

UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ
Carlos Alberto Guimarães Garcez

GÁS NATURAL: ENERGIA ECONÔMICA E
AMBIENTALMENTE VANTAJOSA

Taubaté – SP
2007

UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ
Carlos Alberto Guimarães Garcez

GÁS NATURAL: ENERGIA ECONÔMICA E
AMBIENTALMENTE VANTAJOSA

Dissertação apresentada para obtenção do título de mestre, no Programa de Mestrado em Ciências Ambientais do Departamento de Agronomia da Universidade de Taubaté.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Joaquim Estefano de Oliveira

Taubaté – SP
2007

CARLOS ALBERTO GUIMARÃES GARCEZ

GÁS NATURAL: ENERGIA ECONÔMICA E AMBIENTALMENTE VANTAJOSA

Dissertação apresentada para obtenção do título de mestre, no Programa de Mestrado em Ciências Ambientais do Departamento de Agronomia da Universidade de Taubaté.

Data: _____

Resultado: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Márcio Joaquim Estefano de Oliveira

UNITAU

Assinatura _____

Prof. Dr. José Marques da Costa

UNITAU

Assinatura _____

Profª. Dra. Gladis Camarini

Universidade Estadual de Campinas

Assinatura _____

AGRADECIMENTOS

Ao meu amigo, engenheiro civil, professor e orientador Márcio Joaquim Estefano de Oliveira.

A minha família pela compreensão e estímulos

RESUMO

A crise do petróleo na década de 1970 e a alta dos juros internacionais forçaram uma revisão da política energética nacional. Preocupado, o governo brasileiro se viu diante da expectativa de substituir o petróleo importado e conservar energia, minimizando desta forma o impacto do alto custo do petróleo internacional sobre a economia nacional. Uma das medidas governamentais foi o incremento do gás natural e a sua maior participação na matriz energética brasileira. Neste contexto, o trabalho apresenta os planos do governo incentivando a construção de termelétricas usando gás natural. Com a importância que foi dada ao gás natural a partir deste incentivo, será possível mostrar um pouco da história deste energético, a sua composição, a sua exploração, produção e processamento, os meios de transporte utilizados, além de outros aspectos importantes voltados a sua segurança, independência, diversas origens, diversos mercados e a sua grande importância ecológica como energia ambientalmente vantajosa. Um dos grandes desafios deste século é encontrar meios de suprir a crescente demanda de energia sem promover alterações na estabilidade do clima do planeta. A disponibilidade e o acesso à energia são de importância para todos os países e essenciais para o crescimento econômico e o bem estar social nos países em desenvolvimento. Desta maneira, o trabalho faz uma apresentação do gás natural como alternativa energética para o desenvolvimento do país, mostrando com clareza as inúmeras vantagens de seu uso em comparação com outros energéticos, concluindo com um apelo ao governo federal para que incentive a participação de outros parceiros nesta caminhada.

Palavras-chave: Energia. Gás Natural. Meio Ambiente

ABSTRACT

The international oil's crisis in 70's and the world's rising interest rates had forced a revision of the national energy policies. Worried about it, Brazilian Government looked the expectation for substitute oil and conserve energy resources minimizing the impact of the high cost of the international oil's price on the national economy. One of the governmental measures was the development of the techniques of attainment of the natural gas and its bigger participation in the Brazilian energetical matrix. In this context, the present work shows the plans of the Brazilian Government for construction of thermoelectrics using natural gas as a power supply. It is necessary to show the history of the advanced uses of natural gas through the human society development. Its chemical composition, exploration, production and industrial processing, its transport, beyond another important aspects looking its operational safeties requires, its easy storage and customer's distribution. Natural gas may be found everywhere around the world It has application into different markets. And its characteristics seems a non-pollution kind of a power resource for environment, recommends this supply as an ambientally advantageous kind of energy. One of the great challenges of this century is to find new ways for feed the increasing demand of energy without promoting alterations in the stability of the climate of the planet. The availability and the access to energy are of most important and essential matter for countries, meaning for the economic growth and the welfare conditions in countries under development. In this way, this paper presents natural gas as alternative energetic supply for the development of the countries, showing advantages of its use in comparison with other energetics supply. Its concluding is

an appeal for the Brazilian Government for stimulates the participation of other partners in this way.

Key words: Energy. Natural Gas. Environment

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Primeiro poço perfurado por Edwin L. Drake e perfurações improvisadas	22
Figura 2 Primeiras perfurações improvisadas (USA)	23
Figura 3 Iluminação de rua com gás natural manufaturado	24
Figura 4 Típico queimador Bunsen	25
Figura 5 Chama do gás natural no queimador Bunsen	26
Figura 6 Primeiro veículo movido a gás (USA, 1930)	27
Figura 7 Desenvolvimento da indústria de gás natural	35
Figura 8 Atividades de Obtenção ou “upstream”	36
Figura 9 Atividades de Aplicação ou “downstream”	37
Figura 10 Reservatório de gás associado	44
Figura 11 Reservatório de gás não associado	44
Figura 12 Localização subterrânea do gás natural (Ilustração)	45
Figura 13 Vibrações no solo causadas por veículos especiais	53
Figura 14 Prática sismológica	53
Figura 15 Sismógrafo	54
Figura 16 Sísmica submarina (“offshore”)	55
Figura 17 Estudo de imagens de sísmica de 3D	56
Figura 18 Sísmica em Quarta Dimensão	57
Figura 19 Aplicação da sísmica 4D na visualização de um reservatório	58
Figura 20 Plataforma marítima (“offshore”)	60
Figura 21 Exploração em terra (“onshore”)	61
Figura 22 Exploração em terra	62
Figura 23 Queima de gás natural	64
Figura 24 Gasoduto de diâmetro pequeno em construção enterrado	69
Figura 25 Gasoduto em construção enterrado	69
Figura 26 Gasoduto em alinhamento	70
Figura 27 Gasoduto em construção a céu aberto	70
Figura 28 Ramificações de gasodutos residenciais	71
Figura 29 Estação de automação e controle	73
Figura 30 Principais gasodutos do Brasil	77
Figura 31 Gasoduto Bolívia – Brasil. Gasbol (em destaque)	78
Figura 32 Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre (em destaque)	78

Figura 33 Gasoduto Lateral Cuiabá (em destaque).....	79
Figura 34 Esquema de movimentação do GNL	80
Figura 35 Esquema de Unidade de Liquefação de Gás Natural.....	80
Figura 36 Esquema do terminal de regaseificação.....	81
Figura 37 Terminal de regaseificação	81
Figura 38 Navio criogênico para transporte de GNL.....	82
Figura 39 Navio transportando GNL.....	82
.....	92
Figura 40 Consumo de gás natural no Brasil, 2002 (mil m ³ / dia).....	92
Figura 41 Poluição atmosférica causada por veículos automotores.....	97
Figura 42 “Dispenser” típico Aspro modelo AS 120 S1.....	98
Figura 43 Cilindros de alta pressão utilizados no GNV.....	99
Figura 44 Cilindro de alta pressão de GN instalado.....	99
Figura 45 “Kit” de conversão típica para uso de GN em veículos.....	100
Figura 46 Ônibus a gás natural.....	101
Figura 47 Estados brasileiros com instalação de postos de GNV (Set. 2006).....	102
Figura 48 Localização das usinas termelétricas no Brasil.....	108
Figura 49 Poluição atmosférica causada pela queima de óleos combustíveis.....	110
.....	110
Figura 50 Emissão de gases poluentes industriais na atmosfera.....	111

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Natureza do gás natural produzido no Brasil (%).....	46
Gráfico 2 Disponibilidade do gás natural no Brasil (%).....	65
Gráfico 3 Produção de gás natural por regiões brasileiras (%).....	65
Gráfico 4 Reservas provadas de gás natural (bilhões de m ³).....	85
Gráfico 5 Evolução das reservas de GN na terra e no mar (bilhões m ³).....	85
Gráfico 6 Distribuição das reservas provadas de gás natural por estados (%).....	87
Gráfico 7 Estrutura do consumo de derivados do petróleo em 2005.....	88
Gráfico 8 Uso do carvão mineral em 2005 (dados convertidos a tep / percentuais calculados em tep).....	89
Gráfico 9 Usos da lenha em 2005 (inclui os consumos na geração elétrica e comercial).....	90
Gráfico 10 Vendas do gás natural no Brasil por segmento de mercado (%).....	93
Gráfico 11 Vendas de gás natural por região brasileira, 2005.....	93
Gráfico 12 Evolução da conversão de veículos no Brasil (Jan. a Set. 2005).....	104

Gráfico 13 Distribuição das reservas mundiais de petróleo (%).....	126
Gráfico 14 Distribuição das reservas mundiais de gás natural (%).....	127
Gráfico 15 Reservas provadas de gás natural – América Latina e África (bilhões de m ³).....	128
Gráfico 16 Evolução das reservas mundiais de petróleo e gás natural (bilhões de bep).....	128
Gráfico 17 Emissão de dióxido de carbono – (CO ₂).....	131
Gráfico 18 Emissão de dióxido de enxofre e óxido de nitrogênio (SO ₂ – Nox).....	131
Gráfico 19 Emissões de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO), e particulados.....	132

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 Agências Reguladoras Estaduais.....	34
Quadro 2 Comparação entre o gás natural e outros gases.....	43
Quadro 3 Composição típica do gás natural no Brasil (%).....	48
Quadro 4 Composição típica do gás natural da Bolívia (%).....	48
Quadro 5 Produção nacional de gás natural por estado (mil m ³ / dia).....	63

Quadro 6 Reservas brasileiras provadas até 1999 por região de produção (bilhões de m ³).....	86
Quadro 7 Diferenças básicas entre o GLP e o gás natural.....	95
Quadro 8 Veículos convertidos para GNV nos estados (Janeiro a Setembro , 2005)	103
Quadro 9 Comparação das despesas com álcool, gasolina e gás natural.....	105
Quadro 10 Emissão de poluentes para caldeiras industriais.....	110
Quadro 11 Comparativo estratégico entre o gás natural x óleo combustível x GLP	113
Quadro 12 Comparativo de sistemas utilizando óleo combustível e gás natural em caldeiras.....	115
Quadro 13 Investimentos comparativos.....	117
Quadro 14 Custos operacionais / mês.....	118
Quadro 15 Caminhões retirados de circulação pelo uso do gás natural.....	136

Tabela 1 Propriedades do gás natural.....	48
Tabela 2 Comparação entre o custo do álcool e do GNV.....	105
Tabela 3 Equivalência do GN em relação aos principais combustíveis.....	112
Tabela 4 Emissões em 2003 na Bahia (em toneladas).....	133
Tabela 5 Benefícios no período de 1994 a 2003 na Bahia (em toneladas).....	134
Tabela 6 Derivados de petróleo substituídos pelo GN.....	134
Tabela 7 Volume de GN agregado em mil m ³	135
Tabela 8 Valores estimados das emissões de poluentes de 1999 a 2005.....	135
Tabela 9 Valores medidos das emissões de poluentes (após a conversão para GN)	135
Tabela 10 Redução comprovada em % e peso após a conversão para GN.....	136

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEGÁS Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

ABAR Associação Brasileira de Agências de Regulação

AGA American Gas Association

ALGNV Asociación Latino Americana del GNV

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ANSI American National Standard Institute

ASTM American Society for Testing and Materials

Atm Atmosfera

BAHIAGÁS Companhia de Gás da Bahia

BEN Balanço energético nacional

Bep Barril equivalente de petróleo

BG British Gas

BM Boletim mensal

BTU British thermal unit = 1,0551 kJ

CEC California Energy Commission

CMRP Conjunto de Medição e Regulagem de Pressão

CNE Comissão Nacional de Energia

CNP Conselho Nacional do Petróleo

CNPE Conselho Nacional de Política Energética

COASE Conselho para Assuntos de Energia

COMGÁS Companhia de Gás de São Paulo

CONAMA Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONPET Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e Gás

CSPE Comissão de Serviços Públicos de Energia

CTGÁS Centro de Tecnologias do Gás

DRGN Distribuidoras Regionais de Gás Natural

E & P Exploração e produção

EIA Energy Information Administration (USA)

EIA Estudo de impacto ambiental

ENERGE Centro de Estudos de Energia

FAPERJ Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo a Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro

GASMIG Companhia de Gás de Minas Gerais

GASBOL Gasoduto Bolívia – Brasil

GASPETRO Petrobrás Gás S.A.

GLP Gás liquefeito de petróleo

GNC Gás natural comprimido

GNL Gás natural liquefeito

GNV Gás natural veicular

INEE Instituto Nacional de Eficiência Energética

Kwh Kilowatt/hora

Kcal Kilocaloria

LGN Líquidos de gás natural

MF Ministério da Fazenda

MMBTU Milhões de BTU (1 BTU= 1.055,056 J)

MMA Ministério do Meio Ambiente

MME Ministério de Minas e Energia

MW Megawatt (1000 watts)

NGSA Natural Gas Supply Association

OPEP Organização Mundial dos Países Exportadores de Petróleo

PBGÁS Companhia Paraibana de Gás

PCS Poder calorífico superior

PCI Poder calorífico inferior

PIB Produto interno bruto

PLANGAS Plano Nacional de Gás

PPT Programa Prioritário de Termelétricas

RIMA Relatório de impacto no meio ambiente

SBGf Sociedade Brasileira de Geofísica

SCG Superintendência de comercialização e movimentação de gás natural

SDP Superintendência de desenvolvimento e produção

TBG Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil

Tep Tonelada equivalente de petróleo

TRANSPETRO Petrobrás Transportes S.A.

UPGN Unidade de processamento de gás natural

URGN Unidade de recuperação de gás natural

USA Estados Unidos da América do Norte

UTE Usina termelétrica

SUMÁRIO

<u>1 INTRODUÇÃO.....</u>	<u>17</u>
<u>2 REVISÃO DE LITERATURA.....</u>	<u>20</u>
<u>3 MÉTODOS.....</u>	<u>118</u>
<u>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</u>	<u>121</u>
<u>5 CONCLUSÃO.....</u>	<u>142</u>
REFERENCIAS.....	144

1 INTRODUÇÃO

A crise do petróleo nos anos 70, aliada a alta das taxas de juros internacionais, forçaram uma revisão da política energética nacional. As diretrizes fundamentais desta revisão foram à substituição do petróleo importado e a conservação de energia, procurando desta forma, minimizar o impacto do aumento dos preços do petróleo no mercado internacional sobre a economia brasileira.

Em função da crise energética mundial e das exigências ambientais, o aumento da produtividade esta cada vez mais atrelado ao baixo consumo de energia e a baixa emissão de poluentes, por isso a procura por novas tecnologias que atendam essas necessidades tornou-se uma realidade.

Dentro desses parâmetros percebeu-se que a participação do gás natural nas matrizes energéticas dos países desenvolvidos, em torno de 25%, mostra

claramente a importância desta energia nos sistemas produtivos, enaltece a sua contribuição para o crescimento econômico e para o progresso tecnológico da humanidade.

Baseado em pesquisas documental, bibliográfica e contatos diretos o trabalho enfatiza a utilização do gás natural como energia econômica e ambientalmente correta.

Inicialmente, o Capítulo 2, apresenta a história do gás natural, o desenvolvimento da indústria brasileira desse energético e os grandes blocos que formam a sua cadeia produtiva e os seus elos de valor. Aborda também a quebra do monopólio estatal da Petrobrás sobre algumas atividades desta indústria e a instituição da Agência Nacional do Petróleo através da Lei 9.478/97 conhecida como Lei do Petróleo.

Define o que é a energia alternativa gás natural, qual a sua origem, a sua composição, as modernas técnicas de exploração, a sua produção e processamento e o seu transporte.

Fala das reservas brasileiras de gás natural e de seu futuro após as descobertas na Bacia de Santos, em abril de 2003.

Descreve outras fontes de energia concorrentes diretas do gás natural.

Mostra os diversos mercados onde a utilização do gás natural recebe uma atenção especial. O seu uso nos setores domiciliar, automotivo e termelétrico tem aumentado expressivamente e é mostrada com exemplos.

O Capítulo 3 Métodos, esclarece quais foram os caminhos utilizados para o desenvolvimento do trabalho, relatando sucintamente essas etapas.

O Capítulo 4 Resultados e Discussões descrevem as características do gás natural, como a segurança, densidade, toxicidade, limites de inflamabilidade, não

explosividade, independência, diversificação de sua origem e mostra a sua importância como fator de integração entre diversos países da América do Sul, independente da recente crise diplomática entre o Brasil e a Bolívia.

A importância do gás natural, como o energético fóssil que emite menos poluentes na atmosfera também é ressaltada dentro do Capítulo 4, com gráficos, tabelas e quadros ilustrativos, comprovando desta maneira, a excelência ambiental no uso desta energia limpa.

O trabalho estabelece um lugar de destaque para o gás natural quando mostra as vantagens de sua utilização nos diversos segmentos de nossa economia, identificando claramente as vantagens econômicas, operacionais e ambientais do seu uso, quando comparadas com o uso de outros energéticos já tradicionalmente conhecidos no Brasil, como a lenha, o óleo combustível e o gás liquefeito de petróleo ou gás de cozinha.

A Conclusão mostra porque o surgimento do gás natural é a melhor alternativa energética para realizar a transição da sociedade industrial atual para uma outra, baseada em insumos e processos ambientais economicamente sustentáveis.

1.1 Objetivo do Trabalho

Apresentar os conceitos e uso do gás natural como fonte de energia, com vantagens ambientais e econômicas.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 A História do Gás Natural

A descoberta do gás natural aconteceu no Irã entre 6000 e 2000 AC, e esse fato se tornou conhecido através de registros da antiguidade (CEC, 2006) (Tradução nossa).

O gás natural já era conhecido na China desde 900 AC, mas historicamente os chineses começaram a extrair a matéria prima em 211 AC, com o objetivo de secar pedras de sal. Utilizavam varas de bambu para retirar o gás natural de poços com profundidade aproximada de 1000 metros (NGSA, 1965) (Tradução nossa).

Alessandro Volta, cientista italiano foi o responsável pela descoberta de gás natural no Ocidente. Caminhando pelas margens do Lago Maior, no norte da Itália, ele descobriu por acaso que agitando as águas de um pântano com uma vareta,

produzia bolhas que exalavam um gás inflamável. O Ocidente descobria desta maneira, o gás natural (GASMIG, 2006).

No século XVIII, foram definidas pela ciência as características dos gases inflamáveis e Alessandro Volta e outros cientistas identificaram o metano, principal elemento da constituição do gás natural (GASMIG, 2006).

Na Europa o gás natural não despertou muito interesse por causa da grande aceitação que tinha o gás resultante do carvão carbonizado (“*town gas*”), que foi o primeiro combustível responsável pela iluminação de casas e ruas desde 1790 (GASPETRO, 2005).

Em 1791, o cidadão inglês John Barber requereu a primeira patente para turbina a gás, de sua autoria (POULALLION, 1986. p. 248).

Em 1800 foi realizado o primeiro teste para iluminação pública na cidade de São Paulo. Lâmpadas alimentadas com azeite de peixe foram distribuídas pelas principais ruas da cidade de São Paulo (MELO, 2002. p.13).

Em 1821, em Fredonia, New York, Willian Hart cavou com sucesso o primeiro poço com intenção de extrair gás natural. Em continuação ao seu trabalho, Hart fundou a Fredonia Gas Light Company que se tornaria a primeira companhia de gás natural da América (EIA, 2006) (Tradução nossa).

Poulallion (1986. p.247) registra que no período de 1833 – 1858 os motores a pistão foram concebidos para funcionar com gás, cuja mistura ar – gás era mais simples de se realizar.

No Brasil, em meados do século passado, as necessidades pelos derivados do “óleo de rocha” eram as mesmas do restante do mundo, porém dada a sua escassa e mal distribuída população, o atendimento era suficientemente suprido pela importação de produtos combustíveis animais (óleo de baleia, etc.). Mesmo

assim, os primeiros registros de que se tem notícia dão conta de concessões assinadas pelo imperador, em 1858, para a busca e lavra de carvão e folhelho betuminoso na região de Ilhéus, Bahia (FERRAN, et al. 2003).

Em 1859 aconteceu o evento que conquistou fama mundial: foi a perfuração do poço para petróleo perto de “*Oil Creek*” Titusville, estado da Pensilvânia, pelo



“Coronel” Edwin L Drake. O poço foi iniciado em 1859 e após muitas dificuldades técnicas penetrou num reservatório de aproximadamente 20 metros de profundidade de onde saiu petróleo de boa qualidade, parafínico, que fluía bem e era facilmente destilável (Figura 1). O sucesso de Drake aconteceu no dia 27 de agosto de 1859 e ficou conhecido como o marco inicial do crescimento explosivo da moderna indústria do petróleo, dando início então a uma seqüência de perfurações improvisadas conforme m... (a).

Figura 1 Primeira perfuração improvisada

Fonte: NGSA

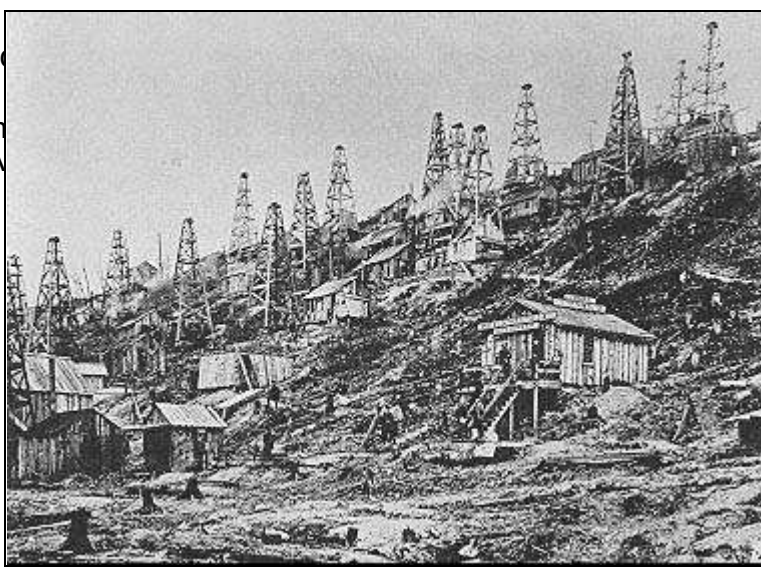


Figura 2 Primeiras perfurações improvisadas (USA)
Fonte: NGS, USA.

Melo, (2002, p.14), relata que em 26 de dezembro de 1863, Francisco Taques Alvim e José Dutton celebraram contrato com o governo da província para realizar a iluminação pública da cidade de São Paulo. Em 1869, os senhores Francisco Taques Alvim e José Dutton transferem seus direitos para uma companhia inglesa “*San Paulo Gas Co. Ltd*”, formada em Londres em 14 de dezembro, para explorar os serviços de iluminação da cidade de São Paulo. Relata também que no dia 28 de agosto de 1872, a companhia inglesa “*San Paulo Gas Company*” recebeu a autorização do Império (Decreto nº 5.071) com a finalidade de explorar a concessão dos serviços públicos de iluminação da cidade de São Paulo. Suas atividades se baseavam na distribuição de gás canalizado para iluminar as ruas da cidade, a partir do documento de 1872, a primeira usina de gás em São Paulo, localizada no Palácio do Governo (Figura 3).



Figura 3 Iluminação de rua com gás natural manufacturado
Fonte: NGSa, USA.

Poulallion (1986, p.92), menciona a construção de um gasoduto de transporte que foi construído no século XIX, (1872) no oeste da Pensilvânia, (EUA), com tubos de aço com flanges, com 9,0 Km de extensão e com diâmetro de 50 mm.

O responsável pela construção desse gasoduto, o primeiro reconhecidamente comercial, foi J. N. Pew, que recolhia e vendia no mesmo local, o gás natural que antes era queimado. Sete anos mais tarde, J. N. Pew ampliou seus dutos até Pittsburgh, que se tornou à primeira cidade a ser abastecida com gás natural (CECHI, 2001, p. 51).

Um acontecimento de destaque foi à fundação em 1876, da Escola de Minas de Ouro Preto, em Minas Gerais, que resolveu parcialmente o problema de mão de obra mais especializada para suprir, com algum conhecimento científico, a busca do petróleo (FERRAN, et al. 2003).

Um desenvolvimento importante na industria mecânica aconteceu em 1878 quando Otto construiu um motor com consumo de 750 a 850 litros de gás / CV (cavalo vapor), conforme narrativa feita por Poulallion, 1986. p. 247.

Ferran, et al (2003), idealizadores da apostila sobre prospecção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás, para o Instituto de Geociências da

UFRJ descrevem um fato que tem um significado histórico para a região do Vale do Paraíba: “em 1881, a lavra e a retortagem do folhelho piro-betuminoso da Bacia de Taubaté (SP) proporcionaram combustível para a iluminação da cidade por aproximadamente 2 anos”.

Em 1885, Robert Wilhelm Eberhard Von Bunsen aperfeiçoou um queimador conhecido atualmente como bico de Bunsen, inventado pelo físico-químico britânico Michael Faraday.

O trabalho de Bunsen, que misturava ar com gás natural (Figuras 4 e 5), juntamente com a evolução dos controles termostáticos, permitiram que os usuários tirassem partido das propriedades térmicas do gás, promovendo-o como combustível para aquecimento de ambientes, aquecimento de água e cozimento (NGSA, 1965) (Tradução nossa).



Figura 4 Típico queimado
Fonte: NGSA, USA



Figura 5 Chama do gás natural no queimador Bunsen
 Fonte: NGSA, USA.

Nos Estados Unidos, em 1891, foi construído o primeiro gasoduto longo com uma extensão de 180 quilômetros, que levava o gás dos campos de Indiana até Chicago. Esse primeiro gasoduto era rudimentar e não muito eficiente no transporte do gás natural (NGSA, 1965) (Tradução nossa).

Nesse mesmo ano, foi construído um gasômetro com 14 mil metros cúbicos de capacidade na Rua da Figueira, no bairro do Brás, na cidade de São Paulo (MELO, 2002. p.14).

Entre 1892 e 1897, o fazendeiro de Campinas, São Paulo, Eugenio Ferreira de Camargo perfurou em Bofete (SP), o que é considerado o primeiro poço de petróleo do Brasil (FERRAN, et al. 2003).

Em 1902 a Companhia de Gás da cidade de São Paulo compromete-se com o governo a transformar o sistema de iluminação pública de chama de ar livre para o de luz de gás incandescente (MELO, 2002. p.14).

Em todo o mundo, a baixa qualidade da tubulação usada para o transporte do gás, a falta de conhecimentos técnicos eficientes sobre soldas e a falta de habilidade da mão de obra para se soldar às seções da tubulação, provocaram atraso no desenvolvimento de uma larga rede de transporte até o final da década de 1920, início de 1930 (NGSA, 1965) (Tradução nossa). Em 1930, nos Estados Unidos surgiu o primeiro veículo movido a gás natural (Figura 6).

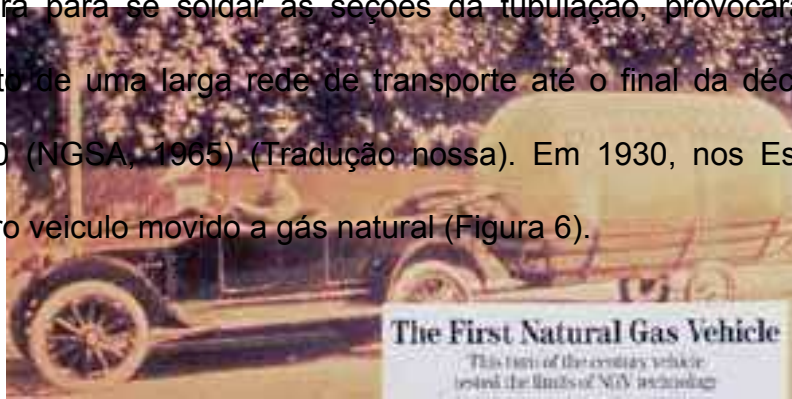


Figura 6 Primeiro veículo movido a gás (USA, 1930)

Fonte: NGS, USA.

Em 1938 o governo federal criou o Conselho Nacional do Petróleo, CNP (UNICAMP. Departamento de Engenharia de Petróleo, 2006).

Até a Segunda Guerra Mundial o gás natural tinha um mercado bem pequeno onde pudesse ser utilizado e a estrutura para transportá-lo através de gasodutos ainda não estava implementada de maneira satisfatória. No período da Segunda Guerra Mundial, foram grandes os avanços em metalurgia, técnicas de soldagens, construções de tubos e desta maneira o transporte por gasodutos recebeu uma significativa parte desses conhecimentos e começou sua evolução. A partir daí, o transporte de gás desde a fonte até o consumidor teve suas barreiras quebradas e as grandes construções de gasodutos foram iniciadas após a Segunda Guerra e se estenderam até meados da década de 1960. Com o desenvolvimento tecnológico aconteceu um grande avanço na prospecção, extração e transporte do gás natural, com serviços de grande eficiência e custo relativamente baixo (NGS, 1965) (Tradução nossa).

A utilização do gás natural no Brasil começou modestamente na década de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia (BORELLI, et al. 2001).

A Petrobrás foi criada pela Lei nº 2.004 de 03/10/1953 e instalada em 10/05/54 (FERRAN, et al. 2003).

Em 1959 aconteceu a nacionalização da sociedade “*San Paulo Gas Company Ltd*”, sob a denominação Companhia Paulista de Serviços de Gás – Comgás, através do Decreto Federal de nº 46.216 (MELO, 2002. p.16).

Em 1968 através da Lei Municipal nº 7.199 foi autorizada a constituição de sociedade anônima com razão social Companhia Municipal de Gás, Comgás (MELO, 2002, p.16).

Para atender o progressivo aumento da demanda, a Comgás inaugurou, em 1972, a Usina Massiney Sorcinelli (UMS), produzindo gás a partir da nafta, um derivado do petróleo. Foi também o início da construção do sistema de distribuição e armazenagem de gás em alta pressão - Rede Tubular de Alta Pressão – Retap. A rede incluiu os municípios de São Paulo, Diadema, Mauá e região do ABC (MELO, 2002.p.16).

Em 1974, houve a mudança do nome da Companhia Municipal de Gás para Companhia de Gás de São Paulo – Comgás, em regime de capital autorizado – Lei Municipal nº 7.987 de 18/12/73 (MELO, 2002, p.17).

A utilização do gás como combustível no Brasil, pode ser dividida em 3 fases:

. Fase 1 Gás de carvão (1854 a 1970)

Este período iniciou-se com a primeira fabrica de gás de carvão, em 1854 na cidade do Rio de Janeiro. Destaca-se em 1872, através de decreto imperial, a criação da “*The São Paulo Gas Company*”. Nesta fase, o gás era utilizado para iluminação pública e no uso domestico (MELO, 2002.p. 14);

. Fase 2 Gás de nafta (1970 a 1980)

O gás de nafta, derivado leve do petróleo, nesta época era exclusivamente de uso doméstico. Seu uso na cidade em São Paulo se estendeu até meados de 1997, devido ao exaustivo trabalho de conversão dos milhares de equipamentos existentes que até então utilizavam gás de nafta e que passariam a utilizar o gás natural (MELO, 2002.p.16);

. Fase 3 Gás natural (de 1980 em diante)

A fase do gás natural é relatada pelo Centro de Tecnologias do Gás (2005), como tendo início com as descobertas de óleo e gás na Bahia, quando as indústrias da região começaram a utilizar este gás.

O grande marco do gás natural no Brasil aconteceu com a exploração da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, na década de 1980 . A partir daí, o gás natural aumentou a sua participação na matriz energética do País (PETROBRAS, 2005).

A Presidência da República aprovou em 25 de maio de 1987, a exposição de motivos nº 043 de 12 de maio de 1987, apresentada pela Comissão Nacional de Energia – CNE., que propunha a instituição do Plangás – Programa Nacional de Gás. Com essa aprovação a CNE, através da Resolução nº 01/87 instituiu o Plangás. O Plano tinha como objetivo a substituição do óleo diesel usado nos transportes, uma vez que esse combustível correspondia a aproximadamente 52% do consumo energético do Brasil, enquanto o gás natural representava apenas 1,8% desse total. Nesta oportunidade foram criadas comissões governamentais para o estudo da substituição do óleo diesel utilizado pelos veículos de carga e de passageiros (ônibus).

Logo em seguida vários programas experimentais foram postos em prática, no entanto, a pequena diferença entre os preços do gás natural e do óleo diesel subsidiado inviabilizava a conversão da frota nacional. Aliados a esses fatores, a falta de infra-estrutura de abastecimento também dificultava a implantação do projeto (ANP, 2005).

Em outubro de 1988 com a chegada do gás natural vindo da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, através de um gasoduto de 435 km de extensão, a Comgás iniciou a atual e a mais importante fase de sua existência. O sistema exigiu mudanças radicais nas estruturas e nos sistemas da Comgás, que deixava de ser produtora para se tornar distribuidora de um novo tipo de energético mais moderno (MELO, 2002. p.17).

O Diretor do Centro Nacional de Pesquisa Científica da França, pesquisador Jean-Marie Martim em palestra proferida no VII Congresso Brasileiro de Energia realizado em outubro de 2003 na cidade do Rio de Janeiro, a convite do Clube de Engenharia e da COPPE – Coordenação dos Programas de Pós Graduação de Engenharia, entidade ligada a Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, assim se manifestou: “A cada ano que passa o gás natural torna-se mais competitivo, consolidando-se como uma das principais fontes de energia alternativa ao petróleo” (Informação verbal).

Segundo as estimativas do Ministério de Energia dos Estados Unidos, o crescimento do consumo mundial de gás natural gira em torno de 2,2 % anuais. Isso é válido para os próximos 20 anos. Trata-se de uma taxa de crescimento superior à do consumo de petróleo – 1,9% e de carvão – 1,6% (International Energy Outlook 2004, Washington: Department of Energy, USA) (Tradução nossa).

O gás natural é consumido em vários países há mais de 50 anos e cerca de 95% de quase todo o gás canalizado do mundo corresponde a gás natural. É altamente valorizado em consequência da progressiva conscientização mundial da relação entre energia e meio ambiente (PETROBRÁS, 2005).

Em 2005, a participação do gás natural na matriz energética brasileira foi de 9,4%, resultado superior em 0,4% em relação ao ano de 2004 (MME. BEN. 2006).

2.2 O Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural

As atividades que compõem as indústrias de petróleo e de gás natural no Brasil, durante um longo período, foram exercidas pela Petrobrás através de um monopólio legal. Neste contexto de empresa não sujeita à concorrência, se desenvolveram os setores de petróleo e gás natural no País (MME. ANP. SCG. NT: 033, 2002).

O Brasil passou por um processo de reformas estruturais em suas indústrias de infra-estrutura entre as quais citamos as indústrias do petróleo e do gás natural em razão da combinação de alguns fatores como o esgotamento do modelo tradicional de financiamento, a conjuntura externa desfavorável, e a mudança da ideologia econômica dominante. Essas reformas fazem parte de um contexto mais amplo de modificação do papel do Estado na economia, passando suas atividades de empreendedor e gestor para a iniciativa privada, concentrando-se na atividade de regulação dessas indústrias (MME. ANP. SCG. NT: 033, 2002).

A indústria de gás natural, como uma indústria de rede, é composta por atividades distintas mas dependentes umas das outras. Algumas das atividades que compõem a cadeia do gás natural são passíveis a introdução de concorrências, enquanto outras são naturalmente monopólicas (ANP, 2004.p.4).

Para alcançar o aumento da eficiência por parte das empresas privadas, um dos principais instrumentos propostos foi à introdução do processo de concorrência naquelas atividades nas quais isso era possível. Seguindo este princípio a Emenda Constitucional nº 9 de 09 de novembro de 1995 estabeleceu a quebra do monopólio da Petrobrás sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, refinação de petróleo, comércio internacional de derivados e transporte de petróleo e seus derivados e gás natural, eliminando-se as barreiras institucionais à entrada de potenciais agentes ao mercado.

A ANP (2004), na versão preliminar da apostila “Organização da Indústria Brasileira de Gás Natural e Abrangência de Uma Nova Legislação”, páginas 4 e 5 descreve as atividades da estrutura organizacional da indústria do gás natural como sendo a exploração e produção (E & P), transporte, comercialização e distribuição (Figura 7) que no aspecto legal, estão assim enquadrados:

. Exploração e Produção

Mediante uma concessão da União, os produtores são os responsáveis pelas etapas de exploração, extração e processamento do gás natural. Como as atividades de importação e exportação também são de monopólio da União, os importadores precisam de uma licença para atuar neste segmento;

. Transporte

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, o transporte de gás natural só pode ser realizado por empresas que não comercializem o produto, ou seja, que não podem comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio. Desta forma as transportadoras se responsabilizam exclusivamente pelos serviços de transporte até os pontos de entrega. A Portaria nº 170 da ANP, publicada no Diário Oficial da

União em 27 de novembro de 1998 estabelece a necessidade de autorização da ANP para a construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência;

. Comercialização

A comercialização da energia só pode ser realizada pelos produtores e importadores, de acordo com a regulamentação dos órgãos federais. Ambos são encarregados de conduzir a matéria-prima, dentro dos padrões exigidos, até os “*city-gates*” das transportadoras;

. Distribuição

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento. É o momento em que o gás chega ao consumidor para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase o gás já deve estar atendendo os rígidos padrões de especificação.

De acordo com a Constituição Federal (art. 25) e a Lei nº 9478/97, a distribuição de gás canalizado com fins comerciais junto aos usuários finais é de exploração exclusiva dos Estados, exercida diretamente ou através de concessões.

Como parte das mudanças implementadas, foram criadas agências com a finalidade de promover a regulação das atividades a serem geridas por empresas estatais ou privadas (Quadro 1). Dentro desta conjuntura, a Lei 9478/97 instituiu a Agência Nacional do Petróleo - ANP, atribuindo-lhe a implementação da política nacional de petróleo e gás natural, a proteção dos interesses dos consumidores quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos, a fiscalização das atividades que compõem as cadeias de petróleo e gás natural, dentre outras atribuições.

ALAGOAS	ARSAL – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
AMAZONAS	ARSAM – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Amazonas
BAHIA	AGERBA – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
CEARA	ARCE – Agência de Regulação do Ceará
GOIÁS	AGR – Agência Goiânia de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
MATO GROSSO	AGER/MT – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso
MATO GROSSO DO SUL	Agência Campo Grande – Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Campo Grande
PARA	ARCON – Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará
PERNAMBUCO	ARPE – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Pernambuco
RIO DE JANEIRO	ASEP - Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro
RIO GRANDE DO NORTE	ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
RIO GRANDE DO SUL	AGERGS – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS
SÃO PAULO	CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia
SERGIPE	ASES – Agência Reguladora dos Serviços Concedidos do Estado de Sergipe

Quadro 1 Agências Reguladoras Estaduais

Fonte: Associação Brasileira de Agências Reguladoras – ABAR, 2006

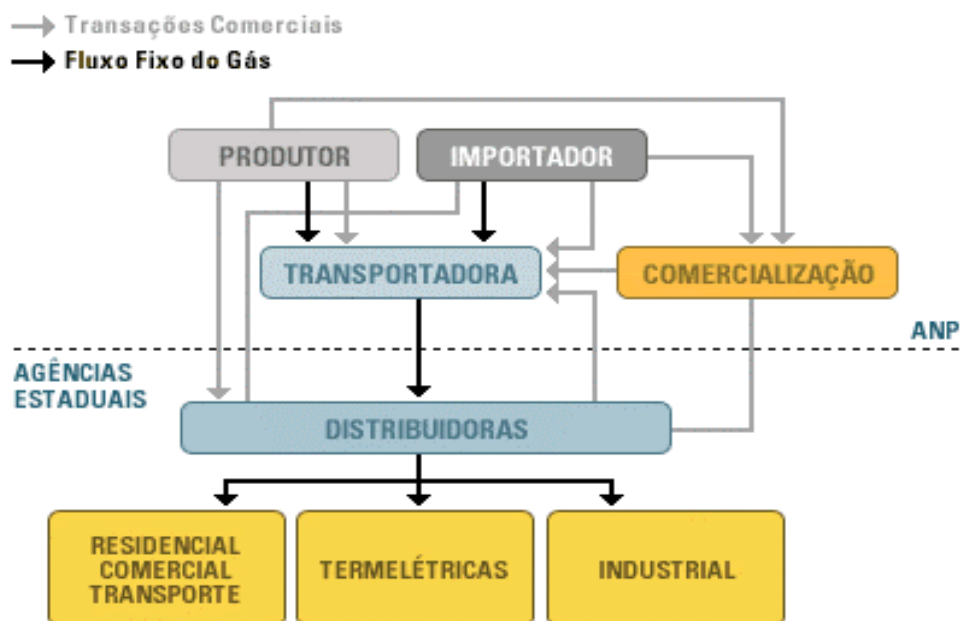


Figura 7 Desenvolvimento da indústria de gás natural
Fonte: Abegás, 2005

2.3 A Cadeia Produtiva do Gás Natural

Alonso (2004) define a cadeia produtiva como uma rede de inter-relações entre vários atores de um sistema industrial que permite a identificação do fluxo de bens e serviços através de setores diretamente envolvidos, desde as fontes de matérias primas até o consumo final do produto. Divide a cadeia produtiva do gás natural, em dois grandes blocos: um que abrange as atividades relacionadas à obtenção do produto em si, chamado de *“upstream”* e um outro com atividades relacionadas à aplicação direta do produto, focalizando seus usos, conhecida como *“downstream”*.

2.3.1 Bloco de Atividades de Obtenção ou “upstream”

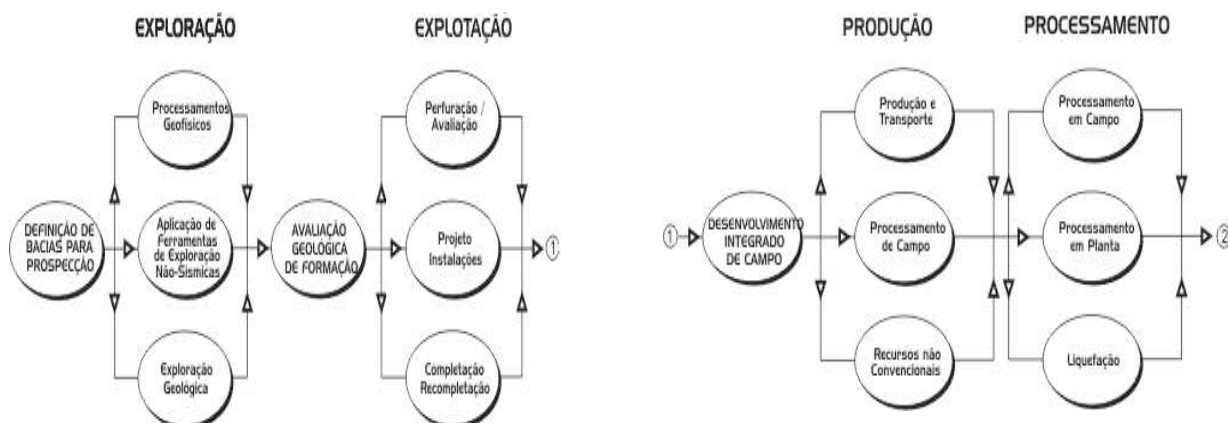
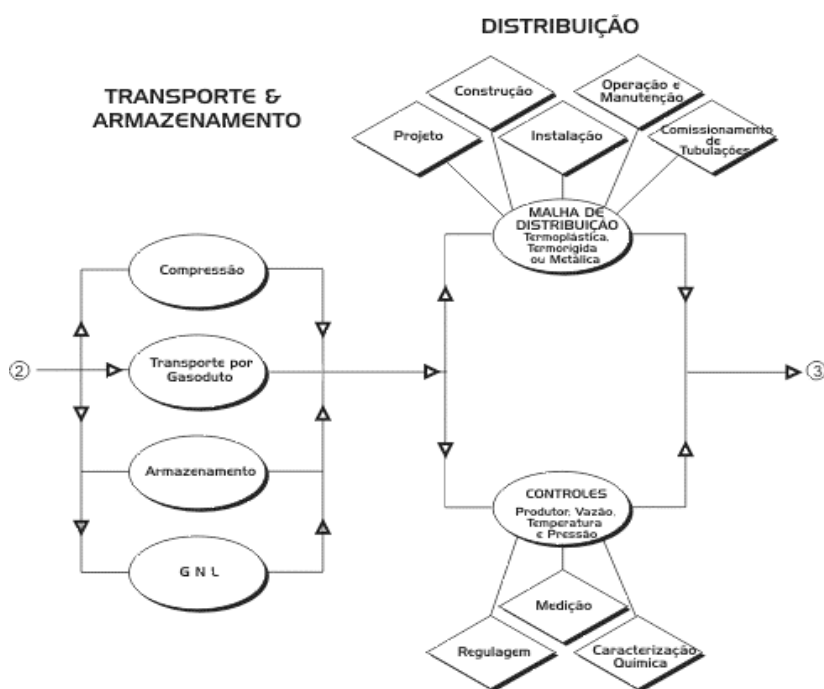


Figura 8 Atividades de Obtenção ou “upstream”
Fonte: Alonso, 2004



Continuação da Figura 8
 Fonte: Alonso, 2004

2.3.2 Bloco de Atividades de Aplicação ou “downstream”

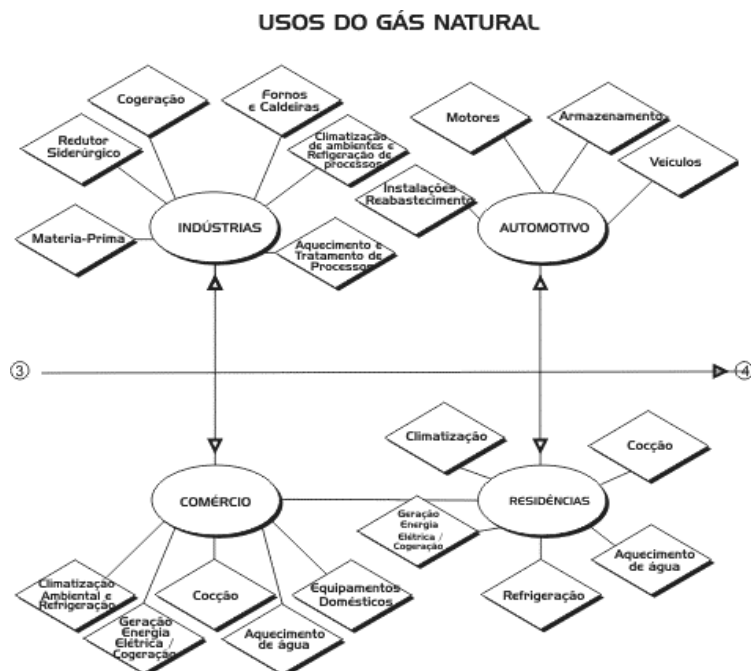


Figura 9 Atividades de Aplicação ou “downstream”
 Fonte: Alonso, 2004



Continuação da Figura 9
 Fonte: Alonso, 2004

Cada grupo de atividades da cadeia produtiva do gás natural é definido resumidamente da seguinte maneira (ALONSO, 2004):

. A exploração

Este grupo de atividades focaliza a probabilidade de ocorrência ou não do produto numa determinada formação geológica ou campo. Congrega as atividades de aplicação de ferramentas de avaliação do potencial de gás, os estudos geológicos e geofísicos desta região e a determinação da viabilidade comercial de se explorar o campo;

. A exploração

Neste grupo estão as atividades do projeto das instalações que serão desenvolvidas para permitir a operação comercial do poço e as suas atividades de perfuração, completação e recompletação. (colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos e demais acessórios que permitirão a produção dentro dos mais rígidos padrões de segurança);

. A produção

Neste grupo encontramos as atividades de produção, processamento em campo (processamento primário, visando separar o gás natural do óleo no caso de um campo de gás associado) e o transporte até a base de armazenamento ou estação de recompressão mais próxima para o caso de campo *“offshore”*;

. O processamento

Neste grupo estão enquadradas todas as etapas de processamento que são realizadas com o gás natural após a sua produção. O processamento de campo é preliminar, sendo realizado no campo de produção ou na plataforma

de modo a retirar as frações pesadas do gás natural (caso dos campos de gás associado com o petróleo) e permitir sua compressão para terra ou até a estação de tratamento mais próxima. O processamento em planta diz respeito às Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN, que objetivam recuperar hidrocarbonetos líquidos (chamados de líquidos de gás natural) e o chamado gás residual que é então comprimido para as estações;

. O transporte e armazenamento

Neste grupo temos as atividades relacionadas ao transporte por gasodutos, envolvendo a etapa de compressão, ou na forma criogênica (gás natural liquefeito) e atividades relacionadas ao armazenamento do gás natural que não existe no Brasil, mas que é comum em países de clima muito frio, quando o armazenamento é feito durante o verão em cavernas, de modo a formar um estoque regulador para o inverno;

. A distribuição

As atividades deste grupo dizem respeito à distribuição do gás natural pelas empresas distribuidoras até chegar nos clientes consumidores. A diferença entre o transporte e a distribuição é feita pelo volume de gás envolvido. Quando se trata de deslocar grandes volumes de gás através de gasodutos de grande diâmetro desde os campos de produção até os locais chamados de “*city-gates*”, temos o caso de transporte ou transmissão de gás natural. Quando a atividade de deslocamento do gás é feita no interior de metrópoles até chegar ao consumidor final, ou para atendimentos de clientes industriais nas periferias das cidades, temos o caso de distribuição;

. As aplicações industriais

Este bloco congrega todas as aplicações do gás natural nos ramos da indústria, definidos no Balanço Energético Nacional, quais sejam: alimentos e bebidas, cimento, cerâmica, têxtil, ferro gusa e aço, ferro-liga, mineração / pelletização, química, não ferrosos, papel e celulose e outras indústrias. Neste bloco de aplicações destacam-se os usos do gás natural como combustível para geração de força motriz, para aquecimento direto , calor de processo, climatização de ambientes, como matéria prima na indústria petroquímica ou como redutor siderúrgico;

. As aplicações comerciais

Neste grupo destacamos as atividades que focalizam as aplicações comerciais do gás natural que se concentram basicamente em aquecimento de água, condicionamento de ar e aquecimento de ambientes, como combustíveis para cocção em restaurantes e hotéis, como combustíveis em pequenos fornos de panificadoras, lavanderias em instalações comerciais ou hospitalares;

. As aplicações residenciais

Neste grupo estão concentradas as atividades que dizem respeito às aplicações residenciais do gás natural, destacando- se a cocção de alimentos, o aquecimento ambiental (que representa um significativo mercado de gás em países de clima frio) , a refrigeração e iluminação em locais onde não há disponibilidade de energia elétrica;

. O uso automotivo

Diz respeito ao uso do gás natural como combustível veicular para carros de passeio, ônibus urbanos e utilitários. Envolve também as atividades de reabastecimentos nos postos de serviços ou estações de compressão;

. A geração de energia

Esta é uma área de atividade onde o gás natural mais ganha mercado no mundo. Considerando os aspectos ambientais envolvidos, a geração de energia elétrica para aquecimento a partir do gás natural cresceu muito nos países industrializados e começará a ser uma realidade no Brasil em pouco tempo. As aplicações dizem respeito à queima do gás em motores e turbinas para acionamento de geradores elétricos e da utilização dos efluentes térmicos das máquinas para geração de vapor o que caracteriza os sistemas de cogeração. As aplicações são de largo espectro no segmento industrial das centrais térmicas de pequeno, médio e grande porte, quanto no segmento comercial em aplicações em “*shopping center*”, hotéis, complexos esportivos e de lazer.

Em todos estes blocos de atividades descritos, a tecnologia de gestão ambiental está presente o que indica a incorporação de um elenco de atividades secundárias, relacionadas à aplicação do gás natural (ALONSO, 2004).

2.4 O Gás Natural

O Centro de Tecnologias do Gás – CTGAS, criado pela Petrobrás em parceria com o Senai, com sede na cidade de Natal (RN), cujo objetivo é fomentar a utilização do gás natural em diversos setores da economia, mostra que a maneira

mais simples de se definir o gás natural é como o próprio nome indica: uma substância em estado gasoso nas condições ambientes de temperatura e pressão.

Poulallion (1986.p.22,23,28) o define como uma mistura de hidrocarbonetos variados que se apresentam predominantemente no estado gasoso ou então como sendo a designação genérica de uma mistura de hidrocarbonetos gasosos resultantes da decomposição da matéria orgânica fóssil no interior da terra. Algumas teorias sugerem que a formação do gás natural não é de origem biológica, e que ele é oriundo das profundezas da terra (HINRICHS, et al. 2003. p.159).

Em função de seu estado gasoso e suas características físico-químicas, qualquer processamento desta substância, seja compressão, expansão, evaporação, variação de temperatura, liquefação ou transporte exige um tratamento termodinâmico como qualquer outro gás. Tal e como é extraído das jazidas, o gás natural é um produto incolor, inodoro, não é tóxico e é mais leve que o ar.

Existe uma diferença fundamental entre a origem do gás natural e a origem dos outros gases. O gás natural é encontrado na natureza em reservatórios no subsolo, enquanto os demais gases são originários de processos industriais, conforme mostrado no Quadro 2 (MME. CONPET, 2006).

	Gás Natural	GLP	Gás de Rua (gás manufaturado)	Gás de Refinaria
Origem	Reservatórios de petróleo e de gás não-associado	Destilação de petróleo e processamento de gás natural	Reforma Termo-catalítico de gás natural ou de nafta petroquímica	Processos de refino de petróleo (craque. Catalítico; desta. Reforma e coqueamento retardado)
Peso Molecular	17 a 21	44 a 56	16	24
Poder Calorífico Superior	Rico: 10.900 processado: 9.300	24.000 32.000	a 4.300 kcal /m ³	10.000 kcal /m ³

	kcal /m ³	kcal /m ³		
Densidade Relativa	0.58 a 0.72	1.50 a 2.0	0.55	0.82
Principais Componentes	Metano, Etano	Propano e Butano	Hidrogênio e Metano Nitrogênio, CO, e CO ₂ .	Hidrogênio Nitrogênio Metano, Etano
Principais Utilizações	Residencial, comercial e veicular:(combustível) Industrial (combustível petroquímica e siderúrgica)	Residencial e comercial (combustível)	Residencial e comercial (combustível)	Industrial (combustível e petroquímica)
Pressão de Armazenamento	200 kgf / cm ²	15 kgf / cm ²	-	-

Quadro 2 Comparação entre o gás natural e outros gases
Fonte: MME. CONPET, 2006

O gás natural pode ser usado na recuperação secundária de poços de petróleo, na produção de gás liquefeito de petróleo (GLP), na produção de gasolina natural (GLN) como matéria prima na indústria química, petroquímica e de fertilizantes, como combustível veicular substituindo o óleo diesel, a gasolina e o álcool, como combustível domiciliar, substituindo o gás de rua (CO + H₂) e o GLP, como combustível industrial, substituindo todos os derivados de petróleo, lenha, carvão mineral, carvão vegetal e outros (MME. CNP. 2.205^a sessão ordinária, de 1º de dezembro de 1987, Resolução nº 17/87).

2.4.1 A Composição do Gás Natural Bruto

O gás natural é dividido em duas categorias, as quais influenciam na sua composição de maneira diferenciada: associado e não-associado (Figuras 8 e 9). O

gás associado é aquele que no reservatório está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás (BAHIAGÁS, 2005.p.21)

Como o gás produzido se encontra associado ao petróleo, o ritmo de produção do primeiro está ligado à produção do segundo, isto é, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo (BAHIAGÁS, 2005).

O gás não-associado é aquele que no reservatório, está livre ou em presença de quantidade muito pequena de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás (BAHIAGÁS, 2005. p. 21).

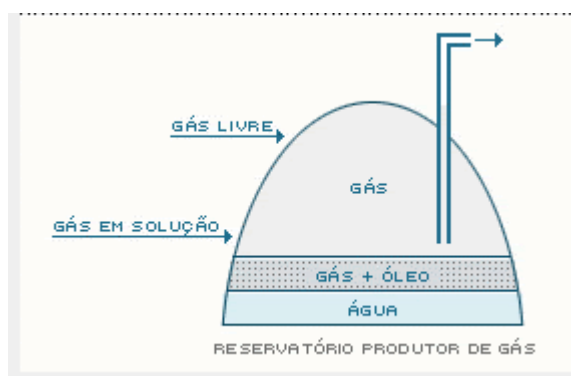


Figura 10 Reservatório de gás associado

Fonte: Gás Natural: Benefícios ambientais no estado da Bahia (BahiaGás, 2005. p. 21)

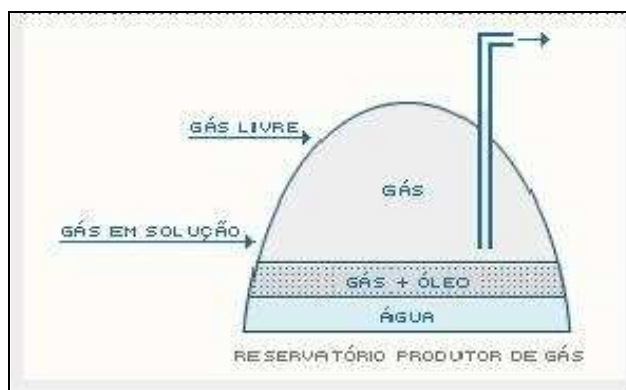


Figura 11 Reservatório de gás não associado

Fonte: Gás Natural: Benefícios ambientais no estado da Bahia (BahiaGás, 2005. p. 21)

A composição do gás natural bruto é função de uma série de fatores naturais que determinaram seu processo de formação e as condições de acumulação no seu reservatório de origem. Ele pode ser encontrado em reservatórios subterrâneos em muitos lugares do planeta (Figura 12), tanto em terra como no mar, tal qual o petróleo.

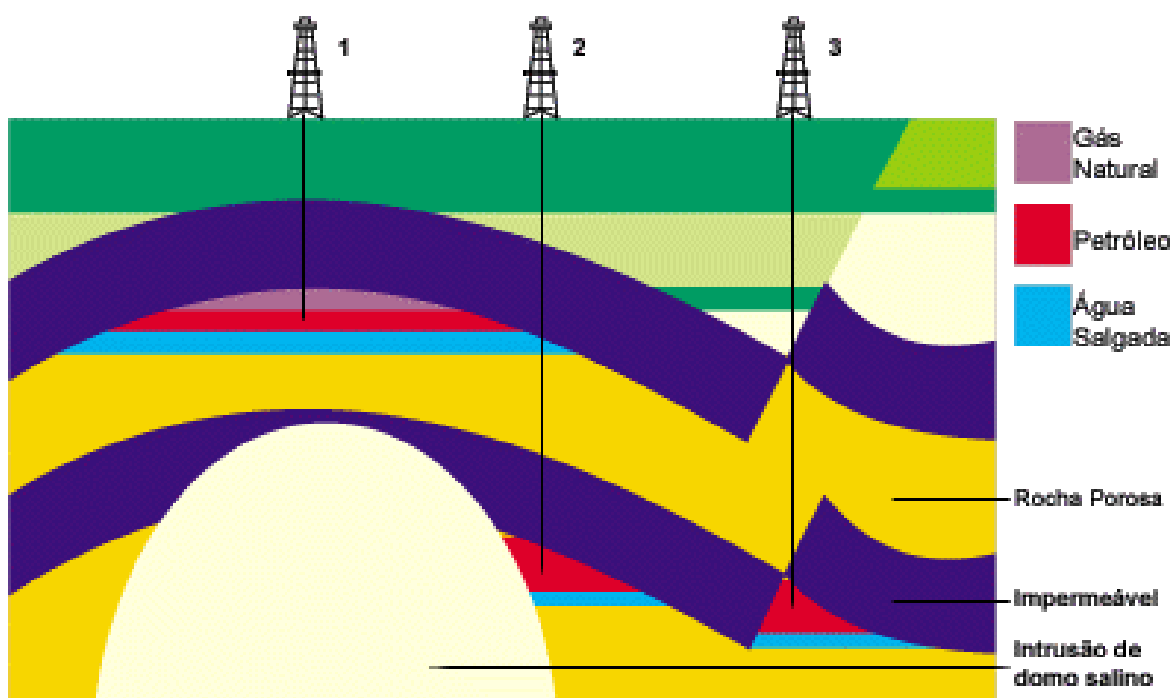


Figura 12 Localização subterrânea do gás natural (Ilustração)
Fonte: Companhia Paraibana de Gás. Pbgás, 2005. PB

A natureza do gás natural produzido no Brasil, associado e não associado pode ser vista no Gráfico 1.

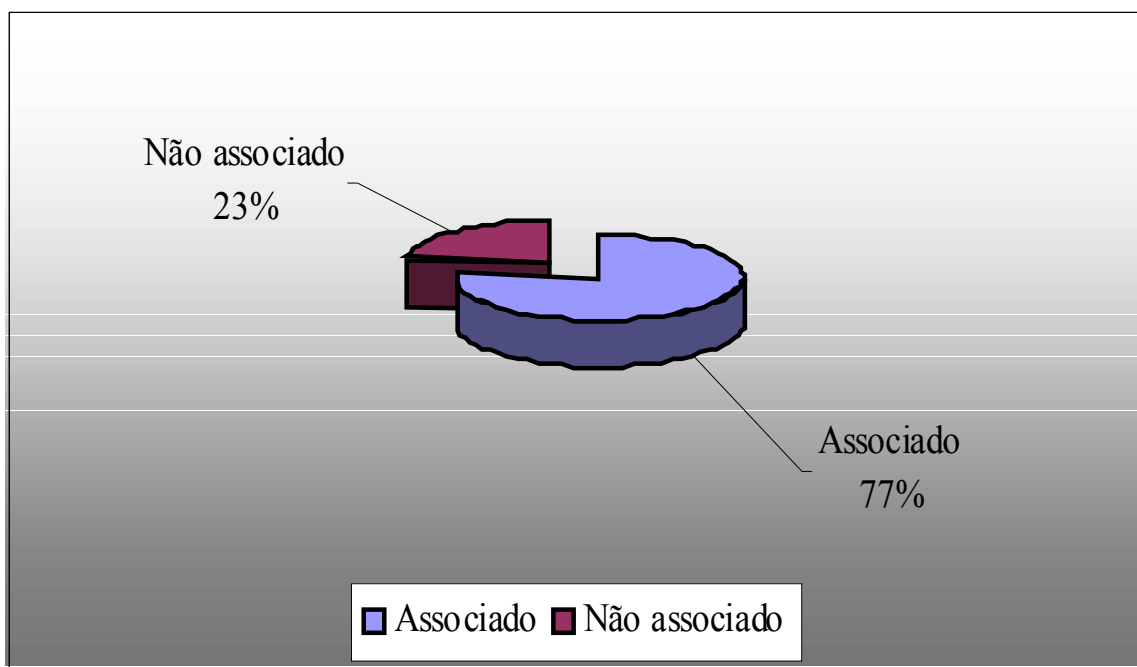


Gráfico 1 Natureza do gás natural produzido no Brasil (%)
Fonte: Cechi, 2001. p.29

Os processos naturais responsáveis pela formação do gás natural são, a degradação da matéria orgânica por ação das bactérias anaeróbias, a degradação da matéria orgânica do carvão por temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos (POULALLION, 1986. p. 22).

O nome dado para a matéria orgânica fóssil é querogêneo que por sua vez pode ser seco ou gorduroso. O querogêneo seco é proveniente de matéria vegetal e o querogêneo gorduroso de algas e de matéria animal. O querogêneo seco surgiu no processo natural de formação do planeta, ao longo dos milhões de anos com a transformação da matéria orgânica vegetal, celulose e lignina, que ao alcançar maiores profundidades na crosta terrestre sofreu um processo gradual de cozimento e transformou-se em linhito, carvão negro, antracito, xisto carbonífero e metano, dando origem às gigantescas reservas de carvão do planeta. A transformação da matéria orgânica animal ou querogêneo gorduroso, não sofreu processo de

cozimento e deu origem ao petróleo. Nos últimos estágios de degradação do querogêneo gorduroso, o petróleo apresenta-se como condensado volátil associado a hidrocarbonetos gasosos com predominância de metano. Por essa razão é muito comum encontrar reservas de petróleo e gás natural associados (POULALLION, 1986. p.22).

O gás natural como encontrado na natureza é uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos cujo componente preponderante é sempre o metano. O gás natural não-associado apresenta os maiores teores de metano enquanto o gás natural associado apresenta proporções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados.

Estão na composição do gás natural bruto, outros componentes tais como o dióxido de carbono, o nitrogênio, hidrogênio sulfurado, água, ácido clorídrico, metanol e impurezas mecânicas. A presença e proporção destes elementos dependem fundamentalmente da localização do reservatório, se em terra ou no mar, sua condição de associado ou não ao petróleo, do tipo de matéria orgânica ou da mistura da qual se originou, da geologia do solo e do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, conforme dados do Quadro 3 (MME, 2003).

ELEMENTOS	ASSOCIADO (1)	NÃO ASSOCIADO (2)	PROCESSADO (3)
METANO	81,57	85,48	88,56

ETANO	9,17	8,26	9,17
PROPANO	5,13	3,06	0,42
I-BUTANO	0,94	0,47	-
N-BUTANO	1,45	0,85	-
I-PENTANO	0,26	0,20	-
N-PENTANO	0,30	0,24	-
HEXANO	0,15	0,21	-
HEPTANO E SUPERIORES	0,12	0,06	-
NITROGÊNIO	0,52	0,53	1,20
DIÓXIDO DE CARBONO	0,39	0,64	0,65
TOTAL	100	100	100
DENSIDADE	0,71	0,69	0,61
RIQUEZA (% MOL C3 +)	8,35	5,09	0,42
PODER CAL. INF (Kcal/m ³)	9.916	9.583	8.621
PODER CAL. SUP(kcal/m ³)	10.941	10.580	9.549

- (1) Gás do Campo de Garoupa, Bacia de Campos
 (2) Gás do Campo de Miranda, na Bahia
 (3) Gás da saída da UPGN, Candeias na Bahia

Quadro 3 Composição típica do gás natural no Brasil (%)
 Fonte: GASPETRO, 2006

A composição típica do gás natural boliviano, importado e utilizado em grande volume no Brasil, pode ser vista no Quadro 4.

Metano	CH ₄	91,80%
Etano	C ₂ H ₄	5,58%
Propano	C ₃ H ₈	0,97%
ibutano	C ₄ H ₁₀	0,03%
lbutano	C ₄ H ₁₀	0,02%
Pentano (+)	C ₅ H ₁₂	0,10 %
Nitrogênio	N ₂	1,42 %
Dióxido de carbono	CO ₂	0,08 %

Quadro 4 Composição típica do gás natural da Bolívia (%)
 Fonte: Comgás, 2004

As propriedades importantes do gás natural são identificadas na Tabela 1.

Tabela 1 Propriedades do gás natural

Componentes	Média
Poder Calorífico Superior	9400 Kcal/m ³
Poder Calorífico Inferior	8500 Kcal/m ³

Densidade Relativa (AR @ 20°C, 1 atm)	0,63 Kg / m ³
Massa Específica (@ 20 ° , 1 atm)	0,78 Kg / m ³
Peso Molecular Médio	18,064 g/mol
Fator de Compressibilidade R-K	0,9973 (@ 20 ° C, 1 atm)
Viscosidade	0,010816 cP
Cp / Cv	1,2816
Ponto de orvalho	- 56 °C
Ponto de ignição	482 – 632°C
Limite inferior de inflamabilidade da mistura (@ 20 ° , 1 atm)	5 % vol Ar
Limite superior de inflamabilidade da mistura (@ 20 ° , 1 atm)	15 % vol Ar

Fonte: Copergás, 2006

2.4.2 Especificação de Produtos Gasosos

A especificação de um produto é definida como sendo a declaração dos requisitos e propriedades a que ele deve atender. Basicamente, existem duas categorias de características importantes para a especificação de correntes gasosas: uma que diz respeito à qualidade da mistura e outra que diz respeito ao estado da mistura gasosa (ANP, 2005).

A qualidade é especificada através da composição e do grau de pureza. A composição diz respeito ao conteúdo dos diversos hidrocarbonetos na corrente gasosa e o grau de pureza diz respeito ao menor ou maior teor de contaminantes na mistura. As correntes que apresentam maior quantidade de componentes com alto peso molecular são geralmente as mais valiosas. O estado é especificado através das condições de pressão e temperatura a que a mistura está submetida, propriedades que guardam entre si uma dependência direta (ANP, 2005).

A especificação do gás natural a ser comercializado no país deve atender à Portaria nº 104, da Agência Nacional do Petróleo, que estabelece:

- . Poder Calorífico Superior (PCS) a 20° C e 1 atm: 8.360 a 10.032 Kcal / m³;
- . Metano: 86% do volume (mínimo);
- . Etano: 10% do volume (máximo);
- . Propano: 3% do volume (máximo);
- . Butano e metais pesados: 1,5% do volume (máximo);
- . Oxigênio: 0,5% do volume (máximo);
- . Inertes (N₂ + CO₂): 5% do volume (máximo);
- . Enxofre total: 70 mg/m³ (máximo);
- . Gás Sulfídrico (H₂S): 15 mg/m³ (máximo).

A especificação para consumo do gás natural em todo o território nacional é estabelecida pela Portaria nº 41, da Agência Nacional de Petróleo, publicada no Diário Oficial da União em 16 de abril de 1998.

2.4.3 A Exploração do Gás Natural

A exploração é a etapa inicial do processo de procura por gás natural e consiste em duas fases: a primeira é a pesquisa, onde é feito o reconhecimento e o estudo das estruturas propícias ao acúmulo de petróleo e/ ou gás e a segunda, é a perfuração do poço, para comprovar comercialmente a existência desses produtos.

A história da exploração do petróleo no Brasil está dividida em 3 períodos: o primeiro, pré-monopólio da Petrobrás entre 1858 e 1953 que teve como principais características, tentativas entusiasmadas e a falta de estrutura e organização em

bases industriais. O segundo período coincide, evidentemente, com a criação e desenvolvimento da Petrobrás, com organização e estrutura de bases industriais e conhecimentos e resultados adquiridos em paralelo ao desenvolvimento da companhia. O terceiro período, acontece após a promulgação da Lei 9.478/ 97, conhecida como Lei do Petróleo em 06 de agosto de 1997, com a participação de importantes empresas ligadas a indústria do petróleo, nacionais e internacionais, além é claro da Petrobrás, num cenário de mercado aberto e de competição pelas áreas de exploração e produção (FERRAN, et al. 2003).

Atualmente, com base em diversas pesquisas, os geólogos e os geofísicos fornecem muito mais informações sobre formações de petróleo e gás natural e também sobre suas histórias (SBGf, 2004).

A geologia realiza os estudos na superfície os quais permitem que se faça um estudo detalhado das camadas de rochas onde possa existir acumulação de petróleo. As explorações da geofísica entram logo após o esgotamento das fontes de estudo da geologia. A geologia, com o emprego de certos princípios da física, faz uma verdadeira radiografia do subsolo (UNICAMP. DEO. 2006).

A nova tecnologia que permite ver abaixo da superfície da terra, propicia às companhias de exploração de gás e petróleo, maior chance de encontrá-los em suas perfurações. A importância dos técnicos neste trabalho aconteceu a partir da virada do século, quando algumas companhias domésticas de prospecção de óleo começaram a formar seus departamentos geológicos, que passaram a desempenhar importante papel no esforço empreendido na procura de gás e formação de óleo. A partir daí, a geologia e a geofísica tem contribuído de maneira valiosa para o sucesso desses serviços, deixando de lado as perfurações por intenção que eram realizadas até então.

A procura do óleo começa, quando uma área é identificada pelos técnicos como sendo provável a existência de óleo e gás neste lugar. A história dessa área é avaliada e comparada com outras, onde o óleo e o gás tenham presença já confirmada. Partindo desse ponto, os técnicos iniciam a fase de testes mais específicos, onde procuram definir o grau de probabilidade da efetiva presença do gás e do óleo naquela área. São feitos vários estudos abaixo da superfície, ultrapassando formações rochosas, procurando determinar onde as dobras das camadas formaram os reservatórios ou bolsões (POULALLION, 1986).

2.4.4 A Tecnologia Sísmica

Os geólogos e os geofísicos contam atualmente com avanços tecnológicos muito mais efetivos nos seus trabalhos para procurar depósitos de gás. Um desses avanços é a sismologia que é o estudo de como os sons ou ondas sísmicas se movem através da crosta terrestre (SBGf, 2004).

Usada para os estudos dos terremotos, a sismologia atualmente tem desempenhado outro papel importante, ou seja, auxiliar os geólogos no estudo das camadas mais internas da crosta terrestre, sem a necessidade de serem feitas perfurações. Com base na sismologia os terremotos ou outras fontes de vibrações na crosta terrestre interagem de forma diferenciada, com diferentes tipos de rochas de maneira que, registrando-se como uma vibração é refletida por um certo tipo de rocha, o geólogo tem bases para a realização de estudos visando saber que tipo de rocha esta presente num determinado local e também à que profundidade aproximadamente ela poderá ser encontrada na crosta terrestre (SBGf, 2004). Nos primórdios do uso da sismologia, a dinamite era usada para criar vibrações

previsíveis de locações conhecidas. Estas vibrações eram gravadas por sismógrafos (Figura 15) através da colocação destes dispositivos eletrônicos sobre uma extensa área. Desta forma, os geólogos eram capazes de criar um modelo das camadas de rochas sob a crosta terrestre. Hoje, as companhias de petróleo usam veículos especiais que produzem vibrações no lugar de explosões com dinamite conforme mostram as Figuras 13 e 14 (SBGf, 2004).

Figura 13 Vibrações no solo causadas por veículos especiais
Fonte: NGSA, USA



Figura 14 Prática sismológica
Fonte: NGSA, USA



Figura 15 Sismógrafo
Fonte: NGS, USA

Em explorações marítimas os navios freqüentemente colocam sensores de medição juntamente com pistolas de ar que disparam tiros de ar altamente pressurizado na água, criando vibrações (Figura 16). Essas vibrações podem ser medidas pelos sensores instalados juntamente com as pistolas (CTGAS, 2005).

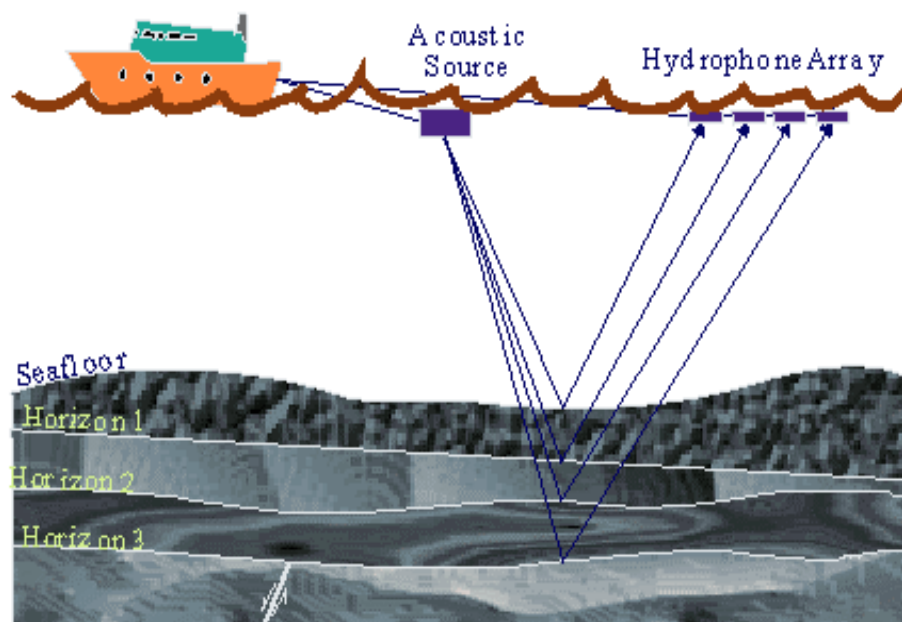


Figura 16 Sísmica submarina (“*offshore*”)

Fonte: NGSa, USA

Atualmente a tecnologia dos computadores tem aumentado o valor dos dados sísmicos, dando condições aos geólogos de construir através da informática, o que é conhecido como um sísmico em 3-D, ou um mapa tridimensional das camadas de rochas da superfície. Para criar esse tipo de mapa detalhado, muitas medições são necessárias e todos os dados são colocados num computador, que faz uma análise destas informações e constrói seu modelo 3-D (Figura 17). Embora esta tecnologia seja muito cara, tanto pela busca dos dados como também pelo “*hardware*” empregado, os benefícios obtidos compensam. Dentro desta evolução surge, uma tecnologia sísmica moderna conhecida como sísmica 4D ou sísmica de quarta dimensão. Esta tecnologia abrange diversos levantamentos sísmicos de 3D efetuados durante a linha produtora de grandes campos de petróleo com o objetivo de maximizar o valor econômico em termos de redução de custos, aumento de produção, aumento na recuperação das reservas e melhoria no gerenciamento da segurança e produção. A nomenclatura 4D é proveniente da variável tempo, ou seja, consiste em levantamentos sísmicos de 3D realizados em diferentes estágios da vida produtora do campo de petróleo. O levantamento base 3D, normalmente efetuado durante a fase de delimitação ou de desenvolvimento do campo produtor é utilizado como referência para posteriores levantamentos 3D efetuados em intervalos de tempo definidos em função da curva de produção ou depleção do campo de petróleo (SBGf, 2004).

A grande aceitação do emprego da análise da sísmica 4D pela indústria do petróleo é evidenciada pelo grande número de publicações recentes nas principais conferências e revistas científicas da área geofísica que testemunham casos de grande sucesso na aplicação da tecnologia 4D. Ressalte-se que as experiências bem sucedidas na região do Mar do Norte, cujos resultados, acima da expectativa e amplamente divulgados, foram fundamentais para que a tecnologia 4D fosse globalizada (SBGf, 2004).



Figura 17 Estudo de imagens de sísmica de 3D
Fonte: NGSa, USA

Dentro de contexto tecnológico, as informações prestadas por Plínio César Mello, gerente da Unidade de Negócios da Bacia de Campos, ligada à Petrobrás, afirmam que estão sendo utilizados neste local estudo de sísmica de quarta dimensão ou 4D, para localizar resíduos de óleo nos projetos da empresa na região. A sísmica 4D (Figura 18) foi agregada à sísmica tradicional de três dimensões e com isso a empresa está conseguindo recuperar resíduos nos campos de Marlim, Malhado e Abacora, onde uma boa quantidade de óleo estava ficando para trás.

Segundo Melo , com a sísmica 4D é possível fazer um histórico do poço (Figura 19), enquanto que a 3D é mais utilizada para identificar o volume do poço. Com a nova técnica os resíduos expressivos de poços já explorados estão sendo localizados e drenados, aumentando a produção (SBGf, 2004).

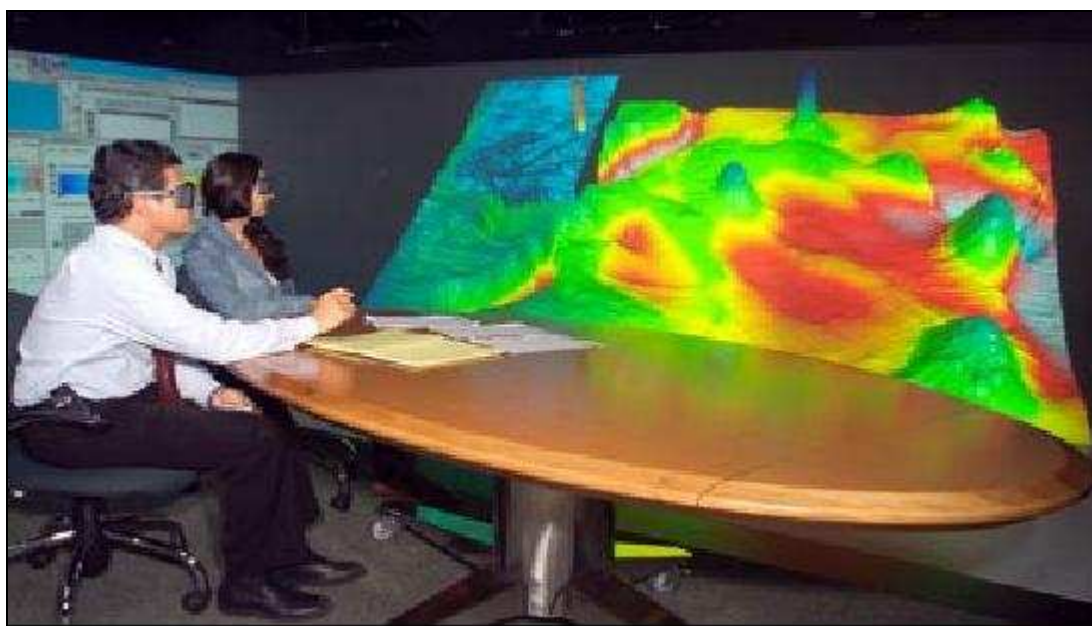
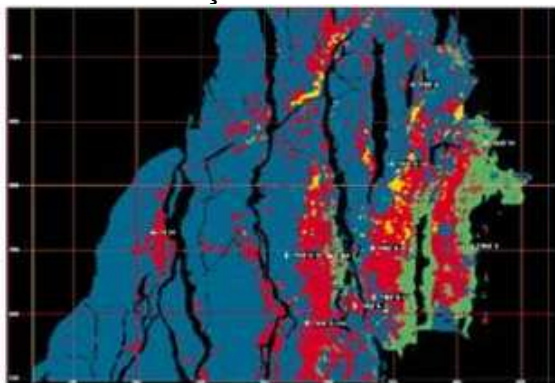


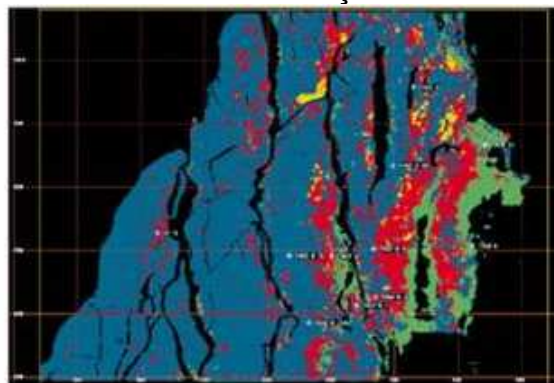
Figura 18 Sísmica em Quarta Dimensão

Fonte: Revista Petro & Química, Edição 270. Mar. 2005

1985 Distribuição dos Fluidos



1995 Distribuição dos Fluidos



Legenda: vermelho: óleo amarelo: gás azul escuro: água

Figura 19 Aplicação da sísmica 4D na visualização de um reservatório
Fonte: Fainstein, Mattos, 2004

Além da sismologia, os geólogos algumas vezes apóiam-se em informações sobre as propriedades magnéticas das rochas para encontrar óleo e gás. Com a utilização de um dispositivo chamado magnetômetro, os geólogos podem obter medições das características magnéticas da crosta terrestre. Este dispositivo é capaz de medir pequenas alterações no campo magnético, que indicam que tipos de formações podem estar presentes no subsolo. Como os magnetômetros eram dispositivos volumosos, a utilização desta tecnologia não era muito útil, pois, só pequenas áreas podiam ser pesquisadas. Com o desenvolvimento da tecnologia, os magnetômetros podem ser colocados dentro de helicópteros, aviões e em 1981 a Nasa lançou um satélite magnetômetro, chamado Magsat.

Mesmo com toda esta tecnologia, o Centro de Tecnologias do Gás, sediado em Natal (RN), deixa claro que o único meio de se certificar da presença de óleo e gás em determinado local é fazendo a perfuração (CTGÁS, 2006).

No dia 6 de fevereiro de 2006, o mesmo CTGAS divulgou que a Geobras, empresa com planos exploratórios na Bacia do São Francisco, realizou um estudo com sensores de tecnologia militar instalados em uma de suas aeronaves. Os estudos apontam para a existência de um trilhão de metros cúbicos de gás natural abaixo do solo. E reserva suficiente para abastecer o Brasil por 60 anos, dado o consumo atual. A projeção é preliminar e está sujeita às revisões a partir de perfurações de poços e testes de viabilização comercial. Apesar de todo o avanço tecnológico, as companhias exploradoras de petróleo e gás executam o máximo de pesquisa possível antes de perfurar, pois, os custos associados à uma perfuração são elevados e elas perdem muito dinheiro quando os poços secam.

2.4.5 Produção e Processamento

O gás natural é produzido muitas vezes, junto com o petróleo, através de extrações feitas das bacias sedimentares da crosta terrestre. O aproveitamento dos dois produtos, no entanto acontece de forma diferenciada. O aproveitamento do petróleo por ser menos complexo, necessita de menores investimentos por unidade de valor transportado. O aproveitamento do gás natural requer um sistema para a sua coleta nos diversos campos produtores, gasodutos submarinos destinados ao seu transporte até a terra e daí até as Unidades de Processamento, antes de seu consumo. Nesses locais, ele será submetido a um primeiro tratamento, passando por vasos separadores que retiram a água, os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido e as partículas sólidas, como pó, produtos de corrosão e outros (CTGAS, 2006).

Se estiver contaminado por compostos de enxofre o gás é enviado para as Unidades de Dessulfurização, onde serão retirados esses compostos de enxofre (CONPET, 2006).

Em plataformas marítimas (Figura 20) o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para a terra, evitando a formação de hidratos, que são compostos sólidos que podem obstruir o gasoduto (CONPET, 2006).



Figura 20 Plataforma marítima (*“offshore ”*)
Fonte: NGSA, USA

O processamento do gás natural tem como objetivo garantir a especificação do gás para os consumidores finais do produto, o qual passa a denominar-se gás seco, gás processado ou gás residual (ANP. BM. Out. 2005).

Como a produção acontece muitas vezes em áreas de difícil acesso, geralmente distantes dos grandes centros consumidores, essa atividade junto com o transporte do gás, tornam-se as etapas mais críticas do sistema. A partir daí, o passo seguinte é a chegada do gás nas unidades industriais. Nesse local, ele será desidratado, pois, será retirado todo o vapor de água e fracionado, gerando os seguintes correntes: metano e etano (que formam o gás processado); propano e butano (que formam o gás liquefeito de petróleo ou gás de cozinha) e um outro produto na faixa da gasolina denominado C5+ ou gasolina natural (LORA; NASCIMENTO, 2004.p.53).

No período de 1954 até 2002, a produção de gás natural teve um crescimento de 11,9 % a.a, em média, tendo ocorrido um grande salto na década de 1980, principalmente em decorrência do início de operação das jazidas da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro. O Quadro 5 apresenta a produção nacional de gás natural por estados da federação desde 1954 até 1998 e mostra a evolução que aconteceu nesse setor a partir de 1972 (ANP. 2005).

Em 2002, a maior parte da produção se concentrava nos campos marítimos (60,3 %), situação bastante distinta daquela ocorrida até 1972, quando a produção se concentrava nos campos terrestres (conforme exemplos mostrados nas Figuras 21 e 22), especialmente no estado da Bahia (ANP. 2005).



Figura 21 Exploração em terra (“*onshore*”)
Fonte: NGSA, USA



Figura 22 Exploração em terra
Fonte: NGS, USA

ANO	Nordeste					Sudeste			Bacias Isoladas	
	BA	SE	AL	RN	CE	ES	RJ	SP	AM	PR
1954	174									
1955	170									
1956	229									
1957	434									
1958	823									
1959	1174									
1960	1461									
1961	1443									
1962	1401									
1963	1380									
1964	1453	1								
1965	1872	1								
1966	2158	1	6							
1967	2396	1	33							
1968	2636	2	49							
1969	3344	2	72							
1970	3370	2	90							
1971	3133	4	87							
1972	3267	12	114							
1973	2984	27	215			7				
1974	3443	33	561			40				
1975	3569	92	727			63				
1976	3144	195	1030	28		84				
1977	3082	114	1612	93		26	28			
1978	3068	136	1716	150		104	123			
1979	2943	161	1444	300		95	258			
1980	3020	155	1759	427	63	118	483			
1981	3066	215	1777	497	176	214	878			
1982	3576	411	1775	643	232	244	1521			
1983	4258	864	1870	873	339	276	2516			
1984	4265	942	2100	922	644	440	4024			
1985	4300	961	2179	1128	630	506	5293	1		
1986	4015	1014	2223	1547	548	490	5806	9		
1987	3880	1111	2277	1836	394	380	6389	0		
1988	3718	1064	2324	1817	269	434	6366	9		
1989	3929	1120	2336	1798	267	556	6546	137		
1990	3930	1193	2325	1670	228	577	7081	200		
1991	4016	1301	2186	1737	209	730	7554	343	4	
1992	4332	1425	2181	1892	239	668	7577	11	675	53
1993	4462	1463	2123	1973	253	644	7786	529	877	41
1994	4378	1452	1969	2077	238	656	7927	1361	846	211
1995	4505	1634	1897	2315	231	610	8670	1258	706	271
1996	4768	1752	1995	2608	249	719	9773	1759	1006	412
1997	5027	2029	1900	2545	287	724	10620	1890	1451	440
1998	5321	2211	3322	1195	388	797	12450		1693	1784

Quadro 5 Produção nacional de gás natural por estado (mil m³ / dia)
 Fonte: Cechi, 2001. p.25

É importante saber que o volume de gás natural produzido não é disponibilizado para a venda em sua totalidade uma vez que parte do volume extraído é destinada para outras finalidades como o consumo próprio, queima e perda, reinjeção (Gráfico 2). O consumo próprio é definido como sendo a parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção. A queima e perda são a parcelas do volume extraído do reservatório e que foram queimadas ou perdidas ainda na área de produção. A queima (Figura 23) da parcela excedente de gás tem sido medida incontornável e rotineira nas plataformas marítimas, para não poluir a atmosfera, tendo em vista que a sua força expansiva, nas condições normais de temperatura e pressão não permite uma estocagem racional, porque os reservatórios seriam de enormes dimensões para um baixo conteúdo de massa. Reinjeção é a parcela do gás natural produzida e injetada de volta nos reservatórios aumentando a taxa de extração de petróleo (PETROBRAS SA. Gás Natural para Fins Industriais, 1988. p.11).



Figura 23 Queima de gás natural
Fonte: NGS, USA

A parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento é conhecida como líquidos de gás natural -LGN (ANP. 2005).

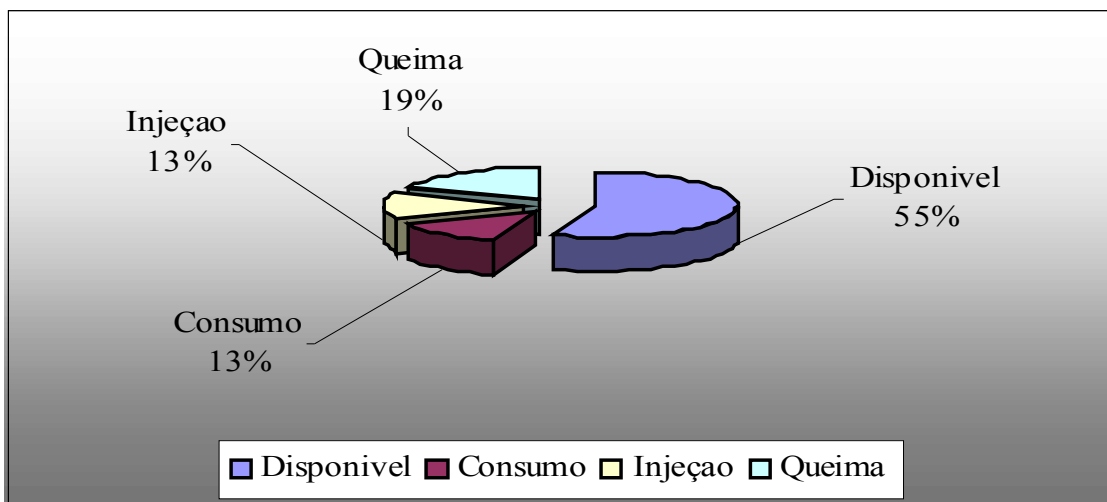


Gráfico 2 Disponibilidade do gás natural no Brasil (%)
Fonte: MME. ANP. BM. Nov. 2005

A produção nacional de gás natural, no mês de novembro de 2005, foi de 49,9 milhões de m³/ dia, 3,4% maior em relação à produção de outubro do mesmo ano e cuja produção por regiões brasileiras pode ser vista no Gráfico 3 (ANP. SDP. BM. Nov. 2005).

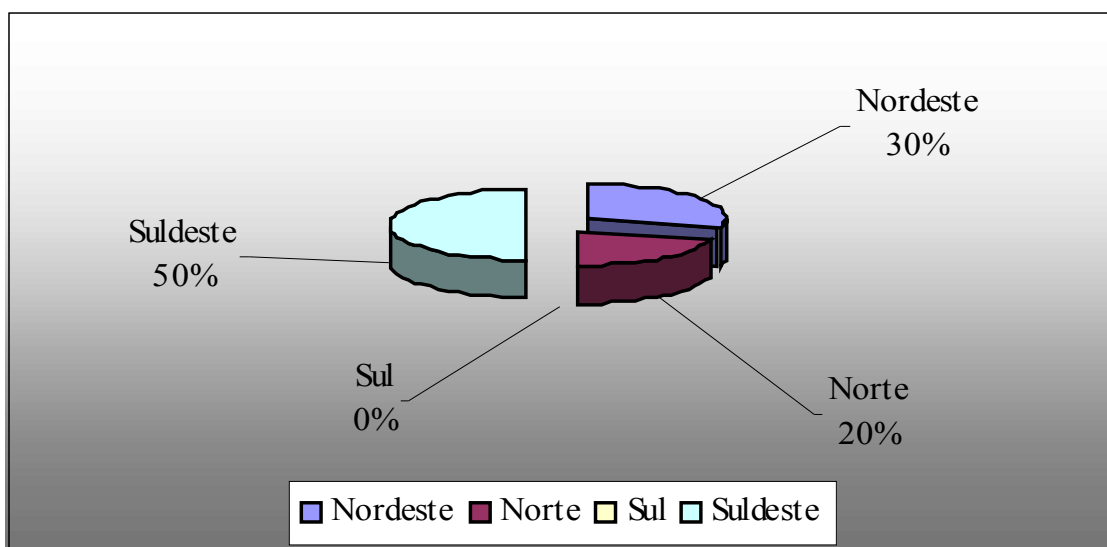


Gráfico 3 Produção de gás natural por regiões brasileiras (%)
Fonte: MME. ANP. BM. Nov. 2005

Em razão do crescente volume de gás natural associado ao petróleo descoberto na Bahia em 1962, a Petrobrás instalou a primeira unidade de processamento de gás natural (UPGN) do Brasil, no município de Pojuca naquele estado. Em 1964 a unidade estava em pleno funcionamento, extraíndo condensados (butano, propano para a produção de gás liquefeito de petróleo) e gasolina natural. Durante toda a década de 1960, este foi o único empreendimento a aproveitar gás natural no Brasil (CECHI, 2001. p. 61).

2.4.6 O Transporte e a Distribuição do Gás Natural

Surge a necessidade de se transportar o gás natural do local de produção, aos centros de consumo. Essa ligação, a princípio elementar, não mostra com clareza os fatores mais complexos e determinantes do tipo de transporte a ser adotado. Devem-se considerados o potencial da reserva e a capacidade de produção ou geração da energia, que são fundamentais para o abastecimento e também a capacidade de utilização dessa energia pelos centros de consumo, que é o fator mais relevante do lado da demanda. Em resumo, para o dimensionamento do transporte, os dois fatores mais importantes são: a produção e a demanda (POULALLION, 1986. p.82).

A “*American Gas Association*”, AGA, 1990, p.10) mostra à importância das variações sazonais durante o ano e que provocam alterações no consumo de energia, criando consumos máximos e mínimos, que correspondem a volumes máximos e mínimos de gás transportados durante o ano e que devem ser previstos por ocasião da elaboração do projeto de dimensionamento do transporte (Tradução nossa).

No caso do gás natural o sistema de transporte é definido por Poulallion, (1986, p.91) como um dos pontos “chave” do problema e pode ser realizado basicamente das seguintes maneiras: no estado natural (gasoso) é feito através de gasodutos ou em reservatórios pressurizados (GNC), sob a forma liquefeita (GNL – gás natural liquefeito) através de navios, barcaças e caminhões criogênicos e como gás transformado, entrando na composição de outros produtos, tais como fertilizantes, metanol, ferro-esponja, etc.

2.4.6.1 O transporte e a distribuição por gasodutos

Entende-se como infra-estrutura de transporte de gás natural à rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais.

Esta infra-estrutura é composta por uma malha que escoar gás natural de origem nacional e outra que escoar produto importado. A infra-estrutura brasileira de transporte de gás natural dispõe atualmente de 7.640 km de gasodutos, sendo que, destes, 2.233 km constituem instalações de transferência e 5.047 km representam a rede de transporte do energético. Os gasodutos de transferência são de uso particular do proprietário ou explorador das facilidades, conduzindo a matéria-prima até o local de processamento ou utilização. Os gasodutos de distribuição levam o gás natural canalizado recebido das transportadoras até os usuários finais (ABEGÁS, 2005).

Em 2003 a rede de distribuição tinha aproximadamente, 9.000 km de extensão. Estes números refletem a fragilidade desta indústria no país, quando comparada com mercados de gás desenvolvidos, tal qual a Argentina.

Com dimensão territorial menor que a brasileira, em 2001 aquele país possuía, segundo dados da AIE – Agência Internacional de Energia, 12.800 km de gasodutos de alta pressão (instalações de transporte) e 109.500 km de gasodutos de baixa pressão (rede de distribuição).

Poulallion, (1986. p. 92, 93), afirma que o traçado de um gasoduto deve ser projetado levando-se em consideração os detalhes topográficos do terreno, a existência ou não de acidentes geográficos tais como rios, lagos, estradas, bem como a análise rigorosa de mapas diversos, objetivando encontrar o itinerário ótimo contemplando as condições operacionais e econômica mais favoráveis.

O Ministério de Minas e Energia publicou em fevereiro de 2006, um manual de instrução para enquadramento de projetos de transporte dutoviário de gás natural com o objetivo de padronizar ou mesmo organizar os trabalhos que estão sendo desenvolvidos neste setor.

É necessária atenção na elaboração de um projeto de gasoduto.

A Petrobrás (2005) divulgou que no caso do Gasoduto Bolívia – Brasil, desde a fase de projeto e implantação, todos os aspectos e impactos sociais, ambientais e de segurança industrial sempre foram identificados e tratados através de Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental (EIA / RIMA), e de Estudos de Análise de Riscos (AR), os quais são aprovados pelo Ibama e pelos órgãos ambientais dos cinco estados envolvidos com o projeto. Outro ponto de destaque foi à implantação do Plano de Gestão Ambiental (PGA), que tratou da eliminação, mitigação e compensação dos principais impactos identificados.

O transporte através de gasodutos (Figuras 24 a 27) leva o gás natural por meio das redes de distribuição até o consumidor final, dispensando o uso de reservatórios para armazenagem (NGSA, 1965) (Tradução nossa).



Figura 24 Gasoduto de diâmetro pequeno em construção enterrado
Fonte: NGSA, USA



Figura 25 Gasoduto em construção enterrado
Fonte: NGSA, USA



Figura 26 Gasoduto em alinhamento
Fonte: NGSA, USA



Figura 27 Gasoduto em construção a céu aberto
Fonte: NGSA, USA

Como o gás natural é um combustível de fácil manejo, é possível instalar redes de distribuição (Figura 28) a partir de qualquer ponto da tubulação principal de transporte do gás. Essas ramificações apresentam custos baixos quando

comparadas com os investimentos em outras energias e tecnicamente precisam de sistemas de válvulas e de medição para que seja possível o abastecimento dos consumidores. Esses sistemas são necessários para adaptar as pressões e efetuar as medições para contabilizar os fluxos de gás. Nos dutos de transporte de longas distâncias as pressões usuais podem atingir de 100 a 150 kg/cm² logo após a estação de compressão, caindo ao longo do duto até cerca de 30 a 40 kg/cm², quando haverá uma outra estação de compressão. Este ciclo pode se repetir várias vezes, permitindo desta forma atingir distâncias praticamente ilimitadas (COMGÁS, 2006).

Figura 28 Ramificações de gasodutos residenciais
Fonte: NGS, USA



A RedeGasEnergia Tecnologia e Desenvolvimento é uma rede criada pela Petrobrás , TBG e distribuidoras estaduais com a finalidade de dar suporte tecnológico ao desenvolvimento do mercado do gás natural, desde o transporte até o seu uso final.

Com base nos trabalhos já desenvolvidos desde a sua fundação, a RedeGasEnergia apresenta as seguintes tecnologias, como as mais usadas no transporte por gasodutos:

- ✓ Tecnologia de Manutenção e Integridade dos Dutos;
- ✓ Tecnologia de Automação e Controle;
- ✓ Tecnologia de Modais;
- ✓ Tecnologia da Detecção de Vazamentos.

. Tecnologia de Manutenção e Integridade dos Dutos

Essa tecnologia de Manutenção e Integridade dos dutos fundamenta-se nas atividades de averiguação periódica dos componentes expostos das tubulações levando-se em conta à própria inspeção interna e a inspeção visual ao longo do gasoduto avaliando a espessura de parede, vazamentos e estado de degradação do material, com o objetivo de prolongar a sua vida útil em condições seguras e eficientes.

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 inspeções internas por equipamentos instrumentados (“pigs”) que percorrem toda a tubulação, registrando eletronicamente qualquer anomalia. As operações de recuperação de algum dano nos dutos são relativamente fáceis desde que a empresa responsável disponha de razoável flexibilidade.

Agregada à tecnologia de Manutenção e Integridade, encontra-se a Corrosão de Dutos que detecta a presença de água no sistema proveniente do próprio gás natural, ou da ineficiência operacional na própria Unidade de Produção de Gás

Natural – UPGN, na água deixada no comissionamento (passagem do GN) do gasoduto ou ainda, por uma contaminação externa nos pontos de recompressão. (RedeGasEnergia, 2006)

. Tecnologia de Automação e Controle

A Automação e Controle é a tecnologia que controla e monitora todas as operações e processos de um sistema de distribuição e transporte. Verifica a composição do gás natural, pressão, temperatura e vazão por onde passam a capilarização ou ramos de distribuição, comandando o “abrir e fechar” de válvulas do sistema (Figura 29)

Além de tornar o empreendimento mais seguro, ao programar uma seqüência de ações, baixando os riscos de acidentes, a Automação e Controle, permite ainda economia nas operações rotineiras com a ausência do elemento humano (RedeGasEnergia, 2006).



Figura 29 Estação de automação e controle

Fonte: NGS, USA
. Tecnologia de Modais

É a tecnologia de desenvolvimento de materiais alternativos ao aço, como os compósitos e plásticos (polietileno) para transporte e distribuição de gás natural.

Mais econômicos e rápidos de instalar utilizam área menor quando comparado aos dutos de aço tendo como as principais aplicações, os ramais e as linhas de distribuição.

No caso de transporte, o compósito, formado por um material “*liner*” externo de aço e outro interno de fibra de vidro também apresentam as vantagens de maior rapidez de instalação além da necessidade pouca área e vida útil maior que o aço, requerendo pouca manutenção. A única desvantagem é o seu custo alto (RedeGasEnergia, 2006).

. Tecnologia da Detecção de Vazamentos

Trata-se de uma infra-estrutura preparada para a manutenção e inspeção da modelagem do escoamento, onde um sistema de operação e simulação é monitorado em tempo real e outro de transporte compara, ponto a ponto e em tempos prefixados, os dados obtidos deste monitoramento, indicando o vazamento, caso haja distorção entre os dados simulados e o adquiridos. Esse processo reduz de maneira significativa o impacto ambiental, já que sua atuação é instantânea, reduzindo o tempo de resposta, quando comparado ao tempo gasto na intervenção humana.

Aliada a Detecção de Vazamentos, encontra-se também a Tecnologia de Reparos de Dutos, que cuida da recuperação de isolamento do duto, proteção catódica, vazamentos em válvulas e troca de equipamentos (medição de vazão,

detectores de pressão e temperatura). Os reparos programados são feitos com a tubulação pressurizada e sem a necessidade de parada do sistema (RedeGasEnergia, 2006).

No Brasil, as pesquisas nesse setor se desenvolvem. Como exemplo citam-se os pesquisadores da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), da Universidade de São Paulo (USP), que baseados em conceitos de inteligência artificial, desenvolveram um “*software*” capaz de monitorar vazamentos em oleodutos e gasodutos, com elevada precisão a um custo cinco vezes inferior ao dos sistemas disponíveis no mercado.

Os primeiros testes foram realizados em tubulações de água e ar, elementos utilizados para simular misturas de óleo e gás. Foram feitas três mil simulações de escoamento num oleoduto piloto da Universidade. O Coordenador do projeto e professor da Escola de Engenharia de São Carlos, EESC, Paulo Seleglim Junior, disse que: “O índice de acerto foi de 100 %. Todos os vazamentos artificiais produzidos durante os testes foram detectados pelo sistema”. Segundo informações do pesquisador, o sistema é programado para identificar as condições de operação normal de um oleoduto. Quando há algum tipo de vazamento nas tubulações, as medidas de pressão do sistema, obtidas por meio de sensores, emitem um sinal de alerta.

O protótipo inicial foi desenvolvido para ser aplicado na indústria. Quando terminarem os testes na tubulação experimental o “*software*” será submetido a provas de campo, quando serão verificadas as condições de funcionamento em oleodutos reais.

A elaboração do “*software*” e os testes experimentais estão sendo conduzidos pelos doutorandos da Escola de Engenharia de São Carlos, engenheiros Marcelo Selli e Kelen Crivelaro.

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado através de uma notícia publicada no Jornal do Brasil de novembro de 2005, informou que dois gasodutos serão construídos para transportar o gás das reservas de Santos, com um volume estimado em 419 bilhões de metros cúbicos. Um desses gasodutos levará o gás até a cidade de Caraguatatuba, no litoral norte paulista. O outro sairá desta cidade com destino a Taubaté, no Vale do Paraíba. Os investimentos necessários serão realizados em parceria com a empresa petrolífera européia, de capital espanhol, Repsol YPF.

Os principais gasodutos do Brasil são mostrados na Figura 30.

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional são operados pela Petrobrás e pela Petrobrás Transportes S.A - Transpetro e somam 2.507 km de extensão. A malha de gasodutos que escoam produto importado é formada pelo gasoduto Bolívia – Brasil (Figura 31), pelo gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre (Figura 32) e pelo gasoduto Lateral Cuiabá (Figura 33), perfazendo um total de 2.900 km, com capacidade de escoamento de 35,6 milhões de m³ / dia (ANP. SCG. BM. Nov. 2003).

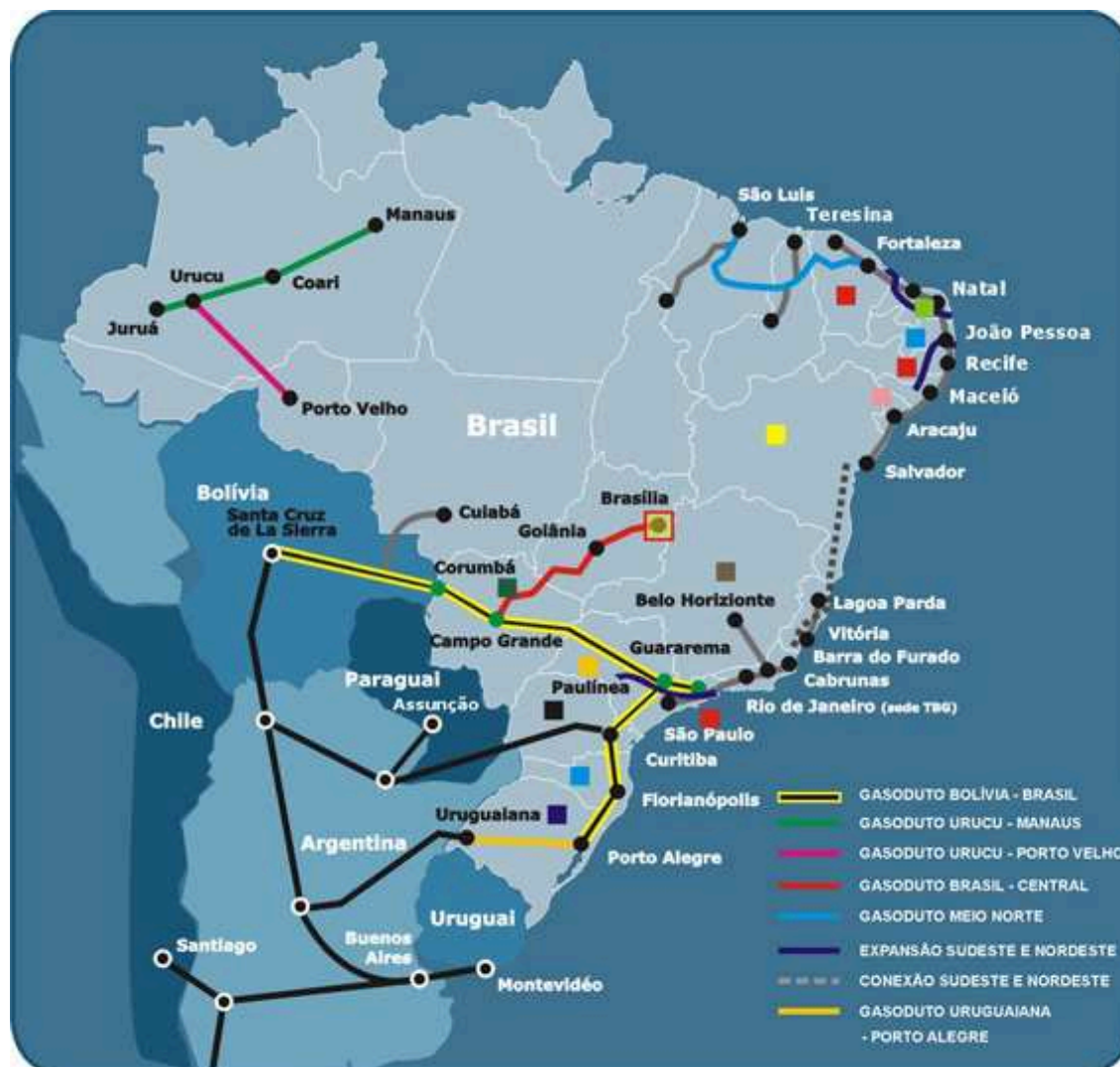


Figura 30 Principais gasodutos do Brasil
 Fonte: Abegás , 2005



Figura 31 Gasoduto Bolívia – Brasil. Gasbol (em destaque)
Fonte: Abegás, 2005



Figura 32 Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre (em destaque)
Fonte: Abegás, 2005.

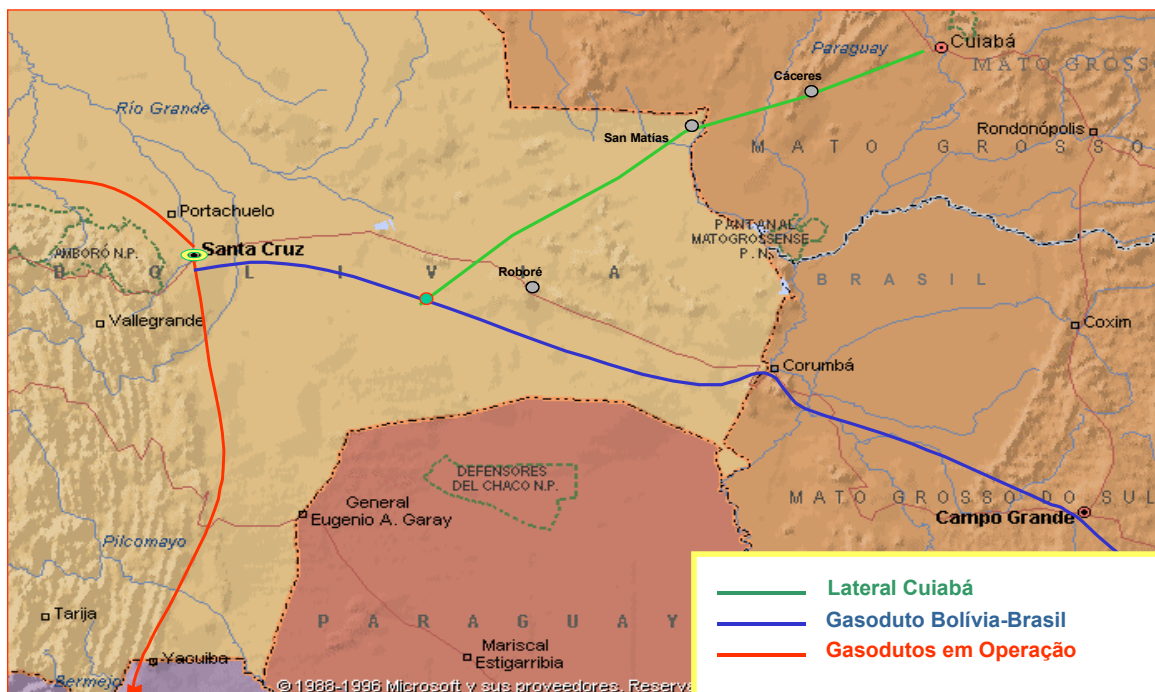


Figura 33 Gasoduto Lateral Cuiabá (em destaque)
Fonte: Abegás, 2005

2.4.6.2 O transporte e a distribuição do gás natural liquefeito

O gás natural liquefeito (GNL) é armazenado e distribuído a granel em reservatórios à pressão atmosférica com temperatura em torno de 160°C negativos. O atendimento ao consumo se faz através de vaporização nas instalações do próprio consumidor. Esse sistema de movimentação pode ser visto na Figura 34.

A principal vantagem dessa distribuição é que a densidade do GNL é 600 vezes superior a do gás natural à pressão atmosférica, permitindo o atendimento de demanda significativas com reservatórios de pequenas dimensões (POULALLION, 1986.p.130).

A produção (Figura 35), transporte e regaseificação do GNL (Figuras 36 e 37) são operações caras, além de causar perdas de 10 a 15% do gás durante o processo. Essa perda é muito significativa, quando comparada com o transporte

equivalente por gasodutos onde a perda é em torno de 1% a 2%. A escolha do GNL acontece quando o transporte por gasodutos é tecnicamente impraticável, como no caso de travessia de mares profundos ou onde a distância de transporte o torne economicamente inviável (CTGAS, 2005).



Figura 34 Esquema de movimentação do GNL
Fonte: Luis Olavo Dantas, Projeto Gasnet, 2005, Curitiba, PR

Unidade de Liquefação

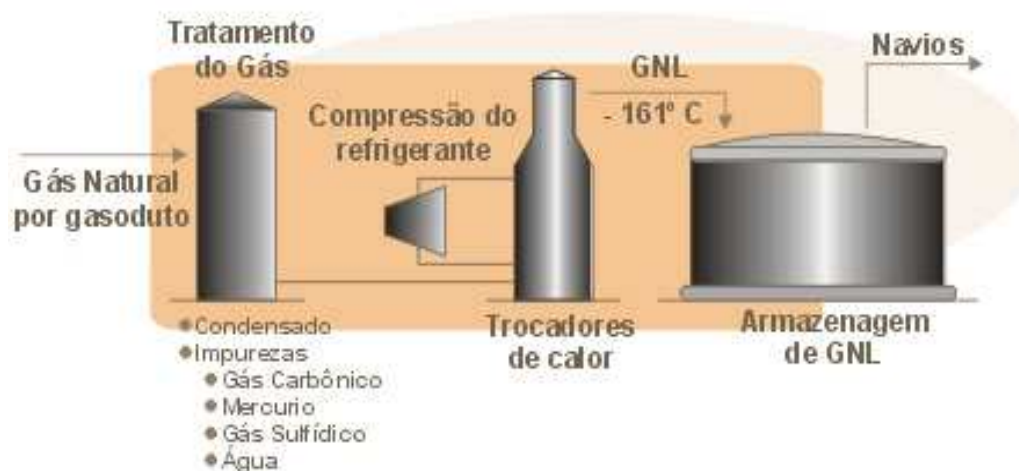


Figura 35 Esquema de Unidade de Liquefação de Gás Natural
Fonte: Luis Otavio Dantas, Projeto Gasnet, 2005, Curitiba, PR

Terminal de Regaseificação

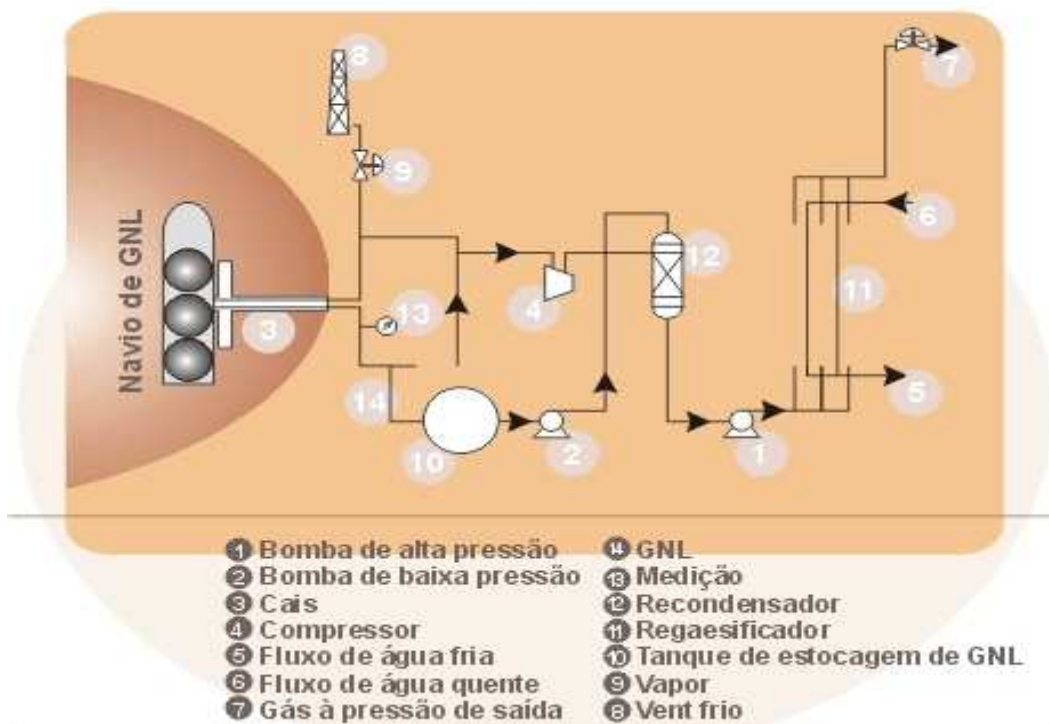


Figura 36 Esquema do terminal de regaseificação

Fonte: Luis Otavio Dantas, Projeto Gasnet, 2005, Curitiba, PR



Figura 37 Terminal de regaseificação

Fonte: NGSA, USA



LNG Vessel
Photo courtesy of CH-IV International, <http://ch-iv.com>

Figura 38 Navio criogênico para transporte de GNL



LNG Vessel
Photo courtesy of CH-IV International, <http://ch-iv.com>

Figura 39 Navio transportando GNL

2.4.6.3 O transporte do gás natural transformado

O transporte do gás natural, sob a forma de compostos derivados é muitas vezes a forma mais econômica encontrada, uma vez que ele pode ser transformado em produtos líquidos ou sólidos, que tem custo de transporte menos oneroso.

Uma das soluções mais utilizadas é a produção de metanol (ou álcool metílico) combustível líquido de alto poder calorífico, muito usado em vários países.

No Brasil, por razões de segurança existem restrições ao seu uso (POULALLION, 1986.p.144).

Nos últimos anos, mais precisamente a partir de 1998, surgiu a possibilidade de se produzir combustíveis líquidos a partir do gás natural, como gasolina, querosene, óleo diesel. Trata-se de uma tecnologia conhecida em língua inglesa pela sigla GTL (“*gas to liquid*”) que nada mais é do que um processo conhecido há vários anos e (Síntese de Fischer – Tropsch), modernizado pela empresa americana Syntroleum.

Existe grande expectativa com o sucesso desta alternativa que vem recebendo grandes investimentos, pois, ela permitirá viabilizar o aproveitamento de reservas de gás natural afastadas dos grandes centros consumidores para uso como combustíveis convencionais. A qualidade dos derivados é excelente em face da baixa presença de contaminantes no gás natural (CTGAS, 2006).

2.4.7 As Reservas Brasileiras de Gás Natural

Entendem-se como reservas, os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperável a partir de uma data de referência. A estimativa desses

valores incorpora um certo grau de incerteza quanto às informações de geociências, engenharia e natureza econômica (ANP. BM. out. 2005).

Em função disso, podemos classificá-las em:

2.4.7.1 Reservas provadas

São aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;

2.4.7.2 Reservas prováveis

São aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;

2.4.7.3 Reservas possíveis

São aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis;

2.4.7.4 Reservas totais

Representa o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP. BM: Nov. 2005).

Em 1999 as reservas brasileiras alcançaram a marca de 409,8 bilhões de m³ (Quadro 6). Ressalte-se que deste total, aproximadamente 225,9 bilhões de m³ (55,1 %), referiam-se a volume provado e o restante, 183,9 bilhões de m³ (44,9 %) foram somados como reservas prováveis ou possíveis (CTGÁS, 2006). A evolução das reservas provadas do Brasil localizadas em terra e no mar é mostrada no Gráfico 5.

Reservas provadas de gás natural - 1965-2004

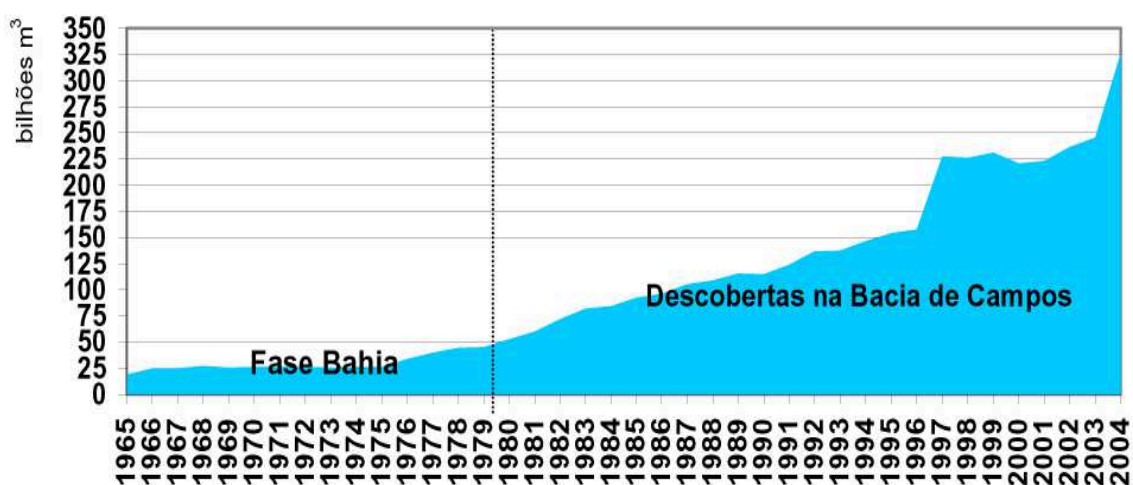


Gráfico 4 Reservas provadas de gás natural (bilhões de m³).

Fonte: MME. ANP. BM. Nov. 2005

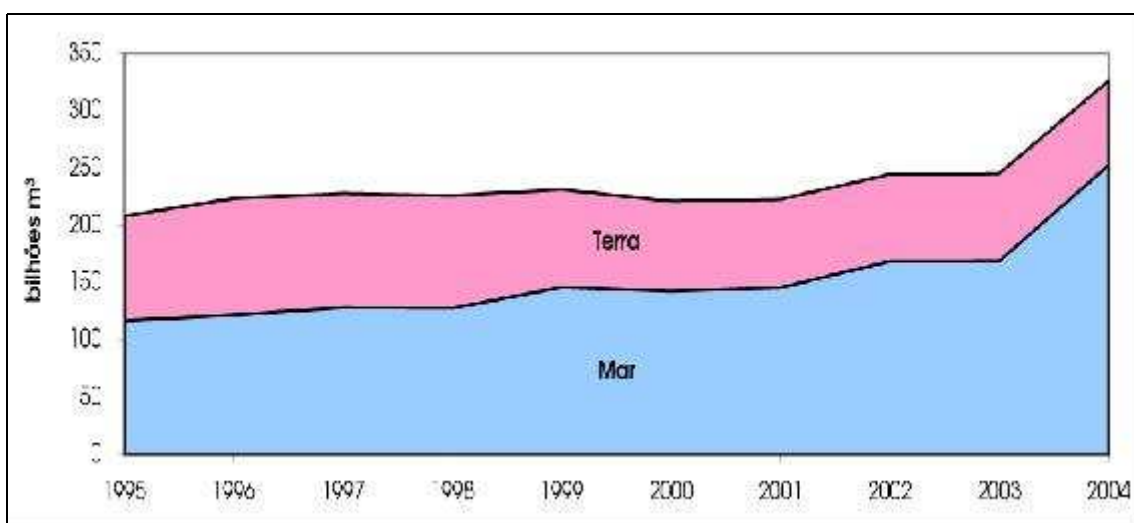


Gráfico 5 Evolução das reservas de GN na terra e no mar (bilhões m³)

Fonte: MME. ANP. BM. Nov. 2005

Até abril de 2003, um volume igual a 205,8 bilhões de m³, ou seja, 50% das reservas totais de gás estavam localizadas na Bacia de Campos (Quadro 6) e o restante, 49,8 %, estavam distribuídos nas demais unidades operacionais da Petrobrás. A partir daí novos testes feitos pela empresa, indicam que as reservas provadas de gás natural que foram descobertas na plataforma continental brasileira, no bloco marítimo BS – 400, localizado na Bacia de Santos ultrapassam os 400 bilhões de m³, volume suficiente para triplicar as atuais reservas brasileiras. A maior parte das reservas totais do gás está localizada em áreas no oceano numa profundidade superior a 1000 metros (ANP, 2005). Para evitar os desperdícios das reservas e impulsionar o desenvolvimento de novos campos produtores, a Petrobrás está iniciando um programa de massificação do uso do gás (Nicola Pamplona, Jornal O Estado de São Paulo, C. Ciências de 04/09/2003).

O que tem levado os especialistas do setor energético a acreditar num futuro promissor para o gás natural é o fato de que as reservas, a produção e a utilização desse combustível tendem a crescer rapidamente, principalmente às de gás natural não associado ao petróleo. A distribuição das reservas brasileiras provadas de gás natural, pelos estados da federação são mostradas no Gráfico 6.

Acredita-se que pelos anos 2020 apenas 40 % das reservas mundiais de gás natural terão sido consumidas.

Unidade Operativa	Provada	Provável + Possível	Total
Amazônia	060,0	036,8	096,8
Bahia	024,8	019,1	043,9
Bacia de Campos	094,4	111,4	205,8
Espírito Santo	005,8	002,9	008,7
R.G. Norte/ Ceará	018,4	007,8	026,2
Sergipe /Alagoas	014,2	005,5	019,7
Sul	008,3	000,4	008,7
Petrobrás	225,9	183,9	409,8

Quadro 6 Reservas brasileiras provadas até 1999 por região de produção (bilhões de m³)
 Fonte: Centro de Tecnologias do Gás - CTGÁS, Natal, RN, 2002.

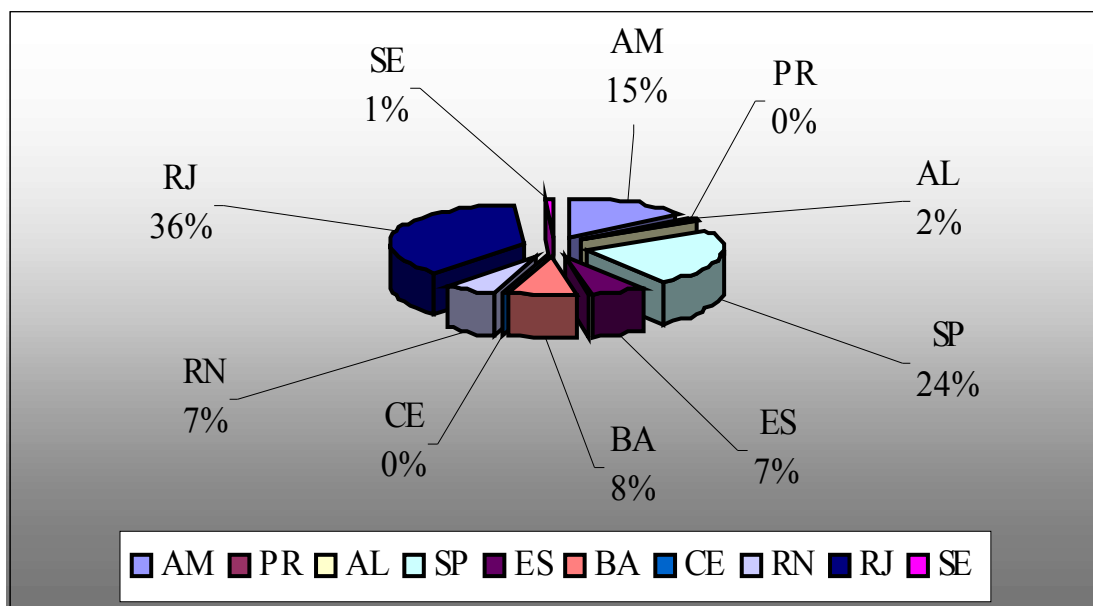


Gráfico 6 Distribuição das reservas provadas de gás natural por estados (%)
 Fonte: MME. ANP. BM: Dez. 2004

O pesquisador francês Jean-Marie Martim em palestra proferida no VII Congresso Brasileiro de Energia, em outubro de 2003, no Rio de Janeiro, ao traçar um cenário mundial, com dados estimados até o ano 2010, considerou que a reserva mundial de petróleo gira em torno de 30 a 40 anos enquanto a de gás natural ultrapassa a casa dos 60 anos. Isso contando apenas com as reservas que já vêm sendo exploradas (Informação verbal).

2.4.8 Outras Fontes de Energia Concorrentes do GN

2.4.8.1 Derivados de petróleo

O balanço entre a produção e o consumo dos derivados de petróleo, feito pelo Ministério de Minas e Energia, para o ano de 2005, publicado no Balanço Energético Nacional de 2006, item 1. Destaques da Energia, identifica uma redução

no consumo rodoviário de óleo diesel, GLP residencial e óleo combustível industrial e pequeno crescimento no consumo de gasolina automotiva e grande aumento no consumo de coque verde nas indústrias. A estrutura de consumo dos derivados de petróleo é mostrada no Gráfico 7.

O BEN de 2006 também mostra que o maior consumo de diesel se dá no transporte rodoviário (77,4%) seguido do uso agropecuário (13,8%) e na geração elétrica (5,5%). O consumo de diesel no transporte rodoviário apresentou uma pequena redução de 0,5%, revertendo o crescimento de 7% em 2004.

Segundo as informações contidas no BEN (2005), o óleo combustível vem sendo substituído há vários anos pelo gás natural e pelo coque de petróleo nas indústrias, mantendo anualmente uma tendência declinante desde 1997, quando o consumo foi de 9423 mil m³, enquanto o consumo residencial do gás liquefeito de petróleo (GLP) que vinha decrescendo desde o ano de 2000, apresentou em 2005 um pequeno crescimento em seu consumo, em torno de 2,0%.

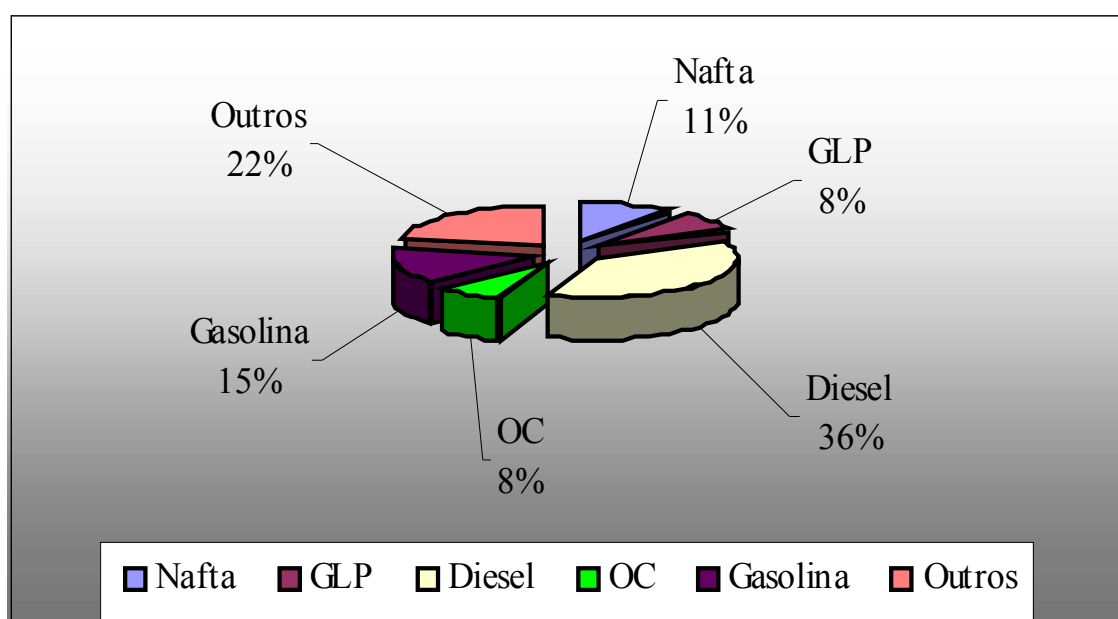


Gráfico 7 Estrutura do consumo de derivados do petróleo em 2005
Fonte: MME. ANP. 2006. Destaques da Energia 2005

2.4.8.2 Carvão mineral

O Balanço Energético Nacional (2006), mostra duas classificações de uso do carvão mineral no Brasil: o carvão vapor (energético) que é nacional e tem cerca de 80% do seu uso na geração elétrica e o carvão metalúrgico, importado, que tem a característica de se expandir quando da combustão incompleta, produzindo o coque que é utilizado especialmente na indústria siderúrgica.

O carvão mineral manteve em 2005 a participação de 6,3% na Matriz Energética Brasileira, conforme publicou o MME. A distribuição da utilização do carvão mineral é mostrada no Gráfico 8.

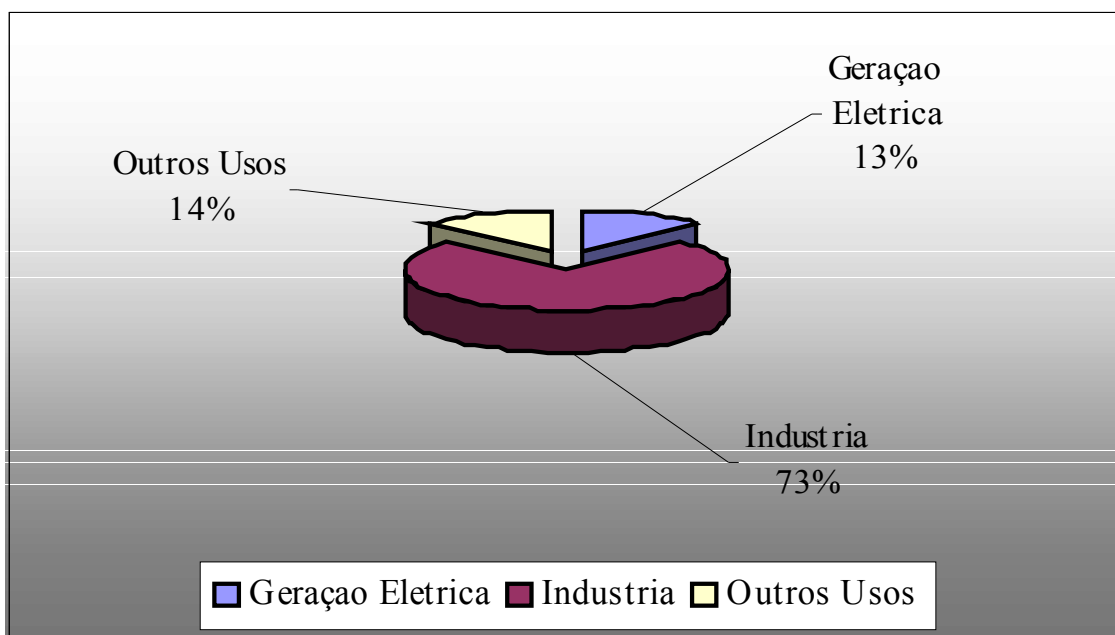


Gráfico 8 Uso do carvão mineral em 2005 (dados convertidos a tep / percentuais calculados em tep)

Fonte: MME. ANP. 2006. Destaques da Energia em 2005

2.4.8.3 Lenha

O Balanço Energético Nacional (2006) mostra que a utilização da lenha no Brasil continua significativa. Cita como exemplo às carvoarias onde acontece a

produção do carvão vegetal e ainda à cocção de alimentos, situação bastante comum nas residências das cidades interioranas e da zona rural (Gráfico 9).

Mostra também um crescimento no consumo da lenha em 2005, 2,0% superior ao consumo do ano de 2004 no setor residencial, consumindo cerca de 26 milhões de toneladas de lenha, valor equivalente a 29,2% da produção nacional. Esse crescimento, embora pequeno, vem se repetindo à alguns anos, mostrando o baixo desempenho do consumo residencial do GLP na cocção de alimentos.

Na produção de carvão vegetal consumiu-se cerca de 39,3 milhões de toneladas de lenha, valor equivalente a 42,8% da produção nacional, em razão do forte crescimento da produção de ferro gusa a carvão vegetal. Os restantes 28% representam outros consumos da lenha na agropecuária e na indústria. O consumo de carvão vegetal em 2005 cresceu 1,7% sendo seu principal uso na produção de ferro gusa e silício metálico.

Na Matriz Energética Brasileira, ano de 2005, o carvão vegetal e a lenha representam 13,0%, resultado um pouco abaixo do verificado em 2004 (MME. BEN. 2006).

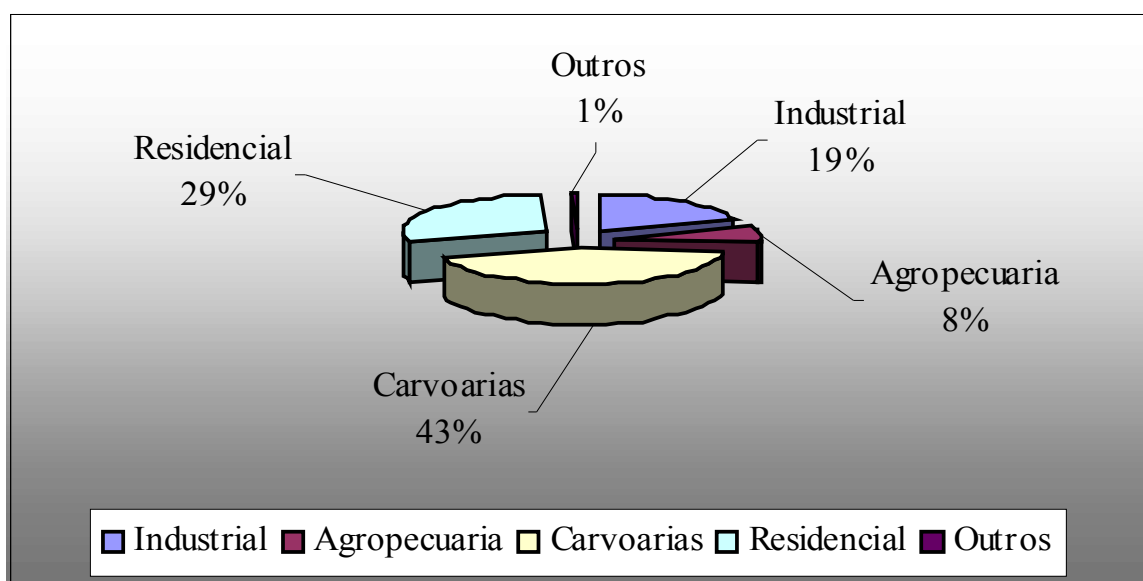


Gráfico 9 Usos da lenha em 2005 (inclui os consumos na geração elétrica e comercial)
Fonte: MME. ANP. 2006. Destaques da Energia em 2005

2.4.8.4 Produtos da cana

A produção de álcool em 2005 apresentou um significativo aumento de 9,5% em relação a 2004. O valor bastante significativo pode ser explicado pela crescente penetração dos veículos bicombustíveis.

O Ministério de Minas e Energia, dentro do Balanço Energético Nacional (2006), afirma que após a redução dos estoques de álcool nos anos de 1999 e 2000 e certo equilíbrio entre a oferta e demanda nos anos de 2001 e 2002, no exercício de 2003 a produção suplantou a demanda, havendo formação de estoques equivalentes à cerca de 25% do consumo interno. No exercício de 2004, os estoques voltaram a sofrer forte baixa em razão da produção não ter acompanhado as performances do consumo interno e das exportações. Cerca de 75% do álcool produzido no Brasil é proveniente do caldo de cana (rendimento de 87 litros / tonelada de cana). Os restantes 25% tem origem no melaço resultante da produção de açúcar (rendimento próximo de 325 litros por tonelada de melaço).

O consumo de bagaço de cana apresentou um crescimento de 4,6%, atingindo 106,5 milhões de toneladas, resultado do crescimento da produção de álcool. A produção total de bagaço de cana ficou próxima de 110 milhões de toneladas, gerando uma sobra de 8,2 milhões de toneladas para usos não energéticos. Os produtos energéticos resultantes da cana, contribuíram com uma participação de 13,8% da Matriz Energética Brasileira em 2005, posição ligeiramente superior à de 2004.

2.5 Diversos Mercados

Comparativamente à outros combustíveis gasosos o gás natural tem a vantagem de ser naturalmente abundante e por essa razão ser de menor custo e ainda possuir a vantagem da praticidade de transporte até o local de consumo.

Entretanto, no Brasil ainda não há tradição de utilização do gás natural em larga escala, tendo em vista a grande importância que sempre foi dada aos derivados de petróleo e a energia elétrica proveniente de recursos hídricos (ALONSO, 2004. p. 394).

A Figura 40 mostra as regiões do Brasil onde o gás natural vem sendo consumido.

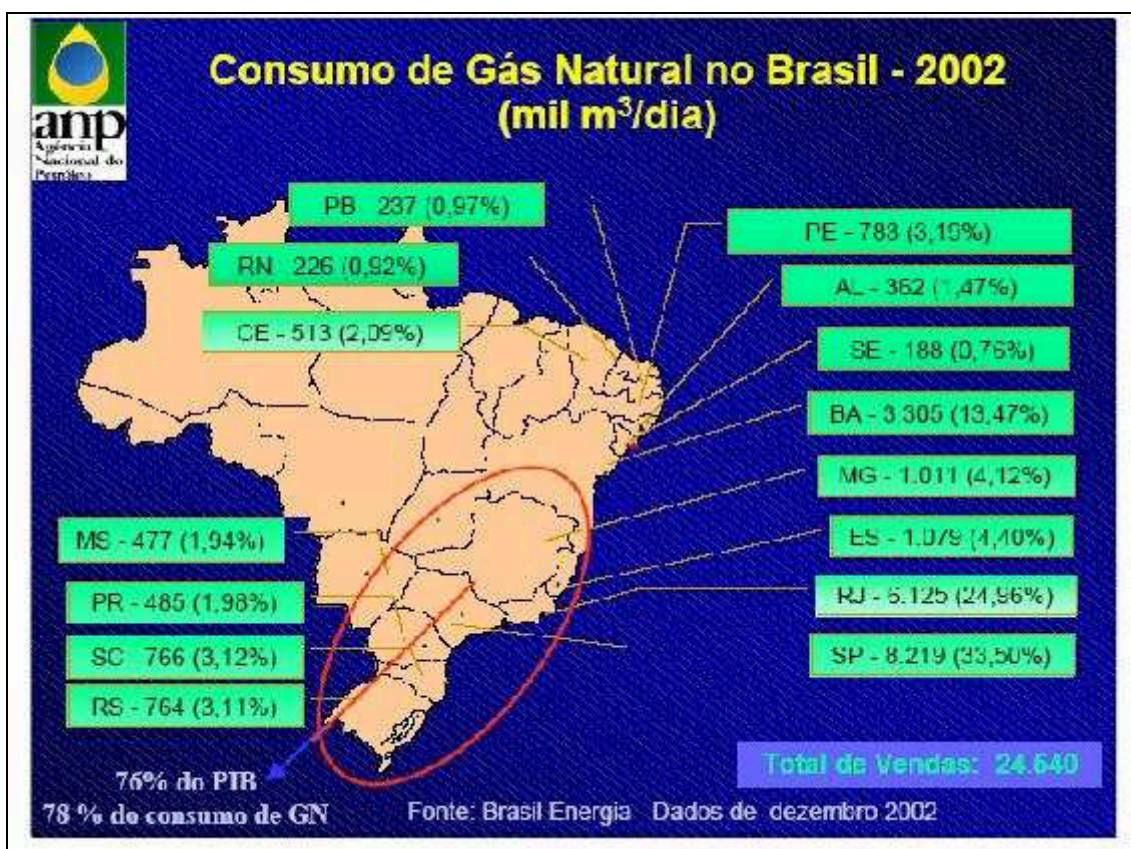


Figura 40 Consumo de gás natural no Brasil, 2002 (mil m³ / dia)
Fonte: MME, ANP. Brasil Energia, 2002

No Brasil, as regiões que mais utilizam gás natural são mostradas no Gráfico 10. Os segmentos de mercado que mais consomem o gás natural estão identificados no Gráfico 11.

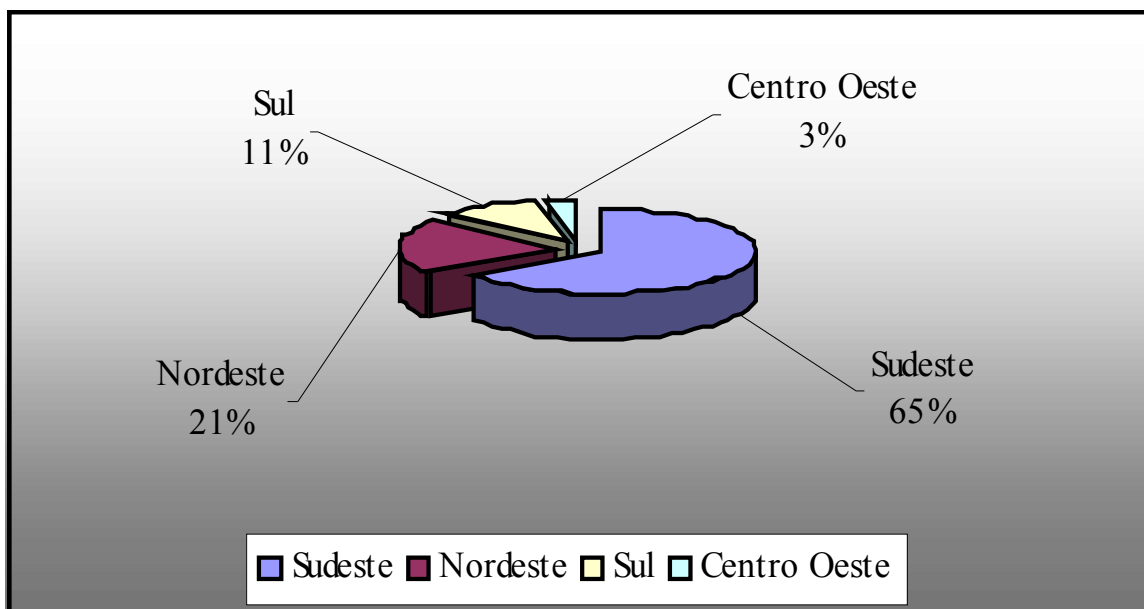


Gráfico 10 Vendas do gás natural no Brasil por segmento de mercado (%)
Fonte: MME. ANP. Nov 2005

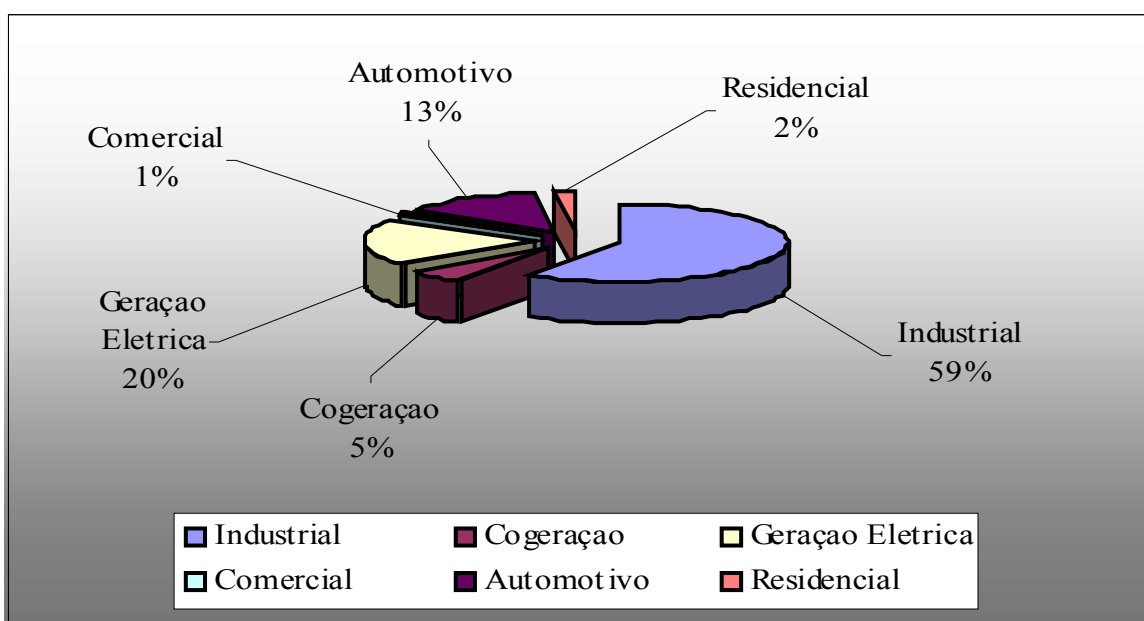


Gráfico 11 Vendas de gás natural por região brasileira, 2005
Fonte: Centro de Tecnologias do Gás - CTGAS. Natal, RN

Potencialmente, dividi-se o mercado ou a utilização do gás natural em quatro setores.

2.5.1 Gás Domiciliar

Quando usado em residências ou no comércio em geral, o gás natural é chamado de “gás domiciliar”. É um mercado em franca expansão, especialmente nos grandes centros urbanos do território brasileiro.

Nas residências, pode-se usar o gás natural nos seguintes casos: lareiras e aquecedor de ambiente, água quente na cozinha e no banheiros, microondas, geladeiras, forno e fogão, lavatórios, duchas, banheiras, piscinas, secadoras, lavanderia, churrasqueiras, sauna, radiador, calefação, etc. (AGA. 1990. Book D-1, System Design, p.8) (Tradução nossa).

No comércio, como os hotéis, restaurantes, “*shopping centers*” alguns dos equipamentos beneficiados com a utilização do gás natural são: chapeira, calefação, gerador a vapor, caldeira, calandra, fogão e forno, secadora, fritadeira, gerador de energia elétrica, etc. (LANDI, ALMEIDA, 1991).



A matéria da Revista Veja Rio de 07/05/2001, cujo título: “Uma energia alternativa – Gás natural tem utilidades no Rio”, atesta as benfeitorias do uso do gás natural, quando afirma: “Em tempo de escassez de energia, com ameaça de racionamento e propostas de blecautes programados, alguns estabelecimentos cariocas saíram na frente para driblar a crise. Eles economizam até 55% de eletricidade, utilizando uma fonte de energia extra produzida a partir do gás natural”.

A Revista afirma ainda: “No início do ano, o São Conrado Fashion Mall mudou o seu sistema de refrigeração, trocando duas centrais elétricas de água por

uma unidade hidráulica movida a gás natural. O centro comercial obteve ganhos financeiros e físicos. O consumo de energia elétrica caiu de 1.230 para 620 quilowatts ao mês, resultando uma economia de 60% na conta de luz. Agora a administração tem também conta de gás para pagar, e após um levantamento geral, ao fim dos cálculos, chega-se a uma redução de 40% nas despesas.

Não é só. Com a retirada das duas centrais elétricas, o shopping ganhou uma área ociosa de 140 metros quadrados, onde serão construídas outras 40 lojas”.

As diferenças básicas entre o gás liquefeito de petróleo ou gás de cozinha e o gás natural podem ser vistas no Quadro 7.

	GLP em botijões	Gás Natural canalizado
		
Composição Típica (%vol.)	Propano: 30,0 % Butano: 70,0 %	Metano: 88,9 % Etano: 8,4 % Propano: 0,6 % Outros: 2,1 %
Densidade relativa ao ar (20 C, 1 atm)	Mais pesado que o ar, (densidade relativa: 1,81) acumula-se rapidamente em caso de vazamento.	Mais leve que o ar, (dens. relativa: 0,62) dispersa-se rapidamente em caso de vazamento.
Transporte	Intermitente, feito no estado líquido em vasilhames com alta pressão (7kgf/cm ²).	Contínuo, feito por gasoduto que operam com sistema de segurança e pressão baixa (0,7 kgf/cm ²).
Armazenamento	Em média o usuário armazena 02 botijões para 30 dias de consumo.	Não necessita. A quantidade de gás disponível do imóvel correspondente a 30 minutos de consumo.

Quadro 7 Diferenças básicas entre o GLP e o gás natural
Fonte: Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, 2006

2.5.2 Gás Natural Veicular (GNV)

Quando usado em automóveis, ônibus ou caminhões, o gás natural recebe o nome de “gás natural veicular”. É um combustível gasoso, cujas propriedades químicas se adaptam bem em substituição aos combustíveis tradicionais como a gasolina, óleo diesel, álcool. Por ser gasoso, possui um sistema de abastecimento e alimentação do motor isolado da atmosfera, reduzindo bastante as perdas por manipulação para abastecimento e estocagem (REVISTA ENGENHARIA, nº 538 / 2000. p.40).

Oferece grandes vantagens no custo por quilômetro rodado. Como é seco, não provoca resíduos de carbono nas partes internas do motor e não dilui o óleo lubrificante do veículo aumentando o intervalo de troca de óleo e a sua vida útil, reduzindo de maneira expressiva os custos com manutenção (REVISTA ENGENHARIA. n.538 / 2000. p. 40).

O setor de transportes no Brasil é o responsável por cerca da metade do consumo interno de derivados de petróleo. O modal rodoviário é o principal consumidor desses derivados: 96% dos passageiros e 62% das cargas no Brasil são movimentadas por veículos a diesel. Devido às emissões veiculares o segmento de transportes sofre pressão das autoridades ambientais e da sociedade para um melhor uso do óleo diesel e a sua substituição por outro combustível em um curto tempo (CONPET, 2006).

O Ministério de Minas e Energia definiu o aumento da eficiência energética e a racionalização do uso da energia como objetivos prioritários e fundamentais de sua política energética. Disto resulta, por exemplo, na estimativa de que, no setor de transportes existe um potencial para economia de até 30%, principalmente nos

segmentos de carga e de passageiros. Estima-se que em curto prazo seja possível economizar mais de US\$ 1,0 bilhão de dólares por ano, eliminando-se o desperdício de combustíveis no país, através de medidas de baixo investimento. A médio e longo prazos, a introdução de tecnologias de maior eficiência energética poderá proporcionar adicionalmente mais US\$ 1,0 bilhão de dólares por ano (CONPET, out. 2000).

Os veículos movidos à gasolina contribuem com cerca de $\frac{3}{4}$ da poluição por monóxido de carbono (CO), encontrado em áreas urbanas (Figura 41). Eles produzem a maior parte dos hidrocarbonetos e também uma expressiva quantidade de óxidos de nitrogênio. Os veículos movidos a gás natural podem reduzir o monóxido de carbono em até 80%, emissões de hidrocarbonetos em até 85 % e emissões de oxido de nitrogênio (NO_x) em 76%, quando comparados com os veículos movidos à gasolina. A queima do gás natural é muito mais completa do que a gasolina, álcool ou diesel. Por essa razão, os veículos que o utilizam emitem menos poluentes (OIAMA, OLIVEIRA JR., 1991).



Figura 41 Poluição atmosférica causada por veículos automotores
Fonte: NGS, USA

O abastecimento dos veículos convertidos para uso de GNV é normalmente feito com o produto em alta pressão, cerca de 220 atmosferas. O GNV chega até os postos de serviços, através da linha de abastecimento das empresas concessionárias, sendo comprimido em instalações providas de compressores e depois disponibilizado para os usuários em “*dispensers*” similares às bombas de gasolina ou álcool hidratado conforme mostra a Figura 42.



Figura 42 “*Dispenser*” típico Aspro modelo AS 120 S1
Fonte: Projeto Gasnet, 2006, Curitiba, PR

O gás natural para veículos é comprimido em cilindros especiais, de alta pressão a cerca de 200 bar (Figura 43). Os custos adicionais desses tanques e do “*kit*” de conversão, além dos custos de distribuição e instalação dos postos de abastecimento, têm sido o maior obstáculo para um maior desenvolvimento deste mercado. A instalação no veículo deve ser feita obedecendo-se os critérios técnicos adequados (Figura 44).



Figura 43 Cilindros de alta pressão utilizados no GNV

Fonte: Inflex – Argentoil, Compressed Gas and GHG Cylinders, Argentina. Projeto Gasnet, Curitiba, PR, 2006



Figura 44 Cilindro de alta pressão de GN instalado

Fonte: Revista Gás Ambiente. Nov – Dez. 2004.p. 8

Os equipamentos básicos de uma conversão típica de veículo para o uso de GNV podem ser vistos na Figura 45. Estes equipamentos compõem o “*kit*” de conversão. Ao “*kit*” de conversão deve-se acrescentar o cilindro de acondicionamento do gás à alta pressão. Desse modo, a conversão é possível por meio da composição: “*kit*” de conversão + cilindro de alta pressão.

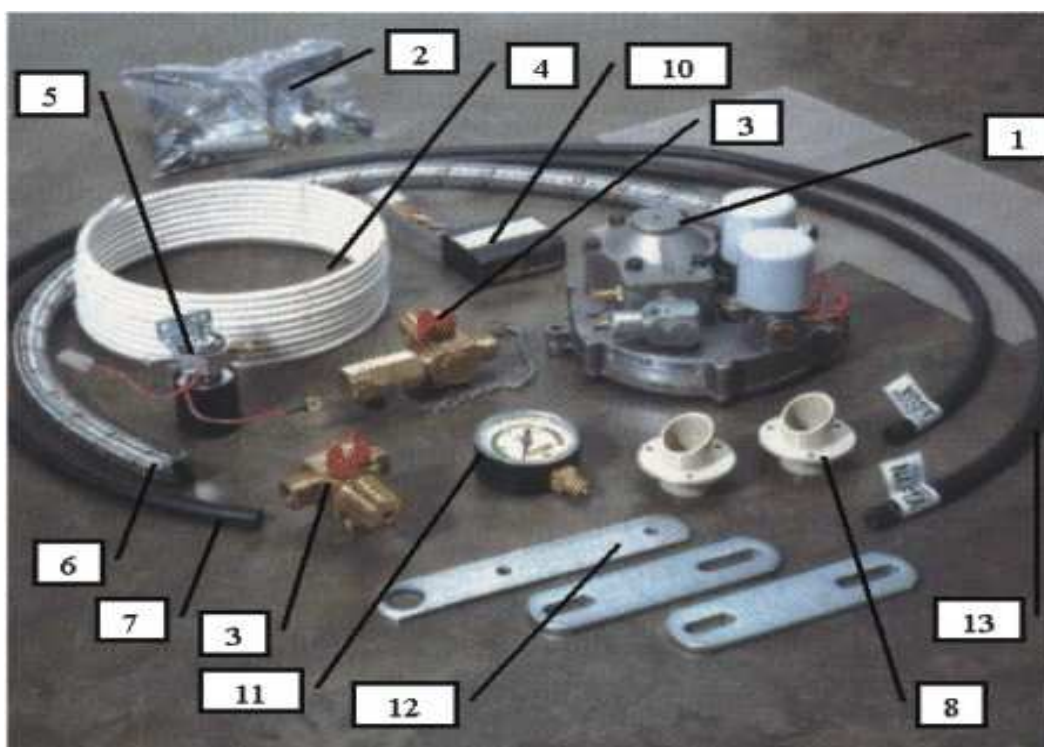


Figura 45 “Kit” de conversão típica para uso de GN em veículos
 Fonte: OYRSA GNC. Projeto Gasnet, Curitiba, PR, 2006

Estes equipamentos permitem que o veículo convertido utilize o GNV como combustível (Figura 46), conjuntamente com o combustível original.

A seguir destacam-se os componentes do “kit” de conversão.

1. Redutor de pressão;
2. Válvula de abastecimento;
3. Válvula de cabeça de cilindro com dispositivos de excesso de pressão e fluxo;
4. Tubulação de aço de alta pressão;
5. Eletroválvula de combustível (gasolina ou álcool);
6. Tubulação de baixa pressão;
7. Tubulações e conexões para sistema de água quente;
8. Misturadores;
9. Chicote elétrico (não apresentado neste “kit”);

10. Chave comutadora e indicador de nível;
11. Manômetro (medidor de pressão do GNV);
12. Suportes das tubulações;
13. Tubulações de combustíveis (gasolina ou álcool).

Além dos equipamentos apresentados, podem-se ainda empregar opcionalmente os seguintes equipamentos eletrônicos, que são recomendados pois auxiliam o bom funcionamento do motor:

Emuladores;

Variadores de avanço;

Indicadores digitais de nível.



Figura 46 Ônibus a gás natural
Fonte: NGSA, USA

A Figura 47 na seqüência mostra os estados brasileiros onde já estão instalados os postos de abastecimento de veículos a gás natural.

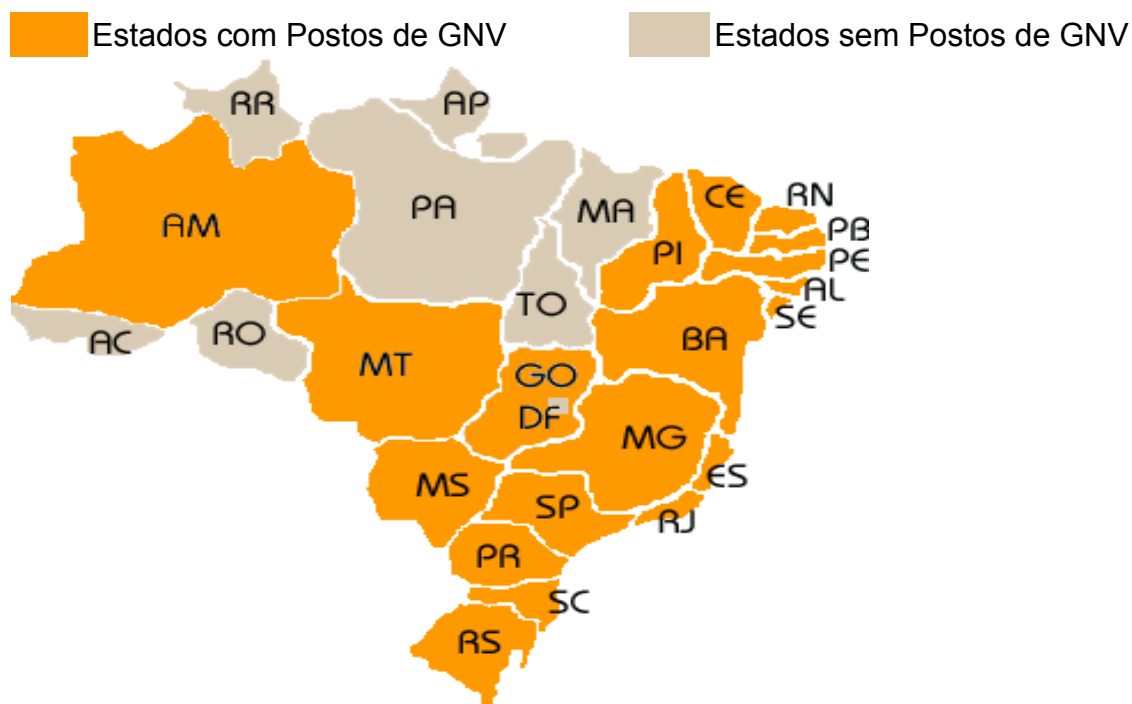


Figura 47 Estados brasileiros com instalação de postos de GNV (Set. 2006)
 Fonte: Distribuidoras Regionais de Gás Natural – DRGN. Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga, 2006

Jorge Hennigsen, consultor da Diretoria de Transportes e Energia da Comissão Europeia e um dos arquitetos da política europeia de transportes, afirma que nenhum combustível fóssil oferece a combinação entre economia, redução de emissões e segurança de suprimento, que tem o gás natural (Asociación Latino Americana Del GNV – ALGNV. Gazetilha de Prensa, nº 5 de 15/12/2003).

Bastante promissor como combustível econômico e ecologicamente correto, o gás natural veicular enfrenta um problema que impede um maior desenvolvimento do setor: a logística de distribuição em larga escala (ALONSO, 2004.p.105). Ainda assim, a conversão dos veículos automotores para gás natural tem crescido no País (Quadro 8). A evolução desta conversão desde janeiro até setembro de 2005 é mostrada no Gráfico 12. Hoje a frota nacional de veículos que já rodam com o gás é de mais de 1.052.295 mil unidades, dos quais, mais de 300.000 mil em São Paulo. O número de postos de abastecimento que oferecem gás natural veicular tem

aumentado. Atualmente, cerca de 1.329 postos em todo o país dispõem do combustível, 331 dos quais estão em São Paulo (ABEGÁS, Set. 2006). As perspectivas futuras para a utilização do GNV são otimistas, pelas seguintes razões: a tecnologia de conversão estará totalmente dominada e regulamentada; um número bem maior de postos de serviços será oferecido ao público; conscientização das montadoras para a produção em fábrica de veículos movidos a GNV; a demanda por GNV deverá ter um crescimento considerável; maior conscientização dos benefícios ambientais da sua utilização (ALONSO, 2004).

Estado	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Total
	Un	Un	Un	Un	Un	Un	Un	Un	Un	Un
AL	640	256	458	367	147	164	259	388	384	3.063
AM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BA	1.408	1.005	1.009	868	657	368	336	662	615	6.928
CE	546	346	403	527	359	241	269	520	303	3.514
ES	881	165	491	577	351	146	48	78	104	2.841
MS	315	251	274	236	158	22	22	29	25	1.332
MG	1.016	842	695	902	637	209	88	152	87	4.628
PB	191	48	125	156	7	2	21	100	127	777
PR	247	330	248	395	172	62	47	183	252	1.936
PE	1.659	699	512	536	285	75	193	237	155	4.351
PI	10	0	7	1	1	4	0	0	5	28
RJ	9.184	5.425	8.077	8.978	6.991	6908	6512	7800	7120	66.995
RN	477	428	323	445	231	142	165	194	390	2.795
RS	880	656	702	746	501	328	249	336	48	4.446
SC	2.057	1.421	1.408	1.435	1.018	179	453	831	745	9.547
SE	219	415	158	299	226	245	270	355	255	2.442
SP	5.485	3.900	5.910	6.473	4.495	1861	2679	3287	3600	37.690
TOTAL MENSAL	25.215	16.187	20.800	22.941	16.236	10.956	11.611	15.152	14.215	153.313

Quadro 8 Veículos convertidos para GNV nos estados (Janeiro a Setembro, 2005)
 Fonte: Projeto Gasnet, 2005. Curitiba, PR

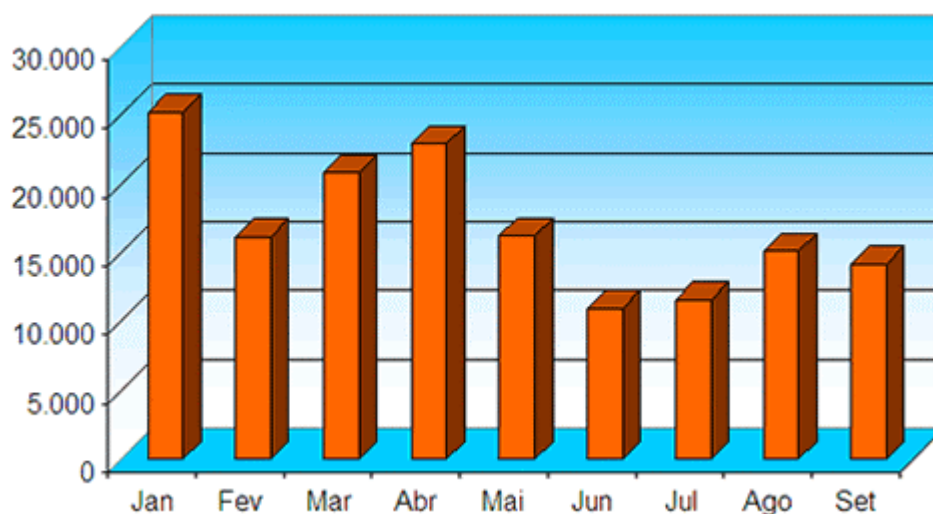


Gráfico 12 Evolução da conversão de veículos no Brasil (Jan. a Set. 2005)
 Fonte: Projeto Gasnet, 2005. Curitiba, PR

Em resumo o gás natural é um combustível potencialmente limpo, mas para mostrar às suas vantagens ambientais a sua queima em motores necessita do uso de tecnologia de controle do motor e também de uma constância de sua composição química.

2.5.2.1 Exemplos práticos de economia com a utilização de GNV

Exemplo 1:

A Revista Quatro Rodas de outubro de 2002 publicou uma matéria referente aos valores obtidos por um veículo da marca Volkswagen Gol 1.6, consumindo álcool, gasolina e gás natural, transitando dentro do perímetro urbano e na estrada.

Os resultados obtidos pela revista, nos testes realizados, bem como os valores considerados para os combustíveis utilizados, são mostrados na seqüência:

	Álcool		Gasolina		GNV	
	Km / l *	R\$ /km	Km / l *	R\$ /km	Km / m ³ *	R\$ /km
Urbano	5,4	0,2593	7,9	0,2848	10,7	0,1028
Estrada	10,9	0,1284	14,2	0,1585	14,0	0,0786

* Valores obtidos por Quatro Rodas (Outubro / 2002) para um veículo VW GOL 1.6
 Quadro 9 Comparação das despesas com álcool, gasolina e gás natural

A Revista considerou os seguintes preços para os combustíveis: álcool à R\$ 1,40 o litro, gasolina à R\$ 2,25 o litro e gás natural à R\$ 1,10/ m³.

Exemplo 2:

Na Tabela 2 a seguir, outro exemplo comparativo dos custos entre o consumo de álcool e gás natural divulgados pelo Centro de Tecnologias do Gás – CTGAS (2006).

Dados iniciais:

Tabela 2 Comparação entre o custo do álcool e do GNV

Tipo de combustível do veículo:

Consumo de Álcool

Preço médio do Álcool (R\$/ litro)	1,515
Consumo médio do veículo (Km /litro)	8,00
Média de quilômetros rodados por dia (Km / dia)	35,00

Consumo de Gás Natural (GNV)

Preço médio do Gás Natural (R\$/ m ³)	1,212
Média de preço do kit conversor para Gás Natural (R\$)	3.500,00

Dados complementares:

Álcool

O preço do álcool é R\$ 1,52 por litro

O consumo médio do veículo com álcool é de 8,00 km / litro.

O custo com o álcool é de R\$ 6,63 por dia, percorrendo 35,00 km.

O gasto mensal com o álcool é de R\$ 198,84 por mês percorrendo 1.050,00 km

Gás natural

O preço do gás natural é R\$ 1,21 por m³

O consumo médio do veículo com o gás natural poderá ser de 9,80 km / m³.

O custo com o gás natural é de R\$ 4,33 por dia, percorrendo 35,00 km.

O custo mensal com o gás natural é de R\$ 129,86, percorrendo 1.050,00 km

O gasto mensal com o álcool é de R\$ 198,84 por mês, percorrendo 1.050,00 km

Dados conclusivos:

A diferença entre o custo diário com o álcool e com o gás natural é de R\$ 2,30 (65,3% de economia)

A diferença entre os custos mensal com o álcool e com o gás natural é de R\$ 68,99 proporcionando a mesma economia (65,3 %).

Preço do "kit" conversor para GNV: R\$ 3.500,00.

O retorno do investimento feito no "kit" acontece em 51 meses.

Foram considerados nesse exemplo, o mês de 30 dias e preços médios dos combustíveis em 23 de fevereiro de 2006 (CTGAS, 2006).

2.5.3 Usinas Termelétricas

É o nome dado a uma central que utiliza um ciclo termodinâmico para geração de energia elétrica. Outras usinas de geração de energia elétrica são: hídricas, eólicas, solar, etc. Uma termelétrica pode usar diferentes combustíveis tais como biomassa, lenha, carvão, turfa, óleo, petróleo, gás e energia nuclear, para produzir o calor do ciclo termodinâmico.

O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), instituído através do Decreto 3371 de 24 de fevereiro de 2000, do Ministério de Minas e Energia, previa a construção de 49 usinas geradoras de energia com a utilização do gás natural como combustível.

A implantação do PPT estava inserida dentro de um contexto mais amplo de reestruturação do setor elétrico brasileiro (ALONSO, 2004. p.107).

O governo federal resolveu incentivar as termelétricas como forma de sanar a crise energética, porque elas são construídas mais rapidamente do que as hidrelétricas, podendo ser instaladas mais perto dos grandes centros consumidores, reduzindo desta forma os pesados custos com o sistema de transmissão, além é claro, do menor impacto ambiental. Trata-se de um sistema modular que pode ser ampliado de acordo com as necessidades (CTGÁS, 2005).

Alonso (2004), afirma que a o PPT encontra-se em fase de um novo estudo, em função das diversas dificuldades encontradas para a sua viabilização. Cita que: “Bastou um verão rico em índices pluviométricos, associado a outras grandes dificuldades no fechamento dos contratos de longos prazos para o fornecimento de gás natural e para despachar a energia gerada nas usinas, para que o PPT fosse abalado”.

A evolução tecnológica no domínio da termelétricidade e da combustão externa de combustíveis fósseis em geral, só adquiriu velocidade nos últimos vinte anos, com sucessivas inovações que requereram altos investimentos em pesquisas.

O Brasil não teve qualquer participação nesta evolução e desta forma, as usinas termelétricas hoje em construção, com engenharia e equipamentos importados correspondem a tecnologias anteriores (LEITE, 1997. p. 448 / 449).

A Figura 48 mostra a localização das usinas termelétricas no Brasil.

Mesmo assim, a participação do gás natural é fundamental, pois o seu uso como combustível é para produzir calor para o ciclo termodinâmico e tem como objetivo contribuir para assegurar o suprimento de energia elétrica nos próximos anos.

Nas usinas termelétricas, em combinação com caldeiras recuperadoras de calor, o gás natural pode ter dupla função: geração de energia elétrica e co-geração (PAULA, ENNES, 1991).



Figura 48 Localização das usinas termelétricas no Brasil
Fonte: MME, ANP, 2003

O gás natural vem ocupando espaço significativo na cogeração, que é um processo de produção combinada de calor e potência que permite o uso da energia liberada pela combustão de uma fonte energética. A cogeração é amplamente conhecida e usada desde o início do século. Foi a tecnologia empregada no início da eletrificação industrial. A cogeração é uma opção tecnológica que pode beneficiar a

sociedade em função das suas vantagens potenciais com relação à eficiência de energia e meio ambiente (JANNUZZI, SWISHER, 1997.p.111-115).

Como tem eficiência térmica mais alta, os esquemas de cogeração consomem menos combustíveis, com a conseqüente redução das emissões gasosas. A adoção dos ciclos combinados, com queima de gás natural, reduziu ainda mais estas emissões, pois o gás natural é um energético limpo e a relação consumo / descarga de água é menor, pois o ciclo de vapor é menor. Foi a introdução da cogeração que causou uma significativa redução dos níveis de poluição gasosa na Inglaterra nos últimos anos (PETROBRÁS, 2006).

2.5.4 Gás Industrial

Nas indústrias o gás natural é usado como combustível, proporcionando uma combustão limpa e isenta de agentes poluidores, ideais para processos que exigem queima em contato direto com o produto final, como por exemplo, indústrias de cerâmicas, de fabricação de vidros e de cimento (CNI, 1989).

Neste setor, os principais concorrentes são os óleos combustíveis, principalmente o OC 1 para grandes consumidores, pois, quanto maior o porte do usuário e mais próximo ele estiver dos grandes centros urbanos, maior a possibilidade de se usar óleo de baixo teor de enxofre e dentre as alternativas possíveis, o OC 1 é o de menor custo. O GLP concorre com o gás natural nos consumidores de médio e pequeno porte.

Neste segmento as bases de concorrência, além do preço, envolvem aspectos técnicos. Nos diversos aspectos relativos a combustão o GLP se assemelha ao gás natural.

Em termos de emissões, o GLP emite mais dióxido de carbono e particulados.

Os óleos combustíveis emitem substancialmente mais poluentes que o gás natural, sendo necessário tratamentos dos gases efluentes (Figuras 49 e 50), principalmente próximos dos centros urbanos onde haja fiscalização por parte dos órgãos ambientais além dos custos de operação e manutenção serem mais elevados em comparação com o gás natural (COMGAS, 2006).

Emissão (g /kWh)	GN	Óleo Diesel	Óleo Pesado	Carvão
NOx	0,22	0,26	0,79	0,78
CO2	255	310,5	333	410
Particulados	0	baixo	médio	alto
SO2	0	0,59	5,27	5,14
Enxofre	0	0,3% no combustível	2,5% no combustível	2,0% no combustível

Quadro 10 Emissão de poluentes para caldeiras industriais
Fonte: Comgás, 2004



Figura 49 Poluição atr
Fonte: NGSA, USA



Figura 50 Emissão de gases poluentes industriais na atmosfera
Fonte: NGSA, USA

O gás natural tem importante função na indústria siderúrgica e como matéria prima na indústria petroquímica, participando com grande destaque, também na indústria de fertilizantes.

É como matéria prima que o gás natural encontra seu potencial máximo de valorização. Aparentemente este máximo se apresenta como consequência de sua aplicação como redutor siderúrgico, sua conversão em combustíveis líquidos ou em produtos tradicionalmente derivados da petroquímica que são, respectivamente, usos mais nobres que o uso energético direto e resultam em produtos de elevado valor agregado que dispõem de bons mercados consumidores. Essa valorização não é justificada simplesmente pelo valor do produto final obtido a partir da matéria prima gás natural. Os fatores preponderantes nesta valorização são a coincidência verificada entre as características econômicas deste negócio e a procura do capital financeiro disponível no mundo, a elevada oferta mundial de gás natural prevista para os próximos anos, o crescimento da demanda de insumos químicos no mercado e acima de tudo a variável ambiental (PETROBRÁS, 2005).

Fica óbvio que a tendência generalizada no mundo de proteção ao meio ambiente, deverá limitar bastante o uso de derivados de petróleo não tratados. A tendência de valorização dos derivados do gás natural provocará uma oferta

alternativa em escala cada vez maior de energéticos limpos. Com isso haverá uma retração da demanda de petróleo antes dos fins das reservas. Até lá, teremos 50 anos de desenvolvimento tecnológico associado à disponibilidade cada vez maior de petróleo e do gás natural.

No consumo total de fontes primárias no Brasil, existem parcelas significativas de lenha e petróleo e seus derivados, que podem ser transferidos parcialmente para o gás natural com expressivos benefícios em nível ambiental. Esse é o caso de alguns setores industriais, como por exemplo, o cerâmico cuja evolução da matriz de consumo de combustíveis no período de 1980 a 1997 mostra uma forte contribuição no consumo de energéticos como a lenha, na base de 42 % e óleo combustível com 15 % de participação (PETROBRÁS, 2006).

Tabela 3 Equivalência do GN em relação aos principais combustíveis

1 kg de óleo combustível	1,0 m ³	de gás natural
1 kg de GLP	1,25 m ³	de gás natural
1 m ³ st lenha	70 a 90 m ³	de gás natural
1 litro de diesel	0,94 m ³	de gás natural
1 litro de gasolina	0,77 m ³	de gás natural

Fonte: Gasmig, 2006

Em 1990, a utilização do gás natural como insumo energético para produção industrial tornou-se o maior segmento de consumo, superando a produção de combustíveis e as utilizações não energéticas. Quem passou a fazer uso desta energia foram às indústrias do vidro, de cerâmica, papel, celulose, alimentos e bebidas, cimentos e metais ferrosos, mineração e pelotização. Neste sentido é interessante 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 nas indústrias podem ser abastecidos por eletricidade, óleo combustível, carvão e também gás natural que 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 (COMGAS, 2005).

Quadro 11 Comparativo estratégico entre o gás natural x óleo combustível x GLP
Fonte: Comgás, 2004. p. 8

O setor industrial, em todos os seus segmentos, investe grande porcentagem de sua receita anual em proteção ambiental, otimização de energia, saúde e segurança.

QUADRO COMPARATIVO GÁS NATURAL X ÓLEO COMBUSTÍVEL X GLP

Item	Gás Natural	Óleo Combustível	GLP
Investimento inicial	Menor	Maior	Menor
Custo para utilização	Menor	Maior	Maior
Custo de manutenção	Menor	Maior	Maior
Estoque no local do uso	Dispensa	Necessário	Necessário
Condição de pagamento	Após o uso	Antecipado	Antecipado
Uso de área	Menor	Maior	Maior
Pátio de recebimento	Dispensa	Necessário	Necessário
Condicionamento para uso	Nenhum	Aquecimento	Nenhum
Controle das emissões	Simples	Complexo	Simples
Controle da combustão	Simples	Complexo	Simples
Limpeza do local de uso	Fácil	Difícil	Fácil
Escapamento	Fácil dispersão	Remoção difícil	Remoção Difícil
Agressividade das emissões	Muito baixa	Alta	Muito baixa
Emissões atmosféricas	Não exige	Exigem tratamento	Não exige
Efluentes líquidos	Não exige	Exigem tratamento	Não exige

As discussões sobre as tendências e as novas tecnologias de produção e o uso de combustíveis que contribuem para preservação do meio ambiente ganharam força também junto aos órgãos governamentais. Esses órgãos se comprometem a

aumentar o uso das energias renováveis e o rendimento no uso de combustíveis, fomentar a cogeração e aumentar o uso do gás natural, devido às suas vantagens ambientais.

Neste cenário, cresce a importância da política de incentivo à utilização do gás natural em maior escala. Isso vem proporcionando grande facilidade na obtenção dos certificados de qualidade ambiental pelas indústrias.

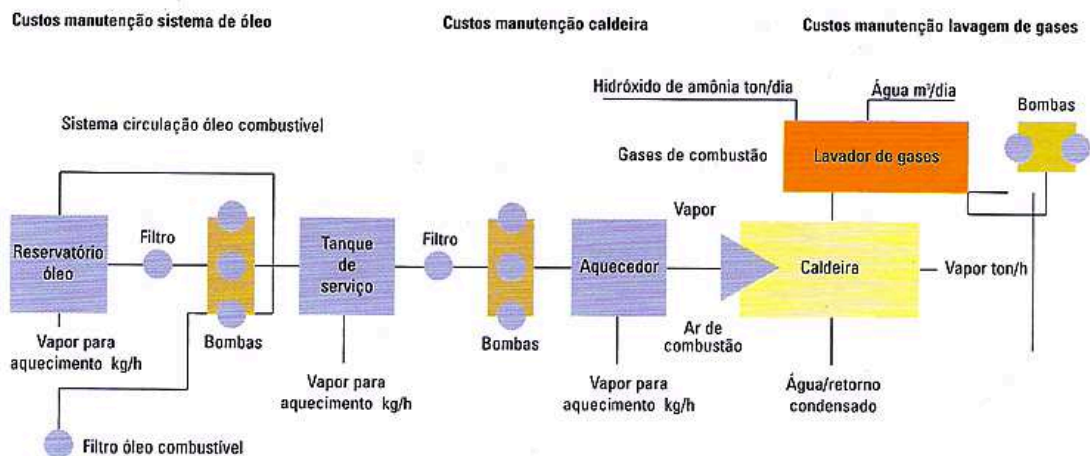
Comparado aos óleos combustíveis, carvão, lenha e gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural é o combustível de origem fóssil que tem o menor impacto sobre o meio ambiente e o que gera menos resíduos e emissões.

Na indústria, além de reduzir os custos operacionais, o que evita gastos com manutenção e compra de equipamentos antipoluição, pode ser útil na geração de vapor, cogeração de energia elétrica e na climatização (ar quente ou frio).

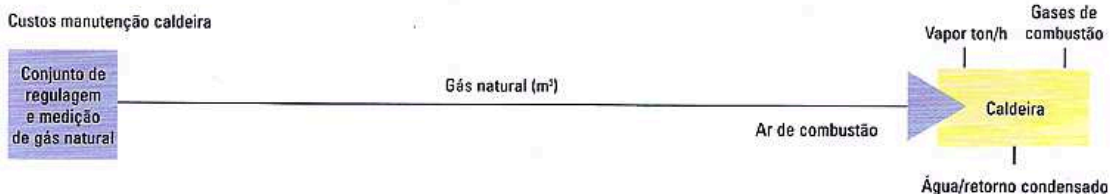
Sem dúvida, o gás natural é uma das melhores alternativas na resolução de problemas relacionados às mudanças climáticas, especialmente em um momento em que as dificuldades econômicas são uma barreira considerável à viabilização de tecnologias alternativas que não utilizem o carbono (VIEIRA, 2005).

Quadro comparativo de sistemas

Sistema a óleo combustível



Sistema a gás natural



Quadro 12 Comparativo de sistemas utilizando óleo combustível e gás natural em caldeiras
Fonte: Comgás, 2004. p.8

2.5.4.1 Estudo de caso com vantagem econômica

Foi realizado um estudo de caso numa indústria de vidro localizada entre os quilômetros 129 e 133 da Rodovia Presidente Dutra, município de Caçapava, cujos resultados são apresentados a seguir.

Esta planta industrial vinha utilizando há muito tempo o processo de queima de óleo combustível 3-A na produção de seus produtos. A gerência técnica da empresa, procurando melhorar a produção com a utilização de novas tecnologias para o setor, elaborou um minucioso estudo com o objetivo de modificar o processo

atual, para outro com a utilização de gás natural, procurando obter vantagens econômicas e ambientais.

Considerou-se que o gás natural seria disponibilizado pela empresa distribuidora, através do gasoduto Rio – São Paulo, proveniente da Bacia de Campos no estado do Rio de Janeiro.

No processo atual, de maneira simplificada, caso ocorra algum problema com o fornecimento do óleo combustível 3-A, a empresa mantém de forma paralela, pronta para atuar, uma mistura de óleo combustível 1-A + querosene, sistema conhecido como “*backup*” para o óleo 3-A, evitando desta forma possíveis e indesejadas interrupções no processo industrial. Essa mistura possui metais pesados como o sódio e o alumínio, reconhecidamente agressivos ao meio ambiente. Para o “*backup*” entrar em funcionamento há a necessidade da intervenção de um operador com a responsabilidade de instalar queimadores, “*setpoints*” nos controladores, etc. Leva-se em consideração neste processo, as rígidas preocupações com a segurança e condições do meio ambiente de trabalho, pois, a operação de limpeza dos bicos ejetores da mistura é feita com temperatura elevada, além dos constantes vazamentos de óleo, de difícil remoção.

Na modificação do processo para a utilização do gás natural, a mesma preocupação deve existir caso o fornecimento de gás seja interrompido pela concessionária ou apresente qualquer anomalia, só que neste caso, a mistura a ser utilizada como “*backup*” para o gás natural é formada por gás liquefeito de petróleo (GLP) + Ar, (gás propanado), ajustada para ter as mesmas características do gás natural. Caso seja necessário, a utilização desta mistura será feita automaticamente, através da conexão na mesma tubulação do gás natural. Nesse processo a

agressão ao meio ambiente é comprovadamente menor e a utilização do operador desnecessária.

O processo atualmente em operação, com a utilização de óleo combustível 3-A, tem uma produção mensal definida em algumas toneladas. Para aumentar esta produção a gerência técnica desenvolveu estudos para saber quais seriam os investimentos necessários e os custos operacionais mensal, comparando a utilização de outro óleo combustível com maior poder energético e os custos de adequação das instalações para uso de gás natural. Os resultados obtidos são mostrados no Quadro 13.

<i>Item</i>	Óleo US\$	Gás US\$
Modificação no E.P (Mais um Campo)	800.000,00	-
Refratário (cruciformes)	758.400,00	-
Controle dos queimadores (queimadores, tubulações, instrumentação, etc.)	115.200,00	800.000,00
Compressor (atomização óleo)	80.000,00	
TOTAL	1.753.600,00	800.000,00

Quadro 13 Investimentos comparativos

No Quadro 14, Custos operacionais / mês, os itens relacionados foram quantificados e seus custos levantados rigorosamente, obedecendo a critérios e técnicas desenvolvidas pela empresa e como garantia da manutenção do sigilo industrial, não serão detalhados nesta oportunidade. Mesmo assim, os valores explícitos demonstram uma economia mensal significativa de 12,52 %, para o processo com a utilização do gás natural.

Item		Óleo US\$ / mês	Gás US\$ / mês
A	Redução de Sox	27.000,00	13.000,00
B	Energia Elétrica	835,00	
C	Ar Comprimido	1.975,25	
D	Manutenção E.P e Caldeira	2.584,00	1.291,00
E	Manutenção nas temperaturas	1.701,00	280,00
F	Manutenção dos queimadores	1.744,00	
G	Disposição dos resíduos pé de câmara	1.923,00	820,00
H	Perda de rendimento da linha	67.121,00	
I	Redução no consumo de queroleo	5.125,00	
J	Custo do combustível	252.432,00	306.713,00
TOTAL		362.440,25	322.104,00
Porcentagem (óleo mais caro do que o gás)		12,52%	

Quadro 14 Custos operacionais / mês

Atualmente, as perspectivas para o gás natural são excelentes. Tecnologias emergentes criam novas aplicações como veículos movidos a gás, células de combustíveis e novas e eficientes caldeiras para a geração de energia elétrica.

3MÉTODOS

O trabalho foi desenvolvido através de pesquisa documental, pesquisa bibliográfica, e contato direto. Para Lakatos e Marconi (1995. p.174) “a característica da pesquisa documental é que a fonte de coleta de dados está restrita a documentos [...] constituindo o que se denomina de fontes primárias”.

Para a pesquisa bibliográfica, foram consultados livros, trabalhos, apostilas, diversos artigos escritos com abordagem sobre o gás natural, dissertações, tese, revistas *Petro & Química*, *Veja* e *Quatro Rodas*, diversos números da revista *Informativo Comgás Total*, normas da ABNT, resoluções, decretos e leis federais e municipal, portarias do IBAMA e do MME, da ANP e da CSPE, boletins mensais e notas técnicas da ANP, Plano Plurianual de Investimentos de 1996 da Petrobrás, Balanço Energético Nacional do MME.

Os contatos diretos foram realizados nas varias visitas a Comgás -Companhia de Gás de São Paulo, hoje a maior distribuidora em volume de gás canalizado do País, onde foi possível consultar os livros “*Gas Engineers Handbook*” e “*Book D1, System Design, Volume III, Distribution*”, ambos escritos por diversos especialistas da “*American Gas Association*” e reconhecidos internacionalmente como algumas das melhores obras sobre gás natural. Junto a Superintendência de Vendas e Marketing Industrial desta distribuidora conseguiram-se informações importantes sobre os benefícios da utilização do GN na região do Vale do Paraíba, substituindo outros energéticos tais como o óleo combustível, o diesel e o GLP. Os resultados obtidos pela Comgás no Vale do Paraíba foram cedidos e inseridos no trabalho.

O contato direto se estendeu até a biblioteca técnica da Cetesb, localizada na cidade de São Paulo, que possui um acervo técnico conceituado e que foi visitado varias vezes, propiciando a oportunidade de encontrar e consultar diversos

trabalhos sobre o gás natural, com destaque para aqueles apresentados no 3º Seminário Internacional sobre gás natural, realizado na cidade de São Paulo, em 1991.

Desta mesma forma, realizou-se visita a uma indústria de grande porte localizada na Rodovia Presidente Dutra, na região do Vale do Paraíba, onde foi possível acompanhar um estudo intensivo realizado pela gerencia técnica da empresa, com resultado de ordem econômica interessante, favorecendo a utilização do gás natural em substituição ao óleo combustível que estava sendo utilizado até então. Fachin (2005, p.42) define esse estudo intensivo como Método do “Estudo de Caso”, pois todos os aspectos do caso foram investigados. “No método do estudo de caso, leva-se em consideração, principalmente, a compreensão, como um todo, do assunto investigado”.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Através da pesquisa documental, associada a uma ampla pesquisa bibliográfica, reforçada pelos contatos diretos entre o autor e os agentes envolvidos diretamente com a energia alternativa gás natural, foi possível alcançar os seguintes indicadores:

4.1 Segurança

Em termos de segurança, Poulallion (1986. p. 55) afirma que o gás natural apresenta inúmeras vantagens sobre outros hidrocarbonetos. Originalmente poderá ter ou não odor, conforme a ausência ou presença de compostos de enxofre. Na etapa de distribuição ele é odorizado para facilitar a sua detecção em vazamentos em concentrações mais baixas que o mínimo necessário para provocar combustão ou danos à saúde.

O gás natural sob todas as formas é a energia mais segura e os índices de mortes e acidentes são mais baixos que qualquer outra energia. A indústria do gás também é a menos perigosa, pois, não opera sistemas de altas temperaturas como as refinarias e os processos de limpeza do gás são simples e sem complexidade e não se aplicam altas tensões ou correntes elétricas (CTGAS, 2005).

As principais características físico-químicas que conferem segurança ao gás natural são abordadas na seqüência;

4.1.1 Densidade Relativa ao Ar Atmosférico Inferior a 1

Isto significa que o gás natural é mais leve que o ar. Este fato tem importância decisiva para a segurança, pois, sempre que alguma quantidade de gás natural for colocada livre no meio ambiente, ela ocupará camadas superiores da atmosfera. Em ambientes internos o gás natural não provoca acúmulos nas regiões inferiores, sendo suficiente para garantir a sua dissipação a existência de orifícios superiores de ventilação e evacuação (PETROBRÁS, 2005).

Ainda em função da sua densidade, o gás natural não provoca asfixia. A asfixia ocorre quando um gás qualquer ocupa o espaço do ar atmosférico ao nível do ser humano, impedindo que este respire. A asfixia é a privação do oxigênio e independe da toxicidade do gás em questão. Como o gás natural não se acumula nas camadas inferiores e se dissipa rapidamente, e o risco de asfixia praticamente não existe (COMGAS, 2006);

4.1.2 Não Toxicidade

O gás natural não é quimicamente tóxico. Sua ingestão ou inalação acidental não provoca danos à saúde. As substâncias componentes do gás natural são inertes no corpo humano, não causando intoxicação, exceção somente no caso de ser aspirado em altas concentrações (PETROBRÁS, 2005).

A combustão do metano com excesso de ar é completa, liberando como produtos, dióxido de carbono e água, que são componentes não poluentes e não tóxicos (CTGAS, 2005);

4.1.3 Limites de Inflamabilidade

Os limites de inflamabilidade podem ser definidos como as percentagens mínima e máxima de gás combustível em composição com o ar, a partir das quais a mistura não irá inflamar-se e permanecer em combustão.

O limite inferior representa a menor proporção de gás que, em mistura com o ar, irá queimar sem a aplicação contínua de calor de uma fonte externa. Em proporções menores ao limite inferior, a combustão cessa quando interrompida a aplicação de calor. O limite superior é a proporção de gás na mistura a partir da qual ele age como diluente e a combustão não pode se auto propagar (Physical Properties of Natural Gases, 1988. p.199-210), (Tradução nossa).

Para o gás natural, os limites de inflamabilidade inferior e superior são respectivamente 5% e 15% do volume. Isto significa que para atingir as condições de auto sustentação da combustão se faz necessário uma significativa quantidade de gás natural em relação à quantidade total de ar de um ambiente. Assim na ocorrência de escapamento de gás natural em um ambiente interior, as probabilidades de manutenção da combustão após a iniciação por fonte externa (interruptor de luz, brasa de cigarro) são muito reduzidas. Isto porque o gás é leve e se dissipa com facilidade, dificultando alcançar o limite inferior e como também o limite superior é elevado, afastam-se ainda mais as chances de ser atingido (Physical Properties of Natural Gases, 1988. p.199 – 210), (Tradução nossa).

4.1.4 Faixa Entre os Limites de Inflamabilidade Inferior e Superior é Estreita

Significa dizer que, embora seja difícil alcançar o limite inferior de inflamabilidade em um escapamento de gás natural em ambiente interior, caso isso

ocorra, a condição de diluição da mistura ar-gás natural que permite a auto-sustentação da combustão após uma incitação inicial é rapidamente perdida, pois, logo se atinge o limite superior de inflamabilidade e o gás natural torna-se diluente no ar.

Desta forma, verificamos que a promoção de uma mistura ar-gás natural nas condições adequadas à combustão auto sustentada é difícil de ocorrer aleatoriamente e depende da intervenção humana para se realizar (Physical Properties of Natural Gases, 1988. p.199 – 210), (Tradução nossa);

4.1.5 Não Explosividade

A diferenciação técnica entre a combustão e a explosão não é bastante clara, porém, podemos admitir que a diferença entre os dois processos está na velocidade em que a mistura combustível é queimada, conseqüentemente no tempo que dura e na intensidade com que a energia é liberada. A explosão é um processo de combustão de intensidade tal que a pressão gerada pela expansão dos gases é superior à resistência da estrutura que o comporta. Assim, considerando que o gás natural não se acumula em ambientes internos, que as condições de inflamabilidade não são facilmente atingidas e que nestas condições a velocidade de propagação da combustão do gás natural é a menor entre os gases combustíveis, as ocorrências de explosões por escapamento de gás são mínimas. Não se podem desconsiderar os processos de detonação, que ocorrem em ambientes fechados, em altas pressões e a partir de uma onda de choque provocada.

Estes processos podem ocorrer em vasos de armazenagem ou tubulações de transporte. Como se trata de uma combustão, apenas em condições especiais, só

pode ocorrer se a quantidade adequada de comburente estiver presente (motores de combustão interna alternativa a gás). Porém, tratando-se de gás natural que é sempre transportado e armazenado puro, sem contato com o ar, a ocorrência de processos explosivos só é possível nas manobras de partida e parada dos sistemas, quando o ar está presente nas tubulações e vasos. A aplicação de um gás inerte, como o nitrogênio, para realizar a purga do ar é suficiente para eliminar os riscos (CTGAS, 2006);

4.2 Independência

Para as diversas condições de uso, o gás natural apresenta uma independência muito grande dos espaços, dos meios de transportes e das vulnerabilidades geopolíticas.

Uma canalização de gás natural pode ser aérea ou enterrada no fundo do mar, no fundo de um lago ou em qualquer rua das cidades, sob qualquer muro de edifícios, etc.

Quando se usam instalações com tanques de armazenagem, eles poderão estar enterrados ou aloucados sem quaisquer dificuldades, existindo tanques horizontais e verticais.

Os centros de consumo, geralmente distantes, são atendidos com facilidade, pois, gasodutos com grandes extensões já operam e podem transpor continentes e oceanos, quando for mais econômico que o GNL .

4.3 Diversificação da Origem

Várias são as fontes de origem, o que determina uma característica muito especial ao gás natural quando comparado aos outros energéticos. Por exemplo: No Oriente Médio estão concentradas as grandes reservas mundiais de petróleo, em torno de 64%, (Gráfico 13).

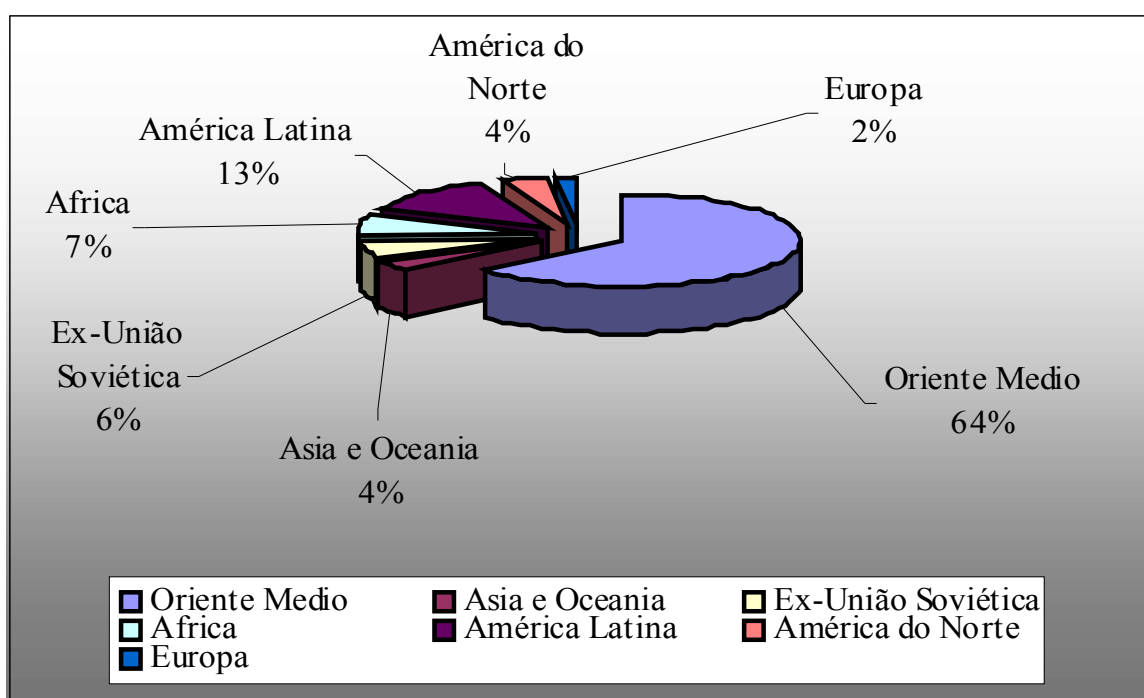


Gráfico 13 Distribuição das reservas mundiais de petróleo (%)
Fonte: MME. Anuário Estatístico da ANP, 2005

Isso faz com que a Organização Mundial dos Países Exportadores de Petróleo, possa controlar os preços desses produtos à sua vontade, criando sérios obstáculos à economia mundial.

Com o gás natural isso não acontece, pois, as reservas mundiais estão mais bem distribuídas ao redor do planeta impedindo qualquer tipo de influência corporativista dos diversos países sobre o produto (Gráfico 14).

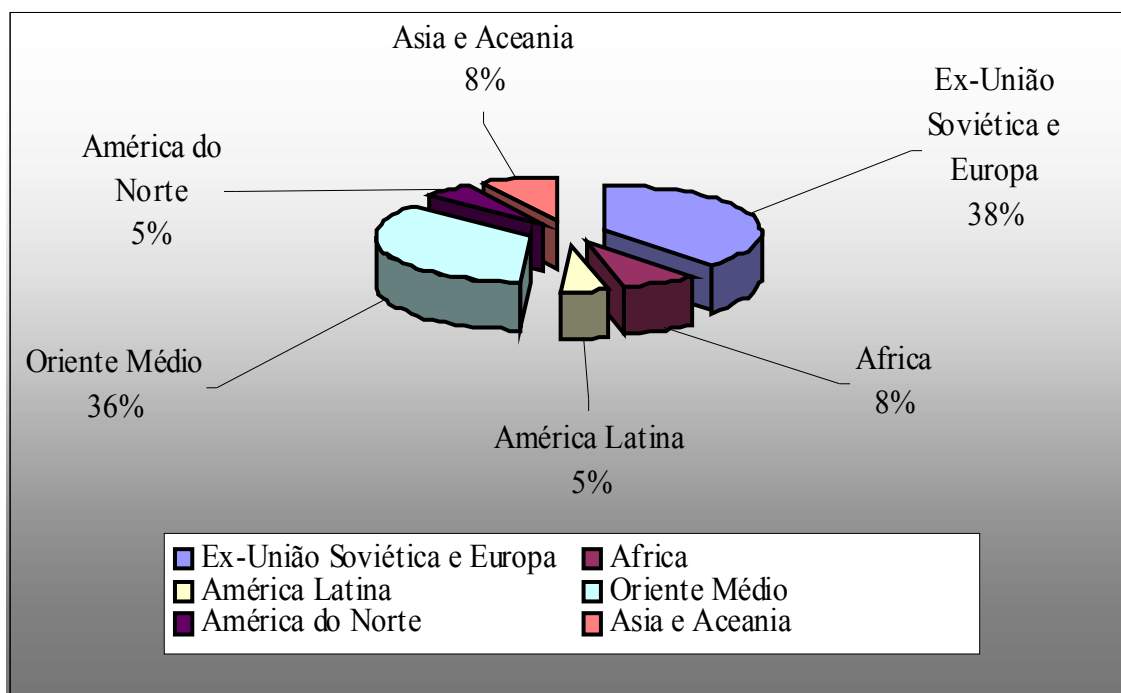


Gráfico 14 Distribuição das reservas mundiais de gás natural (%)

Fonte: MME. Anuário Estatístico da ANP, 1999

Sendo assim, um mercado bastante competitivo está garantido, uma vez que, qualquer país pode ter acesso a um grande número de fontes de gás natural, com reservas diversificadas e sem depender das crises internacionais e políticas. Essas características conferem ao mercado mundial do gás natural, estabilidade de preços e garantia de fornecimento mesmo durante conflitos políticos, pois, comprova-se um crescimento significativo nas reservas em todo o mundo de gás natural paralelamente a uma estabilidade das reservas petrolíferas e que podem ser vistas no Gráfico 15 (ANP, 1999).

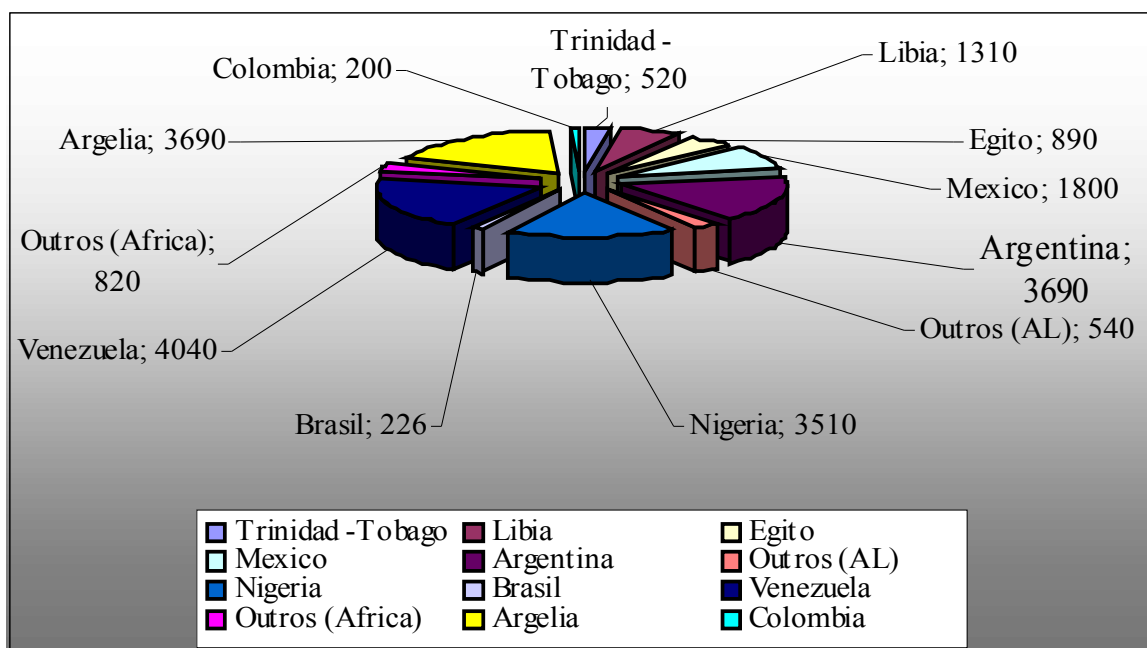


Gráfico 15 Reservas provadas de gás natural – América Latina e África (bilhões de m³)
Fonte: MME. Anuário Estatístico da ANP, 1999

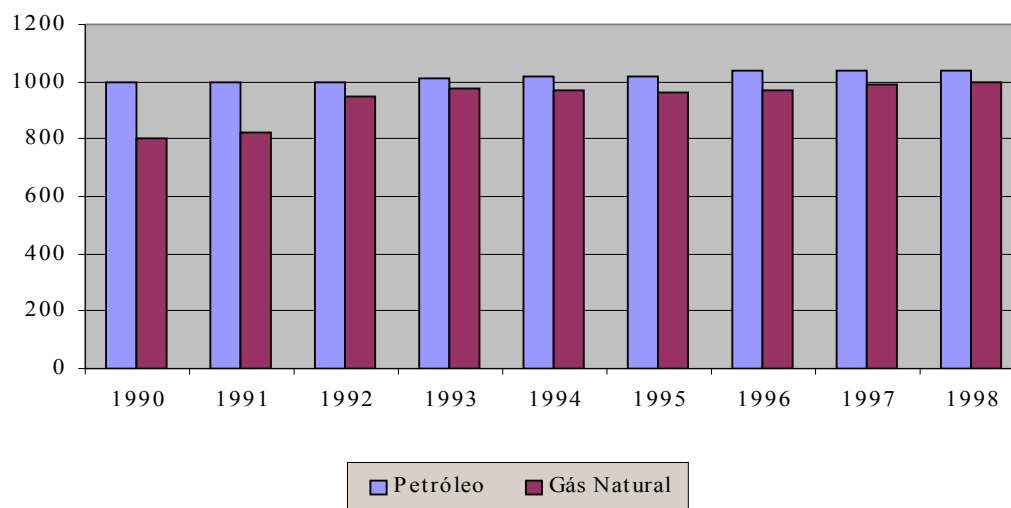


Gráfico 16 Evolução das reservas mundiais de petróleo e gás natural (bilhões de bep)
Fonte: MME. Anuário Estatístico da ANP, 1999

4.4 Fator de Integração

Enquanto o petróleo é chamado de “a energia da guerra”, pela utilização dos seus derivados nos equipamentos bélicos, carros de combate, aviões, etc., o gás natural é, ao contrário, a energia da integração. Apesar da recente crise diplomática entre a Bolívia e o Brasil em função dos preços do gás natural é real a integração dos países da América do Sul em torno do Mercosul, que possibilitou as trocas de gás entre Bolívia /Argentina, Bolívia / Brasil, Argentina / Chile, Argentina /Uruguai, etc.

O comércio entre os países sul-americanos sempre foi muito reduzido, se comparado aos grandes fluxos de mercadorias que historicamente se encaminharam para a Europa e América do Norte e de lá vieram. Essa situação vem mudando a passos largos desde o advento do Mercosul e um dos produtos que contribuirá de forma positiva para o incremento das trocas será o gás natural (ANP, 2005).

A Petrobrás iniciou a importação de gás natural em julho de 1999, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia – Brasil, Gasbol. O volume importado pela empresa em novembro de 2003 atingiu o volume de 17,2 milhões de m³/ dia.

Em junho de 2000, a empresa Sulgás iniciou a importação de gás natural da Argentina atingindo em novembro de 2003, o volume de 1,2 milhão de m³ / dia. A partir de 2001, duas novas empresas importadoras de gás natural passaram a operar, aumentando cada vez mais o volume importado deste energético.

Em novembro de 2003, a importação total de gás natural foi de 20,7 milhões de m³/dia. Este volume representou um aumento de 51,5% quando comparado ao

volume importado no mês de novembro de 2002, sendo que deste total, 94,2 % veio da Bolívia, e o restante, 5,8% da Argentina (ANP, nov. 2003).

4.5 Menor Emissão de Poluentes Entre os Combustíveis Fósseis

O gás natural é o que tem menor potencial para prejudicar o meio ambiente. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera sem impregnar organismos minerais, vegetais ou animais.

A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona combustão livre de emissão de SO_x (gás que contribui para a chuva ácida) e com menor taxa de emissão de NO_x (gás que ataca a camada de ozônio), entre os combustíveis (GASNATURAL, 2005).

Como gás natural é um combustível fóssil, no estado gasoso a sua combustão se processa da forma mais completa e a emissão de CO é baixíssima, emitindo menor quantidade por unidade de energia produzida (EIA, 2003) (Tradução nossa).

Em muitos países utilizam-se a energia fóssil para a produção de eletricidade e uma das opções para economizar energia primária e reduzir os custos e emissão de poluentes é a substituição da eletricidade em alguns usos finais pelo gás natural (JANNUZZI, SWISHER, 1997.p.108).

Uma comparação com as emissões de diversos combustíveis utilizados em uma caldeira é apresentada a seguir nos gráficos 17, 18, 19.

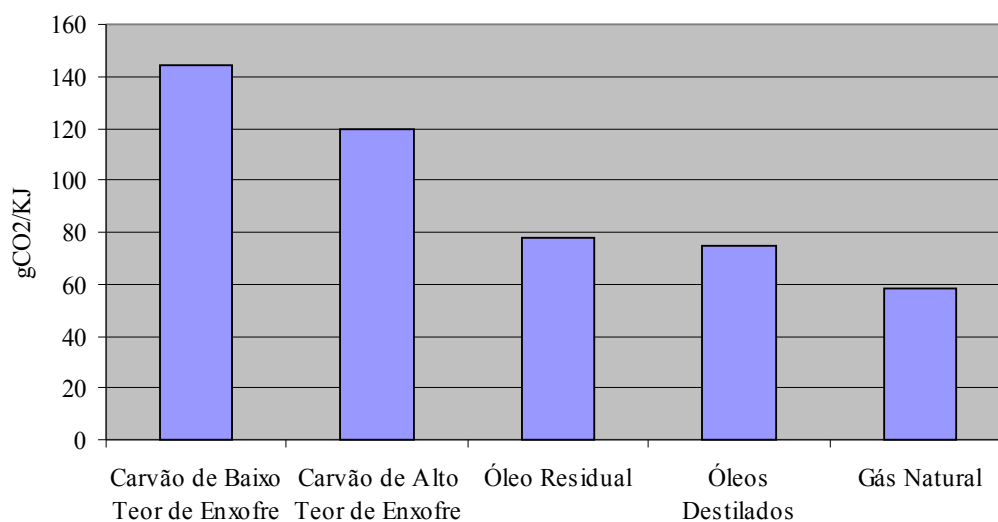


Gráfico 17 Emissão de dióxido de carbono – (CO₂)

Fonte: Gas World International – The Petroleum Economist, 2001

Projeto Gasnet – Curitiba PR

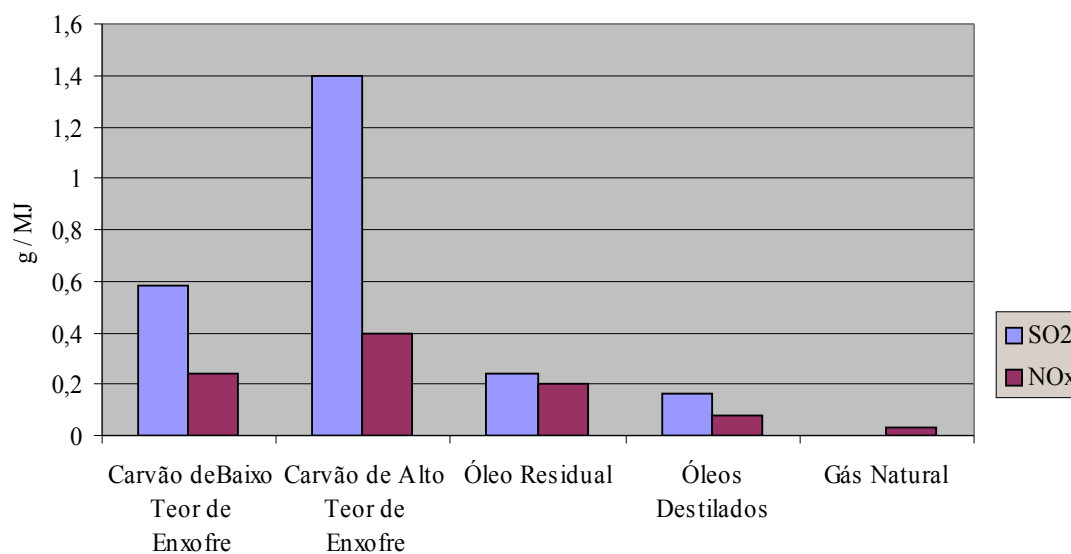


Gráfico 18 Emissão de dióxido de enxofre e óxido de nitrogênio (SO₂ – Nox).

Fonte: Gas World International – The Petroleum Economist, 2001

Projeto Gasnet – Curitiba PR

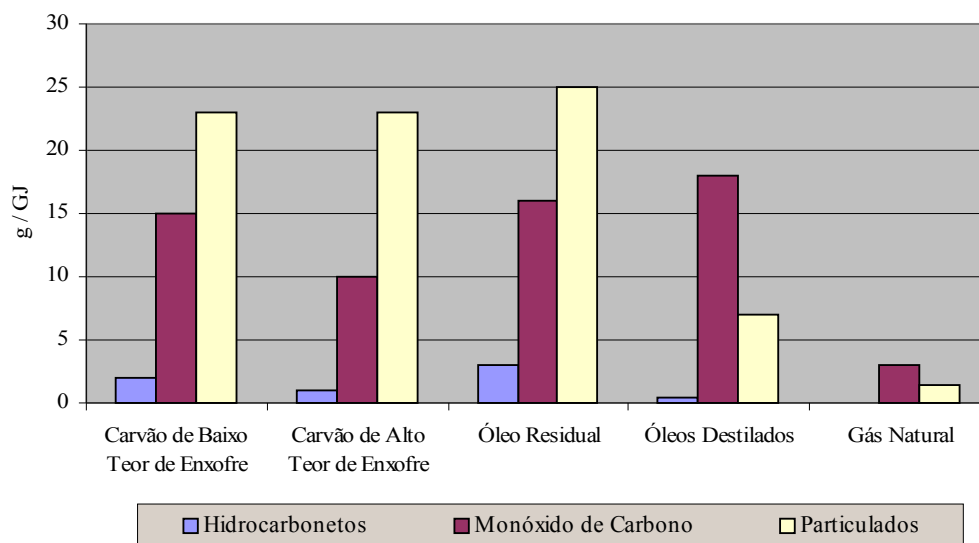


Gráfico 19 Emissões de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO), e particulados

Fonte: Gas World International – The Petroleum Economist, 2001
Projeto Gasnet – Curitiba PR

Além das reduzidas emissões destes compostos a emissão de CO₂ é menor relativamente ao trabalho útil produzido, devido à maior eficiência dos processos, o que garante ao gás natural uma posição de destaque nos esforços pela redução da emissão de gases do efeito estufa.

Ressaltando a importância do gás natural como o energético que emite menos poluentes na atmosfera a concessionária de distribuição de gás da Bahia, a Bahiagás apresentou em Salvador, (BA), dia 09 de junho de 2005 o projeto “Os Benefícios Ambientais do uso do Gás Natural na Bahia”. Neste projeto a Bahiagás contou com as participações do Centro de Recursos Ambientais – CRA (BA), do Laboratório de Energia e Gás da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia - UFBA, do Núcleo de Pesquisa, Energia e Sistemas Energéticos da Universidade de Salvador – UNIFACS e a Econergy, empresa com experiência

internacional na área de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL), que contribuíam para o conteúdo científico e o aperfeiçoamento do projeto, que tinha como objetivo mostrar ao mercado a relevância do uso do gás natural pela ótica ambiental.

Foram feitas medições das emissões de gases poluentes provenientes do uso do gás natural e esse resultado foi comparado com as emissões hipotéticas causadas por outros combustíveis. Foram medidas as emissões de CO₂, NO_x, SO₂ e particulados. O resultado demonstrou que as vantagens são grandes. Por exemplo, a indústria baiana deixou de emitir cerca de um milhão de toneladas de CO₂ em 2003 e cerca de 6 milhões de toneladas de CO₂ nos dez anos estudados (de 1994 a 2003).

Esses benefícios têm um impacto direto na qualidade de vida da população.

O estudo relaciona dois níveis de emissões de CO₂, Nox, Particulados e SO₂.

As emissões geradas através do uso real do gás natural e as que teriam sido geradas caso fossem utilizados nesse período, outros combustíveis fósseis, tais como o GLP, a gasolina, o coque e o óleo. A Bahiagás estudou todos os segmentos da economia que utilizam gás natural, porém o de maior peso para a pesquisa foi o industrial.

A Tabela 4 a seguir mostra os resultados obtidos pela Bahiagás nos estudos realizados:

Tabela 4 Emissões em 2003 na Bahia (em toneladas)

	SO ₂	NO _x	Particulados	CO ₂
Gás Natural (1)	167	5.100	95	2.398.101
Outros Combustíveis (2)	15.297	7.759	2.812	3.426.717
Diferenças (2) – (1)	15.130	2.659	2.717	1.028.616

Fonte: Bahiagás, 2005

Os benefícios obtidos apresentados pelo projeto podem ser vistos na Tabela

Tabela 5 Benefícios no período de 1994 a 2003 na Bahia (em toneladas)

	SO ₂	NO _x	Particulados	CO ₂
Gás Natural (1)	932	29.294	533	13.570.455
Outros Combustíveis (2)	89.532	47.965	18.999	19.695.164
Diferenças (2) – (1)	88.600	18.671	18.466	6.124.709

Fonte: Bahiagás, 2005

A Companhia de Gás de São Paulo também desenvolveu estudo semelhante, para a região do Vale do Paraíba, mostrando com clareza as quantidades dos produtos derivados do petróleo, tais como o óleo combustível (OC), gás liquefeito de petróleo (GLP) e óleo diesel (OD), que foram deslocados e desta forma substituídos pelo gás natural.

Este estudo foi desenvolvido pela Superintendência de Vendas e Marketing Industrial da empresa e contempla os anos de 1999 até 2005, identificando anualmente as quantidades deslocadas de outros energéticos, conforme demonstrado na Tabela 6, a seguir:

Tabela 6 Derivados de petróleo substituídos pelo GN

Ano	OC (t)	GLP (t)	OD (m ³)
1999	535	0	0
2000	23.404	112	0
2001	14.633	424	0
2002	89.765	616	0
2003	205.389	2.720	43
2004	335	162	0
2005	61.312	2.898	0
total	395.373	6.932	43

Fonte: Comgás, 2006

As quantidades em volume de gás natural utilizadas anualmente na substituição dos derivados de petróleo mencionados estão relacionadas na Tabela 7.

Tabela 7 Volume de GN agregado em mil m³

Ano	volume (m ³)
1999	567.046
2000	24.943.070
2001	16.037.643
2002	95.900.806
2003	221.106.612
2004	557.016
2005	68.599.538
total	427.711.731

Fonte: Comgás, 2006

Os valores da Tabela 8 a seguir foram estimados pela Comgás em função das composições químicas dos energéticos e de sua capacidade de emitirem poluentes, caso não fossem substituídos pelo gás natural no período de 1999 a 2005. Essas estimativas envolvem os segmentos industrial, comercial e residencial da região.

Tabela 8 Valores estimados das emissões de poluentes de 1999 a 2005.

Material particulado	1.147.998	Kg
Dióxido de enxofre (SO ₂)	7.159.029	Kg
Dióxido de carbono (CO ₂)	1.286.106	t

Fonte: Comgás, 2006

Os valores apresentados na Tabela 9 foram obtidos levando-se em consideração a composição química do gás natural distribuído pela empresa, no Vale do Paraíba.

Tabela 9 Valores medidos das emissões de poluentes (após a conversão para GN)

Material particulado	42.771	Kg
Dióxido de enxofre (SO ₂)	6.416	Kg
Dióxido de carbono (CO ₂)	855.423	t

Fonte: Comgás, 2006

Analisando os valores constantes das Tabelas 8 e 9 apresentadas pela Comgás conclui-se que a região do Vale do Paraíba teve benefícios ambientais importantíssimos, com a redução da emissões de poluentes após a utilização do gás

natural em substituição as outros energéticos reconhecidamente mais poluidores, proporcionando acentuada melhoria da qualidade de vida da comunidade local.

A Tabela 10 mostra a redução comprovada pela Comgás nas emissões de poluentes.

Tabela 10 Redução comprovada em % e peso após a conversão para GN

Material particulado	96 %	1.105.227 kg
Dióxido de enxofre	100 %	7.152.613 kg
Dióxido de carbono	33 %	430.683 t

Fonte: Comgás, 2006

A Comgás distribui o gás natural na região do Vale do Paraíba através de gasodutos, não necessitando desta forma utilizar transporte rodoviário de carga, que é necessário no caso dos outros combustíveis fósseis. Assim, foi possível estimar com precisão a quantidade de caminhões que deixaram de circular pelas estradas da região (Quadro 15) e conseqüentemente deixando de poluir a atmosfera com o lançamento de grandes quantidades de monóxido de carbono, provenientes das queimas de combustíveis, proporcionando de forma indireta um acréscimo significativo nos benefícios ambientais para o Vale do Paraíba.

Anos	Óleo combustível	GLP	Óleo Diesel
98/99	27	0	0
99/00	1.170	10	0
00/01	732	38	0
01/02	4.488	56	0
02/03	10.269	246	2
03/04	17	15	0
04/05	3.066	263	0
Total	19.769	628	2

* 20 m³ por caminhão

Total geral	20.399	Caminhões
	40.797	Viagens (Base /Consumidor/ Base)

Quadro 15 Caminhões retirados de circulação pelo uso do gás natural
Fonte: Comgás. Superintendência de Vendas e Marketing Industrial. 2006

* Capacidade de carga estimada para cada caminhão

4.6 Vantagens Comparativas do Uso do Gás Natural

Em comparação aos óleos combustíveis, carvão, lenha, e gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural é o combustível de origem fóssil que tem o menor impacto sobre o meio ambiente e que gera menos resíduos e emissões, apresentado significativas vantagens operacionais e econômicas, mostradas na seqüência.

4.6.1 Vantagens Operacionais

São vantagens estrategicamente importantes quando comparadas com outras energias concorrentes, a saber:

4.6.1.1 Em comparação com o uso da lenha:

- . permite partidas e paradas instantâneas;
- . controle total do processo (fogo alto, fogo baixo e piloto);
- . aproveitamento total do combustível ao ser queimado;
- . alimentação automática;
- . não sofre alterações de umidade;
- . reduz o tempo e o número de paradas para manutenção;
- . aumenta a vida útil dos equipamentos e a sua disponibilidade;
- . eleva sensivelmente o rendimento térmico;
- . dispensa a estocagem ou armazenamento com o uso de espaços;
- . elimina o movimento de caminhões transportando lenha.

4.6.1.2 Em comparação com o uso de óleo combustível

- . combustão completa;
- . permite o controle e ajuste fino de vazão e temperaturas;
- . permite a queima direta;
- . dispensa o aquecimento para a queima no inverno;
- . reduz o tempo e o número de paradas para manutenção;
- . aumenta a disponibilidade dos equipamentos;
- . não deposita contaminantes nas superfícies de troca de calor;
- . não deposita contaminantes nos produtos;
- . não deteriora os elementos refratários;
- . não desregula ou entope os maçaricos;
- . aumenta a vida útil dos equipamentos;
- . dispensa a estocagem;
- . proporciona elevado rendimento térmico;
- . reduz o movimento de entrada e saída de caminhões que transportam combustível.

4.6.1.3 Em comparação com o uso de gás liquefeito de petróleo (GLP).

- . composição química constante;
- . isento de compostos pesados;
- . atende as variações abruptas de vazão e dispensa o aquecimento;
- . não se acumula no ambiente, por ser mais leve que o ar;
- . maior segurança operacional.

4.6.2 Vantagens Econômicas

São vantagens muitas vezes decisivas quando comparadas com outras energias concorrentes, a saber:

4.6.2.1 Em comparação com o uso da lenha

- . não tem frete rodoviário;
- . dispensa manipulação e seus decorrentes (alimentação de fornalha, (picotamento));
- . dispensa esteiras e proteção contra chuva;
- . reduz sensivelmente a mão de obra;
- . elimina o custo financeiro de estocagem;
- . reduz o custo de manutenção dos equipamentos;
- . posterga os investimentos em troca de equipamentos;
- . melhoria do rendimento energético

4.6.2.2 Em comparação com o uso do óleo combustível

- . não tem frete rodoviário;
- . não necessita de bombeamento;
- . elimina o custo financeiro de estocagem;
- . permite o uso da área utilizada para estocagem ;
- . reduz o seguro por não estocar combustível inflamável;
- . diminui os custos de manutenção;
- . reduz sensivelmente a necessidade de troca dos refratários;
- . reduz os tempos de parada que representam perda de faturamento;

- . posterga os investimentos em troca de equipamentos;
- . elimina a necessidade de instalação e operação de equipamentos de controle de emissões;
- . é pago depois da utilização;
- . não exige gastos de energia com o aquecimento para queima.

4.6.2.3 Em comparação com o uso do gás liquefeito de petróleo (GLP)

- . não tem frete rodoviário;
- . não necessita de aquecimento no inverno;
- . possibilita a utilização da rede existente;
- . elimina o custo financeiro de estocagem ;
- . permite o uso da área destinada a estocagem ;
- . reduz o custo do seguro da fabrica;
- . menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção;
- . menor custo de manuseio de combustível.

4.6.3 Vantagens Ambientais

As vantagens ambientais passam a ser de importância fundamental dentro da atual preocupação mundial de se preservar o meio ambiente, buscando um desenvolvimento equilibrado e sustentável. A seguir, estão relacionadas algumas dessas vantagens:

- . não apresenta restrições ambientais devido a sua composição química ser constante e sem presença de compostos pesados;

- . reduz sensivelmente a emissão de particulados (cinzas);
- . redução de doenças respiratórias em função da melhoria da qualidade do ar;
- . dispensam a manipulação de compostos químicos perigosos;
- . elimina o tratamento dos efluentes dos produtos de queima;
- . significativa redução do desmatamento;
- . baixíssima presença de contaminantes;
- . não exige tratamento de gases de combustão;
- . rápida dispersão de vazamentos;
- . tecnologias apropriadas reduzem as emissões de CO₂ e NO_x a níveis aceitáveis;
- . reduz os passivos ambientais, agregando valor a empresa.

5 CONCLUSÃO

Historicamente, a utilização do gás natural no Brasil sempre foi reduzida estando concentrada apenas em alguns poucos estados e em determinados segmentos do setor industrial brasileiro.

Entre 1998 e 2000, verificou-se uma profunda mudança na matriz energética brasileira que deverá ter efeitos duradouros na economia do país: a chamada decolagem do consumo de gás natural. Espera-se com essa mudança, que o gás natural abandone uma posição por longo tempo apenas residual no Balanço Energético e assuma o papel de vetor de desenvolvimento e integração nacional.

Para que isso seja possível, há necessidade de se efetuar uma revisão na indústria do gás natural com a criação de um novo modelo que possibilite o desenvolvimento de um mercado competitivo para esse energético e que propicie o surgimento de uma nova organização industrial, revendo em especial o papel da Lei nº 9478/87, conhecida como Lei do Petróleo. Dentro do contexto desta Lei, o gás natural é tratado como um derivado do petróleo não recebendo o tratamento merecido de uma fonte de energia primária. Ela também não contempla alguns pontos fundamentais que seriam necessários para o desenvolvimento da indústria brasileira do gás natural, como por exemplo a definição da competência regulatória entre as esferas federal e estadual, a exigência de que a operadora de transporte seja a detentora dos ativos que opera, a liberação dos consumidores finais, a exigência da anuência dos contratos de transportes, etc.

Considerando que o mercado de gás natural se encontra em formação e que este é o momento oportuno para se discutir o seu papel como energia econômica e ambientalmente vantajosa, a transição entre o monopólio da Petrobrás e um

ambiente no qual vários agentes possam participar, reveste-se, portanto de enorme significado.

O governo federal precisa definir uma política governamental mais direta, que incentive a maior participação do gás natural na matriz energética brasileira, criando como exemplo uma legislação mais ampla que envolva as questões ambientais, restringindo à queima da lenha e de óleos combustíveis, bem como a utilização da água. Isso acontecendo de uma ou de outra forma, os custos da cadeia de produção, do transporte, da distribuição e da comercialização serão mais atrativos em comparação com outros energéticos, além é claro de propiciar a geração de novos e desejados empregos.

A lógica da destruição do meio ambiente ou do aproveitamento sem limites dos bens naturais, dos modelos de produção baseados exclusivamente na rentabilidade econômica e na otimização financeira, esta chegando ao fim. O novo paradigma se apóia na tecnologia para encontrar soluções efetivamente globais e justas para o binômio meio ambiente e desenvolvimento.

Desta forma, conclui-se que o surgimento do gás natural é a melhor alternativa para se realizar de forma ordenada e segura a transição da sociedade industrial atual para uma nova sociedade tecnológica e ecológica, baseada em insumos e processos ambientais economicamente sustentáveis.

REFERENCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETROLEO. **Organização da indústria brasileira de gás natural e abrangência de uma nova legislação**. Mar. 2004, 17 p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Balanco energético nacional 2005**. Destaques da Energia 2004. item 1.1.3 Gás natural, paginas 4, 5 e 8.

ALONSO, Paulo Sergio Rodrigues. **Estratégias corporativas aplicadas ao desenvolvimento do mercado de bens e serviços**: uma nova abordagem para o caso da industria de gás natural no Brasil. Mar 2004. 496 f. Tese de Doutorado. Coordenação dos Programas de Pós Graduação em Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro.

ALONSO, Paulo Sergio Rodrigues. **O gás natural na matriz energética brasileira**: avaliação global de seus impactos, estratégias para disseminar uma utilização e criação de um suporte de tecnologias para o Brasil. 1999. Dissertação de Mestrado. Coordenação dos Programas de Pós Graduação em Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **NBR. 7198**: Instalações prediais de água quente. Rio de Janeiro.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **NBR. 1257**: Utilização de gás natural em veículos automotores. Rio de Janeiro. 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE AGÊNCIAS DE REGULAÇÃO. Agências associadas. Disponível em:

<http://www.abar.org.br/agencias>

Acesso em 16 de fevereiro de 2006

BORELLI, Clessio Bento; NAKA, Hamilton Kamehiko; OLIVEIRA, Valdir do Carmo. **Gás natural – transporte e distribuição**. Introdução ao Petróleo e Gás Natural. PIPGE- EE, USP, abr. 2001. Disponível em <http://br.share.geocities.com/jbonds_0072001/pagina03.htm> Acesso em 09 de janeiro 2006.

BRASIL. Ministério de Infra-estrutura. **Portaria nº 107**, de 13 de maio de 1991. Contribuição ao reexame da matriz energética brasileira.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. CONPET. **Gás Natural**: Informações Técnicas. Disponível em:
<http://www.conpet.gov.br/comofazer/comofazer_int.php/segmento=corporativo&id_comofazer_serie=30>.
Acesso em: 25 jun 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Decreto Federal nº 3.371** de 24 de fevereiro de 2000.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Lei nº 9.478** de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Resolução n. 17/87**. Estabelece especificações técnicas do gás para consumo. 2.205ª Sessão Ordinária, 01 dez, 1987.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria n. 41** de 15 de abril de 1998. Estabelece as especificações para o consumo do gás natural em todo o território nacional.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Decreto 2455** de 14 de janeiro de 1998. Dispõe sobre a regulamentação e atuação da Agência Nacional do Petróleo.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria n.170** de 26 de novembro de 1998. Estabelece a necessidade de autorização da ANP para a construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria n. 104** de 07 de julho de 2002. Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Manual de instrução para enquadramento de projetos de transporte dutoviário de gás natural**. Fev, 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica de nº 033**, de 23 de julho de 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal do gás natural**. out e nov. 2005.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Resolução nº 18** de 06 de maio de 1986.

BRASIL. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis. **Portaria n. 1937**, de 28 de setembro de 1990.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. **Resolução nº 23**, de 05 de julho de 2001.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. **Fossil fuels** – coal, oil and natural gas. Disponível em: <http://www.energyquest.ca.gov/story/chapter08.html>. Acesso em 26 de julho de 2006.

CECHI, Jose Cesário. **Industria brasileira de gás natural: Regulação e Desafios Futuros**. MME, ANP. Rio de Janeiro, 2001. 152 p.

CECHI, José Cesário. **A definição de um novo marco regulador para a industria do gás natural no Brasil**. MME, ANP. Rio de Janeiro, 2005.

CENTRO DE TECNOLOGIAS DO GÁS. CTGAS. **Bacia pode abastecer o Brasil por 60 anos**. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br/template02.asp?parametro=7864>> Acesso em 26 de maio 2006

COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA. **Gás natural um combustível eco-eficiente**. Disponível em: http://www.bahiagas.com.br/downloads/resumo_gas_natural.pdf Acesso em 26 de abril de 2006

COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS. **História do gás natural**. Disponível em: http://www.gasmig.com.br/gasnatural/gasnatural_historias.asp. Acesso em 27 de agosto de 2006.

COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS. **Áreas de atuação**. Disponível em: http://www.gasmig.com.br/areasatuacao/atuacaogasmig_industrial.asp. Acesso em 25 de agosto de 2006.

COMPANHIA DE GÁS DE PERNAMBUCO. **Sobre o gás natural: O que é**. Disponível em: <http://www.copergas.com.br/site/ctudo-conteudo.asp?idesecao=13>. Acesso em 12 de junho de 2006.

COMPANHIA DE GAS DE SÃO PAULO. **Gás Natural: Benefícios**. Disponível em: http://www.comgas.com.br/templates/gnatural_beneficios.aspx?page=601&idiom=1. Acesso em 12 de março de 2006.

COMPANHIA DE GAS DE SÃO PAULO. **Gás natural preserva o meio ambiente e o seu negocio**. Comgás, 2004, 12 p.

COMPANHIA DE GAS DE SÃO PAULO. Os novos clientes GNV. **Comgás Total**, n.19, fev 2002. p. 8.

COMPANHIA DE GAS DE SÃO PAULO. Rodar o Brasil com GNV. **Comgás Total**, n. 21, abr. 2002. p.11.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **O gás natural e a indústria**. Brasília, 1989.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Official Energy Statistics from the U.S. Government: Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/kids/history/timelines/naturalgas.html>. Acesso em 18 de outubro de 2006.

FACHIN, Odília. **Fundamentos da metodologia**. 4 ed. Saraiva, 2005, 200 p.

FAINSTEIN, Roberto; MATOS, Marcilio. **Tecnologia sísmica moderna**. Sociedade Brasileira de Geofísica,. Rio de Janeiro, 2006.

FERRAN, Axel de. et al. **Prospecção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás**. c 1: A exploração de petróleo no Brasil. UFRF, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2003, 18 p.

GASNATURAL SÃO PAULO SUL S.A. **Meio ambiente**. Disponível em:
<http://www.gasnaturalsps.com.br/meioambiente.html>
Acesso em 19 de maio de 2006.

HINRICHS, Roger A; KLEINBACH, Merlin. **Energia e meio ambiente**. Pioneira Thomson Learning. 3 ed. São Paulo, 2003.

ILHA, Marina S. de Oliveira; GONÇALVES, Orestes M; KAVASSAKI, Ykio. **Substituição de energéticos para o aquecimento de água em edifícios residenciais**. SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE GAS NATURAL, 3. 1991, Instituto Brasileiro do Petróleo, São Paulo. Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK. **Department of Energy**. Washington USA 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Emission Reductions in the Natural Gas Sector Through Project-Based Mechanisms. IEA Information Paper, 2003. Disponível em:
<http://www.iea.org/Textbase/publications/freenewresult.asp?title=Emission+Reductions+in+the+Nat...>
Acesso em 03 de março de 2005.

INSTITUTO DE ENGENHARIA (São Paulo). A malha logística do gás natural. **Revista Engenharia**, n. 538, maio 2000, p. 38 – 61.

JANUZZI, Gilberto de Martino; SWISHER, Joel N. P. **Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente conservação de energia e fontes renováveis**: Autores Associados, Campinas, 1997.

LAKATOS, E.,M.; MARCONI, M.A. **Fundamentos da metodologia científica**. São Paulo: Atlas, 3 ed. 1995. 270 p.

LANDI, Francisco Del Nero; de ALMEIDA, Guilherme Gomes; **Instalações de redes internas de gás combustível em edificações habitadas**. SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE GAS NATURAL, 3. 1991. Instituto Brasileiro do Petróleo, São Paulo. Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antonio Rosa do. **Geração termelétrica**: planejamento e operação Rio de Janeiro. Interciencia, 2 v. 2004.

MARTINEZ, Jose Antonio; ABREU, Parcy Louzada de. **Gás Natural**: O combustível do novo milênio. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003.

MELO, Josué Pereira. **Cenários do gás canalizado no Estado de São Paulo**. São Paulo: Artliber , 2002, 237 p.

NATURAL GAS SUPPLY ASSOCIATION (NGSA). **Extraction, exploration, production, transportation, storage and distribution**. Disponível em: <http://www.naturalgas.org/naturalgas/exploration>
Acesso em 25 de maio de 2006.

OIAMA, Roberto; OLIVEIRA JR. José Mario Gurgel de. **Utilização de gás natural comprimido em veículos e ônibus na cidade de Natal / RN**. SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE GAS NATURAL, 3.1991. Instituto Brasileiro do Petróleo, São Paulo. Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

PAULA, Cláudio Paiva de; ENNES, Sergio A. Weigert. **Suprimento de energia elétrica**: a viabilidade da cogeração a gás natural. SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE GÁS NATURAL, 3. 1991. Instituto Brasileiro do Petróleo, São Paulo. Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

PETROBRAS GÁS S.A. GASPETRO. **Gás Natural**: Composição típica. Disponível em: <http://www.gaspetro.com.br/paginadinamica.asp?grupo=275&apres=publ>
Acesso em 03 de maio de 2004.

PETROLEO BRASILEIRO S.A. **Previsão de mercado de demandas de petróleo, gás natural**. Plano Plurianual de Investimentos, 1996.

PETROLEO BRASILEIRO S.A. Gerencia de Produtos Químicos, Comercialização de Energéticos. **Gás natural para fins industriais**. GPQ / COEN, Mar. 1988. 79 p.

PHYSICAL PROPERTIES OF NATURAL GASES. **Combustion and flue gas properties**. N.V. Nederlandse Gasunie, Section 3, The Netherlands, 1988. 255 p.

POULALLION, Paul Louis. **Manual do gás natural**. COASE e CNI, 1986. 350 p.

PROJETO GASNET. **GNL: Descrição do sistema**. Disponível em:

http://www.gasnet.com.br/novo_gnl_descricao.asp

Acesso em 23 de abril de 2005

PROJETO GASNET. **Gás Natural. O Produto**. Disponível em:

http://www.gasnet.com.br/novo_gásnatural/produto_completo.asp#prod1

Acesso em 04 de outubro de 2005

REVISTA GAS AMBIENTE. GNV não explode. Novo Meio. São Paulo. Nov. Dez. 2004. 42 p.

REDEGASENERGIA TECNOLOGIA E DESENVOLVIMENTO. **Transporte, armazenamento e distribuição**. Disponível em:

http://www.redegasenergia.com.br/homeaplicacao.phd?idnivel2=34&segmento=1&id_nivel_aplic=16

Acesso em 27 de abril de 2006.

REVISTA PETRO & QUIMICA. Uma agenda positiva... mas repleta de gargalos. Valete. ed. 245. Rio de Janeiro, fev. 2003.

REVISTA PETRO & QUIMICA. Uma pista certa. Valete Editora Técnica e Comercial. ed. 258. Rio de Janeiro, mar. 2004.

REVISTA PETRO & QUIMICA. No limiar das novas tecnologias. Valete Editora Técnica e Comercial. ed. 270. Rio de Janeiro, mar. 2005.

REVISTA QUATRO RODAS. Comparação das despesas com álcool, gasolina e gás natural. Abril. São Paulo, out. 2002.

REVISTA VEJA RIO. Uma alternativa – Gás natural tem utilidades no Rio: Abril. Rio de Janeiro, maio, 2001.

RODRIGUES, Manoel Gonçalves; CHAGAS, Nilo Koshec. **A questão ambiental e o gás natural na nova ordem de produção**. SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE GAS NATURAL, 3. 1991. Instituto Brasileiro do Petróleo, 3. São Paulo, Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

SÃO PAULO (Estado); **Portaria CSPE – 160**. Condições gerais para o fornecimento de gás canalizado no Estado de São Paulo. 20 dez. 2001

SÃO PAULO (São Paulo). **Lei nº 12.140** de 05 jul 1996.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA. **A Geofísica**. Disponível em:
<http://www.sbgf.com.br/geofisica/geofisica.html>
Acesso em 20 de maio de 2005

SZWARC, Alfred. **Panorama actual del control de emisiones diesel em Brasil y substitución por gás natural**. SIMPOSIO PROTECCION AMBIENTAL APLICADA POR MEDIO DEL USO DE CONVERTORES CATALITICOS PARA AUTOMOTORES. 10 de maio de 1993. Buenos Aires. Disponível em: Biblioteca da Cetesb, São Paulo.

TOMALSQUIM, Mauricio Tiomno. **Meio ambiente, eficiência energética e progresso técnico**. Instituto Nacional de Eficiência Energética, out. 1993.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno, SZKLO, Alexandre. **O mercado de energia no Brasil: 1988 – 2010**. T. 1,2. Rio de Janeiro. Enege. Ago, 1988.

THE AMERICAN GAS ASSOCIATION. System Design,V. III. **Distribution**. Book D1, Arlington, Virginia, 1990, 667 p.

THE AMERICAN GAS ASSOCIATION. **Plastic Pipe Manual for Gas Service**. Catalog nº XRO185, pp.18, 21-5, 26-9, 30. Arlington, Virginia, 1985.

THE AMERICAN GAS ASSOCIATION. **Gas Engineers Handbook**: Industrial Press Inc., 1965, 1550 p.

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS. **Sísmica 4D esta ajudando a Petrobrás a recuperar óleo em Campos**. Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo, 2005.
Disponível em:
http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE48/abr_13_3.htm.
Acesso em: 23 outubro de 2005.

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS. Departamento de Engenharia de Petróleo, 2006.
Programa Descubra o Petróleo. Disponível em:
file:///A:/_520DEP%20_520Departamento%20de%20Engenharia%20de%20Petroleo.htm.
Acesso em 19 de maio de 2006.

VIEIRA, Petrônio Lerche; et al. **Gás natural**: benefícios ambientais no Estado da Bahia. Salvador. Solisluna Design, 2005, 132 p.