

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

## **Gás Natural: Perspectivas e Utilização**

Autor: Sérgio Ricardo Lourenço

Orientador: Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi

Fevereiro de 2003

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Gás Natural: Perspectivas e Utilização**

Autor: Sérgio Ricardo Lourenço

Orientador: Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2003

SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

L934g

Lourenço, Sérgio Ricardo

Gás natural: perspectivas e utilização / Sérgio Ricardo  
Lourenço.--Campinas, SP: [s.n.], 2003.

Orientador: Elias Basile Tambourgi.  
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas,  
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Desenvolvimento energético. 3.  
Combustíveis fósseis. 4. Recursos energéticos. 5. Energia  
termelétrica. I. Tambourgi, Elias Basile. II. Universidade  
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.  
Título.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO**

# **Gás Natural: Perspectivas e Utilização**

Autor: Sérgio Ricardo Lourenço

Orientador: Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi

---

Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi, Presidente

Universidade Estadual de Campinas - SP

---

Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay

Universidade Estadual de Campinas - SP

---

Prof. Dr. Roger Josef Zemp

Universidade Estadual de Campinas - SP

Campinas, fevereiro de 2003

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho aos meus queridos pais.

## **Agradecimentos**

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Aos meus pais, Ana e Sérgio Lourenço, pelo incentivo, orientação e ajuda em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Elias Basile Tambourgi, que me mostrou os caminhos a serem seguidos.

Agradeço também a namorada Katiane Silveira e ao meu irmão, Douglas E. Lourenço pela confiança e incentivo.

Sou grato também à atenção dispensada pelo Prof. Dr. Arnaldo Walter, presidente da SCPG em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Aos amigos, Profa. Ana Cláudia W. César, Prof. Dr. Júlio César Dutra e Prof. Alexandre Rigotti, pelo incentivo e prestimosidade que lhe são peculiares.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta ou indireta na conclusão deste trabalho.

*Nunca uma coisa é atingida e depois permanece em paz,  
no conforto do sucesso. Quando uma conquista é atingida  
começa o período de mais trabalho, porque o sucesso  
não é uma coisa, é a prática da excelência.*

## Resumo

LOURENÇO, Sérgio Ricardo, *Gás Natural: Perspectivas e Utilização*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 106p. Dissertação (Mestrado).

Nos últimos anos, a atenção à utilização do gás natural como alternativa factível para a geração de energia elétrica, através das usinas termelétricas, tem despertado grande interesse. Porém o incremento da participação deste combustível na matriz energética brasileira não ocorreu no ritmo esperado. Após a desvalorização do real no início de 1999, percebeu-se a vulnerabilidade do modelo proposto para a inserção do gás natural no contexto brasileiro, devido à indexação do preço do gás ao dólar. A instalação de novas usinas termelétricas esbarrou em entraves ambientais e comerciais, comprovando a fragilidade do modelo, até então adotado. Em contrapartida, a distribuição do gás natural é uma realidade, alavancada pelo Gasoduto Bolívia-Brasil. Projeto este alicerçado na utilização do gás para fins de geração termelétrica. Entretanto outras formas de utilização deste energético podem e devem ser fomentadas buscando o melhor rendimento sistêmico. Assim, o presente trabalho permeia os aspectos relevantes do incremento na utilização do gás natural na matriz energética brasileira. Objetiva-se vislumbrar a sistemática do uso do mesmo. Sendo o gás natural uma fonte primária de energia de origem fóssil, portanto não-renovável, seu uso é confinado a um período finito de utilização. Todavia, as reservas provadas garantem o suprimento por razoável período. Isto garante e justifica o uso deste combustível nos próximos anos. O trabalho também apresenta um estudo da viabilidade do uso do gás natural *versus* o uso da gasolina, em um veículo tipo caminhonete. Após a reflexão sobre as ações tomadas, no contexto atual e futuro, conclui-se que a melhor alternativa para o uso do gás natural é, no primeiro momento, a utilização em termelétricas, em ciclos combinados, sistemas de cogeração e o uso mais extensivo na área dos transportes, nos motores à combustão interna.

### *Palavras chave:*

Gás natural, desenvolvimento energético, combustíveis fósseis, recursos energéticos, energia termelétrica.



## **Abstract**

LOURENÇO, Sérgio Ricardo, *Natural Gas: Perspectives and Utilization*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 106p. Dissertação (Mestrado).

The use of natural gas as a viable alternative for the generation of electrical energy by means of thermoelectrical plants has drawn attention for the last years. However, the percentage of participation of this fuel in the Brazilian energy matrix (fuel mix) has not increased the way it was expected. After the devaluation of the Brazilian Real, which took place in early 1999, the proposed model proved its vulnerability for the insertion of natural gas into the Brazilian context, due to the indexation of its price to the American Dollar. The installation of thermoelectrical mills faced both environmental and commercial barriers, proving the fragility of the model adopted by then. On the other hand, the distribution of natural gas is a reality, reinforced by the Bolivia-Brazil gasoduct – a project for the utilization of gas for thermoelectrical generation purposes. Despite this, other forms to use this energetical potential may and must be fomented to seek for the best systemic yield. Therefore, the present work deals with the tangible and real aspects to increase the use of natural gas in the Brazilian energy matrix (fuel mix), aiming at showing the systematicness of its use. As natural gas is a primary source of energy from fossil origin, and consequently non-renewable, its use will eventually come to an end. Nevertheless, the credible resources guarantee its supply for a reasonable period of time, which justifies its use for the upcoming years. The present work also presents a viability study of the use of natural gas versus petrol in a small van-type vehicle. After considering both the taken measures and the present context before the collapse of the electrical system, it is concluded that the best alternative for the use of natural gas is, primarily, in thermoelectrical mills of combined cycle, and then migrating to cogeneration systems and finally to a more extensive use in the transportation area, more specifically in internal combustion engines.

*Key words:*

Natural gas, energetical development, fossil fuel, resources energeticals, thermoelectrical energy.

# Índice

Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	vi
Nomenclatura	vii
Capítulo 1	
1 Introdução	1
1.1 Cenário Atual	1
1.2 Objetivo da Dissertação	2
1.3 Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2	
2 Gás Natural	4
2.1 Gás Natural Como Energia Primária no Mundo	4
2.2 Características do Gás Natural	6
2.2.1 Gás Natural Boliviano	9
2.2.2 Gás Natural Fornecido Pela Comgás	10
2.3 Utilizações do Gás Natural	11
2.3.1 Gás Natural na Indústria	12
2.3.2 Gás Natural nas Indústrias Siderúrgica e Metalúrgica	13
2.3.3 Gás Natural na Indústria Petroquímica	13
2.3.4 Gás Natural Veicular (GNV)	14
2.3.5 Gás Natural para Geração de Energia Elétrica	16
2.4 Impactos Ambientais Decorrentes do Uso do Gás Natural	16
2.4.1 Características Ambientais do Gás Natural	16
2.4.2 Impactos Produzidos pela Substituição Energética	18
2.4.3 Poluição Gerada pelos Motores à Combustão Interna	20
2.5 Reservas, Produção e Perspectivas	21
2.5.1 Reservas Mundiais de Gás Natural	21
2.5.2 Reservas Sul Americanas de Gás Natural	22
2.5.2.1 Argentina	23
2.5.2.2 Bolívia	25

2.5.2.3 Brasil	26
2.5.2.4 Chile	27
2.5.2.5 Colômbia	27
2.5.2.6 Peru	28
2.5.2.7 Venezuela	28
2.6 Potencial de Consumo de Gás Natural	29
2.6.1 Potencial de Consumo no Brasil	29
2.7 Petróleo, Eletricidade e Gás Natural	30
2.8 Aspectos Econômicos e Legais	31
2.8.1 Legislação para o Gás Natural	32
2.8.2 Preços e Tarifas	35
Capítulo 3	
3 Gás Natural Liquefeito (GNL)	37
3.1 Principais Países Produtores de GNL	38
3.2 Processo de Liquefação	38
3.3 Navios Metaneiros	40
3.4 Terminais de Recebimento de GNL	41
3.5 A Experiência Argentina em Centrais de Liquefação	42
3.6 Planta de GNL em Trinidad e Tobago	43
Capítulo 4	
4 Geração de Energia Elétrica	44
4.1 Geração de Energia Elétrica com Recursos Hídricos	46
4.2 Geração de Energia Térmica no Brasil	46
4.3 Geração de Energia Elétrica com Gás Natural	47
4.3.1 Turbina a Gás e Ciclo Combinado	47
4.3.2 Termelétricas Convencionais	50
4.3.3 Custo da Geração	55
4.4 Geração Distribuída	57
4.5 Panorama do Setor Elétrico Brasileiro	59
4.6 Programa Prioritário de Termoeletricidade	61

Capítulo 5	
5 Gasodutos	63
5.1 Gasodutos Nacionais dos Países da América do Sul	64
5.2 Gasodutos Internacionais de Integração	70
Capítulo 6	
6 Integração Regional	75
6.1 O Mercosul Como Bloco Econômico	75
6.2 Entendimentos Iniciais para a Formação do Mercosul	77
6.3 Relações Entre o Mercosul e a ALCA	78
6.4 O Brasil e a ALCA	79
6.5 Novos Parceiros Para o Mercosul	81
Capítulo 7	
7 Novos Projetos	85
7.1 Projeto Cabiúnas	85
7.2 Projeto Gás-Sal do Rio Grande do Norte	87
7.3 Terminal de SUAPE	88
7.4 Projeto do Complexo Gás-Químico do Rio de Janeiro	89
Capítulo 8	
8 Estudo da Viabilidade Econômica para Instalação de GNV	94
8.1 Dados Preliminares	94
8.2 Estudo dos Custos para Alimentação a Gasolina	95
8.2.1 Custos com Lubrificação	95
8.2.2 Custos com Gasolina	95
8.2.3 Cálculo do Valor Presente Líquido	96
8.3 Estudo dos Custos para Alimentação com GNV	97
8.3.1 Custos com Lubrificação	97
8.3.2 Custos com GNV	97
8.3.3 Cálculo do Valor Presente Líquido	98
8.4 Cálculo do Prazo de Retorno	98

Capítulo 9	
9 Conclusões	99
Capítulo 10	
10 Referências Bibliográficas	101

## **Lista de Figuras**

2.1 Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras	26
2.2 Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras nos Estados	26
2.3 Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras nos Estados	27
4.1 Instalação a Ciclo Combinado	49
4.2 Usinas em Construção	27
4.3 Usinas Outorgadas (1998-2001)	28
5.1 Rede de Gasodutos	66
5.2 Gasoduto Bolívia-Brasil	71

## **Lista de Tabelas**

2.1 Produção de Petróleo em 1901	5
2.2 Entalpia de Combustão	7
2.3 Composição do Gás Natural Boliviano	9
2.4 Composição Média do Gás Natural da Comgás	11
2.5 Participação do Gás Natural nos Setores Consumidores	12
2.6 Evolução do Consumo de Gás Natural	12
2.7 Poder Calorífico e Emissão de Gás Carbônico	19
2.8 Reservas e Produção de Gás Natural no Mundo	22
2.9 Reservas e Produção de Gás Natural nos Principais Países da América do Sul	23
4.1 Empreendimentos em Operação	44
4.2 Usinas Outorgadas Entre 1998 e 2002	45
4.3 Oferta de Geração ao Longo do Horizonte Decenal	45
4.4 Empreendimentos do PPT	62
5.1 Gasodutos ao Longo da Costa Brasileira	65

## **Nomenclatura**

ALADI – Associação Latino-Americana de Integração

ALALC – Associação Latino-Americana de Livre Comércio

ALCA – Aliança Para o Livre Comércio das Américas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo

BEN – Balanço Energético Nacional

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento

Btu – British thermal unit

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CGE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CNTP – Condições Normais de Temperatura e Pressão

CRC – Ciclo de Refrigeração em Cascata

CRM – Ciclo de Refrigeração Misto

EOL – Usina Eólicoelétrica

EUA – Estados Unidos da América

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

GNL – Gás Natural Liquefeito

GNV – Gás Natural Veicular

IEA – International Energy Agency

MME – Ministério de Minas e Energia

MF- Ministério da Fazenda

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PCI – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

Petrobras – Petróleo Brasileiro S/A

PIB – Produto Interno Bruto



PPT – Programa Prioritário de Termoelectricidade

REDUC – Refinaria de Duque de Caxias

SOL – Usina Solar Fotovoltaica

TGL – Terminal de Granéis Líquidos

UFL – Unidade de Fracionamento de Líquidos

UHE – Usina Hidrelétrica

URL – Unidade de Recuperação de Líquidos

UTE – Usina Termelétrica

UTN – Usina Termonuclear

VPL – Valor Presente Líquido

# **Capítulo 1**

## **1 Introdução**

### **1.1 Cenário Atual**

O Governo Federal pretende ampliar a participação do gás na matriz energética de 2% para 12% nos próximos dez anos. Neste momento, a principal opção para atender a ampliação da capacidade de abastecimento de energia elétrica instalada do país, passa a ser a geração térmica pelo aproveitamento do gás natural.

Com a finalidade de aumentar o abastecimento de energia elétrica foi criado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME).

O Governo Federal criou o PPT para que o parque gerador de energia elétrica não permaneça mais na dependência de boas condições hidrológicas. Hoje, 80% da energia elétrica consumida no país é gerada por usinas hidrelétricas. Por isso, o Governo estimula o uso de outras fontes energéticas, como solar, eólica e biomassa.

A maioria das termelétricas irão utilizar o gás natural como combustível, o que as tornará principais consumidoras do gás no país.

Em atenção à crise de abastecimento de energia elétrica vivido pelo Brasil em 2001, o Governo criou ainda o Programa Emergencial de Contratação de Energia Elétrica com o objetivo específico de aumentar a oferta nacional pela utilização de usinas que possam ser transportadas - por meio de contêineres, carretas, barcaças etc., e montadas em pouco tempo. Para a contratação de energia emergencial foi criada a empresa pública Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE).

Neste contexto, surgem novas oportunidades para outros setores da economia beneficiarem-se da infra-estrutura instalada.

## **1.2 Objetivo da Dissertação**

A crescente participação do gás natural na matriz energética brasileira é patente. Aliado a isto, houve a crise no setor elétrico em 2001, que demanda por aumento na capacidade de geração. Os entraves técnicos e comerciais mitigam a busca por novas alternativas para a solução do problema.

Assim, o presente trabalho irá analisar algumas possibilidades de utilização do gás natural e como o mesmo está sendo inserido na matriz energética brasileira. Também será efetuado um estudo sobre a viabilidade econômica da conversão de um veículo para o uso de GNV.

## **1.3 Estrutura da Dissertação**

O capítulo 2 trata do gás natural sob o enfoque histórico e evolução na utilização do energético ao longo do tempo. Caracteriza as propriedades químicas e físicas do mesmo e compara o gás natural boliviano com o gás fornecido pela Comgás. Enfoca os usos do combustível nos diversos setores, tais como indústrias siderúrgicas e metalúrgicas, petroquímicas e utilização veicular. Por tratar-se de um combustível fóssil, a questão ambiental é apresentada analisando os impactos causados pela substituição energética. O potencial de consumo do gás natural e aspectos econômicos e legais são descritos neste capítulo.

Uma outra forma de apresentação do gás natural, o gás natural liquefeito (GNL) é descrita e avaliada no capítulo 3.

A transformação da energia química contida no combustível em energia térmica e posteriormente em energia elétrica é estudada no capítulo 4, onde são caracterizadas as formas de geração hidráulica e térmica no Brasil. O uso do gás natural na geração de energia elétrica é apresentado, juntamente com o princípio de funcionamento das usinas termelétricas convencionais e a ciclo combinado. Este capítulo também contempla os panoramas do setor elétrico, a geração distribuída e o PPT.

A situação dos gasodutos na América do Sul é apresentada no capítulo 5, e no capítulo 6, é apresentado o panorama do Mercosul como comunidade econômica, contextualizando historicamente o processo de formação. Entende-se que o gás natural é um vetor para a integração regional entre os países detentores de reservas de gás natural, sendo o Brasil o principal e maior consumidor do combustível na América do Sul.

O capítulo 7 cita alguns novos projetos, baseados no gás natural, que exemplificam a multiutilização do mesmo.

Como estudo de caso, o capítulo 8 apresenta o estudo de viabilidade na conversão de um veículo, alimentado a gasolina, para GNV.

As conclusões são apresentadas no capítulo 9.

## Capítulo 2

### 2 Gás Natural

#### 2.1 Gás Natural Como Energia Primária no Mundo

A existência do petróleo já é citada no Antigo Testamento, quando da sua utilização na Arca de Noé e na Torre de Babel. Mais tarde, na Mesopotâmia, Egito e Pérsia, o betume era utilizado para calafetação das construções, pavimentação de estradas e embalsamamento dos falecidos. No século II os chineses retiravam petróleo e gás natural de poços a 1000 metros de profundidade e os transportavam em tubos de bambu para utilização em aquecimento e iluminação.

O químico holandês Van Helmont descobriu, em 1609, que um corpo invisível, denominado de *geist* (alma em alemão), entrava em combustão com grande desprendimento de energia (calor), mas o gás somente teve sua utilização industrial em 1795, auge da Revolução Industrial.

A primeira empresa de gás natural somente surgiu em 1865, nos Estados Unidos, ao mesmo tempo que se desenvolvia a indústria siderúrgica. Somente em 1869 o petróleo começou a ser aproveitado em larga escala industrial. Nesta época, Eldwin Drake, da Pensilvânia - EUA, descobriu uma jazida a 21 metros de profundidade. Neste ponto, instalou-se uma refinaria rudimentar para a produção de querosene e iniciou-se uma nova era na estrutura das relações econômicas e comerciais que provocariam profundas modificações no poder político e econômico do mundo.

Nesta época, o carvão era o melhor combustível disponível, mas rapidamente foi substituído pelo petróleo. A iluminação, que era feita através de óleos de rícino e baleia, passou a ser feita com querosene, que se apresentava nessa época como o mais importante derivado do petróleo.

Em 1870 a primeira empresa petrolífera foi fundada por John Rockefeller e no início do século XX já existiam algumas companhias multinacionais petrolíferas que operam até o presente.

O fato determinante na história do petróleo foi a descoberta de extensas jazidas no Texas-EUA, em 1901, naquele ano a produção mundial de petróleo era de 395 400 barris por dia, distribuídos conforme os dados da Tabela 2.1.

PAÍS	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO [barril/dia]
Rússia	206300
Estados Unidos	173400
Polônia	6400
Romênia	4900
Japão	2400
Canadá	2000
TOTAL	395400

Tabela 2.1 – Produção de Petróleo em 1901  
Fonte: História do Petróleo - Petrobrás

Em 1872 o primeiro gasoduto dos Estados Unidos foi construído, com nove quilômetros de extensão e duas polegadas de diâmetro, visando atender à demanda da cidade da Pensilvânia. Em 1912, no Canadá, foi construído um gasoduto de dezesseis polegadas de diâmetro e 273 quilômetros de extensão, visando atender às necessidades da cidade de Calgary.

No Brasil, em 1895 foi instalada a Companhia de Iluminação a Gás, no Rio de Janeiro, e a São Paulo Gas Company Ltd, em São Paulo, ambas com a incumbência de produzir e distribuir o gás para uso doméstico e iluminação. (Petrobrás – 1986)

Em muitos países europeus, o gás natural canalizado, chega até a zona rural. No Brasil o seu uso se restringia, até cerca de dez anos atrás, a algumas áreas metropolitanas, para uso doméstico, e na região do Nordeste para uso industrial. Com a implantação do gasoduto Bolívia-

Brasil, a utilização do gás natural ganhou novas possibilidades de uso, principalmente para geração termelétrica, aumentando sua participação na matriz energética brasileira.

## **2.2 Características do Gás Natural**

Na natureza, o gás natural aparece associado ao petróleo, onde forma uma câmara de pressão acima da superfície de líquido, ajudando a elevação do petróleo até a superfície. Nestas condições, o gás sai juntamente com o óleo. Então, passa por um separador e, ou é conduzido para o consumo, ou é reinjetado para auxiliar a extração do petróleo. Pode, também, ocorrer em jazidas sem a presença do petróleo, sendo denominado de “não associado”.

Os hidrocarbonetos presentes na jazida determinam se haverá ou não petróleo junto ao gás natural. A forma física do hidrocarboneto depende do número de átomos de carbono presentes na estrutura molecular. Até quatro átomos em cada molécula, este apresenta-se na forma gasosa, constituindo o gás natural, que é uma mistura de metano, etano, propano e butano. Entre cinco e vinte átomos de carbono por molécula, o hidrocarboneto se apresenta na forma líquida, constituindo o petróleo bruto. Acima deste valor, o estado é sólido, formando os diversos tipos de carvão.

Quando há predominância dos gases propano e butano na mistura e estes são acondicionados em botijões sujeitos a pressões ligeiramente acima da pressão atmosférica, esta mistura é conhecida como gás liquefeito de petróleo (GLP). Reduzindo a temperatura do gás natural até seu ponto de condensação ( $-162^{\circ}\text{C}$ ) a uma pressão pouco acima da pressão atmosférica, seu volume se reduz em 600 vezes, permitindo o seu armazenamento em grandes reservatórios isolados termicamente para estocagem e transporte. Nesta situação ele é conhecido como gás natural liquefeito (GNL), o que permite o transporte em grandes navios metaneiros, fabricados para este fim, possuindo reservatórios esféricos revestidos com isolamento térmico. (Pitanga – 1992)

Tratando-se de uma mistura de hidrocarbonetos, entre os quais prevalece o gás metano, a queima do gás natural faz-se com relativa facilidade, proporcionando um elevado grau de aproveitamento e reduzida emissão de poluentes.

Freqüentemente são utilizados os termos “poder calorífico” ou “calor de reação”. Isso representa a quantidade de calor transferida da câmara, durante a combustão ou reação, à temperatura constante. No caso de pressão constante ou processo de escoamento em regime permanente, conclui-se, pela Primeira Lei da Termodinâmica, que ela é igual à entalpia de combustão com sinal contrário. Por esse motivo essa quantidade de calor transferido é chamada de poder calorífico à pressão constante, para os processos de combustão.

Juntamente com o termo poder calorífico, são usados os termos “superior” e “inferior”. O poder calorífico superior é a quantidade de calor transferido com  $H_2O$  líquida nos produtos e poder calorífico inferior é a quantidade de calor transferido, quando nos produtos o  $H_2O$  apresentar-se como vapor. (Wylen – 1998)

Devido à temperatura dos produtos, acima de  $100^\circ C$ , a água encontra-se no estado gasoso. A Tabela 2.2 indica a entalpia de combustão de alguns hidrocarbonetos.

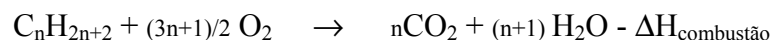
COMBUSTÍVEL (fase)	FÓRMULA	$\Delta H_{\text{combustão}}$ [kJ/mol] $H_2O_{(g)}$
Hidrogênio (g)	$H_2$	-241,8
Metano (g)	$CH_4$	-802,3
Etano (g)	$C_2H_6$	-1427,9
Propano (g)	$C_3H_8$	-2044
Butano (g)	$C_4H_{10}$	-2658,5
Pentano (g)	$C_5H_{12}$	-3272,1

g – gasoso

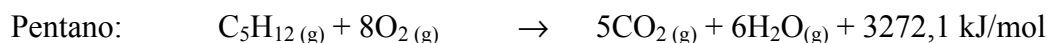
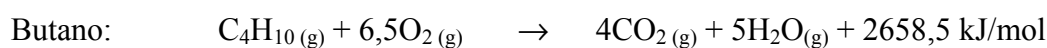
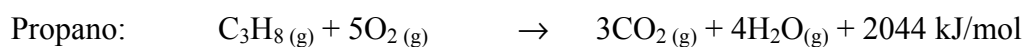
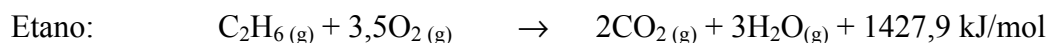
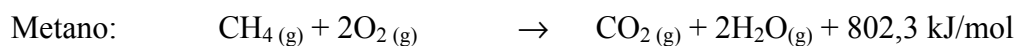
Tabela 2.2 – Entalpia de Combustão  
Fonte: Advanced Engineering Thermodynamics – Bejan



Genericamente, para um hidrocarboneto saturado, a equação de reação é a seguinte:



Dessa forma, para os componentes do gás natural:



Como exemplo de cálculo do poder calorífico, serão utilizados os dados relativos ao gás natural fornecido pela Comgás, indicados na Tabela 2.4.

Base de Cálculo: 1 Nm<sup>3</sup> de gás natural nas CNTP

$$n_{\text{mistura}} = \frac{1000}{22,4} = 44,64 \text{ mols}$$

$$\therefore n_{\text{componentes da mistura}} = \%_{\text{molar}} \text{ ou } \%_{\text{volumétrica}} \times n_{\text{mistura}}$$

$$n_{\text{metano}} = 0,825 \cdot 44,64 = 36,828 \text{ mols}$$

$$n_{\text{etano}} = 0,0958 \cdot 44,64 = 4,276 \text{ mols}$$

$$n_{\text{propano}} = 0,0436 \cdot 44,64 = 1,946 \text{ mols}$$

$$n_{\text{butano}} = 0,0198 \cdot 44,64 = 0,884 \text{ mols}$$

$$n_{\text{pentano}} = 0,0031 \cdot 44,64 = 0,138 \text{ mols}$$

$$n_{\text{nitrogênio}} = 0,0077 \cdot 44,64 = 0,344 \text{ mols}$$

$$n_{\text{gás carbônico}} = 0,005 \cdot 44,64 = 0,223 \text{ mols}$$

O poder calorífico inferior (PCI) é determinado com base nos dados anteriores, assim:

$$PCI_{\text{mistura}} = n_{\text{metano}} \cdot Q_{\text{metano}} + n_{\text{etano}} \cdot Q_{\text{etano}} + n_{\text{propano}} \cdot Q_{\text{propano}} + n_{\text{butano}} \cdot Q_{\text{butano}} + n_{\text{pentano}} \cdot Q_{\text{pentano}}$$

Onde: Q é o calor de combustão, sendo  $Q = -\Delta H$ , para a água na fase gasosa.

$$PCI_{\text{mistura}} = 36,828 \cdot 802,3 + 4,276 \cdot 1427,9 + 1,946 \cdot 2044 + 0,884 \cdot 2658,5 + 0,138 \cdot 3272,1$$

$$PCI_{\text{mistura}} = 42,43 \text{ MJ/Nm}^3$$

### 2.2.1 Gás Natural Boliviano

O gás natural da Bolívia caracteriza-se por apresentar um elevado índice de metano e etano, atingindo, em conjunto, 97% da massa total, com uma baixa porcentagem de gases inertes, sendo assim, um gás de alto poder calorífico. A Tabela 2.3 mostra as características deste gás. Os dados foram fornecidos pela empresa boliviana de petróleo.

COMPONENTE	FÓRMULA	% MOLAR
Metano	CH <sub>4</sub>	91,8
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,58
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,97
I – Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,03
N – Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,02
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,1
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	1,42
Gás Carbônico	CO <sub>2</sub>	0,08
TOTAL		100

Tabela 2.3 – Composição do Gás Natural Boliviano  
Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

Outras propriedades conhecidas deste gás, algumas fornecidas pela YPFB e outras calculadas a partir destas:

- Massa Molecular Média – 0,017367 kg/mol
- Densidade Relativa ao Ar – 0,6
- Densidade Absoluta – 0,775 kg/Nm<sup>3</sup>
- Poder Calorífico Superior – 38,8 MJ/Nm<sup>3</sup>
- Poder Calorífico Superior – 50 MJ/kg
- Poder Calorífico Inferior – 35 MJ/Nm<sup>3</sup>
- Poder Calorífico Inferior – 45,183 MJ/kg
- Viscosidade Absoluta – 0,0011 centipoise

### **2.2.2 Gás Natural Fornecido Pela Comgás**

Para efeito de segurança e meio ambiente, o gás deve apresentar algumas características, principalmente quanto à densidade e ao odor. Originalmente o gás é inodoro e incolor, o que impede a sua percepção no caso de vazamentos. Para efeito de segurança ele é odorado com mercaptanas, dentro de certos limites, na proporção de 25 gramas para cada 1000 metros cúbicos de gás natural. Este valor permite a percepção de possíveis vazamentos, a partir do instante em que a mistura com o ar atinge 20% do limite inferior de inflamabilidade. A densidade relativa ao ar é 0,6, o que permite uma rápida dissipação em caso de vazamento. Estes dois fatores fazem do gás natural um combustível que pode ser utilizado com segurança, desde que sejam obedecidos alguns cuidados relativamente simples. A Tabela 2.4 ilustra a composição molar média do gás natural distribuído pela Comgás. (Comgás – 1998)

COMPONENTE	FÓRMULA	% MOLAR
Metano	CH <sub>4</sub>	82,5
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	9,58
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	4,36
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,98
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,31
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0,77
Gás Carbônico	CO <sub>2</sub>	0,5
TOTAL		100

Tabela 2.4 – Composição Média do Gás Natural da Comgás  
Fonte: Comgás – 1998

## 2.3 Utilizações do Gás Natural

O gás natural tem excelentes características técnicas, econômicas e ambientais, permitindo que este se apresente como alternativa energética, se o seu preço for competitivo, pois a elasticidade do preço do gás natural é alta. Na indústria, é utilizado na produção de vapor, em aquecedores, estufas, cogeração e outros fins. Nos países desenvolvidos, a sua participação na matriz energética é, em média, de 20%, com tendência para o aumento, devido ao crescimento das reservas mundiais de gás natural.

A Tabela 2.5 ilustra a participação no consumo de gás natural por setor. Percebe-se um acentuado incremento na utilização do energético. Nos setores energético e industrial, a utilização do mesmo apresentou crescimentos superiores a cem por cento na última década do século passado.

A evolução do consumo de gás natural, frente aos outros energéticos, no país é representada na Tabela 2.6. Segundo previsões da ANP o consumo de gás natural no país poderá chegar a dez por cento em 2005.

SETOR	unidade: %				
	1990	1995	1999	2000	2001
Energético	6,8	7	11,5	13,5	14,4
Industrial	3,2	4	5,3	6,5	7,5
Residencial	0	0,3	0,3	0,5	0,7
Transportes Rodoviários	0	0,1	0,3	0,7	1,2

Tabela 2.5 – Participação do Gás Natural nos Setores Consumidores  
Fonte: MME – BEN - 2002

unidade: %				
1990	1995	1999	2000	2001
2,4	2,7	3,3	3,8	4,7

Tabela 2.6 – Evolução do Consumo de Gás Natural  
Fonte: MME – BEN - 2002

### 2.3.1 Gás Natural na Indústria

A composição química do gás natural, com a predominância do metano e com reduzidos teores de gases inertes ( $\text{CO}_2$  e  $\text{N}_2$ ) e de hidrocarbonetos pesados, faz do mesmo um excelente combustível, com poder calorífico acima de  $37,68\text{MJ/Nm}^3$ . Considerando sua densidade média de  $0,768\text{kg/Nm}^3$ , pode-se avaliar o seu poder calorífico, por volta de  $47,73\text{MJ/kg}$ . Desta forma, o gás natural é utilizado com elevada eficiência em caldeiras, motores de combustão interna e turbinas. Quando comparado ao óleo combustível, a queima se faz com mais facilidade, pois o controle da relação ar/combustível é mais preciso e a mistura com o ar é mais uniforme, resultando em temperaturas mais elevadas.

Na indústria petroquímica, o gás natural é utilizado como matéria prima, fornecendo etanos, propanos e butanos. O etano é muito utilizado na fabricação do etileno.

Na indústria siderúrgica o gás é usado na redução do minério de ferro e na substituição do coque nos processos de redução direta.

### **2.3.2 Gás Natural nas Indústrias Siderúrgica e Metalúrgica**

Nas indústrias siderúrgica e metalúrgica dos países mais desenvolvidos, os resíduos metálicos são reciclados em fornos a arco elétrico, complementados por gás natural. Pelo grau de limpeza dos produtos de combustão, o gás natural pode ser utilizado em fornos, agindo em contato direto com o conteúdo destes. O produto fabricado apresenta melhor qualidade, devido à facilidade de controle de temperatura, proporcionado pela queima do gás natural.

Em fornos de tratamento térmico, estufas de secagem, aquecimento de cadinhos de fundição e em equipamentos de corte de chapas, o gás natural apresenta-se como um substituto ideal para outros energéticos.

Nos fornos de forjaria de metais não ferrosos, a economia de energia proporcionada pela substituição do óleo combustível pelo gás natural chega a 16%. (Comgás – 1998)

Na indústria siderúrgica, o gás natural é utilizado como complemento ao coque siderúrgico, elevando a produtividade dos alto-fornos. O gás natural também contribui para melhorar a qualidade do produto acabado, quando utilizado para uniformizar temperaturas das peças processadas.

### **2.3.3 Gás Natural na Indústria Petroquímica**

O gás natural pode ser utilizado como matéria prima, mas devido à pequena quantidade de carbono nos gases que participam da sua composição, seu uso não é tão abrangente, quando comparado com o petróleo. O gás natural associado tem maiores quantidades de etano, propano e butano, que constituem uma parcela dos insumos básicos de uma petroquímica. Tais componentes são utilizados como matéria prima na fabricação de olefinas e aromáticos.

A fabricação de amônia e metanol também utiliza o gás natural como matéria prima. As instalações de fabricação de amônia e metanol têm se deslocado dos países mais desenvolvidos para os países que possuem grandes reservas de gás natural, reduzindo dessa forma, os custos de

produção. Atualmente (2002), cerca de 6% da demanda mundial de gás natural são utilizadas como matéria prima na indústria petroquímica. Na fabricação de amônia e metanol, bem como de formaldeídos e fertilizantes, o gás natural é considerado como a matéria prima que apresenta as melhores condições tecnológicas e econômicas.

Como acontece em quase todos os setores da economia, a cogeração também está presente na indústria petroquímica, nas quais se instalam turbinas de gás associadas com caldeiras de recuperação, utilizando-se os gases de escape em altas temperaturas para a produção de vapor. As turbinas a gás apresentam a vantagem de operarem em elevadas temperaturas, visando o aumento de seu rendimento térmico. Consequentemente, na saída dos gases a temperatura também é elevada, possibilitando sua utilização na geração de calor para processos da própria indústria. O gás de exaustão pode ser utilizado diretamente em trocadores de calor ou em caldeiras para a produção de vapor.

### **2.3.4 Gás Natural Veicular (GNV)**

Ao contrário do GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), o gás natural se liquefaz a temperatura de  $-162^{\circ}\text{C}$ , sendo em seguida armazenado em grandes reservatórios criogênicos, sem a necessidade de elevar sua pressão. Esta situação é adotada no transporte do gás natural na forma líquida (GNL) e efetuada através de navios metaneiros, especialmente concebidos para tal fim. A utilização do gás natural veicular (GNV) é feita no estado gasoso e em elevada pressão. Assim, o gás é comprimido e armazenado em cilindros de aço sem costura. Dessa forma consegue-se quantidade razoável que permite uma boa autonomia para o veículo. Alguns problemas surgem com a conversão de um veículo convencional para o uso do gás natural, como o seu espaço útil que fica muito reduzido devido ao tamanho dos cilindros. O peso destes é também um fator negativo que pode provocar maiores custos de manutenção a médio prazo. As paradas são mais frequentes, sendo cerca de duas a três vezes a mais, comparadas com as de um veículo movido com combustível convencional.

A preocupação com a segurança é essencial no uso do GNV. Acidentes já foram registrados nos postos de abastecimento, mas a frequência deles indica que é tão seguro quanto os

combustíveis líquidos, desde que manuseado com cuidado. A implantação de uma rede de abastecimento em grande escala implica no treinamento de pessoal, envolvendo todos os procedimentos de segurança pertinentes.

Sendo uma nova tecnologia, que requer infra-estrutura adequada e pessoal treinado, o abastecimento do veículo fica restrito a locais onde haja disponibilidade de gás natural. Pode-se entretanto enumerar algumas vantagens:

- O uso do GNV representa uma alternativa econômica para motores de ciclos Otto e Diesel, tendo *pay back* em torno de doze meses após a conversão;
- As emissões de poluentes são menores, devido à facilidade de combustão e a inexistência de enxofre e hidrocarbonetos pesados na composição do gás natural;
- O desenvolvimento de uma indústria de novos equipamentos aquece a economia e promove a geração de novos postos de trabalho;
- Veículos mais antigos são convertidos com relativa facilidade, operando assim com o GNV, diminuindo o nível de emissões de poluentes;
- O alto índice de octanagem do gás natural permite uma maior relação de compressão nos motores, elevando o rendimento energético.

Nos grandes centros urbanos, taxis, ônibus e veículos comerciais são candidatos naturais à conversão de seus motores, desde que haja uma rede de abastecimento, em condições técnicas e econômicas adequadas. (Mercedes Benz – 1989)



### **2.3.5 Gás Natural para Geração de Energia Elétrica**

No Capítulo 4 do presente trabalho é analisada a utilização do gás natural na geração de eletricidade, enfatizando a utilização racional da energia, onde se propõe a adoção de turbinas a gás associadas com turbinas a vapor. Esta associação constitui o ciclo combinado, que apresenta rendimento termoelétrico acima de 55%. Este tipo de central térmica só é possível quando dispõe-se do gás natural em grandes quantidades, transformando-se em âncora do projeto dos gasodutos. O gasoduto somente é viável economicamente quando é construído para grandes demandas, como no caso do suprimento de termelétricas. Desta forma, a construção da central térmica viabiliza o gás natural para outros setores da economia, que não demandariam volumes de gás que justificassem a construção do gasoduto.

A utilização do gás natural para fins domésticos, comerciais e industriais implica na construção de uma infra-estrutura de redes de distribuição que necessita de grandes investimentos. Quando se propõe a instalação de uma central termelétrica vinculada à construção de um gasoduto, o projeto deve também contemplar outros setores da economia, sem ceder às pressões de mercado, muitas vezes interessadas na venda do gás natural a qualquer preço, sem a preocupação com os programas de conservação e uso racional de energia.

## **2.4 Impactos Ambientais Decorrentes do Uso do Gás Natural**

### **2.4.1 Características Ambientais do Gás Natural**

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

41% a mais. O gás natural sendo constituído por elevados índices de metano, passa a ser o mais limpo combustível em termos de emissão de monóxido de carbono.

No caso da geração termelétrica a gás natural, os principais poluentes gerados são: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), hidrocarbonetos (HCs) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). A presença destes gases na atmosfera contribui para a formação de oxidantes fotoquímicos e chuva ácida, bem como para a intensificação das mudanças climáticas globais, dado que o CO<sub>2</sub> e os HCs estão entre os principais gases que causam o efeito estufa.

A densidade do gás natural é menor que a do ar atmosférico e por isso ele se dispersa rapidamente por ocasião de vazamento, eliminando o risco de incêndio. Tem elevado índice de inflamabilidade, dificultando a sua ignição espontânea e necessitando de maior relação combustível/ar, o que o faz ainda mais seguro.

Antes de seguir para o consumidor, o gás natural passa por um processo de tratamento que consiste na remoção do enxofre, que se concentra na forma de ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S). A toxidez deste ácido é semelhante à apresentada pelo ácido cianídrico (HCN) e duas vezes maior que a do monóxido de carbono (CO). Em contato com a água, forma o ácido sulfúrico que é altamente corrosivo, que poderia danificar os equipamentos.

O dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é também removido, principalmente para evitar a formação de gelo seco nos processos de condensação do gás natural.

Quando liqüefeito, em baixa temperatura, o gás natural também não é tóxico e quando queimado libera somente o gás carbônico e a água. Sua combustão é completa e portanto não dá oportunidade para a formação de monóxido de carbono, que é altamente tóxico, podendo até ser fatal quando respirado em grandes quantidades.

A toxidez de um gás está relacionada com a porcentagem de monóxido de carbono contido no combustível, ou nos produtos de combustão, quando ela ocorre de maneira incompleta. O gás

natural é inodoro, não detectável pelos sentidos humanos e altamente tóxico e explosivo, quando misturado ao ar.

Um ambiente que contém 1% de CO é instantaneamente letal ao organismo humano, pois a hemoglobina do sangue absorve o CO mais rápido que o oxigênio. (Mercedes Benz – 1989)

## **2.4.2 Impactos Produzidos pela Substituição Energética**

Quando substitui o óleo combustível e o óleo diesel, o gás natural promove melhorias no meio ambiente, entre outros fatores, porque não contém enxofre, evitando a produção de óxidos, que na presença de umidade, produzem as famosas chuvas ácidas.

Com relação às usinas termelétricas, as que utilizam o gás natural apresentam muitas vantagens:

- O gás exaurido de uma turbina a gás vai para a atmosfera, ao passo que nas centrais a vapor, este deve ser condensado, requerendo grandes quantidades de água. Esta água é fornecida pelo meio ambiente e retorna para o mesmo, aquecida acima das condições usuais;
- As dimensões e o peso de uma instalação com turbinas a gás são menores, evitando problemas de espaço e dificuldades no transporte;
- A quantidade de gás carbônico formada na combustão do gás natural é de 2,77kg de CO<sub>2</sub> para cada quilograma de gás natural, enquanto em uma instalação a diesel produz-se 3,77kg por unidade de massa queimada. Em uma instalação termelétrica que funcione em ciclo combinado, o consumo específico é avaliado em 0,1572kg/kWh, resultando a emissão de 526kg de CO<sub>2</sub> para cada megawatt-hora de energia produzida. Em uma instalação a óleo diesel, onde o consumo específico é 0,228kg/kWh, a emissão de CO<sub>2</sub> aumenta para 709kg, representando 35% a mais de gás carbônico para a mesma potência elétrica produzida. (Ieno – 1993);

- A queima do gás natural na câmara de combustão de uma turbina a gás é feita com facilidade, com elevado rendimento e ocupando pouco espaço. Um gerador de vapor, cuja operação requer cuidados especiais e mão de obra especializada, causa grandes transtornos ao meio ambiente, pela quantidade de calor que perde através de suas paredes, pelo espaço que ocupa e pela emissão de poluentes;
- Quando o gás natural substitui uma central hidrelétrica, evita grandes inundações, com deslocamento de populações, interrupção de estradas e mudanças climáticas provocadas pela alteração na umidade relativa do ar.

Na análise das emissões de poluentes a avaliação da quantidade de gás carbônico produzida na combustão, considerou-se a combustão completa. Os valores da Tabela 2.7 foram obtidos a partir das emissões de CO<sub>2</sub> representadas em função do calor produzido na combustão. A partir desses valores, os índices de emissão por unidade de massa de combustível foram efetuados pela equação abaixo: (Pitanga – 1992)

$$E \text{ [kg de CO}_2\text{/kg]} = E \text{ [kg de CO}_2\text{/Mcal]} \cdot \text{PCI} \cdot 10^{-3}$$

COMBUSTÍVEL	PCI [kJ/kg]	EMIÇÃO DE CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /kg]
Gás Natural	47,72	2,77
GLP	46	3,02
Lenha	13,81	1,43
Óleo Combustível	44,38	3,45

Tabela 2.7 – Poder Calorífico e Emissão de Gás Carbônico  
Fonte: Combustão de Líquidos e de Gases – Pitanga - 1992

### 2.4.3 Poluição Gerada Pelos Motores À Combustão Interna

As emissões de poluentes feitas pelos motores automotivos podem ser reduzidas, na medida em que os veículos forem convertidos para o uso do gás natural, na forma de GNV. As principais emissões efetuados pelos motores dos ciclos Otto e Diesel são:

- Fuligem: são partículas de carbono, hidrocarbonetos, sulfatos e traços de outros elementos. Causa irritação nos olhos e vias respiratórias. Na atmosfera produz a difração interferindo na visibilidade. Na combustão do gás natural não há formação de particulados;
- Óxidos de Enxofre: os óxidos com dois ou três átomos de oxigênio, na presença da água dão origem ao  $H_2SO_4$  ou  $H_2S$ , que podem causar danos irreparáveis em motores e caldeiras. Quando presentes na atmosfera, produzem as famosas chuvas ácidas. Não se verifica a presença de enxofre no gás natural;
- Fumaça Branca: esta fumaça aparece na partida do motor em baixa temperatura e contém grandes quantidades de combustíveis não queimados. O gás natural não emite fumaça branca;
- Chumbo: o chumbo é usado nos motores como anti-detonante adicionado à gasolina, na forma de chumbo tetraetila e descarregado na atmosfera em pequenas partículas de aproximadamente  $0,2\mu m$ . Promove a degeneração do sistema nervoso. O chumbo também não é encontrado no gás natural. (Mercedes Benz – 1989)

No Brasil não se usa o chumbo tetraetila misturado à gasolina há vários anos. A característica anti-detonante tem sido provida pelo uso do etanol.

## **2.5 Reservas, Produção e Perspectivas**

### **2.5.1 Reservas Mundiais de Gás Natural**

De acordo com dados da International Energy Agency (IEA – 2002), as reservas mundiais de gás natural, provadas, chegam a 155 trilhões de metros cúbicos e a produção em 2001 foi de 2464,7 bilhões de metros cúbicos. Estes dados não incluem o gás queimado e reinjetado. As maiores jazidas encontram-se na Rússia, onde concentram-se 30,67% das reservas mundiais, com 47,57 trilhões de metros cúbicos.

Os países da América do Sul, no ano de 2001, detinham 4,62% das reservas mundiais de gás natural, estando a maior parte na Venezuela, cujas reservas chegam a 4,18 trilhões de metros cúbicos, representando 2,7% do total do planeta. Este número representa 58,38% dos 7,16 trilhões de metros cúbicos que totalizam as reservas sul-americanas de gás natural. (IEA – 2002)

Entre os países sul-americanos, a Argentina coloca-se em segundo lugar com reservas provadas de 0,78 trilhões de metros cúbicos.

A Bolívia, que até o início de 1999 tinha conhecimento de 0,126 trilhões de metros cúbicos, durante o ano acrescentou 0,4 trilhões de metros cúbicos, com a descoberta de novas reservas na região sul, nos Campos de San Alberto e San Antonio, somando atualmente 0,68 trilhões de metros cúbicos, e ocupando o terceiro lugar entre os países da América do Sul.

O Brasil detêm a quarta posição, com reservas provadas de 0,22 trilhões de metros cúbicos. A Colômbia está em quinto lugar, com 0,12 trilhões de metros cúbicos. (IEA – 2002)

Considerando-se que o gás natural representa muito pouco na matriz energética brasileira e que o governo está empenhado em elevar a sua participação para 12% nos próximos dez anos, conclui-se que o Brasil irá depender da oferta deste gás do mercado sul-americano. A Tabela 2.8 ilustra as maiores reservas mundiais de gás natural e a produção no ano de 2001.

PAÍS	RESERVAS PROVADAS [trilhões m <sup>3</sup> ]	PRODUÇÃO [bilhões m <sup>3</sup> ]
Rússia	47,57	542,4
Irã	23	60,6
Catar	14,4	32,5
Arábia Saudita	6,22	53,7
Emirados Árabes Unidos	6,01	41,3
Estados Unidos	5,02	555,4
Argélia	4,52	78,2
Venezuela	4,18	28,9
Nigéria	3,51	13,4
Outros	40,57	1058,3
Total Mundial	155	2464,7

Tabela 2.8 - Reservas e Produção de Gás Natural no Mundo  
Fonte: IEA - 2002

### 2.5.2 Reservas Sul Americanas de Gás Natural

A participação das reservas sul-americanas de gás natural pode parecer pequena quando comparadas com o restante das reservas mundiais, mas são de grande importância para os interesses brasileiros. Aproximadamente 50% do gás natural utilizado no Brasil é importado dos países da América do Sul. A Tabela 2.9 mostra as reservas provadas e a produção dos principais países do continente, no final do ano 2001.

PAÍS	RESERVAS PROVADAS [trilhões m <sup>3</sup> ]	PRODUÇÃO [bilhões m <sup>3</sup> ]
Argentina	0,78	38,4
Bolívia	0,68	4,1
Brasil	0,23	8,4
Colômbia	0,12	6,1
Venezuela	4,18	28,9

Tabela 2.9 - Reservas e Produção de Gás Natural nos Principais Países da América do Sul  
Fonte: IEA - 2002

### 2.5.2.1 Argentina

As reservas prováveis, porém ainda não provadas e economicamente recuperáveis, de gás natural da Argentina são avaliadas em 1,3 trilhões de metros cúbicos. Para ter-se idéia destas reservas, supondo que 70% desse gás fosse recuperado e direcionado para o Brasil, com um fluxo contínuo de 15 milhões de metros cúbicos por dia, haveria um horizonte de 166 anos. As reservas estão distribuídas em 5 jazidas localizadas, uma ao norte argentino, duas na região central e duas no sul. Estas cinco jazidas apresentam uma quantidade comprovada de gás natural de 670 bilhões de metros cúbicos.

A Jazida Noroeste tem capacidade comprovada e recuperável de 173 bilhões de metros cúbicos e provável de 369,3 bilhões de metros cúbicos. Com uma produção diária de 3,86 milhões de metros cúbicos, apresenta um horizonte de 123 anos. Esta jazida tem reservas equivalentes a 25,8% do total de reservas comprovadas da Argentina.

As maiores reservas encontram-se na região central da Argentina, localizadas na Jazida Neuquen, que contém 48,4% do total das reservas comprovadas. O volume comprovado e recuperável é avaliado em 324 bilhões de metros cúbicos, com possibilidade de chegar a 583 bilhões de metros cúbicos.



A menor das cinco jazidas encontra-se também na região central e denomina-se Cuyama, representando somente 0,1% do total argentino. Suas reservas comprovadas são de 666 milhões de metros cúbicos, podendo chegar a 724 milhões.

Na região sul da Argentina localiza-se a Jazida Austral com reservas comprovadas de 155 bilhões de metros cúbicos, representando 23,1% do total argentino. As reservas prováveis desta jazida podem chegar a 285,9 bilhões de metros cúbicos. Ainda na região sul fica a Jazida São Jorge com capacidade comprovada de 17,4 bilhões de metros cúbicos e prováveis de 29,6 bilhões de metros cúbicos. Apresenta uma produção diária de novecentos mil metros cúbicos com horizonte de 52 anos.

A Argentina possui duas grandes empresas de transporte por gasodutos: TGN – Transportadora de Gas del Norte S.A. e a TGS – Transportadora de Gas del Sur S.A. Várias empresas distribuidoras são autorizadas: NEA, Gasnor S.A., Litoral Gas S.A. Distribuidora de Gas del Centro S.A., Gas Natural BAN S.A., Metrogas S.A., Distribuidora de Gas Cutana S.A., Canuzzi Gas Panpeana S.A. e Canuzzi Gas del Sur S.A.

Em 1998 a Argentina já possuía uma rede de distribuição de 96779km, tendo crescido 4,8% ao ano, a partir de 1992, quando sua rede de distribuição tinha 66765km.

A produção argentina de gás natural destina-se quase que exclusivamente ao mercado doméstico. Em 1998, dos 38,6 bilhões de metros cúbicos produzidos (105,8 milhões de metros cúbicos por dia), apenas 1,7% (1,8 milhões de metros cúbicos por dia) foram destinados ao comércio exterior. O Chile recebe o gás natural argentino na Cidade de Santiago, transportado pelo Gasoduto dos Andes e, na Cidade de Punta Arenas, conduzido pelo Gasoduto Metanex, que tem origem em San Sebastian, no sul argentino. O Uruguai também importa gás natural argentino, através do Gasoduto Colon-Paysandu, em operação a partir de 1998. Até o ano 2006 a Argentina espera elevar as exportações de gás natural para 18,3%, representando um fluxo de 157,2 milhões de metros cúbicos por dia. (Chase Manhattan – 1999)

### 2.5.2.2 Bolívia

O gás natural da Bolívia tem no Brasil o seu maior mercado potencialmente consumidor. As reservas de gás natural estão localizadas na região de Santa Cruz de la Sierra, sendo comprovada a existência de 126 bilhões de metros cúbicos de gás recuperáveis. Entretanto, as maiores reservas, estão no sul da Bolívia.

A empresa estatal YPFB – Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos selecionou seis empresas para alimentar o Gasoduto Bolívia-Brasil: Andina, Chaco, Petrolero, Tesoro, Perez Companc Vintige Boliviana e Dond Van Compang.

A Petrobras Bolívia, que opera nos Campos de San Alberto, San Antonio, Iñau e Caldas, anunciou a descoberta de grandes jazidas de gás natural, avaliadas em 547 bilhões de metros cúbicos.

A empresa Total French também encontrou uma jazida em Huamanpampa, com potencial para produzir um bilhão de metros cúbicos.

A Andina encontrou um campo de gás natural na Província de Gran Chaco, no Departamento de Tarija. Neste projeto a Andina é associada com a Perez Companc e com a Pluspetrol.

O contrato assinado pela Petrobrás para a compra de gás (*take or pay*) é de 9 milhões de metros cúbicos por dia, no primeiro ano, podendo atingir 18 milhões de metros cúbicos por dia no oitavo ano. Os doze milhões que restam para atingir o limite da capacidade do Gasoduto Bolívia-Brasil, serão negociados através de dois contratos: o contrato TCO – Transport Capacity Option, que estabelece um fluxo diário de 6 milhões de metros cúbicos para a utilização em termelétricas e outro contrato denominado TCX – Transport Capacity Excess, que equivale a uma média entre os dois contratos anteriores. (Chase Manhattan –1999)

### 2.5.2.3 Brasil

As maiores reservas de gás natural do Brasil encontram-se na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, contendo cerca de 104 bilhões de metros cúbicos. A Bacia do Solimões encontra-se em segundo lugar e as demais bacias estão localizadas no litoral do Nordeste, em São Paulo e no Paraná.

As Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 ilustram a evolução das reservas provadas de gás natural brasileiras.

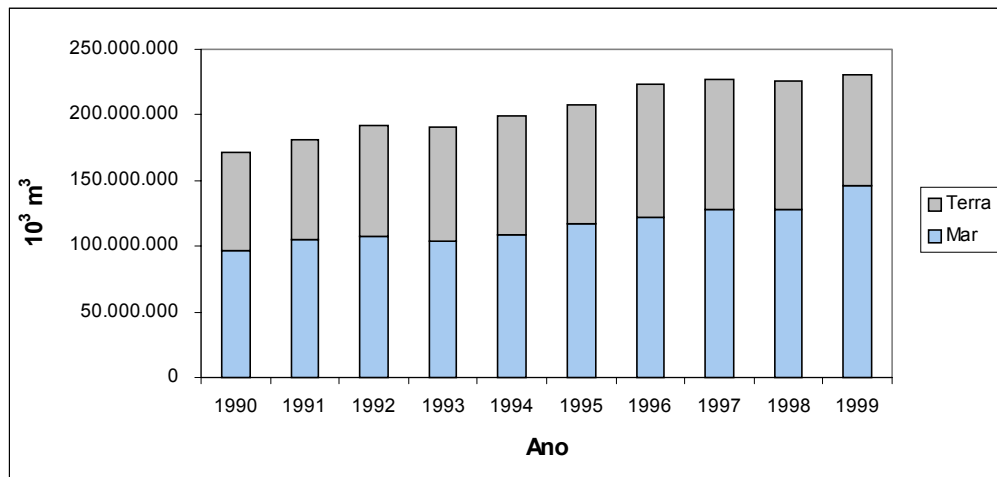


Figura 2.1 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras  
Fonte: Anuário ANP - 2002

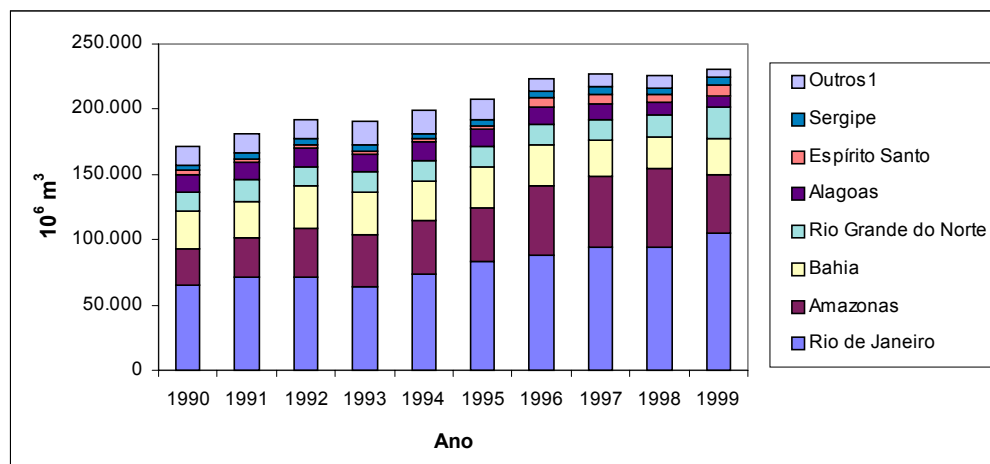


Figura 2.2 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras nos Estados  
Fonte: Anuário ANP - 2002

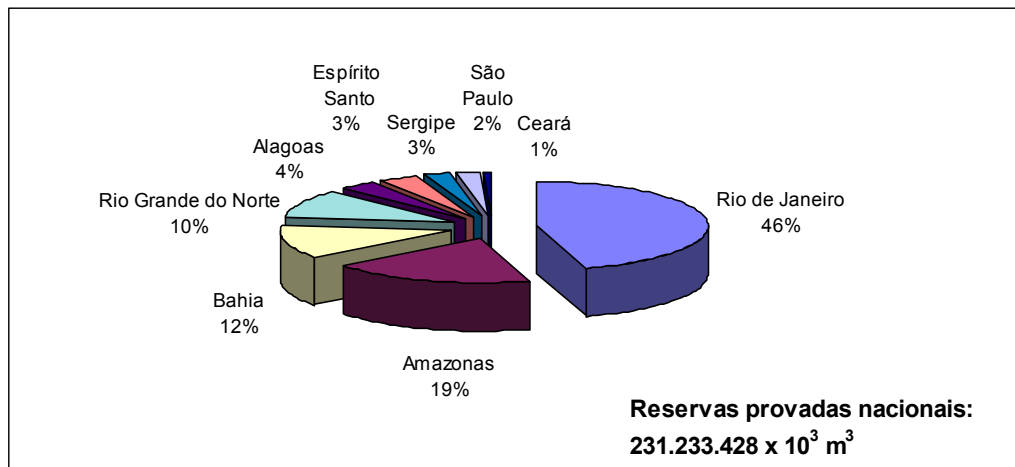


Figura 2.3 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras nos Estados  
 Fonte: Anuário ANP - 2002

#### 2.5.2.4 Chile

As reservas chilenas de gás natural encontram-se no extremo sul, perto das Bacias San Jorge e Austral, ambas na Argentina. Nesta região fica a Petroquímica Metanex que, em 1998 consumiu 1,98 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural vindo da Argentina, através do Gasoduto Metanex. Estudos elaborados pela Pan-American fazem uma previsão de aumento da demanda da Metanex para 3,9 milhões de metros cúbicos por dia no ano 2004.

#### 2.5.2.5 Colômbia

Na Colômbia, as reservas de gás natural estão nos Campos de Chuchupa, no extremo norte do país e nas Jazidas de Ballenas e Guajira onde se encontram 87% do total das suas reservas. Na região de Cusiana também se encontram jazidas de gás natural avaliadas em 27,5 bilhões de metros cúbicos, com previsão para iniciar a produção a partir de 2004. Em 1986, o Governo Colombiano instituiu o Programa de Massificação do Gás Natural, visando a substituição do GLP, até então largamente utilizado na cocção. Foi então elaborado um estudo que levaria o gás natural desde Guajira até Barrancabermeja, onde fica o Complexo Industrial de Ecopetrol. Entretanto, a construção deste gasoduto foi postergada devido à limitações das reservas de La Guajira que, segundo estudos da época, se esgotaria em apenas 15 anos. Posteriormente o projeto

foi retomado, devido à possibilidade de se utilizar as novas descobertas de Cusiana. Entretanto, nesta época não se descartou a possibilidade de se importar o gás natural da Venezuela, através da construção de um gasoduto internacional. O projeto de construção deste gasoduto foi posteriormente descartado, devido à perspectiva de utilização do gás natural doméstico. (Giraldo – 1994)

#### **2.5.2.6 Peru**

As reservas provadas e recuperáveis de gás natural no Peru encontram-se em três regiões, sendo a maior, a Jazida de Camisea, no oriente peruano, com 191,2 bilhões de metros cúbicos, representando 95,83% do total. As demais jazidas encontram-se na região norte do Peru, uma na costa e outra no interior, contabilizando 8,31 bilhões de metros cúbicos.

Estima-se que as reservas de Camisea possam chegar a 470 bilhões de metros cúbicos de gás natural seco, acrescidos de uma quantidade de gases mais pesados, que representariam um potencial de 1,076 bilhões de líquidos de gás natural. Esses líquidos são hidrocarbonetos condensados, contendo mais de cinco átomos de carbono, misturados com o GLP, que basicamente é uma mistura de propano e butano, ambos no estado líquido. (Zamalloa – 1998)

#### **2.5.2.7 Venezuela**

Entre os países sul-americanos, a Venezuela é o que detém as maiores quantidades de gás natural, concentrando em seu território 74% do total das reservas. Embora em termos mundiais seja a oitava maior colocada, suas reservas representam somente 2,7%. Entretanto, se forem contabilizados os recursos e reservas totais, da ordem de 8,57 trilhões de metros cúbicos, ela passa a ocupar o quarto lugar, perdendo apenas para a Rússia, Irã e Catar.

## **2.6 Potencial de Consumo de Gás Natural**

Como em outras partes do mundo, o gás natural é o combustível primário que mais cresce na América do Sul. Durante a última década do século passado, a demanda de gás na região cresceu 5,1% aa, enquanto a demanda total por energia cresceu a uma taxa de 3,2% aa. (D'Apote – 2003)

Embora a região conte com indústrias de petróleo e hidreletricidade bastante desenvolvidas, a indústria de gás natural encontra-se na sua fase primária. Isto permite novas oportunidades de investimentos e utilizações do gás natural. Porém, o desenvolvimento do mercado de gás natural somente ocorrerá se houver a criação de um ambiente favorável para a atração de investidores.

### **2.6.1 Potencial de Consumo no Brasil**

No Brasil, termelétrica gerada a partir do gás natural representava 26% da demanda total de gás natural durante o ano de 2000. Em contrapartida, a demanda industrial representou mais de 50% do total.

Neste contexto, há um grande potencial de consumo de gás natural, alavancado principalmente pela geração termelétrica. Uma das grandes forças que impulsionarão a expansão na demanda, é o PPT.

A expansão do consumo de gás natural é motivada principalmente pelo consumo das usinas termelétricas, que possibilitam a infra-estrutura necessária para a utilização em outros setores. Considerando o racionamento vigente em 2001, o setor residencial sofreu redução no consumo de energia elétrica. Considerando as projeções realizadas no Plano Decenal de Expansão (2003/2012), pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), o consumo per capita do país deverá voltar ao valor verificado em 2000, somente em 2008, num patamar de 170kWh/mês.

Analisando o caso dos reservatórios, diante dos efeitos do racionamento ocorrido no exercício anterior, deve-se destacar que os dados atuais (em 31/10/2002) mostram um expressivo nível de armazenamento nas regiões mais críticas, com 42,9% no Sudeste/Centro-Oeste, contra os 21,5% observados em 2001, e de 24,4% no Nordeste, contra 15,3%, no mesmo período do ano anterior. Quanto à capacidade instalada, registra-se um valor total de 82912 MW, nessa mesma data (31/10/2002), representando um acréscimo de cerca de 3000 MW em relação aos dados do Plano Decenal 2002/2011, dos quais 69% em novas usinas/ampliações hidrelétricas, 12% em termelétricas e 17% em importação. (CCPE – 2002)

O consumo total de energia elétrica no Brasil deverá crescer a uma taxa média anual de 6,1% ao ano ao longo do horizonte decenal, atingindo o montante de 577,2 TWh ao final do período. Considerando-se apenas o consumo atendido pelas concessionárias, a taxa de crescimento é de 5,7% ao ano, com um total de energia de 510,1 TWh em 2012. A diferença é atendida por autoprodução. (CCPE – 2002)

Considerando os fatores citados, recuperação do consumo de energia elétrica nos setores, nível de armazenamento nos reservatórios e o crescimento projetado, tem-se um panorama que indica um retardo na evolução de consumo de energia elétrica. Porém, a futura expansão da geração elétrica no Brasil deve ser feita com termelétricas, com ciclos de potência baseados em turbinas a gás; e com empreendimentos hidráulicos.

## **2.7 Petróleo, Eletricidade e Gás Natural**

A importância comercial do gás natural no contexto global, pode ser avaliada por comparação com os dois energéticos que constituem a base da matriz brasileira: petróleo e eletricidade. Segundo dados do Plano Decenal 2003/2012 a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil é de cerca de 82912 MW e apresenta crescimento da ordem de 6,1% ao ano, ao longo do horizonte decenal.

Segundo do Balanço Energético Nacional 2002, o petróleo foi o combustível mais representativo, respondendo por 36,6% do consumo de energia. A eletricidade contou com 14,8%

do consumo total, enquanto que o gás natural representou apenas 4,7%. Convém destacar que houve um crescimento de 29% no consumo de gás natural em relação ao ano anterior.

Nota-se que a participação do gás natural na matriz energética é pequena, porém o consumo do mesmo apresentou forte crescimento. Assim o Brasil poderá chegar a níveis muito superiores aos registrados no consumo de gás natural, consolidando assim o tripé energético formado pelo petróleo, eletricidade e gás natural.

## **2.8 Aspectos Econômicos e Legais**

A questão que traz apreensão à empresas atuantes e potenciais investidores, no setor de gás natural na América do Sul, refere-se à heterogeneidade das práticas regulatórias entre os países. Há a necessidade de um alinhamento das regras regulatórias entre os países.

Porém há um problema, como criar regras gerais, estáveis e claras entre países com cenários muito heterogêneos entre si. Por exemplo os países Brasil, Bolívia e Argentina. Na Argentina o setor de gás natural é totalmente liberalizado e a indústria madura. No Brasil o setor está em processo de liberalização e a indústria encontra-se na fase primária. Na Bolívia, o quadro é de um grande volume de reservas sem um mercado doméstico para absorvê-las. A diferença estrutural da indústria de gás natural entre estes países leva a adoção de práticas regulatórias singulares aos problemas específicos de cada caso. (Santos – 2002)

Apesar do aumento no consumo de gás natural no último ano, 29%, o consumo no Brasil ainda é baixo. É significativo, mas ainda muito pequeno, considerando-se o tamanho do país. A Venezuela, por exemplo, que tem menos de um oitavo da população brasileira, tem um mercado interno muito maior.

Um pouco menos de 50% do gás consumido no Brasil é importado da Bolívia pelo gasoduto Bolívia–Brasil. A Petrobras, através de sua subsidiária, a Gaspetro, é proprietária de mais de 50% da parte brasileira do gasoduto. A capacidade efetiva de transporte do gasoduto



deverá aumentar para 30 milhões de metros cúbicos/dia no fim do segundo semestre de 2003. (Oil & Gas Journal – 2002)

Todos os gasodutos brasileiros que transportam apenas gás produzido no Brasil, pertencem à Petrobras e são operados pela Transpetro, uma subsidiária da Petrobras. A distribuição de gás é organizada a nível estadual, mas a Petrobras comprou quantidades significativas de ações em muitas das companhias estaduais de distribuição.

Parece claro que a atual expansão na cobertura e rendimento das companhias de distribuição no Brasil dependa em larga escala da demanda de gás das usinas termelétricas.

### **2.8.1 Legislação Para o Gás Natural**

De acordo com o Artigo 177 da Constituição brasileira, a exploração, a produção e transporte de óleo e gás, entre outras atividades de hidrocarbonetos, são de responsabilidade do governo federal. Uma das principais mudanças da Constituição de 1988, a emenda constitucional nº 9 de 1995, autorizou o governo federal a contratar companhias privadas para estas atividades, antes reservadas, e sujeitou-as a provisões que mais tarde passariam a constituir a futura Lei de Hidrocarbonetos, que passou no Congresso em 1997, a Lei 9478 (Lei do Petróleo).

A distribuição de gás através de gasodutos, está reservada aos Estados, que também podem fechar contratos com companhias privadas para esse fim. Desenvolveu-se uma interpretação jurídica para o Artigo 25, Parágrafo B da Constituição Brasileira, na qual o artigo proíbe grandes consumidores de comprar gás diretamente dos produtores. Assim os usuários da ponta de consumo precisam comprar da companhia de distribuição local. Esse é o ponto chave da lei.

Com vistas ao gás natural, a Lei do Petróleo remete a quatro pontos importantes: regulamentação, Petrobras, *upstream*, *midstream/downstream*.

Com relação à regulamentação, A Lei do Petróleo criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) para regulamentar o mercado de óleo e gás no Brasil, em todos os estágios com única e

significativa exceção à distribuição do gás. O Artigo 8 da Lei de Petróleo lista vinte e cinco grandes responsabilidades da ANP. Entre as de maior importância estão: implementação da política nacional de óleo e gás, organização das rodadas de licitação para *upstream* e concessão das licenças de operação e autorização para processamento, transporte e importação de gás. Enquanto as concessões do *upstream* só podem ser concedidas sob competição realizada através de leilões, isso não é requerido para a outorga de autorizações. É importante notar que a ANP é também responsável pela resolução dos processos de disputas de acesso a dutos para transportar óleo ou gás.

Antes do processo de reforma, a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras), representando o governo brasileiro, dominando totalmente o mercado de óleo e gás no Brasil. Todas as áreas de exploração que produziam todos os hidrocarbonetos pertenciam a Petrobras. Todos os dutos e quase todas as refinarias também estavam sob seu controle. Com a continuação do papel da Petrobras como representante do Estado brasileiro no novo mercado aberto, a companhia foi autorizada a manter todos os seus campos produtores. Também foi autorizada a manter áreas de exploração e avaliação, se demonstrasse o potencial de hidrocarbonetos e capacidade financeira. A ANP decidiu quais áreas de exploração e avaliação a Petrobras poderia manter, e concessões foram outorgadas para estas e todas as áreas produtoras em 1998. Outras áreas foram abertas para as rodadas de licitação organizadas pela ANP. A Petrobras começou a outorgar partes de suas concessões para companhias privadas em 1998. A quarta rodada organizada pela ANP foi em junho de 2002. No período de 180 dias depois da implementação da Lei do Petróleo, a Petrobras recebeu autorizações para operar a sua infraestrutura de *midstream* e *downstream*, incluindo todos os gasodutos e unidades de processamento. A Lei do Petróleo também estabeleceu que o governo federal manterá pelo menos 50% mais uma ação para reter a maior parte do capital da Petrobras. A Petrobras, agora, está formalmente competindo em igualdade de condições com companhias privadas no setor brasileiro de hidrocarbonetos. A Petrobras foi “forçada” a criar uma nova subsidiária para operar dutos, terminais e frota de navios. A Transpetro, a nova subsidiária da Petrobras, agora opera todos os gasodutos brasileiros. A Petrobras recentemente envolveu-se na geração de eletricidade e é um dos mais importantes participantes do programa PPT.

O sistema de concessão criado pela Lei do Petróleo, *upstream*, representa uma orientação mercado com termos relativamente homogêneos. O sistema envolve total propriedade do patrimônio líquido da produção no poço e ativos fixos; *royalties* (basicamente 10%) e programas mínimos de trabalho apoiados por garantias, fases longas de produção e compromissos relativos ao abandono da área. Se não fosse pela dominação do mercado pela Petrobras, o sistema seria semelhante ao inglês. Taxas, razoavelmente baixas, são formadas por *royalties*, participação especial de pagamentos, bônus, taxas de superfície e imposto de renda. No entanto, impostos indiretos são temas chave para a indústria.

*Midstream/downstream*, como indicado acima, os direitos de transporte, armazenamento e importação de gás são obtidos através de autorizações da ANP. Na atualidade, a Petrobras tem o monopólio virtual sobre a produção e transporte de gás. Um aspecto da Lei do Petróleo que é criticado é que esta lei não desmembra a integração vertical do mercado brasileiro de gás, especialmente considerando as enormes participações do patrimônio líquido da Petrobras em muitas companhias de distribuição.

Um item importante contemplado pela lei e que pode levar a enfraquecer o “poder” da Petrobras, é a Portaria nº 98 de 2001, relativa à expansão dos gasodutos existentes. Determina que transportadores fornecendo mais de 50% da capacidade total do gasoduto original serão restritos a suprir, no máximo, 40% da capacidade total de expansão, a não ser que não haja outra companhia requerendo os 60% de capacidade remanescente. A respeito do direito de outras empresas usarem o gasoduto em território brasileiro (livre acesso). O princípio está incluído na Lei do Petróleo, Artigo 58, e refere-se a todos os hidrocarbonetos. A Portaria nº 169 de 1998 foi implementada pela ANP para regulamentar este princípio de livre acesso em relação ao gás. No entanto, a Portaria nº 169 não está mais vigente.

Considerando as sérias preocupações a respeito do domínio da Petrobras no mercado, a nova portaria sobre o livre acesso será de importância fundamental. Mesmo sem tal portaria a ANP já teve que enfrentar decisões difíceis sobre capacidade de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil, envolvendo a BG (a ex British Gas) e a Comgás.

## 2.8.2 Preços e Tarifas

O principal objetivo da Lei do Petróleo era o de colocar um período de transição de 3 anos para o país mudar para um sistema de livre mercado no comércio interno. No entanto, devido a posição dominante da Petrobras, isso tornou-se impossível no caso do gás natural. A Portaria Interministerial nº 3, de 17 de fevereiro de 2000, promulgada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda estabeleceu o sistema de preço de *commodity* para o gás produzido no Brasil, com tarifa de transporte itemizada separadamente.

A ANP tem o poder de determinar as tarifas de transporte por gasoduto. A Portaria nº 45, de 9 de abril de 2002, determina várias tarifas de transporte para Estados consumidores, individualmente, com preços mais altos para a região norte e São Paulo e tarifa mais baixa no Rio de Janeiro e Espírito Santo, onde o gás está mais perto do consumidor.

Porém, o gasoduto Bolívia-Brasil, transporta gás natural que é vendido a preços mais elevados, em dólar. Os contratos *take or pay*, cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de retirá-la; e *ship or pay*, cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, são obrigados a pagar pelo transporte do gás mesmo no caso de o gás não ser transportado; geram uma inflexibilidade na política de preços. Isto torna o preço do gás natural variável ao sabor das oscilações do mercado externo.

Assim, o custo final do gás natural é definido através dos custos de produção, processamento, transporte e distribuição.

A implantação de um projeto de gás natural envolve o custo do gás na jazida, e as despesas de processamento, transporte e distribuição. No caso de centrais termelétricas o fator condicionante da competição não é custo do combustível, mas o custo da energia elétrica gerada, que é determinada pelo custo do insumo. Como o gás natural possibilita a instalação de usinas de

ciclo combinado, com maior rendimento que as centrais convencionais, é possível que o gás seja competitivo, mesmo que eventualmente seu custo seja maior que o do óleo combustível.

## Capítulo 3

### 3 Gás Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural foi liquefeito, pela primeira vez, nos Estados Unidos, para ser transportado por barcos criogênicos, navegando pelo Rio Mississippi, entre o Golfo do México e Chicago. Esses barcos refrigerados foram, posteriormente, adaptados para viagens intercontinentais e, em 1959, foi efetuada a primeira viagem para o transporte do GNL entre os Estados Unidos e as Ilhas Britânicas, pelo navio Methane Pioneer.

Dependendo dos pontos de produção e de consumo, o transporte do gás natural somente se torna viável através de navios metaneiros, necessitando, para isso, que o gás seja liquefeito para reduzir o seu volume. Esta opção pode encarecer o custo do gás ao consumidor, porque depende de uma infra-estrutura de liquefação, de transporte por via marítima ou fluvial e de regaseificação.

O primeiro grande complexo de liquefação foi concluído em 1965, na Argélia e, a partir de então, iniciou-se o abastecimento da França com gás natural, através do primeiro terminal de liquefação, construído em Havre. Outros dois terminais foram construídos, sendo o primeiro em Foz-Sur-Mer, em 1973 e o outro em Montoir-de-Bretagne, em 1982. A Inglaterra também construiu o seu terminal para receber o GNL argelino, assim como vários países da Europa.

Devido às dificuldades de construção de gasodutos, do exterior para o país, o Japão investiu na tecnologia de toda a cadeia de GNL e se transformou no maior consumidor em todo o mundo, quando o gás manufaturado de petróleo foi substituído pelo gás natural, originário das bacias do Pacífico.

A Indonésia, em 1973, queimava 84% do seu gás associado, na boca do poço, mas com o desenvolvimento da tecnologia do GNL e com a expansão dos mercados do Japão e da Coreia do Norte, quase todo esse gás foi destinado para a exportação, restando somente 5% para queima. (Jaakko Poyri Engenharia – 1999)

### **3.1 Principais Países Produtores de GNL**

As maiores instalações de liquefação encontram-se na Argélia, que têm capacidade para produzir o GNL equivalente a 32,9 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, destinados principalmente à França, Bélgica e Espanha e uma pequena quantidade ao Japão. Esta produção representa um horizonte de 245 anos, considerando-se as reservas atuais de 2,95 trilhões de metros cúbicos.

A Nigéria tem grande produção de gás natural associado, mas apesar de transformar grandes quantidades em GNL, é obrigada a queimar quase 75% de toda a sua produção, na boca do poço. Estuda-se a construção de redes de distribuição doméstica, para dobrar o consumo nigeriano de gás natural. Um gasoduto para Gana também poderá transportar cerca de 3,4 milhões de metros cúbicos por dia. Entretanto, nos Campos de Bonny, estão sendo construídas duas unidades de liquefação, com capacidade de  $20.10^6 \text{m}^3/\text{dia}$ , destinados,  $1,1.10^6 \text{m}^3/\text{dia}$  para Gas de France,  $4,3.10^6 \text{m}^3/\text{dia}$ , para a Enagas Espanhola,  $3,2.10^6 \text{m}^3/\text{dia}$ , para a Botas Turquia e eventualmente, uma parcela para o Brasil. (ANP - 1999).

Outros países produtores de GNL, são a Malásia e Abu-Dahbi que abastecem o mercado do Japão, o Alaska e a Austrália e recentemente, Trinidad e Tobago. A Argentina e a Venezuela têm planos de construir complexo de liquefação, que eventualmente abasteceriam os mercados industriais e de energia elétrica do nordeste brasileiro.

### **3.2 Processo de Liquefação**

As propriedades físicas do gás natural só permitem a transformação para o estado líquido em baixas temperaturas ou em elevadas pressões. O transporte do gás natural por via marítima é efetuado no estado líquido, no qual seu volume se reduz em aproximadamente 600 vezes. Por razões de segurança e economia, o gás é mantido levemente acima da pressão atmosférica e sua temperatura reduzida para  $162^\circ\text{C}$  negativos, através de um processo que consome grande quantidade de energia. Neste estado, este líquido, conhecido como gás natural liquefeito (GNL), é

armazenado e transportado em navios metaneiros, a grandes distâncias até os terminais de recebimento. Em seguida ele é armazenado, bombeado, regaseificado e odorado, para ser conduzido por gasodutos até os centros de consumo.

A opção pelo transporte no estado líquido é feita quando os centros de produção e consumo são separados por oceanos, ou quando as distâncias por terra não justificam economicamente a construção de um gasoduto.

O uso do GNL iniciou-se em 1942 em Cleveland, nos EUA, onde foram construídos dois tanques de armazenagem em local elevado e sem muros de contenção. O material dos tanques era o aço liga com 3% de níquel, quando deveria ser 9%. Isso causou o rompimento dos tanques e o derramamento do GNL que se esparramou pela redondeza, provocando um incêndio que matou 128 pessoas. A partir desta tragédia, todas as medidas de segurança foram adotadas e respeitadas, de forma que, até hoje, nenhum outro acidente fatal foi registrado no manuseio e transporte do GNL. Até hoje, mais de 200 milhões de toneladas de GNL foram transportadas em cerca de 5000 viagens já foram realizadas. Esta carga, se fosse uniformemente distribuída nos 50 anos de transporte do GNL, representaria um fluxo contínuo de  $14,8.10^6 \text{Nm}^3/\text{dia}$  e um total de  $270.10^9 \text{Nm}^3$ . Entretanto, foi somente a partir da década de 60 que o comércio do GNL começou a crescer, atingindo a cifra de  $3,2.10^9 \text{Nm}^3$  em 1970,  $34.10^9 \text{Nm}^3$  em 1980 e mais de  $60.10^9 \text{Nm}^3$  em 1990, equivalentes, a  $164.10^6 \text{Nm}^3/\text{dia}$ , ou 25% do comércio mundial de gás natural deste mesmo ano. Segundo dados do Banco Mundial, 75% da produção de GNL do planeta destina-se aos países asiáticos, ficando os Estados Unidos em segundo lugar.

As unidades de liquefação fazem inicialmente um tratamento do gás natural para remover as impurezas que poderiam sofrer solidificação durante o processo de rebaixamento da temperatura, tais como, água, dióxido de carbono, compostos sulfurosos, óleos lubrificantes, mercúrio e hidrocarbonetos pesados. Estas substâncias são removidas até uma dosagem considerada aceitável, de acordo com normas internacionais.

Após o tratamento, o gás é submetido ao rebaixamento da temperatura até  $162^\circ\text{C}$  negativos, sem alterar significativamente a pressão. Os processos mais utilizados são o CRC (ciclo de



refrigeração em cascata) e o CRM (ciclo de refrigeração misto). O primeiro envolve um único fluido refrigerante que passa por processos de compressão e expansão em múltiplos estágios. O segundo é semelhante ao primeiro, envolvendo vários fluidos refrigerantes, tais como, butano, propano, etano, metano e nitrogênio.

### **3.3 Navios Metaneiros**

Atualmente cerca de 65 navios metaneiros navegam nos oceanos, transportando o GNL, sendo mais da metade desta frota destinada ao comércio japonês. O Japão importa 126 milhões de metros cúbicos de gás natural, por dia (210000 metros cúbicos de GNL), dos quais, 67% destinam-se à geração termelétrica, 23% ao setor residencial e 9% ao setor industrial.

Os metaneiros são navios especialmente concebidos para o transporte do GNL com segurança máxima, de acordo com normas estabelecidas pela INCO (Inter-Goverental Maritime Consultative Organization). As normas são referentes a requisitos de construção, instrumentação, proteção contra incêndio, inspeção, certificação, operação em terminais, roteiro de viagens e treinamento da tripulação e pessoal de terra.

Vários são os tipos de navios metaneiros, mas atualmente os navios com tanques esféricos são os que merecem a preferência dos transportadores. As esferas são feitas de aço liga com 9% de níquel, com capacidade para armazenar mais de 25000 metros cúbicos de GNL que representam 11125 toneladas. Os maiores navios contém cinco esferas e têm capacidade para transportar mais de 125000 metros cúbicos ou 55625 toneladas. Para um consumo contínuo de gás natural, de  $15.10^6 \text{ Nm}^3/\text{dia}$ , um navio deste porte teria uma reserva para cinco dias. Na parte inferior das esferas existem espaços de contenção, suficientemente grandes, para acomodar eventuais vazamentos. Os tanques são protegidos contra colisões frontais, pois o navio tem proa prolongada e o casco do navio, construído com chapas duplas, oferece proteção lateral. A manobrabilidade, em baixa velocidade, é facilitada pelo bulbo de proa. Dentro dos tanques de estocagem existem sensores de pressão, de temperatura e marcadores de nível de líquido. O isolamento térmico é feito com lã de rocha ou de vidro, envolvido por uma camada de fiber-glass.

O custo de um navio metaneiro com capacidade para 125000 metros cúbicos de GNL varia entre US\$200 milhões e US\$220 milhões, representando um custo unitário médio de US\$1680 por metro cúbico de capacidade. (Bratfisch – 1998)

### **3.4 Terminais de Recebimento de GNL**

Os navios metaneiros descarregam o GNL em terminais munidos de equipamentos de manuseio, armazenagem, bombeamento, regaseificação e odorização.

Os tanques de armazenagem são termicamente isolados, para manter o GNL no estado líquido, enquanto se aguarda o processo de regaseificação. Os tanques são cercados por muros de contenção, para evitar que possíveis vazamentos espalhem o líquido pela vizinhança, provocando incêndios que seriam catastróficos. A capacidade dos tanques é variável, mas pode chegar a 100 mil metros cúbicos. As paredes são constituídas por chapas de aço duplas, entre as quais aloja-se o isolante de material orgânico. Dentro deles a pressão é pouco acima da atmosférica, aproximadamente 0,5psi (3,4kPa), mantendo o gás levemente comprimido para evitar a evaporação natural.

Antes de passar pelo processo de regaseificação, o GNL é bombeado até atingir a pressão de entrada do gasoduto. Se a compressão fosse efetuada no estado gasoso, o consumo de energia seria muito maior.

O vaporizador é um trocador de calor constituído por tubos, dentro dos quais passa o GNL. Pelo lado de fora passa água do mar que atua como fonte de calor do processo de vaporização. Este tipo de evaporador é confiável, seguro e econômico, pois depende somente do fluxo de água do mar. Um evaporador de porte médio, que usa a água do mar, tem capacidade para produzir 95 toneladas por hora de gás natural e consome, em média, 4100 metros cúbicos de água, por hora.

O processo de vaporização de um quilograma de GNL, consome 502,4kJ na forma de calor latente e 335kJ, na forma de calor sensível. Com estes dados, calcula-se a potência resultante da utilização da “energia fria” do processo de regaseificação do GNL, para a produção de

eletricidade. Um terminal de liquefação que produz um fluxo de 15 milhões de metros cúbicos por dia, pode alimentar uma central termelétrica com 107,8MW de capacidade, com custo energético praticamente zero.

A energia consumida nas centrais de liquefação é também recuperada nos terminais de recebimento na forma de “energia fria”, em processos industriais tais como câmaras frigoríficas, fabricação de oxigênio, de dióxido de carbono e de gelo seco, como também na produção de alimentos congelados. Para que ocorra esta recuperação, os terminais de recebimento são grandes complexos industriais, envolvendo investimentos muito elevados. Segundo dados do Banco Mundial, um terminal de recebimento somente com instalações de regaseificação, com capacidade para produzir 4,6 milhões de metros cúbicos por dia, custaria em torno de US\$150 milhões.

A geração termelétrica é feita por meio de um ciclo de Rankine, no qual a água do mar atua como fonte quente e o GNL como fonte fria. O fluido que realiza o ciclo, denominado MFR, é pressurizado, no estado líquido, para depois passar pelo gerador de vapor no qual recebe o calor da água do mar. O MFR passa pela turbina na forma de vapor e se dirige para o condensador, cuja fonte fria é o GNL. Este recebe o calor do MFR e passa para o estado gasoso. Após passar por um outro aquecedor com água do mar, o gás natural é conduzido para o gasoduto e deste para os centros de consumo.

A carga de um navio metaneiro que transporta 125000 metros cúbicos, se utilizada totalmente na geração termelétrica no processo de regaseificação, pode produzir 176MW em processo contínuo, durante cinco dias.

### **3.5 A Experiência Argentina em Centrais de Liquefação**

A Planta General Rodriguez de unidades de liquefação, armazenamento e liquefação, indica que a Argentina tem planos para implantar e desenvolver a tecnologia do gás natural liquefeito, para uso doméstico e para exportação. As Regiões Sul/Sudeste e Nordeste do Brasil serão as mais indicadas para receberem o GNL argentino, por causa do sistema portuário existente na costa

brasileira e das necessidades de suprimento do gás para geração termoelétrica. Entretanto, o Brasil não poderá contar com esta produção de GNL, devido ao pequeno porte desta central de liquefação.

Esta planta terá capacidade para liqüefazer 100000 metros cúbicos de gás natural por dia, resultando aproximadamente 167 metros cúbicos diários de GNL. A redução de volume ocorrida devido à liquefação, que se realiza a 160°C negativos, é de 600 vezes. O tanque de armazenagem terá capacidade para 41200 metros cúbicos de GNL, (equivalentes a 24,7 milhões de metros cúbicos de gás natural). O tanque deverá ter 43,7 metros de diâmetro e 44,4 metros de altura e o tempo necessário para o enchimento será de 247 dias. (Energas – 1999)

### **3.6 Planta de GNL em Trinidad e Tobago**

As Ilhas de Trinidad e Tobago, têm reservas comprovadas de gás natural avaliadas em 480 bilhões de metros cúbicos, comprovadas. A Atlantic LGN Company foi fundada em 1995, constituída 34% pela Almoco Trinidad, 26% pela British Gas Trinidad, 20 % pela Repsol LGN Port of Spain, 10% pela Cabot Trinidad e 10% pela NGC Trinidad e Tobago LGN.

## Capítulo 4

### 4 Geração de Energia Elétrica

O Brasil possui no total 1236 empreendimentos em operação, gerando 83382,415 MW de potência.

Está prevista para os próximos anos uma adição de 37811,875 MW na capacidade de geração do país, proveniente dos 87 empreendimentos atualmente em construção e mais 400 outorgadas. (ANEEL – 2003)

A Tabela 4.1 ilustra os empreendimentos em operação e a Tabela 4.2, ilustra os empreendimentos outorgados entre 1998 e 2002. Os valores em porcentagem indicados na Tabela 4.1 referem-se à potência fiscalizada, esta é considerada a partir da operação comercial da primeira unidade considerada. Com relação à potência outorgada, esta é igual a considerada no ato da outorga. Cabe ressaltar que há a possibilidade de alguns empreendimentos autorizados não sejam concretizados.

EMPREENHIMENTOS EM OPERAÇÃO				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada [MW]	Potência Fiscalizada [MW]	%
Central Geradora Hidrelétrica	155	108,884	87,526	0,1
Central Geradora Eolielétrica	9	22,075	22,025	0,03
Pequena Central Hidrelétrica	209	888,302	876,415	1,05
Usina Hidrelétrica de Energia	138	69161,534	64967,632	77,92
Usina Termelétrica de Energia	723	18944,339	15421,807	18,5
Usina Termonuclear	2	2007	2007	2,41
Total	1236	91132,134	83382,415	100

Tabela 4.1 – Empreendimentos em Operação  
Fonte: ANEEL - 2003

USINAS OUTORGADAS ENTRE 1998 e 2002 (não iniciaram sua construção)			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada [MW]	%
Central Geradora Hidrelétrica	39	25,503	0,09
Central Geradora Eolielétrica	87	5951,800	22,12
Pequena Central Hidrelétrica	153	2479,213	9,21
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	0,020	0
Usina Hidrelétrica de Energia	29	5991,768	22,27
Usina Termelétrica de Energia	91	12459,062	46,3
Total	400	26907,366	100,00

Tabela 4.2 – Usinas Outorgadas Entre 1998 e 2002

Fonte: ANEEL - 2003

Considerando somente a geração térmica, com combustíveis fósseis, o gás natural aparece com 43,22% de utilização nos empreendimentos em operação. A participação do mesmo eleva-se para 70,74% nos empreendimentos outorgados. Dessa forma confirma-se a preferência pelo uso do gás nos empreendimentos, fator este que alavancaria o processo de crescimento do mesmo na matriz energética brasileira. (ANEEL – 2003)

O Plano Decenal (2003/2012) apresenta a totalidade da oferta de geração disponível para alocação ao longo do horizonte considerado, indicada na Tabela 4.3.

Tipo	Situação	Potência [MW]
Usina Hidrelétrica de Energia	Operação	69928
	Construção	10245
	Com concessão	3787
	Aguardando outorga	1584
Usina Termelétrica de Energia	Operação	9669
	PPT	5479
	Carvão	1700
Usina Termonuclear	Angra III	1309

Tabela 4.3 – Oferta de Geração ao Longo do Horizonte Decenal

Fonte: Plano Decenal 2003/2012

## 4.1 Geração de Energia Elétrica com Recursos Hídricos

O Brasil dispõe da maior bacia hidrográfica do mundo, com um incomparável potencial de geração de energia elétrica. Daí a natural e histórica opção dos brasileiros por esta matriz energética. As usinas hidrelétricas proliferaram a partir da década de 50, dando sustentação ao forte impulso do país rumo à industrialização e ao desenvolvimento. Hoje o Brasil dispõe de um dos maiores parques hidrelétricos do mundo, respondendo por quase 80% do total da energia gerada no país.

O sistema elétrico brasileiro foi planejado a partir de uma das piores secas enfrentadas pelo país neste século, entre os anos de 1951 e 1956. Para fazer face à eventualidade de um novo episódio como este, o sistema foi concebido de modo a funcionar a plena carga mesmo na ausência continuada de chuvas, o que é possível com a manutenção de excedentes permanentes, em grandes reservatórios, da matéria prima energética que é a água. Levando em conta os diferentes regimes pluviométricos característicos das diversas regiões brasileiras, instalou-se também, progressivamente, um regime de vasos comunicantes, que permite o aproveitamento de sobras de energia de determinadas regiões em outras onde ela eventualmente se mostre escassa. (Soares – 2001)

## 4.2 Geração de Energia Térmica<sup>1</sup> no Brasil

Com o gasoduto Bolívia-Brasil, a região Sul/Sudeste/Centro-Oeste passou a ter a possibilidade de utilizar o gás natural para a geração termelétrica, com suprimento dos campos de gás natural da Bolívia e da Argentina. A matriz energética brasileira conta com uma participação de 4,7% do gás natural, sendo que o consumo do gás pelo setor energético foi de 14,4%, em 2001. O gás natural viabiliza a geração termelétrica em grande escala. (Petrobrás – 2003)

---

<sup>1</sup> Energia Térmica: conceitualmente este termo não é correto, porém sua utilização o consagra, a rigor técnico e científico o mesmo deve ser substituído por *Energia Interna*.

## **4.3 Geração de Energia Elétrica com Gás Natural**

### **4.3.1 Turbina a Gás e Ciclo Combinado**

As primeiras turbinas a gás datam do início do século XX. Em 1905 uma empresa francesa construiu uma unidade para produzir 400MW. Nos anos trinta do século passado, ingleses e alemães utilizaram com sucesso as turbinas a gás em aeronaves. Entretanto o grande impulso ocorreu durante a Segunda Guerra Mundial. Entre 1940 e 1980, dez bilhões de dólares foram aplicados em programas de pesquisa, visando elevar o rendimento energético do ciclo da turbina a gás. Nesta fase, elevou-se a relação empuxo/peso, a confiabilidade das turbinas e a temperatura de entrada dos gases.

A elevada temperatura, na entrada da turbina, visa essencialmente o aumento do rendimento termodinâmico e está relacionada com a resistência dos materiais a elevadas temperaturas, quando submetidos a grandes esforços. O desenvolvimento da Ciência dos Materiais permitiu uma elevação de 20°C por ano nesta temperatura, que nos dias de hoje chega a 1300°C. (ASME – 1989)

Durante muito tempo, o uso da turbina a gás se restringiu à propulsão de aeronaves e nesta época, ocorreram os maiores progressos no aumento da eficiência térmica. Com o aumento da demanda de energia elétrica, no final da década de 70, do século passado, passou-se a usar a turbina a gás em centrais geradoras de eletricidade, concorrendo, com sucesso, com as turbinas a vapor, devido ao custo menor e às maiores facilidades de instalação, operação e manutenção. (Ieno – 1993)

Durante o choque do petróleo de 1963, os investimentos foram drasticamente reduzidos e houve uma diminuição no interesse pela geração termelétrica. Assim, a capacidade instalada ficou congelada até 1985, quando os investimentos foram retomados. Atualmente existe grande interesse por turbina a gás de pequeno porte, para unidades de cogeração e, de grande porte, para geração de energia elétrica em usinas de ciclo combinado.



A preocupação pela implantação de alternativas energéticas visando o gás natural e pelo aumento de rendimento, resultou na descoberta de novas ligas que se comportam adequadamente, quando submetidas a temperaturas e esforços elevados. As paletas dos primeiros estágios tem merecido maiores investimentos, porque é por elas que passam os gases provenientes da câmara de combustão. Nas paletas seguintes o problema é menor, na medida em que a mistura gasosa se expande a temperatura do gás também diminui.

O rendimento térmico de uma turbina a gás, devido ao avanço da Ciência dos Materiais, atualmente ultrapassa 40%. No caso de turbinas estacionárias, para as quais praticamente não há limite de peso, pode-se aproveitar os gases quentes para produzir vapor nas caldeiras de recuperação, dando origem às instalações de ciclo combinado com rendimento acima de 55%. (Islas – 1999)

### **Rendimento da Turbina a Gás**

Segundo Wark, 1999, o rendimento desta máquina depende da temperatura dos gases na entrada e na saída da turbina. De acordo com a Segunda Lei da Termodinâmica, o máximo rendimento possível é dado pela equação:

$$\eta_{MÁX} = 1 - \frac{T_4}{T_3} \quad \text{temperaturas em kelvin [K]}$$

De acordo com a Figura 4.1, a temperatura  $T_3$ , na saída da câmara de combustão, está relacionada com a tecnologia de fabricação das paletas e a temperatura  $T_4$ , na exaustão da turbina, depende da relação de descompressão do ar. Atualmente já se fabricam paletas para resistirem a temperaturas próximas a 1300°C.

O rendimento de uma turbina a gás em operação é influenciado por outros fatores. A taxa de compressão é fator determinante na eficiência da turbina. Para uma taxa de compressão de 5:1, tem-se um rendimento da ordem de 35%. Comparando com valores ideais de rendimento, por volta de 55%, o valor mensurado retrata as várias influências sofridas (atrito, perdas de calor para o ambiente, combustão imperfeita etc.) durante o funcionamento da turbina. (Wark – 1999)

## Ciclo Combinado

O gás natural viabiliza a utilização em usinas de ciclo combinado, que consistem na associação de uma ou mais turbinas a gás, com uma turbina a vapor, interligadas por uma caldeira de recuperação. O fluxo de gases de combustão que sai da turbina a gás, passa por um regenerador de calor e este produz o vapor necessário para movimentar a outra turbina. Desta forma, a energia descarregada pela turbina a gás é aproveitada para acionar a outra turbina e o rendimento do conjunto, denominado de ciclo combinada, pode ficar próximo a 55%. A figura 4.1 ilustra um esquema simplificado de uma instalação a ciclo combinado.

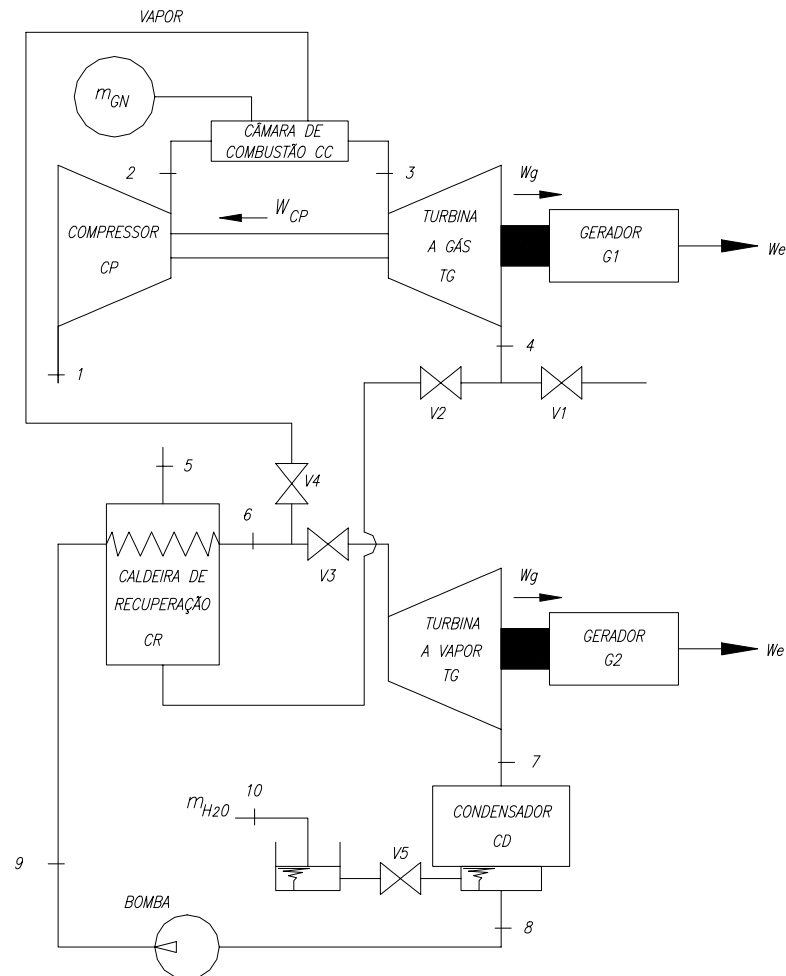


Figura 4.1 – Instalação a Ciclo Combinado

Fonte: Usinas Termoeletricas a Vapor e a Gás Natural – Ieno e Negro - 1999

De acordo com a Segunda Lei da Termodinâmica, o máximo rendimento teoricamente possível depende das temperaturas,  $T_3$  na entrada da turbina a gás e  $T_7$ , na saída da turbina a vapor. Se as temperaturas acima forma 1573K e 318K, o rendimento máximo, teoricamente possível, é o da máquina de Carnot.

$$\eta_{MAX} = \left(1 - \frac{318}{1573}\right) 100 = 79,78\%$$

### **4.3.2 Termelétricas Convencionais**

#### **Instalação Termelétrica a Vapor**

As centrais termelétricas a vapor são grandes instalações nas quais a caldeira é o componente mais complexo, tanto pelas grandes dimensões, quanto pelos aspectos funcionais. Muitos cuidados são tomados durante o funcionamento, envolvendo a qualidade da água, o controle da combustão, o estado de limpeza das tubulações, o nível de água do tubulão de vapor e o controle da pressão e da temperatura.

#### **Aspectos Funcionais da Caldeira**

O aquecimento de uma caldeira de grande porte pode durar até dez horas, quando se trata de uma partida a frio. Este fator requer uma programação antecipada da operação da unidade, impedindo o seu funcionamento imediato em condições de emergência. Esta situação pode ser parcialmente controlada, mantendo-se a caldeira aquecida, em condição de entrar em operação em algumas horas. Entretanto, a manutenção da caldeira em temperatura elevada, fora de uso, requer uma queima adicional de combustível que vai refletir no custo final da energia elétrica. O óleo combustível deve passar por um pré-aquecimento antes de entrar nos queimadores, para facilitar a atomização e a mistura com o ar.

A presença de enxofre no óleo combustível proporciona o aparecimento de óxidos de enxofre nos gases que passam pela caldeira. A temperatura destes gases deve ser mantida acima do ponto de orvalho para evitar a formação do ácido sulfúrico dentro das tubulações. Esta temperatura, muitas vezes chega perto de 190°C, representando uma grande perda de energia, lançada na atmosfera através da chaminé. Fora da caldeira, o contato com o ar atmosférico provoca o resfriamento destes gases, dando origem às chuvas ácidas. (Eletropaulo – 1990)

Estes fatores, entre outros, fazem da caldeira um componente que requer muito cuidado, afetando principalmente o rendimento da instalação. As caldeiras de grande porte apresentam rendimentos em torno de 80%, definido como a relação entre a energia utilizada na transformação da água em vapor, e a energia do combustível, representada pelo seu poder calorífico e pela vazão em massa.

$$\eta_{caldeira} = \frac{\dot{m}_V \cdot (h_S - h_E)}{\dot{m}_C \cdot PCI}$$

$\dot{m}_V$  - vazão em massa de vapor

$\dot{m}_C$  - vazão em massa do combustível

$h_S$  - entalpia do vapor na saída da caldeira

$h_E$  - entalpia do vapor na entrada da caldeira

$PCI$  – poder calorífico inferior

Os cuidados com a mistura entre o ar e o combustível são extremamente importantes, tanto no aspecto de rendimento, quanto no aspecto ambiental. Durante a troca de maçaricos, efetuada com a caldeira em funcionamento, é comum a emissão de grandes quantidades de fumos, extremamente danosos ao meio ambiente. Cada quilograma de carbono não queimado provoca uma perda de 33,7MJ. Um combustível com 85% de carbono, com PCI de 44,4MJ/kg, quando queimado em uma instalação termelétrica de 100MW com 30% de rendimento, apresenta um consumo de 27t/h. Considerando 1% de carbono não queimado, isto representará uma perda de 2MW na potência da caldeira.

O nível de água deve ser mantido constante no plano diametral do tubulão de vapor, para que se estabeleça o regime permanente de operação da unidade. A observação contínua deste nível é a principal preocupação dos operadores, pois o seu rebaixamento e o esvaziamento do tubulão, provoca a perda de circulação da água, o superaquecimento dos tubos de vaporização e a destruição total da caldeira.

### **Aspectos Funcionais do Condensador**

O condensador é um outro componente que requer cuidados especiais durante a operação da unidade. Sua principal função é manter a pressão reduzida na saída da turbina, viabilizando, desta forma, a obtenção de rendimentos mais elevados no sistema. A turbina a vapor funciona com elevada pressão na entrada e com reduzida pressão na saída e, quanto maior for esta diferença, melhor será o seu desempenho. A principal função do condensador consiste na manutenção do vácuo na saída da turbina, o que possibilita o maior aproveitamento da energia do vapor. Nas instalações que operam sem o condensador, além da perda de eficiência do ciclo, a mesma água não pode ser reaproveitada na caldeira, elevando-se o custo da energia elétrica produzida.

Um condensador requer grandes quantidades de água de resfriamento. Esta água deve ser abundante, limpa e fria, razão pela qual as instalações termelétricas a vapor estão localizadas, quase sempre, na margem de um rio ou a beira mar. No Estado de São Paulo, a Usina Termelétrica Piratininga está localizada na margem do Rio Pinheiros. No início da sua operação, em 1954, a água deste rio era suficientemente limpa para não apresentar maiores problemas operacionais. Atualmente, a poluição das águas do Rio Pinheiros, passando dentro dos tubos dos condensadores, provoca o depósito de detritos, exigindo cuidados especiais de manutenção e limpeza, com riscos de perda de eficiência na unidade. A limpeza dos tubos é efetuada com a instalação em funcionamento. Os tubos sujos constituem o principal fator de queda do rendimento, porque dificultam a troca de calor, provocando a queda do vácuo no condensador. Depois de passar pelo condensador, a água volta para o Rio Pinheiros, a jusante em relação ao ponto de tomada de água, para evitar o seu retorno e a entrada de água quente no condensador. A temperatura da água do rio interfere diretamente no rendimento do ciclo, sendo esta, a principal

razão de impedir a sua volta ao condensador. A mudança de estação pode também interferir no rendimento da central termelétrica. Se uma instalação apresenta um rendimento de 30% funcionando com água de condensação a 28°C, o rendimento passa para 33% durante o inverno, quando a água está a 15°C, desde que sejam mantidas as demais condições de operação do sistema. (Eletropaulo – 1990)

A Usina Nuclear de Angra dos Reis está situada a beira mar, de onde vem a grande quantidade de água que circula em seus condensadores. A água que passa pelos tubos recebe grandes quantidades de calor, tendo sua temperatura elevada em aproximadamente 12°C. Para evitar o retorno ao local de bombeamento, esta água é descarregada no mar a seis quilômetros de distância.

Cuidados especiais devem ser adotados com o sistema de selagem do vapor na saída da turbina, para evitar a entrada de ar e a quebra de vácuo no condensador. O ar misturado com a água pode causar problemas na caldeira, devendo portanto ser eliminado através do pré-aquecedor de mistura.

### **Instalações com Turbina a Gás**

As turbinas a gás são simples e compactas e não apresentam os problemas operacionais de uma instalação termelétrica convencional. As relações peso/potência e volume/potência são tão pequenas, que este tipo de turbina foi inicialmente utilizado em aeronaves. Somente mais tarde elas foram adaptadas para geração elétrica em instalações estacionárias. O fluido motor é o ar atmosférico que não necessita de nenhuma forma de tratamento para passar por todas as partes da turbina, ao contrário das caldeiras que necessitam de um tratamento rigoroso na qualidade da água.

O gás natural não contém enxofre e quando utilizado como combustível apresenta um resultado limpo, no ponto de vista ambiental, em contrapartida com o óleo combustível, por exemplo. Os gases extraídos da turbina a gás tem elevadas temperaturas e são utilizados em

trocadores de calor, até temperaturas próximas do ponto de orvalho, sem o risco da formação de ácido sulfúrico, como ocorre na queima de óleos combustíveis.

A queima é praticamente completa, proporcionando elevados rendimentos para a instalação, e produzindo gases sem a presença de particulados. Sendo o gás metano seu principal componente, as emissões de CO<sub>2</sub> também ficam sensivelmente reduzidas, comparando com a mesma quantidade de calor produzido por outro tipo de combustível.

As turbinas a gás não necessitam de prolongados períodos de aquecimento, como as instalações que operam com caldeiras, podendo entrar em funcionamento, em regime de carga máxima em poucos minutos. Reagem também prontamente às variações de carga, conforme a demanda requerida.

O ciclo é aberto e os gases quentes descarregados são aproveitados em sistemas de cogeração em ciclos combinados. Nas instalações a vapor, o condensador é um componente caro e requer cuidados especiais durante a operação. O calor da água de resfriamento não é regenerado porque, apesar da grande quantidade, a temperatura é baixa.

A operação de uma turbina a gás é simples, podendo ser efetuada por meio de um número reduzido de operadores, com poucos pontos de monitoramento, ao contrário das instalações convencionais que necessitam de grande número de operadores, devidamente treinados, monitorando muitos pontos simultaneamente.

Uma instalação termelétrica com turbina a gás tem custo em torno de US\$350/kW e apresentam rendimento da ordem de 33%, enquanto que uma convencional custa perto de US\$1160/kW com rendimentos abaixo de 30%, dependendo ainda da existência de condensador e de pré-aquecedores e da temperatura e pressão das caldeiras.

Durante muitas décadas mais de 10 bilhões de dólares foram aplicados em pesquisas e desenvolvimento de turbinas a gás, visando principalmente as paletas dos primeiros estágios.

Estas são submetidas a elevadas temperaturas para proporcionarem rendimentos crescentes, estando ao mesmo tempo sujeiras a grandes esforços. (Ieno – 1999)

### **4.3.3 Custo de Geração**

O custo de geração de uma central termelétrica leva em conta o custo de investimento, os custos operacionais, envolvendo pessoal e manutenção e o custo energético.

Nas instalações de ciclo combinado, a potência total, em média, é constituída por turbinas a gás com o dobro de capacidade da turbina a vapor. Na prática, quando se aproveita os gases de exaustão de uma turbina a gás, eles apresentam capacidade energética suficiente para acionar uma turbina a vapor com a metade da sua capacidade, desde que sejam aproveitados com critério e eficiência. Esta relação serve de base para a avaliação do custo unitário de uma instalação de ciclo combinado, desde que sejam conhecidos os custos das instalações individuais.

#### **Parâmetros de Investimento**

Uma central convencional, funcionando com turbinas a vapor, e queimando óleo combustível nas caldeiras, custa em torno de US\$1160/kW e uma instalação com turbina a gás, operando em ciclo aberto com gás natural, custa em torno de US\$350/kW.

Para uma instalação de ciclo combinado pode-se admitir uma média ponderada dos valores acima, considerando-se duas turbinas a gás para cada turbina a vapor de mesma capacidade, chegando-se ao valor de US\$622/kW.

O prazo de amortização de uma instalação termelétrica adotado convencionalmente é de vinte a vinte e cinco anos. Com este prazo avalia-se a taxa de retorno de capital.

O gás natural tem seu preço avaliado em US\$/MBtu, dependendo do local onde ele é comercializado. No Brasil, o gás natural tem poder calorífico médio de  $37,45 \text{ MJ/Nm}^3$ , e sua



densidade média de  $0,786\text{kg/Nm}^3$ , resultando em um poder calorífico de  $37,5\text{MJ/Nm}^3$  ou  $47,7\text{MJ/kg}$ .

Com estes valores, pode-se efetuar o cálculo do preço do gás natural por unidade de massa, valor esse que é muito útil nos cálculos de custo de geração e na comparação com outros energéticos comercializados em massa e não em volume como no caso do gás natural.

### **Parâmetros de Manutenção e Operação**

O custo de manutenção e de pessoal para instalações a vapor pode girar em torno de 2,5% do valor presente do investimento, conforme planilha apresentada pela Eletrobrás. Tratando-se de uma instalação de ciclo combinado, entende-se que o custo ficaria um pouco menor.

### **Parâmetros para o Cálculo do Custo de Geração**

O custo de geração de energia elétrica é a relação entre a somatória dos custos anuais e a energia total produzida.

O custo total, gasto anualmente por uma central termelétrica, envolve os custos de capital, operacionais e energéticos. O custo de capital depende do investimento realizado, da taxa de desconto e do prazo de amortização. O custo energético depende do custo do combustível disponível no mercado, e do consumo anual.

### **Custo Anual de Investimento**

Para que se faça uma avaliação deste custo é necessário conhecer os custos unitários de diversas instalações. Este parâmetro representa o custo de uma instalação completa dividido pela potência elétrica instalada. Este parâmetro é encontrado em relatórios do Banco Mundial, que fazem referência aos empréstimos para fins energéticos, ou através de informações de empresas fabricantes de instalações termelétricas.

O custo anual do investimento é a parcela que se pagará anualmente para amortizar o financiamento. Esta parcela é o produto da taxa de retorno de capital (TRC) pelo valor presente do investimento.

### **Custo Anual do Combustível**

No cálculo deste custo é necessário conhecer o fator de capacidade da instalação, definido como a relação entre a energia total produzida durante o ano e a máxima produção de energia, supondo que a instalação funcione 24 horas por dia em plena carga, durante o ano inteiro.

O custo energético é obtido pelo produto do custo unitário do combustível e a massa de combustível consumido em um ano. O consumo específico é obtido a partir do consumo de combustível dividido pela potência produzida.

Claramente alguns fatores particulares influenciam no custo total, tais aspectos são peculiares à instalação em questão. Também é conseguido alterações na relações apresentadas em função da economia de escala proporcionada, diminuindo o custo global da instalação e geração. Assim, cada caso deve ser analisado de forma exaustiva até que todos indicadores sejam aferidos, possibilitando assim uma melhor condição de avaliação e otimização da situação do projeto.

## **4.4 Geração Distribuída**

O conceito de geração distribuída é baseado na geração no próprio local de uso ou próximo ao mesmo. Com isto economiza-se nos custos de transmissão e distribuição. Com isso há uma otimização da solução energética para cada especificidade. Este tipo de geração sempre existiu, porém em pequena escala.

As formas mais comuns de geração distribuída são as plantas emergenciais de geração de energia elétrica, as turbinas a gás simples, os sistemas de cogeração, as pequenas centrais hidrelétricas, entre outras.

A partir da década de 90 do século passado, houve uma acentuada melhora tecnológica com relação à utilização de turbinas aeronáuticas adaptadas às plantas de geração com ciclo combinado. Hoje tem-se outras tecnologias disponíveis a preços competitivos, como as plantas de cogeração baseadas em turbinas derivadas de helicópteros e os motores a gás natural.

Espera-se que nos próximos anos novas alternativas como as microturbinas, irão competir com os grupos geradores a gás. Para um futuro mais distante, as células de combustível poderão ser produzidas para uso doméstico e automotivo.

Assim, observa-se uma “miniaturização” no setor elétrico. Isto é possível graças à desregulamentação do setor, ao gás natural e às novas tecnologias que permitem a geração localizada de forma competitiva e confiável.

Observa-se uma situação propícia para o estímulo da geração distribuída não apenas elétrica, feita por grupos geradores a gás natural para o horário de ponta, mas também com projetos de cogeração industrial e comercial e de geração térmica a gás natural, para refrigeração ou aquecimento.

A transformação da energia química de um combustível em energia térmica é caracterizada por um processo de alta eficiência, onde uma caldeira que produz vapor, tem rendimento em torno de 90%. Em contrapartida, a transformação do mesmo combustível em energia elétrica acarreta na perda substancial da eficiência do processo. Para a geração de energia elétrica, há um desperdício de mais da metade do energético. (Pitanga – 1992)

A instalação de uma central térmica para a geração de energia elétrica em uma indústria, ou em qualquer outro centro consumidor localizado, possibilita a transformação e a utilização das duas modalidades de energia resultantes da transformação, mecânica e térmica. A energia térmica dissipada é aproveitada para a produção de calor, suprimindo as necessidades térmicas dos processos industriais. Assim, a viabilização da maximização do uso da energia elétrica gerada é conseguido, pois não há grandes desperdícios com a distribuição dessa forma de energia.

A eficiência média deste processo é maior que 85%. Aliando-se a fomentação de programas de conservação energética, pode-se atingir ganhos substanciais nesta eficiência. (Wark – 1999)

## **4.5 Panorama do Setor Elétrico Brasileiro**

O setor brasileiro de eletricidade estava quase totalmente nas mãos do Estado, até o início dos anos 90 do século passado. A Eletrobras, criada em 1961, é dona das gigantescas estatais CHESF, FURNAS e outras entidades como Eletronorte e Eletronuclear. Metade da hidrelétrica de Itaipu, também é patrimônio da Eletrobras, através do governo federal. O sistema elétrico brasileiro era e continua sendo, muito dependente de hidreletricidade. Essa dependência chega por volta de 80%. No antigo modelo, cada Estado tinha sua própria companhia de distribuição, com exceção de duas que eram do governo federal: Light, no estado do Rio de Janeiro e Escelsa, no Espírito Santo. O papel do capital privado era mínimo. No entanto, começando em meados dos anos 80, o governo brasileiro parou de investir em todos os setores do mercado elétrico, comprometendo futuramente o aumento da demanda.

O Brasil abandonou o modelo de energia estatizante no início da década de noventa, do século passado. A Constituição de 1988 credita a maior parte do poder sobre eletricidade para o governo federal. O governo tem obrigação de prover serviços de utilidade pública, seja diretamente ou através de concessões ou licenciamento, que sempre acontecerão por licitação pública (Artigo 175). No passado, a mineração e geração hidrelétrica só poderiam ser feitas por brasileiros ou companhias brasileiras com capital nacional. No entanto, depois da Emenda Constitucional nº 6, de 1995, essas atividades passaram a poder serem levadas a termo por companhias brasileiras com capital estrangeiro (Artigo 176).

Uma das primeiras principais rupturas com o modelo estatal veio com o decreto da Lei 8631 de 1993, que eliminou o sistema anterior de tarifas elétricas uniformes para todo o Brasil e também a regra que garantia a companhias estatais uma taxa de retorno de pelo menos 10%. Em 1995, o governo brasileiro colocou as companhias de eletricidade na lista de desestatização como parte do Programa Nacional de Desestatização (PND). O que ocorreu na realidade, foi que a

maioria das companhias de distribuição foi privatizada, mas a maior parte das geradoras continuam sob o controle do Estado.

A formação do novo sistema de eletricidade desenvolveu-se lentamente. Foi estabelecido que a maior parte das vendas de eletricidade seriam feitas no Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE). No entanto, em 2001, mais ou menos 85% de toda a eletricidade estava sendo vendida através de contratos bilaterais ou através de contratos iniciais. Essas grandes vendas estavam programadas para acabar gradativamente depois de 2002 e o objetivo era um mercado completamente livre. O MAE foi facilitado pelo fato de que os maiores usuários de eletricidade, mais de 3MW por dia, tiveram a permissão de contratar eletricidade diretamente, tendo o direito a acesso aberto a sistemas de transmissão e distribuição. Comparado com a distribuição de gás, isso é uma diferença fundamental onde o consumidor final de gás tem que comprar diretamente dos distribuidores.

A Lei 9074 de 1995, criou o regime de concessões, autorizações e licenciamento para as atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Concessões de geração são por 35 anos, com extensões permitidas para um adicional de 35 anos. Concessões de transmissão e distribuição são outorgadas por 30 anos, com opção para serem estendidas por mais 30 anos.

Concessões geralmente têm que ser outorgadas através de licitação pública, com exceção de usinas de geração hidrelétrica com capacidade inferior a 1MW, geradores termelétricos com menos de 5MW e auto-geradores de menos de 10MW. Os preços de varejo cobrados pelos distribuidores são regulamentados com base em tarifas.

A Lei 9427 de 1996, criou um novo órgão regulador do setor elétrico, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) subordinada ao MME. A ANEEL foi criada para implementar a política de energia do governo, organizar leilões competitivos, outorgar concessões de eletricidade, determinar tarifas de transmissão e distribuição e, em geral, fiscalizar os agentes no mercado de eletricidade. A Lei 9648 de 1998 o MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A função básica do ONS é coordenar os fluxos da energia do sistema interconectado brasileiro, e também coordenar fluxos internacionais para dentro e fora do Brasil.

## **4.6 Programa Prioritário de Termelétrica**

O Programa Prioritário de Termelétrica (PPT) foi promulgado pelo Decreto 3371 de 24 de fevereiro de 2000. O objetivo do PPT foi de criar incentivos para o setor privado, para construir usinas térmicas com e sem gás natural, com suprimentos de gás garantidos a preços subsidiados, com financiamento especial do BNDES. O projeto original era para aumentar a capacidade de geração em 15000MW até 2003. A Petrobras comprometeu-se a participar com o total ou parte do capital para a execução de vários projetos.

A partir da nova diretriz no sistema elétrico brasileiro, os investimentos em geração adicional ainda foram lentos demais. Em reação à crise iminente causada por secas, crescimento econômico e fracasso do mercado em investir em geração a gás, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGCE).

A Portaria 176 (Interministerial) de 1º de junho de 2001 é fundamental para o PPT porque garante preços de gás para projetos que comecem a operar antes de 30 de junho de 2003. A Portaria também garante proteção cambial para geradores de energia que utilizem gás boliviano. O suprimento total de gás coberto pela Portaria 176 não pode exceder a 48 milhões de metros cúbicos/dia. É interessante notar que essa quantidade é mais de 150% maior do que o volume de gás vendido no Brasil no começo de 2002.

A Tabela 4.4 ilustra a situação dos empreendimentos no período de 2001-2004, segundo a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), em 2002.

	Potência	Operação				Potência	Volume de gás [10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d]			
	[MW]	2001	2002	2003	2004	[MW]	2001	2002	2003	2004
6 usinas em operação	1901	1353	368	180	0	1901	8425	9850	9850	9850
4 usinas em testes	2060	0	1000	0	70	1070	0	4340	4340	4340
11 usinas em construção	4580	0	1336	2447	496	4279	0	6350	18100	19350
8 usinas prestes a iniciar construção	2280	0	215	1715	350	2280	0	0	6200	7050
Total 29 usinas	10821	1353	2919	4342	916	9530	8425	20540	38490	40590
9 usinas com obras não iniciadas	3112	0	0	150	2492	2642	0	0	650	10550
2 usinas a serem incluídas no PPT	1465	0	0	330	1135	1465	0	0	2200	6600
Total 11 usinas	4577	0	0	480	3627	4107	0	0	2850	17150
Total Geral 40 usinas	15398	1353	2919	4822	4543	13637	8425	20540	41340	57740

Tabela 4.4 – Empreendimentos do PPT  
Fonte: CGE – 2002

O PPT oficialmente vai continuar e como parte do novo modelo haverá um número de medidas específicas para encorajar a utilização do gás. Por exemplo, no novo programa, algumas usinas térmicas serão pagas para prover uma reserva de energia, mesmo que não seja utilizada segundo lugar uma nova proposta, poderia subsidiar os custos de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil. Isto é o gás indo para geradores térmicos incluídos no PPT. Aparentemente isso reduziria o custo do gás, o que tornaria a eletricidade do PPT mais competitiva.

## Capítulo 5

### 5 Gasodutos

O transporte do gás natural por meio de gasodutos abrange 78% do comércio mundial, sendo o restante efetuado através de navios metaneiros, utilizados para maiores distâncias.

Os maiores fluxos são constituídos por agrupamentos de países, caracterizados pela proximidade que guardam entre si. A Europa Ocidental é a região que mais utiliza o gás natural, transportado por gasodutos em todo o mundo, consumindo cerca de 63% do total. A Rússia é o maior exportador, fornecendo 44% do gás transportado mundialmente por gasodutos, para os países da Europa Ocidental, e da Europa Oriental. Outros países que também abastecem a Europa Ocidental são a Noruega, os Países Baixos e a Argélia, restando uma pequena quantidade que é proveniente da Alemanha, Afeganistão, Romênia e Dinamarca.

Entre os países da América, os Estados Unidos são os maiores importadores de gás natural por gasoduto, recebendo do Canadá 93% do total transportado na América. Entre os países da América do Sul, somente a Argentina e a Bolívia têm alguma tradição no transporte internacional por gasodutos. Até 1998 a Bolívia fornecia gás natural para a Argentina. Esta, por sua vez, fornece uma pequena quantidade para a Cidade de Santiago, no Chile, e para a Petroquímica Metanex, na região sul do Chile. (Energas - 1999)

Pela sua característica pouco poluidora, o gás natural vem ganhando mercado em todo o mundo. A tendência mundial e brasileira é a construção de gasodutos para abastecer os grandes parques industriais, contando principalmente com as reservas de países vizinhos. O Brasil tem pouca tradição no uso do gás natural, tanto porque a produção é relativamente pequena, como porque exige uma infra-estrutura de transporte. Por esta razão, o gás associado, que é parcialmente reinjetado para auxiliar a retirada do petróleo, até há pouco tempo, grande parte era queimado no local sem aproveitamento. As sucessivas crises do petróleo despertaram nos



governos o interesse em aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, aproveitando o próprio gás, ou a oferta crescente dos países vizinhos.

## **5.1 Gasodutos Nacionais dos Países da América do Sul**

Entre os países sul-americanos, a Argentina e a Bolívia são os que possuem maior número de gasodutos, pois têm tradição no uso do gás natural e pretendem comercializar este gás. No Brasil os gasodutos principais encontram-se ao longo da costa, interligando as jazidas com os centros de consumo, mais próximos.

### **Gasodutos ao Longo da Costa Brasileira**

Atualmente o Brasil conta com uma rede de gasodutos regionais, interligando os campos de petróleo da costa brasileira com os centros de consumo mais próximos. As jazidas encontram-se no Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo. Acrescente-se ainda uma reserva na Amazônia, nas bacias dos rios Juruá e Urucu e uma pequena reserva no Estado do Paraná.

A Tabela 5.1 mostra os centros de produção e consumo de gás natural interligados por gasodutos ao longo da costa brasileira. Este conjunto de gasodutos, denominado Nordesteão, começa em Salvador, na Bahia e termina no Porto de Pecém no Ceará, foi concluído com 1380km, quando os trechos Guamaré – Fortaleza (RGN – Ceará) de 380km e Pilar – Cabo (Alagoas – Pernambuco) de 170km, entraram em operação, durante o ano de 1999.

ORIGEM	DESTINO	COMPRIMENTO [km]
Ceará	Ceará	280
RGN	Pernambuco	450
Alagoas	Bahia	520
Esp. Santo	Esp. Santo	170
Rio de Janeiro	São Paulo	450
TOTAL		1870

Tabela 5.1 – Gasodutos ao longo da costa brasileira  
Fonte: Chase Manhattan - 1999

Os principais campos de produção de gás natural nordestino são: o Recôncavo Bahiano, com reservas de 24,8 bilhões de metros cúbicos e produção diária de 5,1 milhões de metros cúbicos, os Campos de Potiguar, no Ceará, com reservas de 18,4 bilhões de metros cúbicos e produção diária de 2,8 milhões de metros cúbicos e os Campos de Alagoas e de Sergipe, com reservas de 14,2 bilhões de metros cúbicos e produção diária de 3,9 milhões de metros cúbicos.

Entretanto, a produção doméstica não será suficiente para atender ao crescimento previsto, nos próximos anos, justificando a intenção de interligar a Cidade de Salvador a São Matheus, no Espírito Santo, através de um gasoduto de aproximadamente 780km. Esta última já se encontra interligada com Vitória por meio de um gasoduto de 210km. Com a futura construção do gasoduto ligando Vitória a Macaé no Rio de Janeiro, o gás natural de Campos poderá ser disponibilizado para atender às necessidades do Nordeste, desde que o Estado de São Paulo seja abastecido totalmente pelo Gasoduto Bolívia-Brasil.

O Estado de Minas Gerais também recebe o gás natural de Campos, Rio de Janeiro, através de um gasoduto de 320km que começa como uma derivação do Gasoduto Campos – São Paulo, passa por Juiz de Fora e atinge a Cidade de Belo Horizonte. Este gasoduto, entre outras coisas, vai alimentar a Usina Termelétrica de Juiz de Fora de 800MW, que deverá consumir cerca de 3,0 milhões de metros cúbicos por dia.

A Figura 5.1 ilustra a rede de gasodutos existentes, em construção e em estudo.



Figura 5.1 – Rede de gasodutos  
Fonte: Gasnet - 2003

## Gasodutos da Argentina

As reservas argentinas comprovadas e recuperáveis justificam a malha atual de gasodutos para o transporte e distribuição para o consumo doméstico de gás natural e para o comércio internacional.

O Brasil é o maior mercado potencial para o gás argentino, seguido pelo Chile e Uruguai. Os gasodutos argentinos são divididos em duas grandes redes interligadas, pertencentes às empresas TGN (Transportadora de Gas del Norte) e TGS (Transportadora de Gas del Sur).

A TGN está interligada com o gasoduto que começa na cidade de Santa Cruz de la Sierra na Bolívia, caminha na direção da fronteira e, perto da Cidade de Yascuiba, entra no território argentino. Nesse ponto começa o Gasoduto da TGN que atravessa a Jazida do Noroeste Argentino e caminha para o sul, na direção da Cidade de Buenos Aires. Desta linha, a partir de San Gerônimo, inicia-se o Gasoduto do Centro Oeste que se dirige para a Jazida Neuqueniana.

O Gasoduto da TGS inicia-se na região de Buenos Aires, onde se formam três ramais denominados, Cerri – General Rodriguez, Cerri – General Gutierrez e Cerri – Las Heras. O Complexo de Cerri é uma instalação de processamento do gás natural, para onde convergem todos os gasodutos argentinos. Nesta instalação chegam os Gasodutos Neuba I e Neuba II que trazem o gás natural da Jazida Neuqueniana. Também a partir deste ponto, inicia-se o Gasoduto San Martin, que tem aproximadamente 1580 km, caminha para o sul da Argentina, passando pelas Jazidas do Golfo San Jorge e Austral. Três gasodutos regionais também fazem parte do TGS: o Gasoduto Cordillerano iniciando na Jazida de Neuqueniana, e atingindo a Cordilheira dos Andes, o Gasoduto do Oeste que corre uma parte em paralelo com o Neuba I e II e o Gasoduto Rio Galego, a partir da Jazida Austral caminha na direção sudoeste. (Energas – 1999)

O Gasoduto da TGN tem capacidade para transportar 43 milhões de metros cúbicos por dia, tendo aumentado sua capacidade em 75% a partir de 1992. O Gasoduto da TGS está capacitado para o transporte de 57 milhões de metros cúbicos por dia, tendo sua capacidade aumentada em 21% a partir de 1992 (Energas – 1999)

A distribuição doméstica do gás natural argentino é feita através de nove companhias particulares: NEA, BAN, Metrogas, Pampeana, Sur, Litoral, Noroeste, Centro e Cuyo, todas as redes alimentadas pelos Gasodutos da TGN e da TGS.

## **Gasodutos da Colômbia**

Um gasoduto tronco interliga o Campo de Guajira, no Norte Colombiano, na Costa Atlântica, com Barrancabermeja, onde está o Complexo Indústria da Ecopetrol. A continuação deste gasoduto encontra-se em execução, atingindo a região sul do país, com derivações para os principais centros consumidores. O gasoduto Tronco, quando concluído deverá ter 1308km de extensão, como diâmetros variados, de acordo com o fluxo de gás de cada trecho.

O trecho inicial que chega em Barrancabermeja tem 575km e alimenta o Complexo Industrial da Ecopetrol. Este projeto demorou para ser implantado devido à possibilidade de esgotamento do gás de Guajira em 15 anos, segundo previsões iniciais. Com a descoberta dos Campos de Cusiana e com a verificação da possibilidade de recuperação do gás de Guajira, o projeto de Barrancabermeja foi implementado. O Programa de Massificação do Gás prevê a construção de gasodutos para os principais centros do país, alguns já concluídos.

Um ramal parte de Guajira para suprir o sub-sistema da Costa Atlântica, passa por Barranquilla, Cartagena e terminando em Cerro Matoso. De Barrancabermeja parte o gasoduto de 180km para a cidade de Bucaramanga, suprimindo as necessidades de gás natural do Sub-sistemas Santander.

Em Sebastopol, a 110km abaixo de Barrancabermeja, no Gasoduto Tronco, inicia-se uma derivação de 157km com 12 polegadas (0,3048m) de diâmetro, para alimentar o sub-sistema Antioquia que tem como sede a Cidade de Medellin. No Gasoduto Tronco, em toda a sua extensão, o custo do gás natural é unificado, chegando em Medellin 36% mais caro.

Um prolongamento de 110km, a partir de Sebastopol, chega em Vasconia de onde sai o ramal que leva o gás natural ao sub-sistema centro, ao qual pertence a cidade de Santa Fé de Bogotá, como 34km até La Beza com mais 144km até Bogotá.

O sub-sistema de Huila no extremo sul do gasoduto, é alimentado por um trecho de 453km, terminando na cidade de Pitalito. (Giraldo – 1994)

## **Gasodutos da Venezuela**

A Venezuela é o mais rico país da América do Sul em termos de petróleo e gás natural. Suas reservas encontram-se nas regiões norte, centro e na Bacia do Rio Orenoco.

O gás natural venezuelano está associado ao petróleo. Sua produção é utilizada em parte internamente, sendo transportada através de 9150km de gasodutos.

A capacidade instalada de geração elétrica da Venezuela é de 18700MW, dos quais 57% são de origem hidráulica e 43% de origem térmica. A maior hidroelétrica é a Usina de Guri, situada na região sul do país, com capacidade de 10000MW e possibilidade de venda do excedente para a Região Amazônica no Brasil. Na região central da Venezuela estão instaladas algumas centrais termelétricas com capacidade total de 5000MW.

## **Gasodutos da Bolívia**

A Bolívia contém aproximadamente 3050km de gasodutos, concentrados na região Centro/Sul, onde se encontram os campos de gás natural, estendendo-se para a região sudoeste até atingir a Cidade de La Paz e para o sudeste, dando início à integração com o Brasil. A linha tronco, com 720km de comprimento, começa na Região de Santa Cruz da la Sierra, no Campo de Carrasco, passa pelos Campos de Víbora, Cascavel, Yapacani, Carandá, Rio Grande e se dirige para o sul, até encontrar os Campos de Vuelta Grande, Vilamontes, San Antonio, San Alberto e termina em Yacuiba.

Os ramais da parte oeste do gasoduto tronco alimentam as cidades de Cochabamba, La Paz, Sucre, Potosi e Tarija, percorrendo aproximadamente 1380km.

Partindo de Rio Grande, na Região de Santa Cruz de la Sierra, começa o trecho brasileiro do gasoduto Bolívia - Brasil, que tem 557km em território boliviano e neste trecho inicia-se o Gasoduto de Cuiabá que percorre 390km dentro da Bolívia. (Pan American Energy – 1999)

## **5.2 Gasodutos Internacionais de Integração**

Atualmente, alguns gasodutos internacionais já se encontram em operação na América do Sul, destacando-se o gasoduto Bolívia - Brasil. Dois gasodutos interligam os campos de gás da Argentina com o Chile e ainda mais dois projetos deverão ser implementados. O gasoduto tronco da Argentina encontra-se também interligado com o gasoduto tronco da Bolívia, através do qual, existe um comércio entre os dois países. O gasoduto que liga a Argentina a Uruguaiana, no sul do país, deverá ser estendido até Porto Alegre.

### **Gasoduto Bolívia - Brasil**

As reservas de gás natural da Bolívia permitem que ela se torne um pólo energético para exportar o gás natural, ou energia elétrica produzida por uma termoeletrica instalada junto aos seus campos de produção. As redes de gasodutos da Bolívia e da Argentina estão interligadas, permitindo um fluxo de gás natural entre estes dois países. Este fluxo existe há 24 anos, pois a Argentina compra o gás natural da Bolívia para o consumo doméstico. Desta forma, o gasoduto Bolívia-Brasil, com origem em Santa Cruz de la Sierra, vai permitir o comércio de gás, tanto com a Bolívia quanto com a Argentina, pois ambos os países têm grandes reservas, que poderão ser disponibilizadas para o Brasil. O Gasoduto encontra-se em fase final de construção, passando por São Paulo, onde o gás boliviano já faz parte do consumo dos principais pólos industriais do Estado. A caminho do Rio Grande do Sul, o gasoduto já passa pelos Estados do Paraná e de Santa Catarina, para terminar em Canoas. A Figura 5.2 ilustra o gasoduto Bolívia - Brasil (gasbol).

Os primeiros entendimentos para a construção do Gasoduto Bolívia - Brasil foram feitos na década de 40, durante o governo Getúlio Vargas. Em 1984, os presidentes do Brasil e Bolívia reiniciaram os entendimentos, mas foi somente em 17 de fevereiro de 1993 que foi autorizada a comercialização do gás, em um contrato firmado entre a Petrobrás e a empresa de petróleo YPBF – Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos. (Ilam – 1998)



Figura 5.2 – Gasoduto Bolívia - Brasil

Fonte: Comgás - 2001

Duas companhias de transporte foram constituídas, com a participação de capitais de ambos os países. Os recursos financeiros totais foram de US\$ 2,06 bilhões, sendo 78% de responsabilidade do Brasil e 22 % da Bolívia. A Petrobrás e os acionistas da empresa brasileira entraram com US\$ 610 milhões e os financiamentos do BIRD, BID, BNDES, CAF e Eximbank's de US\$ 1,0 bilhão, completaram a participação brasileira. A Companhia Boliviana entrou na sociedade com US\$ 450 milhões.

A origem do gasoduto é na cidade de Campo Grande, onde há uma conexão com o Gasoduto Argentino - Boliviano, em operação há muitos anos. Após percorrer 557km com 32 polegadas (0,8128m) de diâmetro em território boliviano, com estações de medição em Campo Grande e Mutum, o gasoduto chega na cidade de Puerto Soares e atravessa a fronteira brasileira junto à cidade de Corumbá. No território brasileiro, a partir de Corumbá, percorre 1258 km com o mesmo diâmetro, para chegar à cidade de Paulínia, no Estado de São Paulo. Neste trecho tem estações de medição em Corumbá, Paulínia e em 27 *city-gates*. A partir de Paulínia inicia-se um ramal de 155km e 24 polegadas (0,6096m) até Guararema, onde faz a conexão com o gasoduto de Campos a São Paulo.

O gasoduto tronco continua, a partir de Paulínia com 24 polegadas (0,6096m) de diâmetro, para atingir o Estado do Paraná, na cidade de Araucária, percorrendo 469km. Em seguida parte



para o Estado de Santa Catarina, percorrendo 281km, com 20 polegadas (0,508m) de diâmetro, atingindo a cidade de Tijucas. Ainda em Santa Catarina com mais um trecho de 178km e 18 polegadas (0,4572m), o gasoduto deverá atingir a cidade de Criciúma. O trecho final deste gasoduto deverá ter 252km com 16 polegadas (0,4064m), para chegar no Estado do Rio Grande do Sul na cidade de Canoas, próximo de Porto Alegre. O comprimento total do gasoduto tronco será de 2995km, que somado com o ramal de Guararema chega a 3150 km, com a o trecho do ramal Cuiabá, resulta um comprimento total de 3770 km.

O gasoduto Bolívia - Brasil vai permitir um transporte de 8 milhões de metros cúbicos por dia na fase inicial, podendo em uma segunda etapa chegar a 15 milhões. Com o aumento da demanda, a adição de mais algumas estações de compressão permitirá um fluxo perto de 30 milhões de metros cúbicos por dia.

Os benefícios do gasoduto Brasil - Bolívia, além dos aspectos comerciais, são a possibilidade de substituição energética com menores impactos ambientais e a geração termelétrica com gás natural tornando viável a instalação de centrais de ciclo combinado que apresentam grande rendimento energético.

Estuda-se, também, a possibilidade de conversão de usinas termelétricas convencionais, que hoje operam com óleo combustível, para ciclo combinado, associando-se uma nova turbina a gás, com a turbina a vapor existente. A Usina Piratininga em São Paulo, após a conversão para ciclo combinado triplicou sua potência com rendimento perto de 50%, e menores impactos ambientais, resultando custos de geração competitivos. O consumo de gás natural seria de 4,8 milhões de metros cúbicos por dia para funcionar com 1100MW de potência e 85% de fator de carga.

A importância deste gasoduto está no seu papel como elemento de integração energética, como alavancagem para o comércio exterior boliviano e como estimulante do aumento do gás natural na matriz energética brasileira.

## **Gasoduto de Cuiabá**

Na cidade de Roboré, na Bolívia inicia-se o gasoduto que vai alimentar a Usina Termelétrica de Cuiabá de 480MW, com 620km de comprimento e 18 polegadas (0,4572m) de diâmetro. Este gasoduto tem capacidade para transportar 2,2 milhões de metros cúbicos por dia, quantidade suficiente para suprir a referida usina, que deverá consumir cerca de 1,95 milhões de metros cúbicos por dia, funcionando em ciclo combinado com rendimento de 48%, fator de carga de 85%. O gasoduto ainda não se encontra em operação (Gasnet – 2003), pois aguarda a instalação da segunda unidade de turbina a gás e de uma unidade de turbina a vapor, completando o ciclo combinado. Atualmente a usina funciona com uma turbina a gás operando com óleo diesel.

## **Gasodutos Internacionais da Argentina**

A Argentina é o país que detém as maiores reservas de gás natural entre os países do Mercosul e tem produção suficiente para suprir o seu mercado interno, com bastante excesso para exportação. Atualmente o gás argentino já pode ser vendido para o Brasil por meio do gasoduto Bolívia - Brasil que tem conexão com o gasoduto Argentina - Bolívia. A Usina Termelétrica de Cuiabá, quando entrar em operação o ciclo combinado, vai operar com gás argentino. Há também o gasoduto que alimente uma usina termelétrica em Uruguaiana, com previsão de expansão até Porto Alegre, interligando-se ao gasoduto Bolívia - Brasil.

Os principais gasodutos atuais de exportação de gás natural argentino são:

O gás argentino é exportado para o Uruguai desde 1998, quando foi inaugurada uma pequena linha de 20 km de extensão interligando as cidades de Concepcion del Uruguai na Argentina e Paysandu, no Uruguai, para uso comercial e residencial. O gasoduto denominado Paysandu inicia-se na cidade de Paraná e se dirige para a fronteira com o Uruguai, apresentando duas ramificações a partir de Concepcion, sendo uma para o norte até Concordia e outra para o sul até a cidade de Gualguayche. Esta linha poderá suprir a futura Usina Termelétrica de

Paysandu. Este gasoduto terá capacidade final de transporte de  $2,5 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{dia}$ , suficientes para acionar uma termelétrica a ciclo combinado de 640MW;

Uma linha de 520km parte da cidade de Mendonça, onde se localiza uma central de processamento de gás, estende-se até a cidade de Santiago, com 24 polegadas (0,6096m) de diâmetro, transportando de 10 milhões de metros cúbicos por dia. Esta linha é conhecida como Gasoduto dos Andes e tem autorização da Secretaria de Energia para transportar 5,9 milhões de metros cúbicos por dia. A partir de Santiago existe um projeto para a construção de um prolongamento até a cidade de Quillota, da qual sairão dois ramais, um para Valparaíso e outro para Quintero, ambos no Pacífico;

O Gasoduto Methanex de aproximadamente 400km, interliga San Sebastian na Argentina com Punta Arenas no Chile, com trechos de 18, 14, 12 e 10 polegadas de diâmetro e tem capacidade para transportar 2,5 milhões de metros cúbicos por dia. Este gasoduto é suprido pela Jazida Austral, no sul da Argentina, e passa pelas cidades de Cullen e San Gregorio, antes de chegar em Punta Arenas. O principal consumidor deste gasoduto é a Petroquímica Methanex, localizada a 30km ao norte de Punta Arenas. Estuda-se a construção do Gasoduto Methanex II com capacidade de transporte de 2,0 milhões de metros cúbicos por dia, para atender às necessidades de expansão da Petroquímica Methanex. (Chase Manhattan – 1999)

## **Capítulo 6**

### **6 Integração Regional**

Sendo o gás natural um importante vetor na integração entre os países da América do Sul, faz-se necessário que seja caracterizado como originou-se a formação do Mercosul. A integração entre os países que o comercializem o gás natural começa a ser patente. Considerando os atuais e futuros projetos anunciados e em andamento, fica evidente a importância do gás natural neste processo.

Assim, este capítulo visa a contextualização histórica da integração entre os países sul-americanos.

#### **6.1 O Mercosul Como Bloco Econômico**

O processo de integração regional está ligado às mudanças políticas, econômicas e estruturais que provocaram uma reestruturação no equilíbrio mundial do poder. A ruptura do sistema bipolar de poder no mundo, provocou a necessidade e a possibilidade de entendimento entre as nações vizinhas, visando a formação de blocos econômicos, para o fortalecimento de seus interesses comerciais no contexto mundial. (Montoro – 1998)

A partir dos anos 50, muitas ações foram iniciadas na busca de parcerias econômicas entre algumas nações sul-americanas, embora as grandes linhas políticas fossem baseadas no desenvolvimento dos mercados internos. Em 1960 foi negociado o Tratado de Montevidéu, criando a Associação Latino-Americana de Livre Comércio (ALALC), integrada inicialmente por Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguai, Peru e Uruguai. O Tratado de Montevidéu, que seria válido pelo prazo de 12 anos, estabelecia a Zona de Livre Comércio, procurando intensificar o mercado regional, pela eliminação das medidas protecionistas, que seriam negociadas produto a produto. Entre os anos de 1961 e 1967 Bolívia, Colômbia, Equador e Venezuela aderiram ao Tratado. (Barbosa – 1991)

Dificuldades de ordem política, vinculadas aos novos regimes militares que se estabeleceram na maioria dos países da América do Sul, somados aos interesses particulares do setor privado e à pouca flexibilidade do Tratado de Montevidéu, geraram crescentes frustrações no funcionamento da ALALC.

Em 1969, O Acordo de Integração Sub-Regional de Cartagena, assinado por Bolívia, Chile, Colômbia, Equador e Peru, criava o Grupo Andino, sem se desligar formalmente da ALALC. Em 1973 a Venezuela aderiu ao Grupo e em 1976 o Chile se retirou. O Grupo Andino teve sucesso durante os primeiros anos, devido aos programas regionais de desenvolvimento industrial e ao estabelecimento de organismos de financiamento. As metas do Tratado de Montevidéu foram afetadas pela primeira crise do petróleo, em 1973, e pelo crescente endividamento das nações, que provocaram o enfraquecimento da integração regional.

No final da década de 70, os países membros da ALALC tinham a convicção de que o processo de integração, tal como previsto no Tratado de Montevidéu estava superado. Procurou-se, então, o estabelecimento de acordos mais flexíveis, envolvendo dois ou mais países, sem descartar a possibilidade de acordos globais, com a participação de todos os países.

Com o objetivo de superar as deficiências de integração comercial, estabeleceu-se o Segundo Tratado de Montevidéu, em 1980, criando a Associação Latino-Americana de Integração (ALADI) como sucessora da ALALC. Tal como em 1960, persistiram as tendências protecionistas, incentivadas pelos reflexos da segunda crise do petróleo, ocorrida em 1979, pelo crescimento da dívida externa e pela moratória decretada pelo México em 1982. Com o objetivo de manter o poder de decisão e as relações com os países desenvolvidos, os países signatários deixaram para segundo plano os compromissos regionais e o Segundo Tratado de Montevidéu também não teve êxito.

Os primeiros anos da década de 80 foram marcados pelo aumento do endividamento externo, que provocou uma retração nas importações regionais gerando megasuperávits, onde cerca de 30% da receita das exportações eram destinadas ao pagamento da dívida. Este contexto

facilitou a abertura das economias para outros mercados, dificultando ainda mais o processo de integração regional. (Barbosa – 1991)

Em 1985, a Rodada Regional de Negociações Comerciais também não conduziu aos resultados esperados, entre os membros da ALADI. Já em 1987, o Grupo Andino, pelo Tratado de Quito, constituiu um subgrupo da ALADI, sem se sujeitar às cláusulas do Tratado de Montevidéu de 1980.

Durante esta década, os regimes militares foram substituídos por governos eleitos democraticamente e a filosofia de segurança nacional foi cedendo lugar a relacionamentos mais confiáveis entre os países da América do Sul.

## **6.2 Entendimentos Iniciais Para a Formação do Mercosul**

As transformações no cenário internacional e o perigo de marginalização do Continente Latino-Americano motivaram o aparecimento de uma nova filosofia de integração comercial, na qual uma interdependência econômica passou a gerar benefícios para as partes envolvidas. Esta fase foi caracterizada pela liberalização da economia interna e pela abertura ao mercado internacional.

Em 1986 os presidentes do Brasil e da Argentina, diante da real complementaridade econômica, reconheceram a necessidade de fazer avançar entre os dois países um estreitamento comercial, independente das regras dos acordos regionais. Nesse ano foi assinado o Programa de Integração e Cooperação Econômica Brasil-Argentina. A estratégia de integração seria feita por setores, destacando-se os bens de capital, a aeronáutica e a energia nuclear. (Gallo – 1998)

No ano de 1988 foi assinado o Tratado de Integração, Cooperação e Desenvolvimento, prevendo a eliminação dos obstáculos alfandegários e a liberalização do comércio bilateral, com validade para 10 anos. No ano seguinte, os dois governos decidiram antecipar para 1994 o estabelecimento de um mercado bilateral, com livre circulação de bens e serviços.

O sucesso desta aliança e o perigo de um isolamento econômico fizeram com que o Uruguai e, posteriormente, o Paraguai se unissem ao mercado dos países vizinhos. O Tratado de Montevideu de 1980, sem a interferência da ALADI, deu cobertura ao emergente grupo de países, buscando seus interesses comerciais comuns.

Em 31 de dezembro de 1994 foi formalmente constituído o Mercado Comum do Sul (Mercosul), assinado através do Tratado de Assunção, que liberou a circulação de bens, serviços e fatores produtivos, estabeleceu uma política comercial comum com outros países ou agrupamentos de países e uma coordenação comum de políticas macroeconômicas regionais.

O Tratado de Assunção está aberto a novos parceiros da ALADI, mediante negociação, sempre respeitando os objetivos do tratado de Montevideu de 1980. Por outro lado, o Tratado estimula o desenvolvimento do comércio exterior dos países membros, de forma intra-regional ou extra-regional. (Barbosa – 1991)

O sucesso do Mercosul não está unicamente na dependência da vontade política, mas principalmente na participação do setor privado, que deverá atuar dentro da modernidade, procurando sistemas de produção mais eficientes, para baixar os custos e tornar seus produtos mais competitivos.

### **6.3 Relações Entre o Mercosul e a ALCA**

A idéia da Aliança para o Livre Comércio das Américas – ALCA, foi lançada na Reunião da Iniciativa das Américas, pelo presidente George Bush, em junho de 1990, visando o aprofundamento das relações entre os Estados Unidos e os Países Latino-Americanos. Entretanto, o processo somente foi iniciado em 10 de dezembro de 1994 na Reunião de Cúpula da Américas, realizada em Miami, com a presença de 34 países, tendo Cuba como o único ausente.

Os objetivos da ALCA são o desenvolvimento e a prosperidade dos países, que serão conquistados através de democracia, do livre comércio e do desenvolvimento sustentado. As negociações são conduzidas de forma transparente, sem ferir o Acordo da Fundação da

Organização Mundial do Comércio. As economias menores serão beneficiadas com mecanismos que facilitem sua integração com os demais países. Serão permitidos acordos bilaterais, desde que estejam cobertos pelos direitos e obrigações da ALCA. (Araújo – 1998)

O início das negociações foi recomendado pelos Ministros de Comércio Exterior dos 34 países na reunião realizada em 19 de março de 1998 em San José da Costa Rica. Doze grupos de trabalho foram constituídos nas seguintes áreas: acesso aos mercados, procedimentos alfandegários, investimentos, normas e barreiras técnicas ao comércio, medidas sanitárias, subsídios, direitos compensatórios, compras governamentais, propriedade intelectual, serviços e políticas de concorrências, economias menores e solução de controvérsias.

O processo de negociação para a formação da ALCA tem presidência rotativa para coordenar os trabalhos da Reunião Ministerial e do Comitê de Negociações Comerciais, tendo como sede o país do presidente.

## **6.4 O Brasil e a ALCA**

A posição estratégica do Brasil em relação à ALCA e o Mercosul, impôs algumas condições que foram aceitas pelos chefes de estado e incorporadas ao documento da Declaração de San José. Essas condições contemplaram inicialmente as relações brasileiras com o Mercosul, por se tratar de um bloco sub-regional já existente, em relação à ALCA, ainda não constituída. A Bolívia e o Chile, que já assinaram acordos de livre comércio com o Mercosul, juntamente com o Grupo Andino, constituído por Venezuela, Colômbia, Equador e Peru, deverão ter prioridades nas relações comerciais com o Mercosul. (Araújo – 1998)

O interesse brasileiro em preservar a identidade do Mercosul e a sua consolidação como uma união alfandegária, constitui um grande desafio nas rodadas de negociações que vem se realizando desde 1994. O desafio torna-se ainda maior em vista das negociações do Mercosul, com os países do Bloco Andino e com a União Européia.



No plano doméstico, o governo enfrenta pressões de grupos particulares na defesa de seus interesses e, no plano externo, defende as prioridades domésticas, enfrentando as pressões dos parceiros internacionais. As negociações só têm caráter efetivo quando incorporam estes dois processos, compatibilizando interesses, muitas vezes conflitantes.

As dificuldades encontradas pelo governo para conciliar tais interesses, constitui o gargalo das negociações, que acabam protelando a consolidação dos grupos econômicos. Esta situação é definida como teoria dos jogos superpostos, na qual cada jogador se depara simultaneamente com dois adversários em partidas distintas. Para que o sucesso seja alcançado, são necessárias muitas rodadas de negociações, até que os temas sejam exaustivamente debatidos e que todos os temas pertinentes sejam colocados na agenda de negociações.

Uma política econômica doméstica consistente colabora com o sucesso das negociações internacionais, o que infelizmente não ocorre com a maioria dos países latino-americanos. Essa política permite que se façam restrições de importação em um determinado setor da economia, seguido de um aumento no preço do produto importado, para manter a receita do país exportador. Desta forma, o governo permite o desenvolvimento de um setor doméstico, com benefícios sociais, tais como a ampliação da capacidade produtiva, o crescimento do mercado de trabalho e o desenvolvimento tecnológico.

A abertura da economia brasileira em 1990 ocorreu com o país desprovido de mecanismos que poderiam evitar o uso das práticas protecionistas adotadas anteriormente. As tarifas continuam alteradas por decisões ministeriais, sem critérios para medir os custos de proteção, servindo apenas para atender interesses clientelistas. O Brasil carece de uma lei de comércio exterior que assegure a estabilidade do mercado interno competitivo, bem como de mecanismos de avaliação e supervisão de políticas econômicas e de informação ao público.

A ALCA se apresenta para o Brasil e para os demais países latino-americanos como uma oportunidade para o ajustamento de políticas e práticas econômicas, nos moldes das economias mais desenvolvidas e consolidadas. As negociações devem ser transparentes, visando o atendimento ao mercado doméstico e os interesses dos parceiros internacionais. A consolidação

da ALCA está vinculada ao conhecimento que cada país deverá ter da legislação dos demais e do ajustamento de suas próprias leis para pontos comuns de convergência. (Ilam – 1998)

Espera-se que, a partir do ano 2005, as economias dos países estejam estabilizadas e os mecanismos de operação da ALCA sejam respeitados pelos 34 países signatários da Reunião de Cúpula das Américas, de 1994.

## **6.5 Novos Parceiros Para o Mercosul**

A América do Sul tem uma população superior a 320 milhões de habitantes e um enorme potencial para construir a infra-estrutura necessária para o seu desenvolvimento sustentado. Seus recursos hídricos chegam a 40% do total do planeta, com índices de 30000 metros cúbicos de água por habitante, contra 6100 da África e 3200 da Ásia. A América do Sul tem abundância de recursos naturais, mas apresenta enormes carências nas áreas de telecomunicação, energia e transporte, impedindo o aproveitamento adequado destas riquezas. (Batista – 1996)

Nos anos 50, os países do continente sul-americano foram responsáveis por 12,5% do comércio mundial. Em 1990, o seu papel no comércio global ficou reduzido para 3,5%, devido à deficiência na infra-estrutura de transporte e comunicação, que tornou impossível um fluxo natural de pessoas, idéias e bens de consumo.

No passado, os regimes militares dos países sul-americanos impuseram a filosofia da segurança nacional, no qual cada país se preocupava exclusivamente com o seu desenvolvimento visando a sua auto-suficiência. Na área energética, cada país criou sua empresa petrolífera para explorar seus próprios recursos, tentando reduzir, desta forma, sua dependência energética. Dentro desta nova filosofia, surgiram mercados comuns que somaram os potenciais econômicos dos países agrupados, visando o alargamento e o fortalecimento de suas relações comerciais. Este novo paradigma encara o continente sul-americano como uma unidade econômica, que otimiza os recursos naturais e a infra-estruturas de produção e transporte, tirando partido da economia de escala, no mercado globalizado.

Os países sul-americanos têm obtido algum sucesso no intercâmbio comercial, porém ainda estão muito longe da performance obtida pela União Européia. O comércio entre o Chile e a Argentina triplicou entre 1992 e 1995 e o Brasil tornou-se o maior parceiro comercial da Argentina. Com a formação do Mercosul, em 1994, o comércio entre os países do bloco cresceu 28,8% ao ano, enquanto cresceu apenas 4,3% com as demais nações do planeta. (Batista – 1996). O Pacto Andino, constituído pela Bolívia, Colômbia, Venezuela, Equador e Peru, também proporcionou um incremento em suas relações comerciais, fortalecendo a idéia de uma união geral em busca dos objetivos comuns.

A formação destes dois blocos comerciais ainda não conduziu a resultados satisfatórios, pois apenas 8,9% do comércio total do continente sul-americano é feito internamente. Este índice é muito pequeno, comparado com os do NAFTA, do Sudeste Asiático e da União Européia, que são 30%, 31% e 50%, respectivamente. (Batista – 1996)

A anexação do Chile ao Mercosul e a união deste ao Pacto Andino e às Guianas poderá trazer para o continente sul-americano oportunidades maiores no sentido de superar rivalidades regionais e incrementar o intercâmbio comercial, enfatizando a proximidade geográfica e a eficiência econômica. Entretanto, o fortalecimento do continente sul-americano como unidade comercial implica na existência de uma infra-estrutura de comunicação e transporte e a falta desta constitui o maior obstáculo para implementar tais objetivos. A existência de sistemas eficientes de comunicação e transporte foi decisiva para o sucesso da União Européia e dos parceiros comerciais do NAFTA. O transporte marítimo foi decisivo para o sucesso comercial dos países do sudeste asiático.

A opção dos países sul-americanos pelo sistema rodoviário, em detrimento do ferroviário, do hidroviário e da navegação costeira, foi a menos recomendável, no sentido econômico e ecológico. Apesar desta opção, em 1991 os países da América do Sul tinham apenas 260000 quilômetros de estradas pavimentadas, enquanto os países da América do Norte já somavam 6300000 quilômetros. Na área energética, no mesmo ano, a capacidade instalada de centrais elétricas nos países sul-americanos era apenas 120TW, enquanto que nos países do norte o montante já se aproximava de 1000TW. (Batista – 1996)

As possibilidades de integração comercial entre os países da América do Sul, enfocando as reservas de gás natural, envolve a construção de redes de gasodutos e infra-estrutura de liquefação, transporte e terminais de regaseificação. A recente construção do Gasoduto Bolívia-Brasil é o primeiro passo desta integração, que vai viabilizar um comércio de  $30.10^6 \text{Nm}^3/\text{dia}$ , com investimentos de cerca de US\$2 bilhões e um comércio anual acima de US\$700 milhões.

Com o crescimento da demanda de gás natural, tanto para geração elétrica como par fins industriais, automotivos e cogeração, novos gasodutos, interligando os campos de gás da Argentina com a região sul do Brasil, poderão se incorporar ao sistema atual de suprimento.

Desta forma, Argentina, Bolívia e Brasil terão fluxos comerciais significativos, que poderão contribuir para o equilíbrio de suas balanças comerciais, consolidando o Mercosul e incorporando a Bolívia no bloco comercial. Este assunto vem sendo tratado há alguns anos, tendo seu ponto alto em 25 de junho de 1996, quando foi assinado a Ata de Reunião Mercosul-Bolívia, em San Luís, estabelecendo o Acordo de Complementação Econômica, que adotou livre comércio para 90% dos produtos da lista alfandegária. A redução das tarifas de importação seria inicialmente de 30%, podendo chegar a 100% no prazo de 10 anos. Os fatores que determinaram tal acordo foram:

- Necessidade de fortalecer o processo de integração da América Latina, conforme determina o Tratado de Montevidéu de 1980;
- Estabelecimento de zonas de livre comércio, que constituem o modo mais eficaz de fortalecer os blocos comerciais existentes;
- Fortalecimento da economia regional como um elemento de alavancagem do avanço econômico, social e democrático dos países da América do Sul;
- A existência do Bloco Andino que constitui um esforço no sentido de estabelecer a integração regional.

Entre os objetivos do Acordo de Complementação Econômica estão o desenvolvimento de infra-estrutura de navegação fluvial, através da Hidrovia Paraná-Paraguai e de integração energética, iniciada posteriormente, com a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil. (Gazeta Mercantil – 8/7/96)

No dia 17 de abril de 1998, os presidentes Hugo Banzer Soárez, da Bolívia e Fernando Henrique Cardoso, do Brasil, assinaram em Santa Cruz de la Sierra, um acordo para o início da construção do gasoduto entre os dois países. O ministro de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, Carlos Alberto López, afirmou: “Até o ano 2010 o Brasil necessitará de 25 trilhões de pés cúbicos de gás natural (708 bilhões de metros cúbicos) e as reservas do Peru, da Bolívia e da Argentina são perfeitamente suficientes para atender a esta fantástica demanda.” (DCI – 30/5/98). Este volume representa um horizonte de 65 anos para o fluxo de referência de 30 milhões de metros cúbicos por dia, muito maior que o consumo atual de gás natural em todo o Brasil.

Em 1995, o então presidente boliviano, Gonzalo Sanchez Lozada afirmou: “O Mercosul é uma das chaves que faltava para abrir a porta do país para a produção da riqueza. A nação mais pobre da América do Sul, com 6,5 milhões de habitantes e US\$900 de renda *per capita*, precisa orientar-se para o mercado externo, se quiser crescer. Um bloco econômico com 200 milhões de habitantes, formado por Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai, oferecem inúmeras oportunidades.” (Gazeta Mercantil – 15/12/95)

Em 1994 a Bolívia importou do Brasil um volume de US\$470 milhões e exportou somente US\$23 milhões, apresentando um déficit acima de US\$440 milhões. (Gazeta Mercantil – 15/12/95)

O panorama delineado pelas situações e depoimentos anteriormente citados demonstram a clara intenção do fortalecimento entre os países integrantes do Mercosul; aliado a isso temos a situação energética brasileira vivenciando a necessidade de incremento na utilização do gás natural na matriz energética, contribuindo para o fortalecimento das relações com os países que possuam jazidas de gás natural, principalmente a Bolívia.

## Capítulo 7

### 7 Novos Projetos

Como exemplificação de utilização e importância do gás natural nos mais diversos setores, este capítulo explicita alguns projetos cujo principal insumo<sup>1</sup> é o gás natural.

#### 7.1 Projeto Cabiúnas

Um dos pontos mais característicos do cenário proporcionado pelas plataformas em operação na bacia de Campos é o das chamas saindo dos flares, marcando as posições de dia e iluminando a noite. Trata-se na realidade da queima do gás natural produzido em associação com o petróleo, mas que não encontra aplicação, tendo que ser destruído. São cerca de três milhões de metros cúbicos por dia de um produto que poderia estar sendo consumido de forma útil à economia nacional.

No final de 2002, a primeira etapa do chamado “Projeto Cabiúnas” foi concluída. Este projeto, anteriormente denominado de “Queima Zero”, é um investimento orçado em US\$682 milhões, com vultosas obras tanto nas próprias plataformas, como na parte terrestre.

No mar, serão US\$302 milhões, com modificações e melhorias nos sistemas de compressão e escoamento de dezoito plataformas instaladas em treze campos (Pampo, Namorado, Garoupa, Moréia, Cherne, Pargo, Linguado, Viola, Bicudo, Marimbá, Corvina, Piraúna e Albacora). Dez novos compressores serão instalados e outros nove sofrerão *upgrades*, totalizando US\$89 milhões nesta rubrica, e um sistema de re-injeção de gás será instalado em Namorado e Linguado, a custo de US\$92 milhões. Haverá ainda um gasoduto ligando o campo de Roncador à Barra do Furado, passando por Namorado, com 178km de extensão e diâmetros de

---

<sup>1</sup> Insumo: neologismo criado da combinação entre *in* (entrada) e *consumo*, in + sumo.

10 e 20 polegadas (0,254m e 0,508m), com custo de US\$121 milhões, já quase todo lançado. As três parcelas totalizam os US\$302 milhões da parte marítima.

Na parte terrestre, as obras abrangem unidades para processamento e compressão do gás natural, e seu transporte em gasodutos, com um custo total estimado de US\$380 milhões.

Em Cabiúnas, teremos a URL, Unidade de Recuperação de Líquidos do gás natural, composta de dois módulos, e capaz de processar 9Mm<sup>3</sup>/dia de gás. Sua função é a separação do metano de outras substâncias existentes no gás, as quais serão liqüefeitas e enviadas à área da Reduc. O custo previsto é de US\$162 milhões, e levará quase três anos para entrar em operação. Na Reduc será construída a UFL - Unidade de Fracionamento de Líquidos de gás natural, que usará os líquidos provenientes da URL e fornecerá etano e propano para o polo Gás-Químico. Sua estimativa de custo é de US\$43 milhões.

O sistema de transporte em terra será acrescido de três dutos. O primeiro deles, o GASCAB II, liga Barra do Furado a Cabiúnas, tem 68km de extensão, em 20 polegadas de diâmetro (0,508m). Já está construído, a um custo de US\$ 21 milhões. Um segundo duto, o GASCAV, será lançado entre Cabiúnas e Vitória, atendendo ao consumo de termelétricas e da CVRD. Terá 300km de comprimento e diâmetro de 20 polegadas (0,508m), com um custo de US\$91 milhões. O terceiro duto, designado OSDUC II, levará os líquidos do gás natural da URL até a UFL, terá 183km de extensão e 10 polegadas (0,254m) de diâmetro. Seu custo deverá ser de US\$ 34 milhões. O somatório dos custos acima, acrescidos de US\$29 milhões de outras despesas, totalizam os US\$380 milhões da parte terrestre.

Quando pronto, o Projeto Cabiúnas aumentará em quase 6Mm<sup>3</sup>/dia o volume de gás natural processado e transportado a partir da bacia de Campos. Serão 14Mm<sup>3</sup>/dia em 2003, contra 8,2Mm<sup>3</sup>/dia hoje em dia, viabilizando empreendimentos como o Pólo Gás-Químico, e termelétricas no Rio de Janeiro e Espírito Santo.

A execução do projeto, na modalidade EPC, está a cargo de um consórcio formado pela SETAL, uma das maiores contratantes de serviços com a Petrobras, e pela TOYO, do Grupo

MITSUI, já estabelecida no Brasil há algum tempo. Mobilizará, no seu pico, mais de 1500 homens. Na parte de recursos, eles estão assegurados pelo financiamento de US\$600 milhões, assinado no início de junho por um consórcio de onze bancos, liderados pelo MITSUI, SUMITOMO e Banco de Tóquio.

Desta forma, dentro de um ano as noites na bacia de Campos ficarão mais escuras, mas as casas de muitos brasileiros estarão iluminadas pelo gás natural. (Gasnet – 2001)

## **7.2 Pólo Gás - Sal do Rio Grande do Norte**

A região nordeste do Rio Grande do Norte não é privilegiada apenas pelas suas praias, dunas e coqueirais sem fim. É também a terra do sal (90% da produção brasileira), do calcário, e, mais recentemente, do petróleo e gás (o Estado é líder na produção de petróleo em terra, segundo em petróleo no mar e terceiro em gás). A conjugação destes recursos, até agora pouco relacionados, deverá ser o objetivo do Pólo Gás - Sal, um empreendimento que pode atingir US\$2,8 bilhões, incluindo-se a modernização da ferrovia Natal - Macau e do porto de Natal.

O projeto inclui a produção de barrilha, cloro-soda, cloreto de potássio, magnésio e bromo, com seus derivados e associados, como se vê ao final deste texto, além de ampla geração termelétrica. A Petrobras, já há muitos anos investindo em Guamaré (cidade litorânea distante 170km de Natal), concluiu recentemente plantas de processamento de óleo diesel e nafta, a partir do gás natural produzido na região, cada uma com capacidade de produzir 4 mil barris/dia. Uma unidade de querosene de aviação, para 1500 barris/dia, foi inaugurada em início de fevereiro deste ano. Com mais uma UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) em operação, a produção deste energético chegou a 6Mm<sup>3</sup>/dia, em parte escoados pelo gasoduto denominado Nordeste, que chega até Pernambuco. No final do ano passado, um novo gasoduto, o GasFor, entrou em operação, e poderá levar até Fortaleza um volume de 2Mm<sup>3</sup>/dia. Guamaré conta ainda com produção de gás liquefeito de petróleo (GLP), e poderá ter em breve gasolina e querosene de aviação, todos a partir do gás natural.



A disponibilidade de gás e as perspectivas de industrialização da área permitirão a construção de uma termelétrica de 330MW, com consumo de 1,5Mm<sup>3</sup>/dia. Este projeto, que conta com a participação da espanhola Iberdrola e da americana Florida Power, além de gerar 250t/h de vapor a baixo preço para as unidades da Petrobras, produzirá energia a valores capazes de viabilizar a obtenção de magnésio metálico e a produção de cloro e soda cáustica, ambos altamente consumidores de energia elétrica. O magnésio metálico será proveniente das águas-mães das salinas, fração líquida que resta após a cristalização do sal, rica em magnésio, potássio, bromo e outros elementos. O cloro e a soda viriam de uma unidade de eletrólise do sal.

A termelétrica irá ainda viabilizar o término da Alcanorte, um empreendimento para produção de barrilha que está paralisado desde a década de 70, apesar de estar com três quartas partes realizadas. O mercado brasileiro é hoje suprido por importações, com apenas um produtor, a Companhia Nacional de Álcalis, produzindo menos da metade do consumo, hoje em torno de 600 mil toneladas/ano. No momento, um grupo americano, a Peak Investments, está em contato com o BNDES para a engenharia econômica necessária à passagem do controle acionário da Alcanorte, do grupo Frago Pires, seu atual proprietário, aos novos empreendedores. Caso tenham êxito, 250 mil toneladas / ano de barrilha viriam abastecer o mercado brasileiro, com um investimento estimado em US\$100 milhões. Às matérias-primas já disponíveis na região de Macau - Areia Branca (sal e calcário), seria acrescentada a energia a baixo preço, tornando o produto competitivo. Em seu conjunto, o Pólo Gás - Sal representará no mínimo 1600 empregos diretos e muitos mais indiretos, potencializando uma região do país ainda em descompasso com a riqueza que nela existe. (Gasnet – 2001)

### **7.3 Terminal de SUAPE**

Este projeto, localizado no litoral de Pernambuco, encontra-se em fase de construção e consta da instalação de um grande parque industrial integrado à um porto com capacidade de recebimento de navios de grande porte. O porto será um importante elo logístico de distribuição de carga entre o Nordeste e o Mercado Externo.

A unidade portuária é formada por um porto externo, em operação desde 1984, que abriga o Terminal de Graneis Líquidos (combustíveis) e o Caís de Múltiplos Usos, onde se concentram as operações de containers e carga geral. O Terminal de Graneis Líquidos (TGL) é operado atualmente pela Petrobras e Tecmar-Terminal Químico de Aratu.

O complexo industrial de SUAPE dispõe de um grande parque de combustíveis e GPL em operação e tornou-se o maior distribuidor para ambos os produtos em todo o Norte e Nordeste do País. A tancagem flutuante implantada é de 41 mil toneladas de GLP.

O porto interno permitirá o movimento de grandes volumes de cargas a baixos custos. O consórcio Shell - Petrobras e a direção do porto ainda lançarão edital este ano, para a construção de um terminal terrestre de regaseificação de gás natural.

O Parque Industrial do Complexo de Suape já conta com 52 empresas instaladas e 12 em implantação e ainda estão sendo analisadas 15 cartas consultas para novas instalações. (Gasnet – 2001)

## **7.4 Projeto do Complexo Gás - Químico do Rio de Janeiro**

### **Características Gerais**

O projeto do Complexo Gás - Químico do Rio de Janeiro contempla a implantação de um complexo industrial destinado à produção de 540000t/ano de polietileno linear de baixa densidade e de alta densidade, em área situada próximo à REDUC (Refinaria de Duque de Caxias), no Distrito de Campos Elíseos, Duque de Caxias, Estado do Rio de Janeiro.

A matéria-prima básica será constituída por uma carga mista de etano e propano, que será fornecida pela Petrobras através da REDUC, no limite da cerca, em frente ao terreno do Projeto. Esta carga será inicialmente processada em uma unidade de pirólise (*steam-cracking*), dimensionada para produzir 500000t/ano de eteno, que será totalmente consumido na unidade de polimerização.

As unidades auxiliares, utilidades, prédios administrativos e infraestrutura serão comuns às duas plantas e, em conjunto com elas, constituem o projeto, cujo investimento total estimado é da ordem de US\$988 milhões e o início de operação está previsto para o início do ano 2004.

A concepção do projeto e as tecnologias a serem adotadas lhe conferem características de atendimento à preservação do meio ambiente que podem ser classificadas como pioneiras em empreendimentos congêneres no Brasil.

A configuração do projeto caracteriza a integração entre a produção do polietileno e a produção de sua matéria-prima, o eteno, cujas plantas serão construídas no mesmo local e operadas em conjunto, propiciando menor custo de produção e maior controle da qualidade e da quantidade dos produtos.

As tecnologias adotadas para obtenção de eteno através da pirólise de matéria-prima proveniente do gás natural e para a produção de polietileno por processo de polimerização em fase gasosa representam uma solução inovadora no Brasil, ecologicamente mais limpa, com grande vantagem sobre as tecnologias atualmente utilizadas pelas indústrias petroquímicas no Brasil.

As matérias-primas básicas que compreendem o etano e o propano derivados de gás natural, serão fornecidos exclusivamente pela Petrobras, através da REDUC. A quantidade e qualidade requeridas estão garantidas através de Contrato de Suprimento, assinado em 25 de janeiro de 2000.

Originalmente, o projeto previa uma capacidade de produção de 400000t/a de polietilenos, tendo passado para 500000 t/ano, devido à maior disponibilidade de gás na Bacia de Campos.

Devido à utilização de carga mista (etano/propano), a unidade de pirólise produzirá, além do eteno, propeno (70000t/ano), que será vendido para a Polibrasil, próxima às instalações da Rio Polímeros.

Na concepção atual do projeto serão ainda gerados outros subprodutos: hidrogênio (10000t/ano) e gasolina de pirólise (37000t/ano). Parte do hidrogênio gerado (5000t/ano) será consumido nas unidades do projeto e o restante (5000t/ano) será vendido para a REDUC. A gasolina de pirólise será também destinada para a REDUC, para ser incorporada ao *pool* de gasolina da refinaria.

Para a implantação do projeto (engenharia, procura e comissionamento) foi selecionado o Consórcio ABB Lummus/Snamprogetti, no qual a ABB Lummus lidera e responde pelo contrato global, nesse consórcio, a Snamprogetti é a empresa credenciada pela Union Carbide para construção e montagem de processos com a tecnologia Unipol. O prazo global máximo de implantação do projeto, garantido pelo consórcio, é de 40 meses a partir do início dos serviços. A partida da planta (*start-up*) está prevista para o 34º mês, e a operação comercial para o 36º mês.

Durante a implantação está prevista a geração de 4000 a 5000 empregos, enquanto que, na fase operacional serão gerados cerca de 400 empregos diretos. O porte do projeto terá, com certeza, um efeito multiplicador considerável, especialmente levando-se em consideração a elevada capacidade de produção. Há expectativa de que sejam atraídos para o Estado do Rio de Janeiro, em especial para as proximidades de Duque de Caxias, um número considerável de novos transformadores, para consumir parte da produção de polietilenos. Além disso, a simples movimentação de mais de 500000t/ano de resinas abrirá grandes oportunidades na área de distribuição e transporte do produto.

## **Localização**

O projeto Rio Polímeros já nasceu com sua localização definida, uma vez que a fonte de sua matéria-prima principal, o gás natural, está no Estado. Em termos de microlocalização, a definição por Duque de Caxias deve-se ao fato de que existirá grande interação com a refinaria Duque de Caxias da Petrobras.

Além disso, o Rio de Janeiro tem todos os requisitos para viabilizar um projeto de escala internacional de polietilenos, como o da Rio Polímeros, porque estarão conjugados aqui os fatores de diferenciação que são a base da competitividade industrial:

- proximidade da fonte de matéria-prima;
- proximidade do mercado;
- produção integrada.

A área destinada à implantação do empreendimento localiza-se na Rua Marumbi, Campos Eliseos - Duque de Caxias, em terreno próximo à Nitriflex e Polibrasil, num total de cerca de 600000m<sup>2</sup>.

Esta área passou por um processo de desapropriação feito pelo Município de Duque de Caixas (Decreto 3177 de 8 de abril de 1998) que concedeu, através do Termo de Promessa de Cessão, o Direito Real de Uso, em 31 de julho de 1998, além de qualificar a respectiva área com destinação específica para a implantação do Pólo Gás - Químico do Rio de Janeiro (Decreto 3176 de 2 de abril de 1998).

A Promessa de Cessão de Direito de Uso, estabelecida por um prazo de 50 anos, renováveis por mais outros 50, foi transformada para cessão definitiva de direito real de uso e respectivo registro no registro de imóveis. Os documentos e decretos relativos a esse processo estão disponíveis. O projeto já obteve a licença de instalação da FEEMA, que permite o início da construção.

A Rio Polímeros, consciente da importância da integração empresa/município, patrocinou a elaboração de um plano diretor para o município de Duque de Caxias. Além disso, a Rio Polímeros assumiu uma série de ações de cunho social e ambiental para região, a serem desenvolvidas durante o período de construção e de operação, tais como:

- Programa Social que evite a favelização no entorno da obra;
- Apoio a cursos profissionalizantes em conjunto com o SENAI - Duque de Caxias;

- Prioridade de oferta de empregos para moradores do município;
- Urbanização de ruas de acesso à planta;
- Instalação de um prédio para funcionamento de uma escola no município.

### **Tecnologia & Meio Ambiente**

A tecnologia selecionada para pirólise de etano e propano proveniente do gás natural será licenciada pela ABB Lummus, consagrada mundialmente, valendo ressaltar que o craqueamento de cargas leves para obtenção de eteno apresenta enorme vantagem do ponto de vista de meio ambiente, com relação aos processos de pirólise de cargas líquidas utilizados nas centrais petroquímicas brasileiras, que processam nafta. A petroquímica à base de nafta gera toda uma série de compostos pesados (olefinas, parafinas e aromáticos), que não estão presentes na pirólise de cargas leves, como o etano e o propano.

Outra vantagem significativa, do ponto de vista ambiental, está na utilização de gás natural como combustível ao invés do uso tradicional de óleo combustível, eliminando a presença e a emissão de compostos de enxofre e material particulado. Além disso, serão adotados os mais modernos modelos de queimadores, que reduzem sensivelmente o nível de emissão de NO<sub>x</sub> para a atmosfera.

Para os polietilenos serão construídas 2 linhas de 270000t/ano cada, com tecnologia do tipo fase gasosa, que apresenta grande vantagem sobre os processos em fase líquida, solução e lama, pois não existe a necessidade de utilização de solventes, cujas etapas de recuperação geram efluentes muitas vezes agressivos ao meio ambiente. Além disso, como os solventes daqueles processos são geralmente produtos inflamáveis, o risco fica também bastante reduzido no processo em fase gasosa. Foi selecionada a tecnologia da Univation Technologies (uma associação entre a Union Carbide e a Exxon). (Gilda Bouch – 2001)

## Capítulo 8

### 8 Estudo da Viabilidade Econômica para Instalação de GNV

O estudo objetiva mostrar a viabilidade da instalação do equipamento de conversão para utilização de gás natural veicular, em um automóvel tipo caminhonete, originalmente alimentado com gasolina.

#### 8.1 Dados Preliminares

##### Veículo

- GM, corsa pick-up;
- Ano de fabricação: 2001;
- Combustível original: gasolina;
- Cilindrada:  $1598\text{cm}^3$ ;
- Formação da mistura: multi-injeção MPFI;
- Taxa de compressão: 9,4:1;
- Potência: 67,5kW;
- Torque: 127Nm.

##### Equipamento de conversão

- Mini kit com válvula de redução de pressão KGM S/VA-VC;
- Cilindro para gás natural veicular Mat-Incêndio S.A.;
- Variador de avanço KGM;
- Investimento no equipamento completo e instalação: R\$ 2500,00 em julho de 2002.

##### Condições de contorno

- Taxa de retorno de capital: 2% am;
- Veículo percorre, em média, 520km por semana, 2100km por mês;
- Estudo será feito calculando-se o VPL (Valor Presente Líquido) dos custos e procurando-se o tempo de viabilidade, o período em que os custos das duas situações (gasolina e GNV) se igualem.

## 8.2 Estudo dos Custos Para Alimentação a Gasolina

### 8.2.1 Custos com Lubrificação

O intervalo entre cada troca de óleo lubrificante é de 5000km, em média, o que fornece uma troca a cada 2,4 meses, arredondando para três meses. O consumo de óleo é de três litros por troca, a um custo de R\$ 7,00/litro. Portanto o custo de óleo, a cada três meses será de R\$ 21,00.

Para analisar este custo, transforma-se a mesma em um custo uniforme nos três meses:

$$U = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} \qquad U = 21 \frac{0,02}{(1+0,02)^3 - 1} = 6,86$$

Existe a troca de óleo alternada com a troca do filtro de óleo. A troca ocorre uma vez a cada 10000km, uma vez a cada 4,7 meses, arredondando para 5 meses. Durante esta troca, o consumo de óleo é de 3,5 litros e o custo de R\$ 24,50:

$$U = 24,50 \frac{0,02}{(1+0,02)^{5-1}} = 4,71$$

Resumidamente, os custos com lubrificação são de R\$ 11,57 ao mês, uniformemente distribuídos.

### 8.2.2 Custos com Gasolina

O consumo de gasolina do veículo é de 11,5 litros a cada quilômetro percorrido, portanto, em 2100km/mês, o consumo de gasolina será de 183l/mês.

O preço da gasolina variou, entre julho de 2002 e abril de 2002, de R\$ 1,69 para R\$ 2,12. Esta variação será transformada em um custo uniforme, através do Gradiente Aritmético de 0,057.



O consumo de gasolina será calculado através do custo uniforme de  $183 \times 1,69 = 309,27$ , acrescido do custo em Série de Gradiente de  $0,057 \times 183 = 10,43$ .

### 8.2.3 Cálculo do Valor Presente Líquido

O cálculo do VPL será feito com a utilização da relação entre um valor uniforme com o valor presente:

$$P = U \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Os custos uniformes são devidos ao óleo lubrificante (R\$ 11,57) e a gasolina (R\$ 309,27). Isto fornece um total de R\$ 320,84. A variável temporal  $n$  será considerada livre para o cálculo de VP:

$$P = 320,84 \left[ \frac{(1,02)^n - 1}{0,02(1,02)^n} \right]$$

a outra relação deve considerar o valor presente a uma série gradiente:

$$P = G \left[ \frac{(1+i)^n - 1 - ni}{i^2(1+i)^n} \right]$$

substituindo os dados:

$$P = 10,43 \left[ \frac{(1,02)^n - 1 - 0,02n}{0,02^2(1,02)^n} \right]$$

o resultado será:

$$VPL = 320,84 \left[ \frac{(1,02)^n - 1}{0,02(1,02)^n} \right] + 10,43 \left[ \frac{(1,02)^n - 1 - 0,02n}{0,02^2(1,02)^n} \right] [I]$$

## 8.3 Estudo dos Custos Para Alimentação com GNV

### 8.3.1 Custos com Lubrificação

A instalação do sistema de conversão acarreta em um aumento no consumo de óleo lubrificante em 25%. Portanto, em cada troca de 5000km serão necessários 3,75 litros (R\$ 26,25) e em cada troca de 10000km, 4,375 litros (R\$ 30,62).

De forma análoga a utilizada para a gasolina, tem-se:

$$U = 26,25 \frac{0,02}{(1 + 0,02)^3 - 1} = 8,58$$

e

$$U = 30,62 \frac{0,02}{(1 + 0,02)^5 - 1} = 5,88$$

Assim, as trocas de óleo podem ser resumidas em um custo de  $8,58 + 5,88 = 14,46$ , ou seja, 25% superior ao custo com a alimentação a gasolina.

### 8.3.2 Custos com GNV

Com um metro cúbico de GNV, o veículo estudado percorre 12,2km, para 2100km/mês o consumo será de  $172\text{m}^3$ .

O valor do gás variou de R\$ 0,69 para R\$ 1,04, no mesmo período, então analogamente este valor será modelado por um valor uniforme (R\$ 0,69) e um gradiente aritmético de 0,044:

$$P = 118,68 \left[ \frac{(1,02)^n - 1}{0,02(1,02)^n} \right]$$

e

$$P = 7,57 \left[ \frac{(1,02)^n - 1 - 0,02n}{0,02^2 (1,02)^n} \right]$$

### 8.3.3 Cálculo do Valor Presente Líquido

Os custos uniformes do óleo lubrificante (R\$ 14,46) com o de GNV (R\$ 118,68) totalizam R\$ 133,14. De forma análoga:

$$VPL = 2500 + 133,14 \left[ \frac{(1,02)^n - 1}{0,02(1,02)^n} \right] + 7,57 \left[ \frac{(1,02)^n - 1 - 0,02n}{0,02^2 (1,02)^n} \right] \quad [ \text{ II } ]$$

### 8.4 Cálculo do Prazo de Retorno

O prazo de retorno do capital investido será determinado igualando-se a equação I com a equação II, a resolução numérica irá determinar o valor de  $n$ .

Assim, o prazo de 14,08 meses é determinado para uma taxa de atratividade de 2% ao mês.

## Capítulo 9

### 9 Conclusões

A crise vivenciada no setor elétrico, no ano de 2001, indica que a escassez nos investimentos, aliada ao crescente nível no consumo - motivado pela estabilização econômica, perfizeram um contexto favorável para a ocorrência da crise energética.

Em decorrência da crise, os resultados dos estudos mostram que apenas em 2008 o consumo *per capita* do país deverá voltar ao valor verificado em 2000, ou seja, ao patamar de 170kWh/mês. Isto influencia o crescimento do gás natural na matriz energética.

Com relação ao PPT, cujo objetivo foi criar incentivos para o setor privado, na construção de usinas termelétricas a gás natural; a principal vantagem oferecida para os investidores é o suprimento de gás garantido com preços subsidiados. Porém a falta de definições nas regras do mercado e os elevados preços do gás, desencorajaram os investidores. Assim o desenvolvimento dos empreendimentos foi interrompido ou desacelerado. Vale ressaltar que a Portaria 176 garante os preços do gás, somente para projetos que comecem a operar antes de 30 de junho de 2003. Neste contexto o objetivo do PPT não foi atingido, ficando muito aquém do esperado. Por outro lado, a queda no consumo de energia elétrica *per capita* do país, acabou por encobrir o baixo desempenho do Programa.

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

Sendo o custo final do gás natural definido através dos custos de produção, processamento, transporte e distribuição; e sendo estas variáveis bastante oscilantes, tem-se uma variação no preço do gás natural bastante elevada. Como parte do gás natural consumido no país é originário do gasoduto Bolívia – Brasil, seu preço é fixado em dólar, portanto o mesmo é influenciado por fatores externos. Aliando a desvalorização do real, a termelétrica passou a ter custos de produção pouco competitivos, frente à hidrelétrica, por exemplo. Isto deve-se à elasticidade do preço do gás natural ser bastante elevada, frente aos outros combustíveis. Dessa forma os potenciais investidores não encontram um panorama favorável para iniciarem ou continuarem empreendimentos nos níveis esperados outrora.

Um mercado maduro, com regras e infra-estrutura compatíveis, asseguram um ambiente propício para a expansão do sistema de gás natural. Pois outros setores da economia poderão tirar proveito das facilidades de utilização do gás.

Sistemas de geração distribuída, em especial a cogeração, beneficiar-se-ão do uso do gás. Considerando a energia no consumidor, um ciclo combinado aproveita menos de 50% do combustível, enquanto que a cogeração chega a 85%. Convém lembrar que o Brasil é importador de combustível e continuará importando, como é o caso do gás natural da Bolívia. A cogeração, na maior parte dos casos, evita custos, postergando investimentos na transmissão e distribuição, além de diminuir as perdas no sistema que, no caso do Brasil, já são extremamente elevadas. Vale ressaltar que um dos pivôs na crise de 2001 foi o gargalo na transmissão de energia elétrica.

Analisando a utilização do GNV pode-se concluir que a viabilidade da conversão de um veículo movido a gasolina, ou outro combustível, pode tornar-se atrativa enquanto a relação de preços do gasolina e do GNV mantiverem-se nestes patamares. Convém ressaltar que a distância percorrida pelo automóvel é de grande sensibilidade no resultado final. Há também um ganho ambiental, associado à emissão de poluentes. Com o uso do GNV o nível de poluentes lançados na atmosfera, pelos motores de combustão interna, é menor, portanto o aumento no número de veículos que utilizam o GNV acarretaria uma carga de poluentes lançadas na atmosfera menor.

## Capítulo 10

### 10 Referências Bibliográficas

Asea Brown Boveri (ABB). *Thermal Reduction of NO<sub>x</sub> in Gas Turbines*. São Paulo. ABB Review, 1994.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). *Sistema de Combustão – Controle e Segurança para Utilização de Gases Combustíveis em Processos de Altas Temperaturas*. Rio de Janeiro, 1990.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Capacidade de Geração de Energia Elétrica*. Brasília, 2003.

Agência Nacional do Petróleo (ANP). *Anuário Estatístico*. Rio de Janeiro, 2002.

Agência Nacional do Petróleo (ANP). *Autorização para a Construção de Novos Gasodutos*. Rio de Janeiro, 1999.

Agência Nacional do Petróleo (ANP). *Autorização para a Importação de GNL da Nigéria*. Rio de Janeiro, 1999.

Araújo, J. T. *Os Interesses Brasileiros e a Agenda da ALCA*. Revista Brasileira de Comércio Exterior, 1998.

ASME. *Basic Gas Turbine Engine Technology*. Atlanta, Georgia. Gas Turbine Division, 1989.

- Bajay, S. V., Ferreira, A. L., Walter, A. C. S. *Relatório Técnico da Fase 5: Otimização das Práticas de Planejamento e dos Procedimentos Regulatórios Envolvidos no Dimensionamento, Construção e Operação de Usinas Termoelétricas*. Campinas. UNICAMP – NIPE, 2000.
- Barbosa, R. A. *América Latina em Perspectiva: da Integração Regional de Retórica à Realidade*. São Paulo. Edições Aduaneiras, 1991.
- Batista da Silva, E. *Infraestructure for Sustainable Development and Integration of South America – Latin America*. Rio de Janeiro, 1996.
- Batista da Silva, E. *Infraestrutura de Longo Alcance para o Desenvolvimento do Estado de Santa Catarina*. Santa Catarina. FIESC, 1997.
- Bejan, A. *Advanced Engineering Thermodynamics*. 2nd. ed. New York. Wiley, 1997.
- Bouch, G. *Projeto do Complexo Gás-Químico do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro, 2001.
- Bratfíski, J. *Sistema de Distribuição do Gás Natural*. São Paulo. Comgás, 1998.
- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). *Plano Decenal de Expansão 2003/2012*. Brasília. MME, 2002.
- Chase Manhattan. *Industry Report Natural Gas*. Brasil Equity Research, 1999.
- Comgás. *O Gás Natural no Mercado Energético Brasileiro*. São Paulo, 2001.
- D’Apote, Sylvie. *Potencial e Perspectivas para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural na América do Sul*. Paris. IEA, 2003.

- Eletrobrás. *Plano Decenal de Expansão de Geração de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro. Grupo de Planejamento de Expansão do Sistema, 1999.
- Eletropaulo. *Usina Termoelétrica Piratininga*. São Paulo, 1998.
- Energas. *Gas Natural – Argentina*. Buenos Aires, 1999.
- Gallo, S. M. *O Futuro das Instituições no Mercosul*. Informativo do Mercosul, 1998.
- Gasnet. *Gasodutos Brasileiros*. Rio de Janeiro, 2003.
- Gasnet (a). *Pólo Gás-Sal do Rio Grande do Norte*. Rio de Janeiro, 2001.
- Gasnet (b). *Projeto Cabiúnas*. Rio de Janeiro, 2001.
- Gasnet (c). *Terminal de Suape*. Rio de Janeiro, 2001.
- Gas Engineering and Operating Practice Series (GEOP). *Pipelines – Planning and Economics*. Virginia, USA. The American Gas Association, 1989.
- Gilda Bouch. *Projeto do Complexo Gás-Químico do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro. Gasnet, 2001.
- Giraldo, J. G. A. *Alternativas de Usos Finais de Eletricidade Deslocada da Cocção Elétrica da Colômbia*. São Paulo. IEE – USP, 1994. Tese de Doutorado.
- Gomide, R. *Estequiometria Industrial*. 2a. ed. São Paulo. Ed. do autor, 1979.
- Himmelblau, D. M. *Basic Principles and Calculations in Chemical Engineering*. 6nd. ed. New Jersey. Prentice Hall International, 1996.



International Energy Agency. *Key World Energy Statistics*. Paris. IEA, 2002.

Ieno, G. O. *Viabilidade Técnica e Econômica da Conversão da Usina Termoelétrica Piratininga em Ciclo Combinado*. São Paulo. IEE – USP, 1993. Dissertação de Mestrado.

Ieno, G. O., Negro, L. A. *Usinas Termoelétricas a Vapor e a Gás Natural*. São Bernardo do Campo. FEI, 1999.

ILAM. *O Gás Natural Como Fator de Integração e Desenvolvimento da América Latina*. São Paulo. Seminário, 1998.

Islas, J. *La Diffusion de la Turbine a Gaz dans les Industries Eletriques*. Paris. Revue de Le Energie, juin 1999.

Jaakko Poyri Engenharia (a). *Alternativas de Rotas de Gasodutos para a Inserção do Gás Natural Argentino na Região Sul-Sudeste do Brasil*. São Paulo. Technoplan, 1999.

Jaakko Poyri Engenharia (b). *O Gás Natural Liqüefeito como Alternativa de Suprimento para o Estado de Minas Gerais*. São Paulo. Technoplan, 1999.

Mercedes Benz do Brasil. *Activities on Natural Gas for Transportation*. São Paulo. Directory Engineering Experimental Station, 1989.

Mercedes Benz do Brasil. *Veículos Comerciais e Meio Ambiente*. São Paulo. Diretoria de Desenvolvimento e Engenharia Experimental, 1989.

Ministério de Minas e Energia (MME). *Balanço Energético Nacional*. Brasília, 2002.

Monteiro, S. *O Gás Natural Combustível*. São Paulo. Comgás, 1998.

Montoro, A. F. *Integração da América Latina em um Mundo Multipolar*. São Paulo. ILAM, 1998.

Oil & Gas Journal Latinoamerica. *Negócios de Gás Natural*. Julho/agosto 2002.

Pan American Energy. *Informativo sobre o Gasoduto Cruz del Sul*. São Paulo, 1998.

Pan American Energy. *Natural Gas in the South Cone*. São Paulo, 1999.

Petrobras. *Gasoduto Bolívia-Brasil*. Rio de Janeiro, 1998.

Petrobras. *Informativo*. Rio de Janeiro, 2003.

Petrobras. *Pequena História do Petróleo*. Rio de Janeiro, 1986.

Pitanga, F. J. *Combustão de Líquidos e de Gases*. São Bernardo do Campo. FEI, 1992.

Siqueira, C. *Gás Boliviano Chega ao Brasil – Gasbol Comemora Resultado do Trecho Norte*.  
Revista Brasil Energia, janeiro de 1999.

Santos, R. T. *Latin Gas 2002: Instabilidade Política e Regulatória e Seus Reflexos para o Setor de Gás Natural no Cone Sul*. Rio de Janeiro. Petróleo & Gás Brasil, março de 2002.

Soares, S. *São Pedro Nada Tem a Ver Com Isso*. Campinas. Jornal da Unicamp, julho de 2001, p4.

Wark, R., Richards, D. E. *Thermodynamics*. 6nd. ed. New York. McGraw-Hill, 1999.

WEC. *Survey of Energy Resoureces*. USA, 1998.

Wyllen, V., Sonntag, R. E., Borgnakke, C. *Fundamentos da Termodinâmica*. 5a. ed. São Paulo. Ed. Edgard Blücher, 1998.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Santiago, 1998.

Zamalloa, G. A. C. *Utilização do Gás Natural de Camisea (Peru) para a Viabilização de Sistemas Elétricos e de Gás no Norte e Centro-Oeste do Brasil*. São Paulo. IEE – USP, 1998. Tese de Doutorado.