2	93,2	91,2	92,5	94,7	101,9	102,8	0,85
	<b>Mar</b>	<b>666,3</b>	<b>601,2</b>	<b>538,7</b>	<b>525,2</b>	<b>453,9</b>	<b>766,5</b>	<b>863,6</b>	<b>1.007,1</b>	<b>999,2</b>	<b>927,0</b>	<b>-7,23</b>
Bahia	Terra	2.115,7	2.218,4	1.959,1	1.878,1	1.480,0	1.285,4	1.172,3	1.138,3	1.057,5	970,8	-8,19
	<b>Mar</b>	<b>50,2</b>	<b>38,2</b>	<b>25,2</b>	<b>16,3</b>	<b>1.166,3</b>	<b>2.079,5</b>	<b>1.881,1</b>	<b>2.261,1</b>	<b>1.500,2</b>	<b>2.245,9</b>	<b>49,70</b>
Espírito Santo	Terra	448,4	473,7	474,0	173,1	83,7	159,7	108,5	98,7	91,8	93,6	1,94
	<b>Mar</b>	<b>60,9</b>	<b>36,1</b>	<b>45,1</b>	<b>736,6</b>	<b>881,7</b>	<b>2.642,4</b>	<b>967,9</b>	<b>2.602,4</b>	<b>4.240,3</b>	<b>3.814,3</b>	<b>-10,04</b>
Rio de Janeiro	Mar	6.660,2	6.779,1	7.967,2	8.210,8	8.025,1	8.763,3	10.497,2	10.132,2	9.386,9	10.344,4	10,20
São Paulo	Mar	388,2	383,4	379,7	357,0	324,1	242,1	218,4	342,0	1.305,8	1.992,1	52,56
Paraná	Mar	56,4	65,2	67,7	39,0	34,3	21,9	-	-	-	-	-

Fonte: Agência Nacional de Petróleo

Nos últimos 10 anos (Gráfico 12), a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,6% ao ano, atingindo 25,8 bilhões de m<sup>3</sup> em 2012, volume 7,3% maior que o de 2011. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

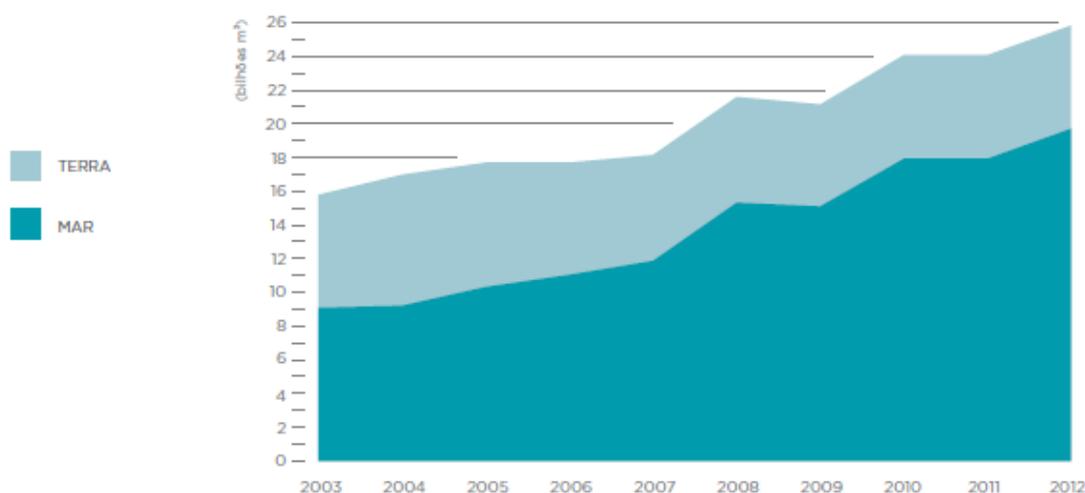
A produção offshore correspondeu a 19,7 milhões de m<sup>3</sup>, 76,3% do gás natural produzido no País, após alta de quase 10%. Por outro lado, a produção em terra caiu 0,4%, situando-se em 6,1 milhões de m<sup>3</sup>. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

Com alta de 10,2%, o Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor com 10,3 bilhões de m<sup>3</sup>, concentrando 40% do total nacional e 52,5% do total offshore. Em seguida veio o Espírito Santo, responsável por 3,9 bilhões de m<sup>3</sup>, 15,1% da produção nacional, após queda de 10% em sua produção no mar. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 15,5 anos em 2003 para 17,8 anos em 2012. Este índice cresceu a uma taxa média de 1,5% no período. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

Em 2012, o Brasil se situou na 34ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, descontaram-se da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pela BP. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

**Gráfico 12:** Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) 2003-2012.



Fonte: Agência Nacional de Petróleo

Conforme a Tabela 10, do total de gás natural produzido em 2012, 69,4% (17,9 bilhões de m<sup>3</sup>) eram de gás associado ao petróleo, sendo o Rio de Janeiro o estado com a maior produção: 9,9 bilhões de m<sup>3</sup>. Bahia e Espírito Santo foram os estados que mais produziram gás não associado: 2,7 e 2,1 bilhões de m<sup>3</sup>, respectivamente. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

Em 2012, 5,6% da produção total foi queimada ou perdida, e 13,7%, reinjetada. Em comparação a 2011, o volume de queimas e perdas caiu 17,8%, e o de reinjeção, 12,3%. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás não reinjetado no poço (com o objetivo de aumentar a recuperação do petróleo) e que não tem mercado consumidor próximo acaba sendo queimado. Em campos contendo gás natural não associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas. (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2013, 2013)

## 5.5. INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

A Figura 3 indica as principais conexões com a Bolívia e a Argentina e a rede de dutos brasileira que utiliza o gás proveniente desses países. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A interligação dos estados do Nordeste, trechos Guamaré (RN) – Pecém (CE) e Pilar (AL) – Cabo (PE) entraram em operação com o objetivo de escoar a produção nas reservas da região que assim podem ser mobilizadas para atender a demanda regional. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

No Sudeste e Sul, foi necessária a ligação duto viária ao longo da região costeira, onde há maior concentração humana e portanto, maior consumo potencial. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A interligação do Nordeste com a Bacia de Campos, integrando toda a região litorânea, foi facilitada pela produção de gás na área norte da Bacia de Campos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

**Figura 3:** Rede de dutos



Fonte: ABEGÁS

A opção pelo uso de gasodutos no Brasil requer vultosos investimentos e longo prazo de implementação, maturação e retorno. Por ser um país de dimensões continentais e grandes distâncias a serem percorridas entre produção e consumo. Muitas vezes opta-se por transporte alternativo de gás natural.

O transporte a granel de gás natural comprimido (GNC) basicamente consiste no transporte do gás natural a altas pressões, em cilindros especialmente acondicionados em caminhões. A viabilidade do transporte do GNC é possível em função do aumento da massa de gás natural por um determinado volume em virtude da sua compressão. Os cilindros utilizados podem suportar pressões de 250 bar. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

O transporte a granel de gás natural liquefeito (GNL) basicamente consiste no transporte do gás natural no estado líquido, a  $-160^{\circ}\text{C}$ , em que seu volume é reduzido em aproximadamente 600 vezes. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

O Brasil possui uma rede extensa de gasodutos, conforme se pode visualizar na Figura 3 e dos quais merecem destaque os gasodutos em operação relacionados a seguir.

## Gasodutos em Operação

- Gasoduto Urucu – Coari: capacidade de transporte de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia e extensão de 280 km. Concluído em 1998.
- Gasoduto Coari – Manaus: capacidade de transporte de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia e extensão de 383 km.
- GASFOR (Gasoduto Guamaré – Pecém): capacidade de transporte de 292 milhões de m<sup>3</sup>/dia, extensão de 383 km. Abastece os municípios cearenses de Icapuí, Horizonte e Maracanaú com o Gás Natural de Guamaré (RN).
- NORDESTÃO I (Gasoduto Guamaré – Cabo): capacidade de transporte de 313 milhões de m<sup>3</sup>/ano, extensão de 424 km. Abastece um total de 11 municípios dos Estados do Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco com o Gás Natural processado em Guamaré (RN).
- GASALP (Gasoduto Alagoas – Pernambuco): capacidade de transporte de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, extensão de 204 km. Em atividades desde 1999, abastece o município de Cabo (PE) com o Gás Natural de Pilar (Alagoas).
- Gasoduto Lagoa Parda – Vitória: capacidade de transporte de 365 milhões de m<sup>3</sup>/ano, extensão de 100 km. Em atividades desde 1984, abastece os municípios de Aracruz, Serra e Vitória com o Gás Natural de Lagoa Parda.
- GASENE (Gasoduto Sudeste – Nordeste): capacidade de transporte de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, extensão de 1200 km, interligando da estação de processamento de gás de Cabiúnas (RJ) a Vitória (ES), de Vitória a Cacimbas (ES) e de Cacimbas a Catu (BA). (ABEGÁS, 2014)

## Gasoduto Bolívia – Brasil

- GASBOL – Mato Grosso do Sul: extensão de 717 km.
- GASBOL – São Paulo: extensão de 1042 km.
- GASBOL – Paraná: extensão de 207 km.
- GASBOL – Santa Catarina: extensão de 447 km.
- GASBOL – Rio Grande do Sul: extensão de 184 km. (ABEGÁS, 2014)

## 5.6. IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

No contexto da aprovação em março de 1993, da ampliação da inserção do gás natural na matriz energética brasileira estava formado o quadro que fundamentava a retomada das negociações com a Bolívia e a Argentina, visando a viabilizar a importação de gás natural desses países vizinhos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Em sequencia, começou a tomar forma o Gasbol (Gasoduto Bolívia – Brasil), em demoradas tratativas devido à complexidade das questões envolvidas, dentre as quais se podem destacar:

- Definição da estrutura empresarial que assumiria a coordenação das negociações, tanto do lado boliviano quanto do lado brasileiro;
- Bases contratuais de compra e venda do produto;
- Garantia de reservas de gás natural compatíveis com um fornecimento de vulto por tempo prolongado;
- Compromisso de colocação do produto no mercado brasileiro;
- Estudos de engenharia quanto ao dimensionamento do sistema de transporte e do traçado do duto;
- Análise da viabilidade técnico-econômica do projeto e definição da cobertura financeira do empreendimento. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Para executar o empreendimento, foi constituída a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil S/A (TBG), uma associação entre a Petrobrás (representada por sua subsidiária Gaspetro) e capitais internacionais. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Em agosto de 1996, foi emitida a primeira ordem de compra de tubos. Em setembro de 1997 começaram as obras divididas em duas etapas, a primeira de Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) até Guararema (SP) com 1985 quilômetros de extensão, concluída em dezembro de 1998; e o trecho de Campinas (SP) a Canoas (RS) completado em 2000. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O Custo total da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil foi de US\$ 2 bilhões, sendo US\$1,6 bilhões investidos por parte do Brasil e US\$ 400 milhões pela Bolívia.

Para viabilizar o investimento brasileiro no gasoduto foram necessários aportes de capital de fontes distintas conforme relacionadas a seguir.

#### Financiamento da Obra:

- BNDES/Finame - US\$ 245 milhões
- Corporação Andina de Fomento (CAF) - US\$ 80 milhões
- Venda antecipada de serviços - US\$ 302 milhões
- Aporte de acionistas - US\$ 310 milhões
- Agências de fomento e exportação - US\$ 159 milhões
- Banco Europeu de Investimento - US\$ 60 milhões
- Empréstimo do BIRD - US\$ 130 milhões
- BID - US\$ 240 milhões

Fonte: TBG

A operação comercial do Trecho Norte do Gasbol foi iniciada em julho de 1999 e a do Trecho Sul, em março de 2000. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Ao lado do Gasbol, outros dois empreendimentos que correspondem à importação de gás natural da Argentina pelo Rio Grande do Sul, estão em evolução. Os dois projetos têm a iniciativa de empresas internacionais em associação com capitais nacionais e veem Canoas como ponto terminal onde se interligariam com o Gasbol, vindo do norte. A capacidade de transporte do Gasoduto de Uruguaiana é de 12 milhões m<sup>3</sup>/dia, enquanto aquele oriundo de Buenos Aires via Rio Branco/Jaguarão teria uma capacidade de 15 milhões m<sup>3</sup>/dia. Estes projetos ainda não deslancharam. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A possibilidade de interligação destes três gasodutos é muito conveniente, permitindo a troca de produtos (swaps) e dando flexibilidade e segurança para os usuários ao fechar um anel integrando os produtos oriundos dos países vizinhos com a produção nacional da região Sudeste. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Estes gasodutos agregariam uma oferta adicional à produção nacional de cerca de 57 milhões m<sup>3</sup>/dia. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

### 5.7. DISTRIBUIÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

Na Constituição Federal de 1988, o artigo 25 estabelece que os Estados da Federação recebem o poder de deliberar através de concessão, a exclusividade de comercialização e distribuição de gás natural nas suas respectivas áreas geográficas. Isto significa que todas as operações de venda de gás ao consumidor final pertencentes a qualquer segmento de mercado, devem ser realizadas através da Cia. Distribuidora Estadual que detenha a concessão daquela

área. A regulamentação e a fiscalização dessa atividade também passaram a ser de responsabilidade dos Estados, através dos Órgãos Reguladores Estaduais. (ANP, 2001)

Vale lembrar que alguns Estados preveem a comercialização direta entre produtor de gás natural e consumidor final, em situações em que este é considerado um grande consumidor e ao mesmo tempo, não utiliza a malha de distribuição das empresas concessionárias (esta situação é conhecida como by-pass). Neste caso, o grande consumidor pode firmar contratos de compra e venda com o produtor e contratar o transporte diretamente com o transportador, sem a intermediação da Cia. Distribuidora Estadual (Figura 4). No estado de São Paulo, por exemplo, a exclusividade da comercialização através das empresas concessionárias prevalece por um período de doze anos a partir do início da concessão. No estado do Rio de Janeiro, este período é de dez anos; e, em outros estados, este prazo pode variar ou até mesmo não haver nenhum acordo nesse sentido. (ANP, 2001)

**Figura 4:** Distribuidoras de gás natural no Brasil



Fonte: ABEGÁS

**Tabela 11:** Concessionárias de gás natural canalizado por região

<u>Norte</u>	<u>Centro-Oeste</u>	<u>Nordeste</u>	<u>Sudeste</u>	<u>Sul</u>
CIGÁS	CEBGÁS	ALGÁS	BR-ES	COMPAGÁS
GÁS DO PARÁ	GOIASGÁS	BAHIAGÁS	CEG	SCGÁS
GASAP	MSGÁS	CEGÁS	CEG RIO	SULGÁS
RONGÁS	MTGÁS	COPERGÁS	COMGÁS	
		GÁSMAR	GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A	
		GÁSPISA	GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A	
		PBGÁS	GASMIG	
		POTIGÁS		
		SERGÁS		

Fonte: ABEGÁS

## 5.8. DEMANDA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A partir das informações do Balanço Energético Nacional (MME, 2013) é possível acompanhar a evolução da utilização do gás natural nos últimos dez anos. Pelos dados do Balanço, o consumo pode ser dividido em cinco grandes categorias: setor energético (UPGNs, refinarias e uma parte ainda insignificante de geração elétrica), setor comercial, setor residencial, setor de transportes e setor industrial.

As tabelas a seguir informam o posicionamento do uso do gás natural frente aos demais combustíveis nas cinco grandes categorias desde 2003 até 2012.

### 5.8.1. Setor energético

Através da Tabela 12, que apresenta a evolução do consumo de gás natural no setor energético, pode-se notar o aumento na participação do gás natural de 17,3% em 2003 para 23% em 2012, ou seja, um aumento de 5,7% em 9 anos (nenhum outro combustível apresentou incremento nesta magnitude), o que denota a importância de sua utilização na geração de energia elétrica frente aos desafios que o governo brasileiro enfrenta com relação ao aumento da demanda de energia e a capacidade de fornecimento e acompanhamento do crescimento desta demanda, da matriz energética brasileira.

**Tabela 12:** Evolução do consumo de gás natural no setor energético

FONTES											10 <sup>3</sup> tep (toe)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	SOURCES
GÁS NATURAL	2.740	2.948	3.252	3.500	3.822	4.926	4.994	3.875	4.671	5.258	NATURAL GAS
BAGAÇO DE CANA	7.374	7.461	8.064	8.949	10.594	13.305	12.258	12.777	10.411	10.508	SUGAR CANE BAGASSE
ÓLEO DIESEL	153	148	158	93	132	152	162	908	945	1.189	DIESEL OIL
ÓLEO COMBUSTÍVEL	1.126	1.040	1.126	1.123	1.058	980	985	631	519	350	FUEL OIL
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	41	46	27	57	53	19	18	15	14	0	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
NAFTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	NAPHTHA
QUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KEROSENE
GÁS DE COQUERIA	288	304	312	309	348	133	188	184	202	193	COKE OVEN GAS
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GASWORKS GAS
COQUE DE CARVÃO MINERAL / ALCATRÃO/ CARVÃO VAPOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	COAL COKE/TAR/STEAM COAL
ELETRICIDADE	1.033	1.135	1.164	1.253	1.485	1.582	1.561	2.308	2.083	2.266	ELECTRICITY
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	3.077	3.361	3.550	3.525	3.557	3.582	3.749	3.561	3.325	3.124	OTHER OIL PRODUCTS
<b>TOTAL</b>	<b>15.832</b>	<b>16.442</b>	<b>17.653</b>	<b>18.810</b>	<b>21.049</b>	<b>24.679</b>	<b>23.916</b>	<b>24.258</b>	<b>22.171</b>	<b>22.888</b>	<b>TOTAL</b>

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

### 5.8.2. Setor comercial

No setor comercial o gás natural é utilizado em várias aplicações e equipamentos, oferecendo soluções de fornecimento de energia às atividades de comércio quaisquer que elas sejam, substituindo outras fontes de energia como o petróleo, o gás de botijão e a própria energia elétrica. É uma forma de energia para a cocção de alimentos e para o aquecimento de água, podendo ser utilizado pelo setor hoteleiro além de restaurantes, bares, padarias, pastelarias, shopping centers, hospitais e demais estabelecimentos.

Os principais concorrentes do gás natural no setor comercial, em se tratando de sua finalidade específica que é geração de calor, são a energia elétrica e o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) e este setor é muito sensível a preço. Sem uma política específica para a disseminação do uso do gás natural no setor comercial, a competitividade deste combustível fica fragilizada e por isso apresenta queda de participação conforme mostrado na Tabela 13 onde se pode observar uma ligeira queda na participação do gás natural e o avanço no uso do GLP e energia elétrica.

**Tabela 13:** Evolução do consumo de gás natural no setor comercial

FONTES											10 <sup>3</sup> tep (toe)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	SOURCES
GÁS NATURAL	206	216	233	266	275	171	190	202	188	193	NATURAL GAS
LENHA	78	71	73	74	77	78	80	89	95	96	FIREWOOD
ÓLEO DIESEL	86	103	53	54	56	59	57	36	9	9	DIESEL OIL
ÓLEO COMBUSTÍVEL	129	142	115	110	116	122	122	25	19	19	FUEL OIL
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	272	284	309	308	302	309	135	298	352	438	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GASWORKS GAS
ELETRICIDADE	4.160	4.307	4.600	4.749	5.034	5.375	5.674	5.996	6.369	6.864	ELECTRICITY
CARVÃO VEGETAL	63	66	67	69	73	78	78	86	92	90	CHARCOAL
OUTROS DERIVADOS DE PETRÓLEO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	OTHER OIL PRODUCTS
TOTAL	4.994	5.188	5.452	5.631	5.935	6.190	6.335	6.731	7.124	7.710	TOTAL

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

### 5.8.3. Setor residencial

Na Tabela 14 é possível verificar o incremento da participação do gás natural no uso residencial, que passou de 0,8% em 2003 para 1,2% em 2012. O gás natural no setor residencial serve para cozinhar, aquecer água, para aquecimento e refrigeração do ambiente e também como fonte de energia para vários aparelhos. Ele é mais barato que a energia elétrica e mais seguro que o gás de botijão, pois em caso de vazamento, se dispersa facilmente no ar.

**Tabela 14:** Evolução do consumo de gás natural no setor residencial

FONTES											10 <sup>3</sup> tep (toe)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	SOURCES
GÁS NATURAL	172	181	191	207	221	229	238	255	280	296	NATURAL GAS
LENHA	7.964	8.074	8.235	8.276	7.812	7.706	7.529	7.276	6.505	6.472	FIREWOOD
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	5.710	5.828	5.713	5.710	5.896	6.043	6.115	6.298	6.364	6.393	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
QUEROSENE	14	13	17	15	9	9	8	4	5	5	KEROSENE
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GASWORKS GAS
ELETRICIDADE	6.548	6.758	7.155	7.380	7.816	8.220	8.655	9.220	9.629	10.118	ELECTRICITY
CARVÃO VEGETAL	493	503	517	502	517	531	584	509	483	478	CHARCOAL
TOTAL	20.902	21.357	21.827	22.090	22.271	22.738	23.129	23.562	23.267	23.761	TOTAL

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

A disseminação do gás natural no setor residencial representa uma grande alternativa ao uso da energia elétrica, principalmente para o uso em aquecimento de água, o que minimizaria bastante a possibilidade de racionamento energético principalmente em épocas mais frias.

Para que seja viável o incremento da disponibilidade a baixo custo e com segurança do gás natural residencial, a adoção de políticas públicas conjugadas (Governo federal, estadual e municipal) com planos integrados de desenvolvimento de infraestrutura, é fundamental. É necessário um planejamento efetivo para que sejam viáveis as obras de implementação das redes de gasoduto dentro dos municípios, rapidez no licenciamento das obras por parte dos órgãos competentes (prefeituras e órgãos ambientais) e também intenso esforço em pesquisa tecnológica com o objetivo de desenvolver soluções com menores custos e que ofereçam segurança para o usuário final.

#### **5.8.4. Setor de transportes**

Na Tabela 15 estão relacionados os combustíveis utilizados no setor de transportes, sendo que o gás natural possuía em 2012 uma participação de 2,15%. O uso do gás natural em veículos automotores se iniciou em 1996 na cidade do Rio de Janeiro. O gás colocado à disposição do mercado trazia consigo um forte apelo de redução do custo para o usuário. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O que no começo foi um grande atrativo, agora já não se posiciona da mesma forma, pois a necessidade de investimento no kit de conversão<sup>7</sup> e também os seguidos aumentos no preço, tem afastado os clientes que já não enxergam grandes vantagens econômicas em adotar esta alternativa. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

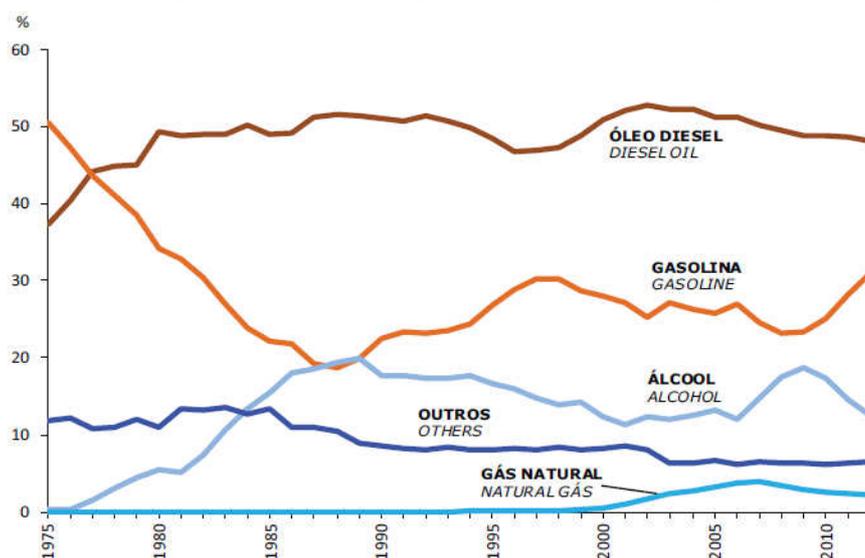
---

<sup>7</sup> A facilidade de instalação do kit de conversão (de 3 a 6 horas de trabalho) e o seu custo relativamente baixo (de 2 a 3 mil reais) contribuíram para a rápida difusão do GNV (Gás Natural Veicular). O kit de conversão tem como componentes principais o cilindro (mais comum com 15m<sup>3</sup> de gás a 200/220 bar de pressão), a válvula do cilindro, as tubulações de alta pressão, a chave comutadora, a válvula de abastecimento, o manômetro, a reguladora de pressão, o misturador e o conjunto de mangueiras e conexões de baixa pressão. O cilindro de 15m<sup>3</sup>

**Tabela 15:** Evolução do consumo de gás natural no setor de transportes

FONTES	10 <sup>3</sup> tep (toe)										SOURCES
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
GÁS NATURAL	1.169	1.390	1.711	2.030	2.252	2.158	1.853	1.767	1.735	1.709	NATURAL GAS
CARVÃO VAPOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	STEAM COAL
LENHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	FIREWOOD
ÓLEO DIESEL	25.189	27.032	26.946	27.471	29.129	31.086	30.725	34.046	35.929	38.128	DIESEL OIL
ÓLEO COMBUSTÍVEL	699	782	806	733	930	1.038	986	966	983	1.138	FUEL OIL
GASOLINA AUTOMOTIVA	13.115	13.560	13.595	14.440	14.287	14.538	14.674	17.525	20.838	24.454	GASOLINE
GASOLINA DE AVIAÇÃO	47	47	42	54	56	47	47	53	54	58	AVIATION GASOLINE
QUEROSENE	2.194	2.345	2.553	2.381	2.618	2.811	2.828	3.188	3.569	3.762	KEROSENE
ELETRICIDADE	84	89	102	126	135	138	137	143	146	154	ELECTRICITY
ÁLCOOL ETÍLICO	5.794	6.445	6.963	6.395	8.612	11.013	11.792	12.033	10.735	9.906	ETHYL ALCOHOL
ÁLCOOL ETÍLICO ANÍDRIO	3.875	3.979	4.079	2.777	3.325	3.533	3.392	3.790	4.504	4.144	ANHYDROUS ALCOHOL
ÁLCOOL ETÍLICO HIDRATADO	1.919	2.466	2.885	3.618	5.287	7.480	8.400	8.243	6.230	5.763	HYDRATED ALCOHOL
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	OTHER PETROLEUM SECONDARIES
<b>TOTAL</b>	<b>48.291</b>	<b>51.690</b>	<b>52.720</b>	<b>53.630</b>	<b>58.019</b>	<b>62.829</b>	<b>63.041</b>	<b>69.720</b>	<b>73.989</b>	<b>79.308</b>	<b>TOTAL</b>

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

**Gráfico 13:** Participação do consumo de gás natural no setor de transportes

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

Pelo que se pode observar no Gráfico 13, existe um grande potencial de crescimento do uso de gás natural no setor de transportes como alternativa econômica, segura e ecologicamente mais

proporciona ao veículo uma autonomia de 10 a 200 km e, tendo em vista a hoje maior disseminação de postos, reduz em muito o inconveniente de baixa autonomia. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

vantajosa. O fator preponderante para o sucesso da utilização deste combustível é o preço. Com um ajuste fino no preço do gás natural, é possível aumentar sua participação na matriz de combustíveis e melhorar a competitividade no setor de transportes.

### 5.8.5. Setor industrial

A Tabela 16 apresenta a relação dos combustíveis utilizados no setor industrial. O gás natural possuía em 2012, 11,07% de participação, sendo o terceiro combustível mais utilizado neste setor. A instalação da segunda UPGN brasileira em 1971, aumentou consideravelmente a disponibilidade de gás seco permitindo seu aproveitamento pelas indústrias baianas. Por quase dez anos, os clientes petroquímicos e siderúrgicos sustentaram o crescimento da demanda por gás no país. O consumo siderúrgico aumentou desde o início da década, enquanto o consumo petroquímico teve um sensível incremento a partir de 1976/77, em razão da plena operação do Polo de Camaçari. Além das plantas de UPGNs e dos campos de petróleo, estas eram as únicas utilizações do energético. (ANP, 2001)

**Tabela 16:** Evolução do consumo de gás natural no setor industrial

FONTES	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	10 <sup>3</sup> tep (toe)
											SOURCES
GÁS NATURAL	5.859	6.663	7.224	7.563	8.092	8.453	7.254	9.274	10.012	9.849	NATURAL GAS
CARVÃO MINERAL	2.616	2.839	2.828	2.769	2.962	3.082	2.403	3.233	3.715	3.589	STEAM COAL
LENHA	5.186	5.478	5.633	5.807	6.065	6.538	6.563	7.164	7.358	7.439	FIREWOOD
BAGAÇO DE CANA	11.981	12.812	13.083	15.259	16.152	15.390	16.187	17.289	16.901	17.884	SUGAR CANE BAGASSE
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	3.880	4.018	4.249	4.636	4.969	5.280	5.568	6.043	6.098	6.001	OTHER PRIMARY SOURCES
ÓLEO DIESEL	644	706	666	667	725	750	707	725	1.001	1.057	DIESEL OIL
ÓLEO COMBUSTÍVEL	5.069	4.426	4.412	4.039	4.247	3.981	3.727	3.236	2.885	2.633	FUEL OIL
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	565	544	608	695	740	784	782	702	837	924	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
NAFTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	NAPHTHA
QUEROSENE	13	11	8	5	4	3	3	3	3	3	KEROSENE
GÁS DE COQUERIA	972	1.037	1.016	980	1.039	1.065	1.011	1.250	1.288	1.237	GAS COKE
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GASWORKS GAS
COQUE DE CARVÃO MINERAL	6.688	6.817	6.420	6.137	6.716	6.704	5.309	7.516	8.209	7.999	COAL COKE
ELETRICIDADE	13.822	14.797	15.082	15.774	16.565	16.961	16.060	17.488	18.008	18.027	ELECTRICITY
CARVÃO VEGETAL	4.871	5.778	5.657	5.508	5.649	5.593	3.301	4.045	4.220	4.070	CHARCOAL
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	5.485	5.487	5.883	6.144	7.152	6.949	7.270	7.505	8.078	8.155	OTHER PETROLEUM SECUNDARIES
OUTRAS SECUNDÁRIAS - ALCATRÃO	38	50	37	48	56	39	44	95	103	99	TAR
<b>TOTAL</b>	<b>67.688</b>	<b>71.462</b>	<b>72.806</b>	<b>76.030</b>	<b>81.133</b>	<b>81.570</b>	<b>76.189</b>	<b>85.567</b>	<b>88.716</b>	<b>88.966</b>	<b>TOTAL</b>

Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 – MME

Os dois choques do petróleo, as elevadas taxas de crescimento do PIB e o desequilíbrio na Balança Comercial, combinados com a descoberta de ocorrências de gás natural em vários estados nordestinos, no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, marcaram a década de 1970. Com bastante retardo comparado a outras fontes que, ao longo da segunda metade daquela década, foram objeto de programas especiais (petróleo, álcool, xisto e nuclear), o aproveitamento em escala nacional do gás natural só foi iniciado, de fato, a partir de 1980. (ANP, 2001)

Já em 1985 a demanda por gás natural como insumo de produção de combustíveis equiparava-se às demandas das indústrias petroquímica e siderúrgica, ao mesmo tempo em que a maior disponibilidade de gás seco viabilizava a expansão das vendas para outros setores industriais. Além disso, durante a primeira metade da década de 1980, o consumo total mais que dobrou, passando de 860 mil para mais de 2,17 milhões de tep por ano. Em 1987, a ampliação da unidade de REDUC – Refinaria da Petrobras, localizada no município de Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro –, foi decisiva para a diversificação dos clientes industriais e para deslanchar o mercado no Sudeste do país. (ANP, 2001)

Assim, em 1990, a utilização do gás como insumo energético para produção industrial tornou-se o maior segmento de consumo, superando a produção de combustíveis e as utilizações não energéticas. Os novos clientes foram majoritariamente setores intensivos em energia: indústrias do vidro e da cerâmica, papel e celulose, alimentos e bebidas, cimento e metais não ferrosos e mineração. Interessa, neste sentido, perceber que, em todos, o peso da energia é decisivo para os custos finais e a seleção correta pode significar a viabilidade ou não do projeto. Os fornos, fornalhas, estufas, caldeiras, secadores, autoclaves, calandras e maçaricos são equipamentos que, nestas indústrias, podem ser abastecidos por eletricidade, óleo combustível, carvão e também gás natural. Este último, por ser limpo, não entope os dutos e injetores, além de poder ser queimado diretamente, obtendo-se uma combustão completa. Nas indústrias de vidro, cerâmica, alimentos e bebidas, estes fatores são determinantes na seleção da fonte de energia, uma vez que a qualidade final do produto é diretamente afetada. Enfim, na medida em que está acessível em pressões e volumes elevados e a preços competitivos, para os grandes consumidores em qualquer segmento produtivo, o gás natural apresenta algumas vantagens indiscutíveis: menores immobilizações em equipamentos e custos operacionais, maior rendimento energético, relativamente fácil acesso a grandes potências, inexistência de armazenagem e reduzida emissão de poluentes. (ANP, 2001).

Com todos esses atrativos, a partir do momento em que esteve disponível nos grandes centros industriais do país, o gás natural alcançou clientes nos mais diversos setores de atividades. A partir de 1990, foi acentuado o crescimento da demanda por gás natural dos segmentos industriais não discriminados pelo Balanço Energético Nacional. A retomada da economia após 1992 e a volta do investimento estrangeiro, após o ajuste monetário de 1994, contribuíram de maneira significativa para esta diversificação. Finalmente, encontram justificativas e financiamento os projetos de instalação de novas plantas industriais; mais importante quanto à questão energética, a partir de então, o fornecimento de gás natural passa a ser considerada uma alternativa para os projetos. Viabilizados pela implantação das UPGNs, durante a década anterior, e pela rápida expansão da malha de gasodutos, também no mesmo período, este contínuo crescimento da procura e sua progressiva diversificação demonstram que o gás natural passa a dispor de vantagens suficientes para justificar sua penetração em todo tecido industrial. (ANP, 2001)

## 5.9. CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SEGMENTO E CONCESSIONÁRIA

O mercado de gás natural no Brasil pode ser mais bem visualizado e compreendido, através das características e perfil de consumo de cada estado. A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS)<sup>8</sup> consolida os dados de consumo enviados por todas as concessionárias e produz relatórios mensais sobre a evolução do uso do gás natural no território brasileiro.

A Tabela 17 apresenta os dados de distribuição de gás, por segmento e por concessionária, no ano de 2013 em mil metros cúbicos por dia.

Pode-se observar pela tabela que a maior parte do gás natural distribuído no Brasil, tem predominância na geração de energia elétrica (39,16%) e industrial (41,9%). Grande parte da geração de energia elétrica através do gás natural acontece no estado do Rio de Janeiro e a maior parcela do gás natural industrial consumido se dá no estado de São Paulo.

A participação do segmento automotivo (7,63%) é significativa, mas vem sofrendo queda em função do aumento de preços do gás natural, o que vem afastando os clientes e eliminando o principal apelo que era a economia mesmo levando-se em conta a necessidade de investimento no kit de conversão. Percebe-se através da tabela que a maior parte do

---

<sup>8</sup> A ABEGÁS é uma sociedade civil sem fins lucrativos constituída em 02 de fevereiro de 1990. Congrega, como associadas, as empresas concessionárias dos serviços de distribuição de gás canalizado dos vários Estados da Federação, acionistas e empresas participantes da indústria do gás no Brasil. (ABEGÁS, 2014)

consumo neste segmento acontece no estado do Rio de Janeiro, principalmente em função de ter sido o estado que disseminou o uso do gás natural como combustível automotivo.

O uso do gás natural nos segmentos comercial (1,11%) e residencial (1,49%) é pequeno e vem crescendo em ritmo lento principalmente devido à falta de políticas públicas para fomento do uso do gás natural e também necessidade de adequação das tarifas para que o gás natural tenha competitividade perante o GLP.

No segmento de cogeração a participação do gás natural foi de 3,63%. A cogeração<sup>9</sup> de energia é a produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como energia eletromecânica e térmica<sup>10</sup>, para suprir as necessidades de uma unidade de processo, a partir de uma mesma fonte energética primária.

Na região sudeste, destacam-se a Comgás (22,27%) com grande parte do consumo de gás natural tendo como destino o setor industrial, a Ceg (17,78%) com destaque para os segmentos automotivo de geração elétrica e Ceg Rio (13,46%) com o segmento de geração elétrica sendo o de maior destaque.

Na região sul, o estado de Santa Catarina (2,75%) se destaca entre as três concessionárias da região e cuja maior parte do volume comercializado tem como destino o setor industrial.

A região nordeste tem como maiores representantes, a Bahia (6,65%) e Pernambuco (4,36%) puxados principalmente pelo setor industrial.

---

<sup>9</sup> Geração de duas ou mais formas de energia, a partir de uma mesma fonte de energia primária. Ela valoriza, da melhor maneira, a energia de cada combustível, transformando-a para outras formas de energia e minimizando os efeitos da segunda lei da termodinâmica, que anuncia uma perda obrigatória na transformação de uma forma de energia em outra. A intenção principal da cogeração é obter um melhor uso dos combustíveis primários, razão pela qual é considerada, nos programas de economia da energia, como uma alternativa fundamental. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

<sup>10</sup> Como muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor (vapor ou água quente), foi desenvolvida uma tecnologia denominada cogeração, em que o calor produzido na geração elétrica é usado no processo produtivo sob a forma de vapor. A vantagem dessa solução é que o consumidor economiza o combustível de que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética é, dessa forma, bem mais elevada, por tornar útil até 85% da energia do combustível. (MONTEIRO; SILVA, 2010)

**Tabela 17:** Consumo de gás por segmento (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/dia)

Companhias	INDUSTRIAL	AUTOMOTIVO (POSTOS)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	GER.ELETR.	COGERAÇÃO	MATÉRIA-PRIMA	OUTROS	MÉDIA/DIA	MÊS (30 dias)
Algás	483.53	91.47	6.82	8.10	-	4.96	-	-	<b>594.88</b>	17.846.53
Bahia gás	1.980.39	197.74	5.19	39.45	854.08	840.72	544.97	5.91	<b>4.468.44</b>	134.053.24
BR	1.900.15	95.16	6.53	5.98	1.021.59	45.29	5.17	-	<b>3.079.86</b>	92.395.92
Ceb gás	-	7.55	-	-	-	-	-	-	<b>7.55</b>	226.44
Ceg	1.434.43	2.146.62	313.91	238.85	7.673.68	132.28	-	-	<b>11.939.79</b>	358.193.57
Ceg Rio	1.900.22	455.16	7.98	5.15	6.669.35	0.58	-	-	<b>9.038.44</b>	271.153.18
Cegás	258.63	158.83	1.23	5.16	1.500.76	20.74	15.20	-	<b>1.960.56</b>	58.816.81
Cigás	25.21	9.70	-	0.08	3.036.70	-	9.47	-	<b>3.081.17</b>	92.435.04
Com gás	10.317.81	679.26	615.54	326.61	2.069.83	885.88	-	61.89	<b>14.956.83</b>	448.704.90
Compagás	538.44	93.21	14.04	14.74	0.54	215.18	166.08	1.228.28	<b>2.270.52</b>	68.115.56
Copergás	903.37	165.97	3.44	9.40	1.807.12	36.57	-	-	<b>2.925.87</b>	87.775.97
Gás Brasileiro	781.56	23.84	3.15	4.28	-	-	-	32.46	<b>845.29</b>	25.358.55
Gás Natural Fenosa	1.258.96	37.51	13.21	13.47	-	-	-	-	<b>1.323.16</b>	39.694.82
Gasmig	2.729.82	106.04	0.21	20.41	1.215.83	-	-	-	<b>4.072.31</b>	122.169.30
Gaspisa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Goiás gás	-	3.37	-	-	-	-	-	-	<b>3.37</b>	100.97
Msgás	200.34	16.98	1.07	3.26	285.57	2.03	-	1.306.95	<b>1.816.21</b>	54.486.30
Mtgás	9.43	5.80	-	-	-	-	-	-	<b>15.23</b>	457.04
Pbgás	258.43	86.96	1.34	2.18	-	-	-	-	<b>348.91</b>	10.467.37
Potigás	204.21	137.40	0.90	5.23	-	0.51	-	-	<b>348.24</b>	10.447.34
Scgás	1.515.67	313.30	2.01	17.16	-	-	-	-	<b>1.848.13</b>	55.443.88
Sergas	184.34	81.06	2.85	2.61	-	1.12	-	4.09	<b>276.09</b>	8.282.62
Sulgás	1.258.59	211.61	4.54	24.67	166.65	279.72	-	-	<b>1.945.78</b>	58.373.42
<b>TOTAL</b>	<b>28.143.56</b>	<b>5.124.56</b>	<b>1.003.99</b>	<b>746.79</b>	<b>26.301.69</b>	<b>2.465.57</b>	<b>740.89</b>	<b>2.639.58</b>	<b>67.166.63</b>	<b>2.014.998.76</b>

Fonte: ABEGÁS

Alguns outros dados interessantes sobre as características do mercado brasileiro merecem destaque, tais como o número de municípios atendidos por concessionária na Tabela 18 e o tamanho da rede de tubos em km mostrado na Tabela 19.

Tabela 19: Municípios atendidos

MUNICIPIOS ATENDIDOS	
DEZEMBRO	2013
Companhias	Nº
Algás	12
Bahiagás	20
BR	10
Cebgás	1
Ceg	16
Ceg Rio	22
Cegás	14
Cigás	5
Comgás	71
Compagás	14
Copergás	26
Gás Brasileiro	16
Gás Natural Fenosa	18
Gasmig	31
Gaspisa	-
Goiasgás	2
Msgás	2
Mtgás	3
Pbgás	13
Potigás	6
Scgás	62
Sergas	11
Sulgás	39
<b>TOTAL</b>	<b>414</b>

Fonte: ABEGÁS

Tabela 18: Extensão da rede

EXTENSÃO DA REDE	
DEZEMBRO	2013
Companhias	TOTAL / KM
Algás	367.8
Bahiagás	722.6
BR	394.3
Cebgás	0.3
Ceg	4.131.7
Ceg Rio	925.9
Cegás	342.2
Cigás	48.5
Comgás	10.937.5
Compagás	646.0
Copergás	587.0
Gás Brasileiro	862.0
Gás Natural Fenosa	1.388.6
Gasmig	862.1
Gaspisa	-
Goiasgás	0.1
Msgás	203.2
Mtgás	-
Pbgás	282.3
Potigás	337.8
Scgás	1.045.7
Sergas	187.6
Sulgás	720.2
<b>TOTAL</b>	<b>24.993.5</b>

Fonte: ABEGÁS

Confrontando os dados das Tabelas 17, 18 e 19, é possível ratificar a posição da COMGÁS como principal distribuidora de gás natural no Brasil, pois é a que distribui o maior volume de gás, tem a maior rede de tubos e também é a que mais tem municípios atendidos. A SCGÁS é a segunda maior em municípios atendidos. No entanto, ocupa a décima primeira posição dentre as que comercializam maiores volumes de gás natural, mesmo tendo umas das redes de tubo mais extensas. Isto se deve principalmente ao fato desta concessionária atender um número menor de consumidores industriais e também e não disponibilizar o uso do gás natural para geração de energia elétrica.

## 5.10. PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural canalizado consumido pela indústria no Brasil pode ter duas origens: nacional ou importada da Bolívia, dependendo basicamente da região e do contrato da empresa distribuidora. O gás natural importado abastece todas as distribuidoras da região Sul do país na totalidade de seu consumo, bem como o estado do Mato Grosso do Sul (único estado da região Centro-Oeste com distribuição de gás canalizado). Na região Sudeste, o estado de São Paulo possui um mix de consumo entre o gás nacional e o importado, assim como ocorre em Minas Gerais. No caso do Rio de Janeiro, Espírito Santo e de todos os estados da região Nordeste, o fornecimento de gás é de origem nacional. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

O preço para as distribuidoras do gás natural importado, assim como do nacional, é composto por duas parcelas. No caso do gás importado, estas parcelas são a Commodity – que se refere à própria molécula de gás reajustado trimestralmente através de uma cesta de óleos internacional – e a de Transporte – que se refere à remuneração do custo da infraestrutura disponível para o transporte de gás natural, cobrada via tarifa postal (na qual o cálculo é feito de forma independente do fator distância). (SISTEMA FIRJAN, 2011)

O gás natural nacional possuía composição similar de preços até 2008: uma parcela de commodity, referente ao preço da molécula de gás natural com reajuste trimestral atrelado a uma cesta de óleos referenciados internacionalmente, e uma parcela de transporte cobrada via tarifa local (portanto, que considerava a distância que o gás era transportado), com fatores de distância estipulados pela ANP e reajustada anualmente pelo IGP-M. Em 2008, foi adotada no mercado a chamada “Nova Política de Preços” para os contratos com as distribuidoras. A partir deste momento, para o consumo não térmico, o preço passou a ser composto por duas parcelas, nomeadas então de “Parcela Variável” e “Parcela Fixa”: a primeira, atrelada a uma cesta de óleos referenciados internacionalmente, e a segunda, definida a partir de um valor fixo inicial e atualizada a partir da variação do IGP-M. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

Ao valor pago pelas distribuidoras soma-se a Margem da Distribuição, parcela que remunera a distribuição estadual, e os impostos. Assim, a atual composição da tarifa final do gás natural, paga por um consumidor industrial, é formada por quatro partes: (1) a Parcela Variável ou Commodity, dependendo da origem do gás; (2) a Parcela Fixa ou de Transporte, dependendo novamente da origem do gás; (3) a Margem de Distribuição e (4) os tributos federais e estaduais. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

A Tabela 20 mostra os valores e participação desses quatro grupos na tarifa média para consumo industrial de gás natural no Brasil, calculada para o mês de agosto de 2011. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

**Tabela 20:** Decomposição do preço do gás natural para consumidor industrial no Brasil – 2011

Ítem	US\$/MMBtu	Participação (%)
Parcela Variável ou Commodity	7,30	43,3
Parcela Fixa ou Transporte	2,66	15,8
Margem de Distribuição	3,16	18,8
Impostos (PIS/COFINS e ICMS)	3,72	22,1
<b>Preço do gás para o consumidor industrial</b>	<b>16,84</b>	<b>100,0</b>

Fonte: FIRJAN

A Parcela Variável ou Commodity, corresponde a pouco mais de 43% da composição da tarifa global de gás natural industrial no Brasil, ou US\$ 7,30/MMBtu. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

Conceitualmente a parcela de Transporte, no gás importado, representa a remuneração da operação de transporte do gás, considerando a amortização do investimento realizado para a construção do Gasoduto Brasil-Bolívia. Para a Parcela Fixa porém, não há clareza, mas estima-se que ela represente a remuneração da infraestrutura de processamento e expansão da malha de gasodutos e o custo do transporte do gás. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

A Parcela Fixa ou Transporte corresponde em média a cerca de 16% do valor global da tarifa de gás natural industrial no Brasil (equivalente a US\$ 2,66/MMBtu). (SISTEMA FIRJAN, 2011)

Legalmente a responsabilidade pela regulação e regulamentação da construção e ampliação da malha de gasodutos interestaduais é do Governo Federal. Nos limites intraestaduais, de acordo com a Constituição Federal, Art. 25, § 2º, cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Assim, é de responsabilidade do Governo Estadual ou das distribuidoras detentoras da concessão a construção e expansão da malha de gasodutos até seus clientes. A Margem de Distribuição visa, assim, remunerar tanto o serviço de distribuição de gás como também a expansão da malha no estado. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

A Margem da Distribuição inclusa na tarifa de gás natural industrial corresponde em média a US\$ 3,16/MMBtu, ou 18,8% da tarifa industrial de gás no Brasil. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

**Tabela 21:** Tarifa industrial de gás natural: Brasil e parceiros comerciais – 2011

<b>Países</b>	<b>Tarifa Média (US\$/MMBtu)</b>
Brasil	16,84
EUA	5,09
China	13,52
Alemanha	20,59
<b>Média dos parceiros comerciais</b>	<b>13,07</b>

Fonte: FIRJAN

Comparando-se o valor da tarifa média para indústria no mercado brasileiro com as tarifas médias de alguns parceiros comerciais, conforme Tabela 21, é possível observar a baixa competitividade desta tarifa principalmente para com a tarifa cobrada nos Estados Unidos, estando a tarifa brasileira 231% acima e 25% acima da tarifa média cobrada na China. (SISTEMA FIRJAN, 2011)

## 6 PRÉ-SAL

Este capítulo apresenta informações sobre a camada Pré-sal. A seção 6.1 discorre sobre o histórico do caminho trilhado pela Petrobrás até chegar à descoberta do Pré-sal. Na seção 6.2 são apresentados dados sobre o crescimento das reservas de gás natural com o advento do Pré-sal. A seção 6.3 apresenta dados sobre o plano de investimentos da Petrobrás para exploração da camada de Pré-sal. Na seção 6.4 são relacionados os riscos referentes à operação na camada de Pré-sal.

O termo Pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas em águas ultra profundas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. (ANP, 2014).

Convencionou-se chamar de Pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000m. (ANP, 2014).

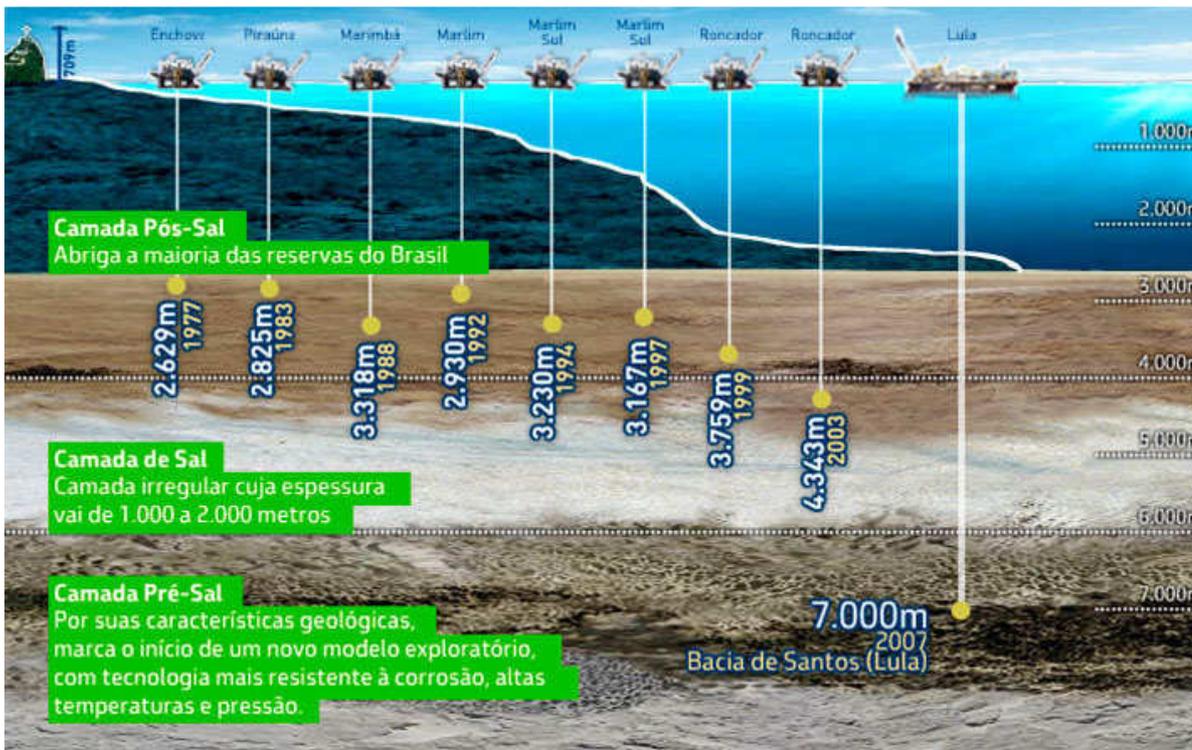
O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros. (ANP, 2014).

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontram grandes volumes de óleo leve. (ANP, 2014).

Na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. São características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado. (ANP, 2014).

A Figura 5 ilustra e traz informações sobre as camadas de exploração de petróleo e gás natural: camada pós-sal (até 4.000 metros de profundidade), camada de sal (entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade) e a camada do pré-sal (mais de 6.000 metros de profundidade).

**Figura 5:** Camadas pós-sal, sal e pré-sal



Fonte: PETROBRÁS

## 6.1. HISTÓRICO DO PRÉ-SAL

As reservas descobertas na Bacia de Sergipe-Alagoas propiciaram produção no Campo de Carmópolis, que completou 45 anos de atividade ininterrupta e ainda paga participação especial. (IBP, 2014)

Em áreas exploratórias offshore, a Petrobras perfurou poços em águas rasas que alcançaram o pré-sal nas bacias de Sergipe-Alagoas (Campo de Camorim) e de Campos. Entretanto, as descobertas confirmadas ao longo dos primeiros anos da década de 80 se revelaram viáveis comercialmente, porém pouco significativas, principalmente por conta das limitações tecnológicas da época. (IBP, 2014)

Com o avanço tecnológico, os esforços de exploração se intensificaram, fazendo com que a Petrobras buscasse águas cada vez mais profundas, tendo perfurado desde 2005, 15 poços exploratórios que tinham como objetivo atingir o pré-sal nas bacias de Campos e de Santos. Desse total, nove poços já foram testados em Santos, com indicações de presença de petróleo leve de alto valor comercial (28o API) e grande quantidade de gás natural associado. Os investimentos destinados a esses esforços superaram a marca de US\$ 1,5 bilhão. (IBP, 2014)

Essas descobertas encontram-se ainda em fase de avaliação para comprovar seu caráter comercial. Entretanto, os resultados obtidos até o momento apontam para uma nova província exploratória de dimensões gigantescas. Somente no caso do Campo de Tupi, na Bacia de Santos, por exemplo, os volumes divulgados pelo consórcio formado por Petrobras, BG Group e Galp indicam a presença de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo recuperáveis - que correspondem a uma faixa entre 30% e mais de 50% das reservas totais da Petrobras. Estes recursos elevarão as reservas - de 14 bilhões de barris de petróleo equivalente (ou BBOE, da sigla em inglês) - para mais de 25 bilhões de barris de petróleo equivalente. (IBP, 2014)

Um poço do Campo de Tupi foi colocado em teste de longa duração para que seja observado o comportamento da produção e outras características do reservatório ao longo do tempo. Após três meses de teste (iniciado em 1º de maio) o poço vem correspondendo às expectativas. (IBP, 2014)

Recentemente a Petrobras descobriu significativas reservas no pré-sal, na Bacia do Espírito Santo, tendo sido colocado um poço no Campo de Jubarte em teste de longa duração para verificar o comportamento da produção e outras características do reservatório. (IBP, 2014)

A Bacia de Campos é a bacia petrolífera que mais produz na margem continental brasileira, respondendo atualmente por mais de 80% da produção nacional de petróleo. A exploração da Bacia de Campos ganhou impulso em 1974, com a descoberta do Campo de Garoupa. Entretanto, a sua produção comercial predominantemente de petróleo pesado teve início somente em 1977, no Campo de Enchova. (IBP, 2014)

Essa bacia estende-se por 100 mil quilômetros quadrados do Estado do Espírito Santo, nas imediações da cidade de Vitória até Arraial do Cabo, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro onde a Petrobras montou um dos maiores complexos petrolíferos do mundo. (IBP, 2014)

No entanto, quando se tratam de jazidas em reservatórios do Pré-Sal, a Bacia de Campos perde em importância para a Bacia de Santos, onde tem ocorrido descobertas com volumes gigantescos de óleo leve e gás natural. (IBP, 2014)

As antigas descobertas no Pré-Sal na Bacia de Campos em águas rasas, campos de Badejo, Pampo, Trilha, Linguado, produzem há mais de 20 anos e estão em acelerado processo de exaustão da produção. Recentemente no Campo de Jubarte, situado em frente ao litoral do Espírito Santo, teve início, em setembro de 2008, a produção do primeiro poço do Pré-Sal em águas profundas. O poço está interligado à plataforma P-34, que entrou em operação no final de 2006, no Espírito Santo recebendo e processando petróleo produzido de

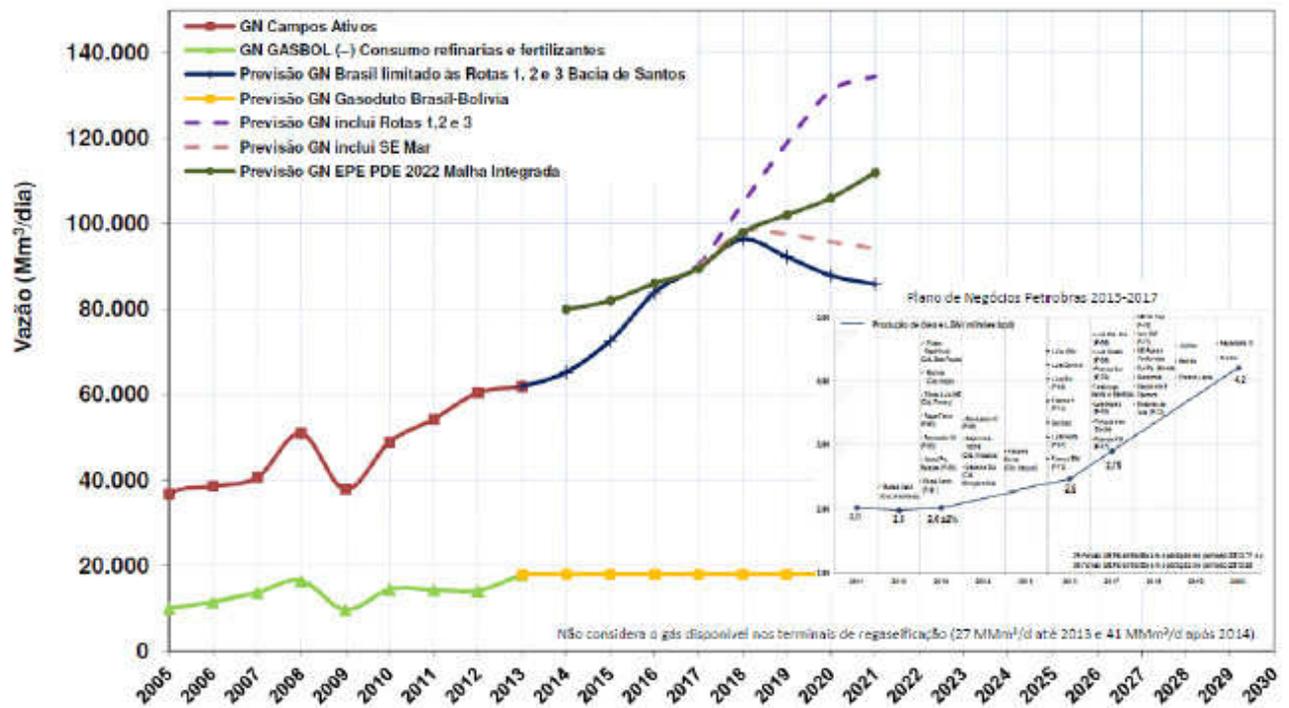
reservatórios pós-salíferos. A produção de Jubarte no pré-sal deverá ficar um pouco acima dos 10 mil barris diários de petróleo, com o seu sistema funcionando como um teste de longa duração. (IBP, 2014)

## **6.2. RESERVAS DE GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL**

Visto como a nova fronteira energética do país, o gás natural pode colocar o Brasil em um novo patamar no cenário internacional. Até então associado à exploração de petróleo no mar, o gás virou tema de estudos profundos, feitos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e por empresas, que indicam enorme potencial em bacias terrestres. Para especialistas, o país tem reservas gigantescas de gás natural do porte das de petróleo no pré-sal da Bacia de Santos. Com isso, a oferta ao mercado deve aumentar 360%, passando dos atuais 65 milhões para 300 milhões de metros cúbicos por dia entre 2025 e 2027. Para 2020, a Petrobras, principal produtor, trabalha com um cenário de 200 milhões de metros cúbicos por dia. (RAMONA ORDOÑEZ, 2014)

O Gráfico 14 apresenta a previsão de disponibilidade de gás natural por parte da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A partir do gráfico pode-se concluir que a previsão de incremento de gás natural na Matriz Energética Brasileira é bastante otimista, pois deve mais do que triplicar a oferta de gás natural nacional em relação ao gás importado da Bolívia em um horizonte de curto prazo, até 2020. Estes dados se tornam factíveis, a partir do momento em que vão sendo exploradas as áreas e as quantidades estimadas vão tendo dimensões mais precisas.

Gráfico 14: Previsão de gás natural disponível



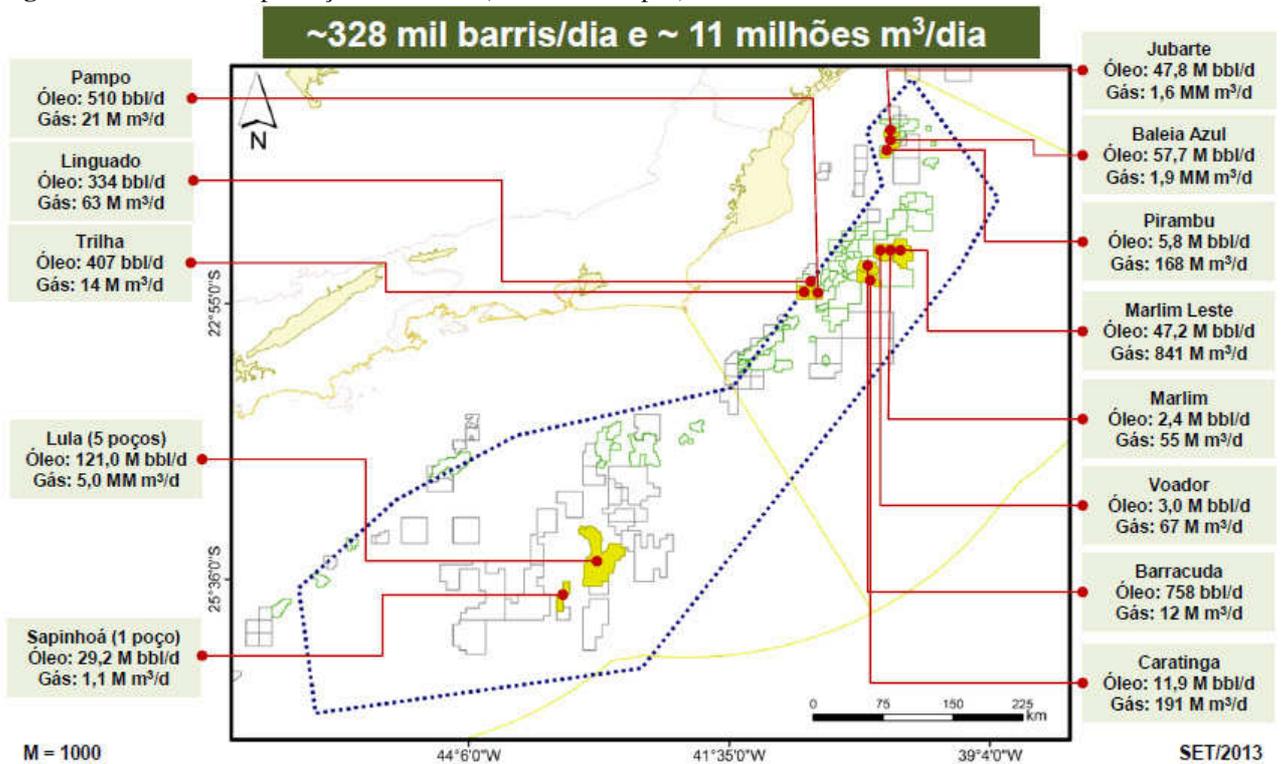
Fonte: ANP

O Gráfico 14 expõe o volume importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e o mesmo serve como referência para avaliar a sua relação com o volume de gás natural que já está sendo extraído ou reinjetado e também com o volume que se tem previsão de extrair.

A Figura 6 reúne as informações sobre as principais áreas da Bacia de Campos e as quantidades extraídas de óleo e gás natural.

Atualmente a produção nesta área é de 11 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Dentre os blocos apresentados, podem ser destacados os blocos de Baleia azul, com uma produção de 1,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia e o bloco de Jubarte com 1,6 milhões m<sup>3</sup>/dia.

**Figura 6:** Realidade da produção no Pré-sal (Bacia de Campos)



Fonte: ANP

### 6.2.1. O campo de Libra

A área de Libra é uma das maiores descobertas do Pré-sal. E é a certeza da existência de volumes recuperáveis de petróleo de grande monta que explicam o modelo de partilha e sua atratividade. (MME, 2013)

No Campo de Libra devem ser produzidos entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo nos próximos 35 anos. Trata-se de óleo de excelente qualidade, com 27 graus API e baixo teor de enxofre. (MME, 2013)

Além do óleo, um volume estimado em 120 bilhões de metros cúbicos de gás natural deverá ser produzido na vigência do contrato, com parte desse volume sendo reinjetado, parte sendo consumido na geração de energia da plataforma e o restante sendo ofertado ao mercado. (MME, 2013)

A produção de Libra, ao atingir seu pico, alcançará 1,4 milhão de barris por dia e 40 milhões de metros cúbicos de gás natural, com 25 milhões de metros cúbicos diários sendo ofertados ao mercado. (MME, 2013)

### 6.3. INVESTIMENTOS

O Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 da Petrobrás prevê investimentos de US\$ 220,6 bilhões (US\$ 206,8 bilhões para projetos em implantação e em processo de licitação). (ANP, 2014).

Desse total, a área de Exploração e Produção receberá US\$ 153,9 bilhões, principalmente para desenvolver a produção no pré-sal e no pós-sal. A área de Abastecimento é outro destaque, com investimentos de US\$ 38,7 bilhões para a ampliação do parque de refino, melhorias operacionais, entre outros. (ANP, 2014).

### 6.4. RISCOS

Existem vários riscos inerentes à atividade: geológicos, comerciais, operacionais, de preços, etc. As recentes descobertas do pré-sal ainda apresentam considerável risco comercial, associado à viabilidade econômica de produzir petróleo em ambientes de águas profundas, longe da costa e em áreas sem qualquer infraestrutura. Somente se comprovará a viabilidade econômica dessas áreas após o conhecimento das características de produtividade dos reservatórios e sob as condições de preços altos, tendo em vista os preços do petróleo registrados no mercado internacional. Os maiores riscos comerciais são assumidos após as descobertas, quando são necessários investimentos bilionários e com longo prazo de maturação para viabilizar a produção. (IBP, 2014)

Um dos desafios encontrados pela Petrobras na exploração do petróleo da área do pré-sal reside na grande quantidade de gás natural associado. A enorme distância (+/- 300 km) do continente torna inviável o escoamento desse gás através de dutos pelo oceano, sendo necessário queimá-lo na própria base de produção – offshore. Essa alternativa encontra barreiras ambientais, uma vez que a queima gera grande quantidade de gases poluentes, incluindo o gás carbônico. A viabilização da exploração e produção desses poços passa pela destinação dessa enorme quantidade de gás gerada. (RODRIGUES, 2010)

## 7 CONCLUSÃO

No capítulo dois foi apresentado o gás natural, assim como a relação do desenvolvimento do mercado de gás natural com algumas das teorias microeconômicas da sua cadeia produtiva e a curva de possibilidades de produção.

As vantagens da utilização do gás natural a nível macroeconômico, ambientais e para o usuário foram apresentadas no capítulo três, o que ressaltou a importância da presença e do desenvolvimento deste combustível no dia a dia da economia.

O capítulo quatro trouxe informações sobre o desempenho do gás natural na matriz energética mundial, os números sobre as reservas mundiais de gás natural e os principais atores deste mercado, aqueles países que detêm as maiores reservas. O consumo mundial e a relação entre os países que mais consomem gás natural e as reservas que têm disponíveis. Este capítulo também trouxe dados sobre o comércio mundial de importações e exportações, bem como o preço do combustível em vários segmentos de mercado e em vários países também. Pode-se observar que o preço do insumo continua estável comparando-se com o valor dez anos atrás.

No capítulo cinco foram relacionadas as informações sobre o desempenho do gás natural na economia brasileira, a história do gás natural no Brasil, o crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira. Foram apresentadas as reservas de gás natural em terra, mar e por estado da nação. Neste capítulo, também foram apresentados os dados sobre a produção de gás natural, a infraestrutura de transporte, as importações de gás natural, estrutura de distribuição, demanda nacional de gás natural por segmento de mercado e informações sobre o preço do gás no Brasil.

O capítulo seis apresentou informações sobre a história do descobrimento do Pré-sal, os dados sobre as reservas de gás natural descobertas, informações sobre os principais campos que constituem o local de exploração do pré-sal, os investimentos que serão realizados pela Petrobrás e por fim, os riscos relacionados à operação na exploração do pré-sal.

A disponibilidade de recursos energéticos, bem como a utilização dos mesmos de forma equilibrada e em harmonia com o meio ambiente pode definir os rumos de uma economia. O sucesso e sustentação de políticas de desenvolvimento e planejamento de longo prazo dependem em larga escala, dos recursos disponíveis e do uso racional de cada energético.

Neste contexto, o gás natural pode ser classificado como agente fomentador de desenvolvimento econômico e tecnológico de um país. A pesquisa e desenvolvimento

aplicado a todas as etapas de sua cadeia produtiva podem gerar reflexos na economia, através do incremento na geração de empregos, capacitação de corpo técnico, melhora na competitividade da indústria e racionamento de outros recursos energéticos.

O gás natural representa uma excelente alternativa de insumo energético para o Brasil, pois reúne as características de um combustível limpo ou seja, que não causa impactos ambientais temerosos. Possui excelentes características químicas e físicas que lhe conferem um alto poder energético e o habilita a ser utilizado em uma ampla gama de setores da economia (geração de energia elétrica, indústria, comércio, transportes e residências) e por fim, o gás natural está disponível em grandes quantidades.

O exemplo da utilização do gás natural em vários países do mundo atesta a importância deste combustível a nível mundial. Pode-se verificar esta informação através da presença de grandes reservas na Europa e Leste Europeu com 31,2% e Oriente Médio com 43% das reservas mundiais, bem como o crescimento do consumo de 31,4% em 10 anos, o comércio do combustível entre os países e a ampliação da representatividade do gás natural na matriz energética mundial, chegando aos atuais 23,94% de participação.

No Brasil, o gás natural teve ampliada a sua participação na matriz energética de 0,25% em 1970 para 12% em 2012, o que expõe o foco e a importância que vem tendo, o gás natural, como insumo energético. O aumento na rede de tubos, a parceria com a Bolívia e ativação do GASBOL e a organização da distribuição do gás natural nos estados brasileiros têm contribuído para a expansão do uso do gás natural.

No entanto, ainda há um caminho longo a ser percorrido para que o gás natural avance e tenha uma posição de maior destaque na matriz energética brasileira. A maior parte do gás natural consumido no Brasil hoje é proveniente da Bolívia. Esta condição expõe o país ao risco da dependência externa e de uma economia instável.

Como solução para o problema da dependência externa e reposicionamento geopolítico do Brasil frente aos principais atores do mercado mundial de petróleo e gás natural, em 2005 foi amplamente divulgada pelo Governo Federal, a descoberta do pré-sal, com gigantescas reservas de petróleo e gás natural. As reservas descobertas continuam estão sendo, pouco a pouco confirmadas mas já existem dados confirmados que elevam as reservas de gás natural do Brasil a níveis muito maiores do que da quantidade de gás que é importado da Bolívia, possibilitando assim o posicionamento do Brasil como autossuficiente neste energético.

Não há dúvidas de que o Pré-sal é o advento, um marco histórico e uma excelente oportunidade para o Brasil se desenvolver economicamente e tecnologicamente, bem como

angariar posições de destaque na matriz energética mundial. Para confirmar esta posição, o país precisará dar foco ao desenvolvimento do setor de gás natural. Serão necessários investimentos vultosos em exploração e desenvolvimento de tecnologia para transporte do gás natural, pois o mesmo se encontra a uma distância que inviabiliza a utilização de tubos para transporte. É preciso desonerar o setor para dar competitividade às indústrias e assim promover a disseminação do uso do combustível. As concessionárias deverão ganhar mais autonomia e agilidade para desenvolver a malha de dutos nos estados e ampliar os estudos e pesquisas das possibilidades de uso e consumo do gás natural.

## 8 REFERÊNCIAS

ABEGÁS (Rio de Janeiro) (Org.). **Site**. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site>>. Acesso em: 02 jun. 2014.

ABREU, Percy Louzada de; MARTINEZ, José Antônio. **Gás Natural: O combustível do novo milênio**. 2. ed. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003. 82 p.

**ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS : 2013**. Rio de Janeiro: Anp, 2013. Anual.

ARIDA. P. e RESENDE. A.L. (1986) “Inflação Inercial e Reforma Monetária: Brasil. In. ARIDA. P. **Inflação Zero: Brasil, Argentina, Israel**. Rio de Janeiro: Paz e Terra.

BRASÍLIA. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME. . **Nota sobre o Pré-sal e o Campo de Libra**. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/governo/2013>>. Acesso em: 06 jun. 2014.

BRASÍLIA. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR - MDIC. **Conceituação**. Disponível em: <<http://www.desenvolvimento.gov.br/sitio/interna>>. Acesso em: 31 maio 2014.

CARLOS S. MENDES (São Paulo) (Ed.). **O Livro da Economia**. São Paulo: Editora Globo, 2013. 352 p.

**CHINA E RÚSSIA ASSINAM ACORDO HISTÓRICO DE GÁS NATURAL**. Rio de Janeiro, 21 maio 2014. Disponível em: <<http://g1.globo.com/mundo/noticia/2014/05/china-e-russia-assinam-acordo-historico-de-gas-natural.html>>. Acesso em: 21 jun. 2014.

ENERGÉTICA, Empresa de Pesquisa. **Balço Energético Nacional 2013**. Rio de Janeiro: Epe, 2013. 288 p.

FERNANDO REBOUÇAS (Comp.). **Matriz energética**. Disponível em: <<http://http://www.infoescola.com>>. Acesso em: 28 nov. 2013.

IBP (Org.). **Infomativo sobre o Pré-Sal**. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br>>. Acesso em: 05 jun. 2014.

MONTEIRO, Jorge Venâncio de Freitas; SILVA, José Roberto Nunes Moreira da. **Gás Natural aplicado à indústria e ao grande comércio**. São Paulo: Blucher, 2010. 181 p.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L.. **Microeconomia**. 7. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010. 647 p. Tradução: Eleutério Prado, Thelma Guimarães e Luciana do Amaral Teixeira.

PUC-RJ (Org.). **Curva de possibilidades de produção**. Disponível em: <[www.inf.puc-rio.br/~adm1010/pdf/ADM1010\\_1b.pdf](http://www.inf.puc-rio.br/~adm1010/pdf/ADM1010_1b.pdf)>. Acesso em: 20 jun. 2014.

RAMONA ORDOÑEZ. O Globo. **Um Brasil cheio de gás**. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia>>. Acesso em: 05 jun. 2014.

RIO DE JANEIRO. José Cesário Cecchi. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (Org.). **INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL: REGULAÇÃO ATUAL E DESAFIOS FUTUROS**. Rio de Janeiro: Anp, 2001.

RIO DE JANEIRO. Magda Chambriard. ANP. **Perspectivas no setor de Óleo e Gás Natural no Brasil**. 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 05 jun. 2014.

RIO DE JANEIRO. PETROBRÁS. **Pré Sal**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/pre-sal>>. Acesso em: 04 jun. 2014.

RODRIGUES, Ricardo Carvalho. **Pré-sal: desafios tecnológicos**. 2010. Disponível em: <<http://www.conhecimentoeinovacao.com.br>>. Acesso em: 01 jun. 2014.

SANTIAGO, Emerson (Comp.). **Gás de Xisto**. Disponível em: <<http://www.infoescola.com/energia/gas-de-xisto/>>. Acesso em: 21 jun. 2014.

SISTEMA FIRJAN (Rio de Janeiro). **Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil ?** 2011. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br/data/pages/>>. Acesso em: 25 jun. 2014.

TBG. **O Gasoduto**. Disponível em: <<http://www.tbg.com.br>>. Acesso em: 02 jun. 2014.

VIEIRA, Petronio Lerche et al. **Gás Natural: Benefícios Ambientais no Estado da Bahia**. Salvador: Solisluna Design e Editora, 2005. 132 p.

WASHINGTON. Independent Statistics & Analysis. U.s. Department Of Energy. **Electric Power Annual 2012**. 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/electricity/annual>>. Acesso em: 01 jun. 2014.

## 9 ANEXOS

### ANEXO 1

#### Tratamento Inicial do gás natural

O petróleo extraído de uma jazida é inicialmente tratado para separar as frações gasosas (que são enviadas para aproveitamento através de gasodutos) e para reduzir a quantidade de água salgada que sempre está presente na jazida e, assim, reduzir o seu teor de cloreto de sódio (sal marinho). Posteriormente, o petróleo é levado a uma refinaria de petróleo, onde, através de processos físicos e químicos diversos, obtêm-se os produtos comerciais – gasolina, querosene, óleo diesel, óleos combustíveis, solventes, lubrificantes, etc. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Da mesma forma, o gás natural também precisa ser tratado inicialmente. Tanto o não associado extraído, quanto a corrente gasosa recuperada do petróleo, em seu tratamento inicial constituem-se no que se costuma denominar de gás natural úmido, já que contêm em suspensão – dispersas na massa gasosa – pequenas quantidades de hidrocarbonetos, que são líquidos nas condições atmosféricas de pressão e temperatura. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O gás natural úmido é composto predominantemente de metano, etano e, em menores proporções, de propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular, apresentando contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O tratamento inicial, também denominado *secagem* do gás natural, normalmente realizado junto à jazida, é feito em UPGN (*unidades de processamento de gás natural*), resultando de um lado, *gás natural seco* e, de outro, LGN (*líquidos de gás natural*). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Durante o processo de secagem do gás natural nas UPGN, são também removidos contaminantes ou reduzidos seus teores para atender às especificações demandadas pelo mercado. Estes tratamentos são muito eficazes, razão pela qual o *gás natural seco* (forma sob a qual ele é normalmente comercializado e, simplificada, chamado de gás natural) é composto de uma mistura de *metano* e *etano*, com reduzidíssimas proporções de outros hidrocarbonetos e de contaminantes. A proporção de metano nesta mistura, normalmente é de 80% a 95%. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Os líquidos de gás natural correspondem às frações que se liquefazem facilmente (propano e butano) ou que são líquidas nas condições ambientais e apresentam alto valor comercial, sendo aproveitados como:

\_ gás liquefeito de petróleo – propano e butano, usados no Brasil principalmente como combustível doméstico;

\_ gasolina natural – pentanos e hidrocarbonetos de maior peso molecular, utilizada para a formulação de gasolinas automotivas e como matéria-prima para as unidades petroquímicas, com vistas à produção de eteno e propeno. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Os processos de tratamento de gás vêm se tornando mais complexos e mais caros para atender exigências cada vez maiores do ponto de vista ambiental (qualidade do ar) e, ao mesmo tempo, para permitir o aproveitamento de reservas onde o gás apresenta maior teor de impurezas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

## ANEXO 2

### Composições típicas

A tabela abaixo mostra a análise de alguns gases naturais do Irã, do Mar do Norte, da Holanda e dos Estados Unidos. A coluna A refere-se a um gás associado, não tratado, onde se pode verificar que a proporção de hidrocarbonetos de três e quatro átomos de carbono (propano e butano) e com mais átomos (C5 e maiores) é relativamente grande. As colunas B e C referem-se a gases não associados, ainda não tratados, onde a proporção de pesados é bem menor. As colunas D a F se referem a gases secos. Pode-se ver também nestas análises características a presença de contaminantes, especialmente CO<sub>2</sub> – gás carbônico, N<sub>2</sub> – nitrogênio e hélio (este em casos raros) e a grande variação dos teores dos contaminantes entre os gases não tratados. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nestas análises, não está indicada a presença de sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S), que é frequente junto com o gás natural e pode ocorrer em proporções grandes; provavelmente foi eliminado. Ele é um contaminante muito inconveniente, não só pelo cheiro muito forte, como pela produção, quando da queima do combustível de óxidos de enxofre. A sua eliminação, por tratamento do gás natural, é fácil, de tal maneira que no gás tratado, sua presença reduz-se a menos de 10mg/m<sup>3</sup>. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O gás natural seco, resultado do tratamento prévio, é composto basicamente de metano e etano, e apresenta um poder calorífico superior bastante alto, entre 8.000 e 10.000 kcal/m<sup>3</sup>. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A densidade do gás natural é da ordem de 0,55 a 0,70 em comparação com o ar (que apresenta uma massa específica de 1,293 kg/m<sup>3</sup>), isto é, pouco mais que a metade da densidade do ar. Esta é uma característica muito importante do gás natural porque, na hipótese de seu acidental escapamento para a atmosfera, ele se dispersa facilmente, sendo impulsionado para grandes altitudes. Os riscos de acidentes maiores diminuem significativamente, ainda que, se isto ocorrer num ambiente confinado, há um risco não desprezível. Um escapamento deste tipo pode ocorrer, por exemplo, pela ruptura de uma tubulação, seja no ambiente doméstico ou ao ar livre.

Características de alguns tipos de gás natural						
Dados do Gás	Gás associado	Gás não associado				
Campo produtor	A	B	C	D	E	F
	Aga Jari Irã	Leman Bank Mar do Norte	Groeningen Holanda	Monroe Louisiana (EUA)	Amarillo Texas (EUA)	Ashland Kenucky (EUA)
Composição (volume em %)						
<b>Metano</b>	66,0	94,7	81,2	94,7	72,9	75,0
<b>Etano</b>	14,0	3,0	2,9	2,8	19,0	24,0
<b>Propano</b>	10,5	0,5	0,4	-	-	-
<b>Butano</b>	5,0	0,2	0,1	-	-	-
<b>C<sub>5</sub> e maiores</b>	2,0	0,2	0,1	-	-	-
<b>H<sub>2</sub>S</b>	-	-	-	-	-	-
<b>CO<sub>2</sub></b>	1,5	0,1	0,9	0,2	0,4	-
<b>N<sub>2</sub></b>	1,0	1,3	14,4	2,3	7,7	1,0
<b>He</b>	-	<0,1	<0,1	-	-	-
<b>Ar</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Densidade (ar=1)</b>	0,87	0,59	0,64	0,58	0,68	0,67
<b>Poder calorífico superior (kcal/Nm<sup>3</sup>)</b>	13.136	9.710	7.693	9.251	9.869	10.870

## ANEXO 3

### Transporte do gás natural

Um dos aspectos que mais caracteriza o gás natural é a possibilidade de se poder adequar o seu estado físico às condições de transporte desde a zona onde é produzido até a região onde será consumido (frequentemente distantes uma da outra), podendo-se destacar as três alternativas principais:

- Sob a forma gasosa, através de gasodutos;
- Sob a forma liquefeita, em navios criogênicos;
- Sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O transporte por gasodutos é a solução mais amplamente utilizada. Gasoduto é um duto (tubulação) para conduzir o gás natural, que nele é introduzido sob pressão por meio de compressores. No mundo, existem hoje mais de um milhão de quilômetros de dutos de transporte, além de quatro vezes mais dutos de distribuição, atendendo a centenas de milhões de clientes. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nos dutos de transporte de longa distância, as pressões usuais podem atingir de 100 a 150 kgf/cm<sup>2</sup> logo após a estação de compressão, caindo, ao longo do duto, até cerca de 30 a 40 kgf/cm<sup>2</sup>, quando haverá outra estação de compressão. Este ciclo pode se repetir várias vezes, permitindo atingir distâncias muito grandes. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Como exemplo, o Transgas (com 3.736 quilômetros de extensão, 1,20 metro de diâmetro), que começou a operar em 1972, tem capacidade para transportar mais de 210 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural da Rússia (na região dos Urais) para atender a Europa Ocidental, a custos econômicos. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nas redes de distribuição para consumo urbano, visando à segurança das comunidades, a pressão é reduzida para 5 a 6 kgf/cm<sup>2</sup> nos ramais principais e, nas unidades de consumo, para 15 a 30 centímetros de coluna d'água. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

A operação do gasoduto é modernamente feita à distância, sendo monitorada por instrumentos ao longo da tubulação, seja com utilização de comunicação por satélites, seja com fibras óticas na faixa de domínio do gasoduto (as quais também utilizadas para comunicação de interesse geral). Esta instrumentação acompanha a evolução da pressão na

tubulação (para identificar a eventual perda de gás para a atmosfera) e também mede o fluxo que passa ao longo dela, inclusive as saídas nas estações de entrega aos distribuidores (city-gates), para fins de faturamento. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nestas estações de medição e controle de pressão, normalmente não há operadores. Através dos sistemas de medição e de comunicação à distância, tudo é controlado de uma estação central. No caso de um acidente, válvulas automáticas bloqueiam o trecho afetado. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Mesmo assim, continuamente são feitas inspeções terrestres e aéreas ao longo dos dutos, por pessoal especializado, para constatação de qualquer eventual ação de terceiros que possa colocar em risco a integridade física das instalações. Também são realizadas periódicas inspeções internas por pistões instrumentados (pigs), que percorrem toda a tubulação, sem a necessidade de interromper a sua operação normal, registrando eletronicamente qualquer anomalia. As operações de recuperação de algum dano nos dutos são relativamente fáceis, dispondo as empresas responsáveis de ágeis estruturas para executá-las. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O espaçamento entre as estações de compressão resulta de avaliações econômicas, mas varia na faixa de 150 a 600 quilômetros. Frequentemente adota-se um diâmetro grande, para o fluxo inicial previsto, com um espaçamento maior das estações de compressão. À medida que o volume a transportar cresce com o aumento da demanda, introduzem-se estações intermediárias de compressão. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O custo da implantação do duto depende fundamentalmente da ocupação humana das áreas atravessadas, das dificuldades impostas pelo relevo, de eventuais obras especiais exigidas (travessias de grandes rios, de autoestradas, etc.). Na definição do traçado dos gasodutos, procura-se evitar as áreas de maior concentração populacional, bem como minimizar as movimentações de terra e, assim, reduzir o seu eventual arraste pelas águas das chuvas. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

É usual se referir ao custo do duto como um produto do comprimento da tubulação (expresso em metros lineares) pelo seu diâmetro (expresso em polegadas), sendo uma boa referência, atualmente, um valor de U\$ 15 a 25/metropol, ou seja, o custo por metro do duto é de U\$ 15 a U\$ 25 multiplicados pelo número de polegadas de seu diâmetro nominal. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O transporte de GNL (*gás natural liquefeito*), à temperatura de 162°C negativos, em navios criogênicos, só costuma ser econômico para grandes volumes e distâncias. É usado onde não há possibilidade de instalação de gasodutos, como, por exemplo, nas transferências

do Sudeste da Ásia e da Austrália para o Japão, ou onde não havia alternativa na época em que os sistemas foram implantados (da Argélia para a França e Espanha). Os navios utilizados neste transporte são da ordem de 100.000 m<sup>3</sup> de capacidade. Tem ocorrido, nos últimos anos, grande melhoria na economicidade desta forma de transporte de gás natural. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Havendo possibilidade de aproveitamento do frio disponível, no porto de destino, há uma redução do custo do transporte que pode ser importante, mas raramente é possível encontrar um aproveitamento para este frio, de uma forma vinculada ao processo de vaporização do GNL. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O transporte de gás natural sob a forma de *compostos derivados* é muitas vezes a forma mais econômica uma vez que ele é transformado em produtos líquidos ou sólidos cujo custo de transporte é menor. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Uma das soluções mais utilizadas é a produção de metanol (álcool metílico), combustível líquido de alto poder calorífico muito usado em vários países. No Brasil, há restrições ao seu uso como combustível, por concorrer com o álcool de cana-de-açúcar e por apresentar agressividade no contato com as pessoas; sua ingestão, mesmo em pequenas proporções, é perigosa, pois causa envenenamento mortal. É muito mais agressivo que o álcool etílico – álcool da cana-de-açúcar (que também causa envenenamento em doses maiores). (ABREU; MARTINEZ, 2003)

No extremo sul do Chile, próximo à Terra do Fogo, onde há grandes reservas de gás natural, existe uma das maiores plantas produtoras de metanol do mundo, que exporta principalmente para os Estados Unidos, pois o consumo chileno deste produto é muito pequeno. Unidades similares foram implantadas na Venezuela e em Trinidad e Tobago. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Também é bastante comum a produção de fertilizantes nitrogenados, junto à região de produção do gás natural, utilizando-o para fixar o nitrogênio do ar. Outros compostos químicos podem ser assim produzidos, visando a reduzir os custos do transporte. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Nos últimos anos, desenvolveu-se a possibilidade de produzir combustíveis líquidos – gasolina, querosene, óleo diesel – a partir do gás natural. Esta tecnologia, conhecida em língua inglesa pela sigla GTL (gas to liquids), é a aplicação de um processo conhecido há décadas (Síntese de Fischer-Tropsch), modernizada pela empresa americana Syntroleum. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

Há uma grande expectativa como o sucesso desta alternativa, que está recebendo grandes investimentos, pois ela permitiria viabilizar mais facilmente o aproveitamento de reservas de gás natural afastadas dos centros de consumo, para uso como combustíveis convencionais. A qualidade dos derivados produzidos é excelente, em face da baixa ocorrência de contaminantes no gás natural. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

## ANEXO 4

### Especificações comerciais

A Agência Nacional do Petróleo, através da Portaria nº 104, de 8 de julho de 2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. A Tabela abaixo reproduz as disposições do Regulamento Técnico ANP nº 3/2002 estabelecido pela citada Portaria. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

O gás natural é incolor e inodoro, queimando com uma chama quase imperceptível, razão pela qual é obrigatória a adição de um odorante, que não altere as suas condições de uso, mas permita perceber com maior facilidade, pelo cheiro pronunciado, algum eventual vazamento. (ABREU; MARTINEZ, 2003)

<b>Especificações do gás natural</b>				
ANP – Portaria nº 104 de 8 de julho de 2002				
Características	Unidade	Limite		
		Norte	Nordeste	Sul/SE/CO
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m <sup>3</sup>	34.000 a 38.400	35.000 a 42.000	
Índice de Wobbe	kJ/m <sup>3</sup>	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500	
Metano, min.	% vol.	68,0	86,0	
Etano, max.	% vol.	12,0	10,0	
Propano, max.	% vol.	3,0		
Butano e mais pesados, max.	% vol.	1,5		
Oxigênio, max.	% vol.	0,8	0,5	
Inertes (N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> ), max.	% vol.	18,0	5,0	4,0
Nitrogênio	% vol.	Anotar	2,0	
Enxofre total, max.	mg/m <sup>3</sup>	70,0		
Gás Sulfídrico (H <sub>2</sub> S), max.	mg/m <sup>3</sup>	10,0	15,0	10,0
Ponto de orvalho de água a 1 atm, max	°C	-39	-39	-45

Observações:

1. Os limites são referidos a 293,15 K (20°C) e 101,325 kPa (1atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.
2. Para a Região Norte, o gás natural veicular deve atender os limites da região Nordeste
3. O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70 mg/m<sup>3</sup>
4. Para métodos de ensaio e outras observações ver Reg. Técnico ANP n°3/2002, anexo à Portaria n° 104