



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso

## **CADEIA ENERGÉTICA DO GÁS NATURAL**

Orientador: Leimar de Oliveira  
Aluno: Danilo de Oliveira Matos

Campina Grande – Paraíba  
Agosto de 2006



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, pela oportunidade de estudar e escrever sobre um assunto que trouxe e continua trazendo tantos benefícios à humanidade, também à minha família que me deu um total apoio moral e financeiro na busca de meus objetivos como estudante e homem, a todos os meus amigos que me incentivaram cada vez mais para meu progresso e desenvolvimento pessoal e profissional.

Em especial, ao professor Leimar de Oliveira por seu apoio, incentivo e dedicação que favoreceram para despertar entusiasmo e coragem para estudar e escrever sobre um tema tão importante na conjuntura mundial.

Agradeço também aos alunos Alessandro, Anderson, Edimilson e André pela atenção, amizade e ajuda no desenvolvimento deste documento e a todos os que contribuíram de forma direta ou indireta para que o presente trabalho alcançasse sua plena conclusão e posterior contribuição educacional no âmbito acadêmico.

## Lista de Figuras

Figura 1	Reservas mundiais de Gás – 2005.....	5
Figura 2	Evolução das Reservas Mundial de Petróleo e Gás Natural.....	7
Figura 3	Evolução da Comercialização e consumo Mundial do GN.....	9
Figura 4	Reservas do gás offshore divididos em Regiões .....	12
Figura 5	Formação Geológica do Gás Natural.....	13
Figura 6	Poço de Gás Associado.....	14
Figura 7	Poço de Gás Não-Associado.....	15
Figura 8	Diagrama de Fluxo Processamento de Gás Natural.....	18
Figura 9	Operação de um Gasoduto.....	19
Figura 10	Infrestrutura Regional, Mercados e Disponibilidade de Gás Natural.....	23
Figura 11	Mapa do Gasoduto Brasil Bolívia.....	28

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1	Composições típicas do Gás Natural, em percentual Volumétrico.....	17
Tabela 2	Especificações do Gás Natural.....	18

## Lista de Abreviaturas e Siglas

GN	Gás Natural
°C	Unidade de temperatura graus Celcius
$SO_x$	Oxido de enxofre
$C_nH_{2n+2}$	Hidrocarbonetos
$H_2S$	Ácido Sulfídrico
$N_2$	Nitrogênio
$CO_2$	Dióxido de Carbono
$O_2$	Oxigênio
AC	Nomenclatura “Antes de Cristo”
ANP	Agencia Nacional de Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
LGN	Líquidos de gás natural
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo

## Sumário

1. Introdução.....	1
2. Gás Natural.....	2
2.1 Principais Contaminantes do Gás Natural.....	2
2.1.1 Enxofre.....	2
2.1.2 Água e Sedimentos.....	3
2.2.História do Gás Natural.....	3
2.3 A Indústria de Gás Natural.....	5
2.3.1 - Evolução recente dos mercados gasíferos internacionais.....	5
2.3.2 Choque do petróleo.....	6
2.3.3 Inovações Tecnológicas na Indústria de Gás Natural.....	9
2.3.4 Evolução das Reservas e da Produção Nacional.....	10
2.3.5 - Aspectos Regulatórios nos Mercados Brasileiros de Gás.....	10
2.3.6 - A Nova Regulação do Gás.....	11
3 Cadeia Produtiva do Gás Natural.....	12
3.1 Exploração.....	12
3.2 Produção.....	14
3.3 Refino.....	15
3.4 Transporte e distribuição.....	18
3.4.1 Gasodutos Brasileiros.....	22
4. Revolução Ambiental – GN.....	29
4.1 Combustível Ecologicamente Correto.....	30
5. Uso do gás natural.....	31
6. Conclusão .....	36
6.1 Recomendações.....	36
7. Bibliográfica.....	37

## **Resumo**

Atualmente, constata-se em muitos países um aumento expressivo no consumo de Gás Natural. Sua participação na matriz energética mundial é crescente, sem que este fato implique risco de aumentos expressivos de preços no curto prazo. Para muitos setores produtivos, a mudança para o Gás Natural tem especial relevância em sua competitividade e no caso particular do setor elétrico o gás se constitui em motor da evolução institucional em diversos países.

Ao longo dos diversos elementos de sua cadeia, da produção à comercialização, o mercado de gás apresenta características bastante dispares no que concerne à hierarquia dos instrumentos de regulação, em particular os níveis possíveis de concorrência ou contestabilidade entre os agentes envolvidos.

No segmento de exploração, desenvolvimento e produção, o mercado se assemelha e estar muito ligado ao mercado de petróleo. As unidades de processamentos (separação de líquidos) se aproximam de refinarias.



# 1. Introdução

A Indústria Brasileira de Gás Natural apresenta um nível de desenvolvimento incipiente. A estratégia governamental de aumentar a participação do Gás Natural na matriz energética do Brasil implica na construção de infra-estrutura de transporte e distribuição, capaz de levar o gás de suas zonas produtoras aos mercados consumidores. A Indústria de Gás Natural possui característica tanto de indústria extrativista mineral, tal qual a indústria petrolífera, como de indústria de rede, onde a construção de infra-estrutura de transporte e distribuição requer um alto investimento inicial.

O presente trabalho busca discutir as características da Indústria de Gás Natural e da forma como ela se desenvolve, enfocando o caso brasileiro, em que o baixo nível de desenvolvimento requer uma estrutura onde a coordenação dos investimentos objetiva a redução das incertezas mitigando comportamentos oportunistas.

Para tanto, a primeira parte tratará do desenvolvimento mundial Indústria de Gás Natural e de seus atributos, em especial das características de indústria de rede. Numa perspectiva histórica serão apresentados os fatores motores da evolução da Indústria de Gás Natural, onde se destacam os choques do petróleo, as inovações tecnológicas e as mudanças na estrutura regulatória.

Na segunda parte, será trabalhada a Indústria de Gás Natural no Brasil, suas características e seu desenvolvimento. Esta indústria no Brasil apresenta estágio, ainda incipiente, de desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, porém, o Governo Federal, através do direcionamento de suas políticas vem buscando aumentar a participação do Gás Natural na matriz energética brasileira, gerando novas oportunidades e atraindo investimentos.

Adicionalmente, a convergência entre as indústrias de gás e eletricidade aparece como uma alternativa ao problema de oferta de energia elétrica que o Brasil vem atravessando, gerando também uma grande demanda, com fluxo estável, capaz de viabilizar a difusão das redes de transporte e distribuição, aumentando o potencial de crescimento da Indústria de Gás Natural Brasileira.

## **2. Gás Natural**

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. Sua formação resulta do acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas soterradas em grandes profundidades, do tempo pré-histórico, devido ao processo de acomodação da crosta terrestre. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades o propano e o butano, entre outros.

Geralmente apresenta baixos teores de contaminantes como o nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural permanece no estado gasoso, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente.

Mais leve que o ar, o gás natural dissipa-se facilmente na atmosfera em caso de vazamento. Para que se inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620°C. A título de comparação, vale lembrar que o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C. Além disso, é incolor e inodoro, queimando com uma chama quase imperceptível. É usado para aquecer e esfriar, produzir eletricidade, entre outras aplicações, por questões de segurança, o GN comercializado é odorizado.

A principal vantagem do uso do gás natural é a preservação do meio ambiente. Além dos benefícios econômicos, o GN é um combustível não-poluente. Sua combustão é limpa, razão pela qual dispensa tratamento dos produtos lançados na atmosfera.

### **2.1 Principais Contaminantes do Gás Natural**

#### **2.1.1 Enxofre**

A presença de enxofre nos combustíveis, além dos problemas de poluição atmosférica devido ao lançamento de óxidos de enxofre ( $SO_x$ ), é o principal responsável pelos problemas de corrosão nas regiões frias de caldeiras (ventilador, chaminé, pré-aquecedor de ar, chaparia e tubulação em geral). Esta corrosão geralmente, reduz a eficiência da caldeira, pois para limitar a corrosão, realiza-se a liberação dos gases de combustão para a atmosfera em temperaturas elevadas (140 – 170 °C).

### **2.1.2 Água e Sedimentos**

A presença de água e sedimentos (areia, óxido de ferro, catalisador etc.) no combustível acarreta a redução do poder calorífico, pela presença de inertes e pela necessidade de calor adicional para a vaporização da água. Além disso, é responsável pelos seguintes problemas:

- Incrustações em linhas e instrumentos;
- Entupimentos de filtros e bicos de queimadores;
- Erosão de bicos de queimadores, rotores de bombas, instrumentos;
- Produção de fagulhas e instabilidade de chama.

### **2.2.História do Gás Natural**

Registros antigos mostram que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 AC e que, na Pérsia, utilizava o combustível para manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais. O GN já era conhecido na China desde 900AC, mas foi em 211 AC que o país começou a extrair a matéria-prima com o objetivo de secar pedras de sal. Utilizavam varas de bambu para retirar o GN de poços com profundidade aproximada de 1000 metros.

Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado (town- gás), que foi o primeiro combustível responsável pela iluminação de casas e ruas desde 1790. Já nos Estados Unidos, o primeiro gasoduto com fins comerciais entrou em operação na cidade de Fredonia, no Estado de Nova York, em 1821, fornecendo energia aos consumidores para iluminação e preparação de alimentos.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, devido a invenção do queimador Bunsen, em 1885 (por Robert Bunsen) - que misturava ar com gás natural -, e a criação de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890. Mesmo assim, as técnicas de construção eram modestas e os gasodutos tinham no máximo 160 km de extensão, impedindo o transporte de grandes volumes a longas distâncias, e, conseqüentemente, reduzindo a participação do GN no desenvolvimento industrial, marcado pela presença de óleo e carvão.

No final de 1930, os avanços na tecnologia de construção de gasodutos viabilizaram o transporte do GN para longos percursos. O mercado industrial do gás natural era relativamente pequeno até a II Guerra Mundial, quando então o GN tomou-

se extremamente disponível. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de 10 linhas de transmissão de grande porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. A descoberta de vastas reservas também contribuiu para reduzir o preço do GN, que o tornou uma opção mais atraente que o "town-gas".

O boom de construções pós-guerra durou até o ano de 1960 e foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionado pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, devido às inúmeras vantagens econômicas e ambientais.

A utilização do Gás Natural no Brasil começou modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landulfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

O grande marco do GN ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 80. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% a participação do GN na matriz energética nacional.

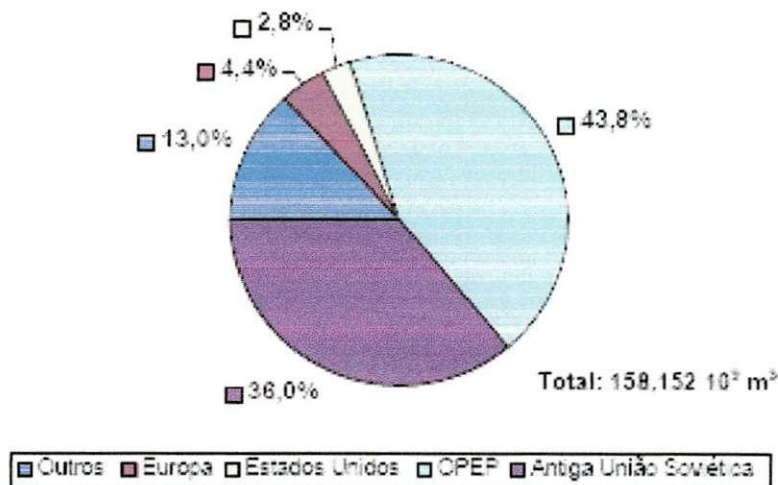
O Governo Federal tem como meta elevar a participação do GN dos atuais 3% para 12% até 2010. Para isso, diversos esforços estão sendo feitos como a privatização do setor elétrico e a promulgação da lei 9.478, que, entre outras determinações, redefiniu a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O término do gasoduto Bolívia-Brasil representa um grande avanço no fornecimento de gás natural no país, com capacidade máxima de transportar até 30 milhões m<sup>3</sup> diariamente. A implantação de 56 usinas do Programa Prioritário de Termelétricidade 2000-2003, do Ministério de Minas e Energia, também contribuirá para o crescimento da oferta de energia, assegurando o fornecimento aproximado de 20 mil MW a várias regiões do território nacional. Além disso, alguns projetos já estão em estudo para a exploração da Bacia do Solimões, na região Norte do país.

## 2.3 A Indústria de Gás Natural

O Gás Natural ingressou como atividade econômica no cenário mundial no início do século XX, desenvolvendo-se de forma irregular nas diversas regiões do planeta. A construção de extensos gasodutos na Europa e na América do Norte e, sobretudo, as altas do petróleo no mercado internacional realçaram as vantagens econômicas e ecológicas deste energético.

As reservas de Gás Natural se distribuem sob o globo de forma concentrada, sendo oito países responsáveis pela produção de 75% da produção mundial, destacando-se os países da ex-URSS, os EUA, o Canadá e a Argélia como principais produtores.



Fonte: Cedigas, *Natural Gas in the World – 2005 Survey*

**Figura 1 – Reservas mundiais de Gás - 2005**

### 2.3.1 - Evolução recente dos mercados gasíferos internacionais:

A Indústria de Gás Natural apresenta longa história de evolução, desde a sua criação na segunda metade do século XIX, nos EUA. Porém, apenas poucos países no mundo possuem uma Indústria de Gás Natural madura. O Gás Natural detém 24% do consumo primário de energia mundial, sendo concentrado na América do Norte, Europa Ocidental e ex-URSS. Tal concentração deve-se ao ritmo desigual do desenvolvimento de infra-estrutura necessária para o transporte e distribuição do gás. Devido aos custos elevados de transporte, o desenvolvimento da Indústria de Gás Natural ocorre mais

rapidamente em países que apresentam zonas produtoras próximas aos centros consumidores.

Durante a década de 1990, devido a condições favoráveis ao seu desenvolvimento, houve uma acelerada difusão do Gás Natural ao redor do mundo. Estima-se um aumento expressivo da participação do Gás Natural no balanço energético mundial. Apesar dos custos de transporte elevados serem um obstáculo ao desenvolvimento da Indústria de Gás Natural, novos fatores têm contribuído para mudar sua dinâmica de desenvolvimento.

São múltiplas as transformações recentes no contexto energético mundial e a compreensão de suas conseqüências ainda não são muito claras. Entretanto, podemos isolar alguns fatores que promovem um novo papel para a Indústria de Gás Natural na concorrência inter-energética.

Estes fatores surgiram de mudanças importantes no padrão de concorrência do mercado de óleo, após os choques da década de 70, provocando o crescimento das reservas e da produção mundial, o aumento do transporte e a introdução da concorrência nos mercados maduros de Gás Natural. Por outro lado, o incremento da tributação sobre o petróleo promoveu a pesquisa de fontes e tecnologias alternativas de energia, principalmente o Gás Natural. A partir da década de 80, o desenvolvimento da Indústria Mundial de Gás Natural contrasta com a dinâmica pré-choques do petróleo. A dinâmica da evolução da Indústria de Gás Natural foi tradicionalmente dependente da indústria de petróleo, visto que o preço do petróleo era essencial para determinar a viabilidade da construção da infra-estrutura para o transporte e distribuição do gás. Durante o período do petróleo barato, o mercado de gás só se desenvolveu em países onde a oferta se encontrava próxima a mercados consumidores.

### **2.3.2 Choque do petróleo**

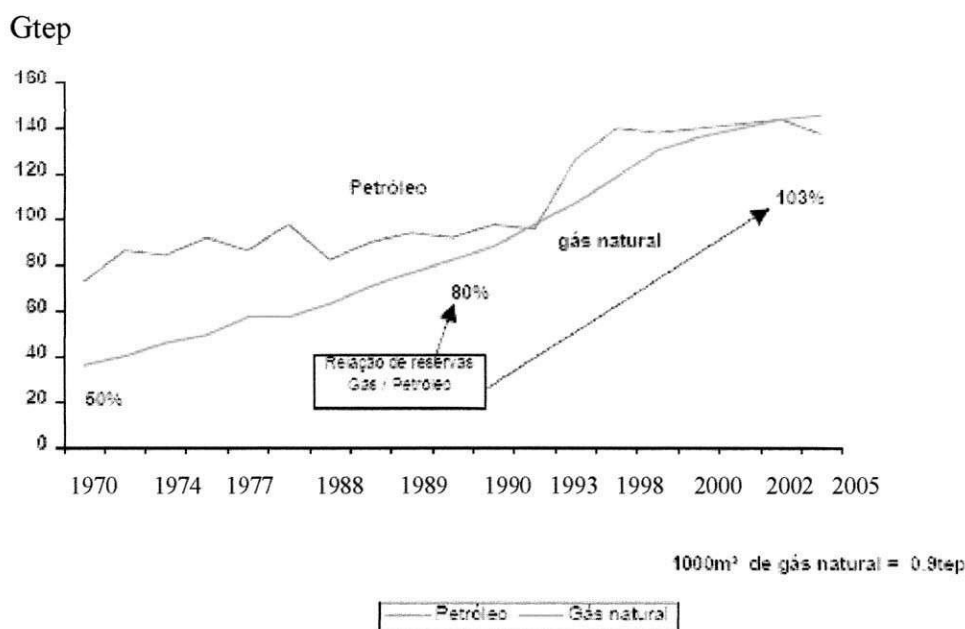
Os choques do petróleo da década de 70 promoveram a extinção do sistema de concessões, culminando na nacionalização das empresas petrolíferas dos países reunidos na Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). As barreiras institucionais para proteger os mercados internos provocaram uma relativa desverticalização das empresas petrolíferas internacionais, acarretando o abandono de práticas dos “preços

internos”, o desenvolvimento de novas regiões produtoras e o desenvolvimento do mercado *spot*.

Com os choques do petróleo, os países importadores foram forçados a reorientar suas políticas energéticas, o que gerou a busca e o desenvolvimento de novas reservas de petróleo visando reduzir a dependência do petróleo importado. O valor elevado do gás viabilizou investimentos em projetos de infra-estrutura.

Com a busca por novas reservas alternativas de petróleo no pós-choque da década de 70, houve um significativo aumento das reservas provadas de gás. A relação reservas / produção aumentou, indicando um período de abundância das reservas de gás. (Figura – 2)

O aumento da oferta de Gás Natural foi impulsionado pelo próprio *push* tecnológico no segmento de exploração / produção de petróleo *offshore*.



Fonte: Cedigas, *Natural Gas in the World – 2006 Survey*

**Figura 2 – Evolução das Reservas Mundial de Petróleo e Gás Natural**

Assim, a Indústria de Gás Natural passou por um período de rápida expansão nos países dependentes de importações de petróleo, que apresentavam as reservas de gás relativamente próximas aos mercados consumidores. Os preços elevados viabilizaram importantes investimentos na cadeia de Gás Natural Liquefeito, permitindo o desenvolvimento do mercado de gás em alguns países distantes dos centros produtores.

A América do Norte apresenta baixo nível de crescimento dado à maturidade da indústria. Nos países do ex-bloco comunista, apesar de deterem o maior volume de reservas provadas e apresentar redes de transporte e distribuição desenvolvidas, a crise econômica vêm implicando num crescimento do consumo com índices negativos. Inversamente, a demanda de Gás Natural vem crescendo mundialmente, principalmente na Europa e na Ásia. Nas outras regiões, a Indústria de Gás Natural encontra - se em estágio inicial de desenvolvimento. Finalmente, existe o problema do gás associado para os países que desejam expandir sua produção de petróleo, problema que atinge o Oeste.

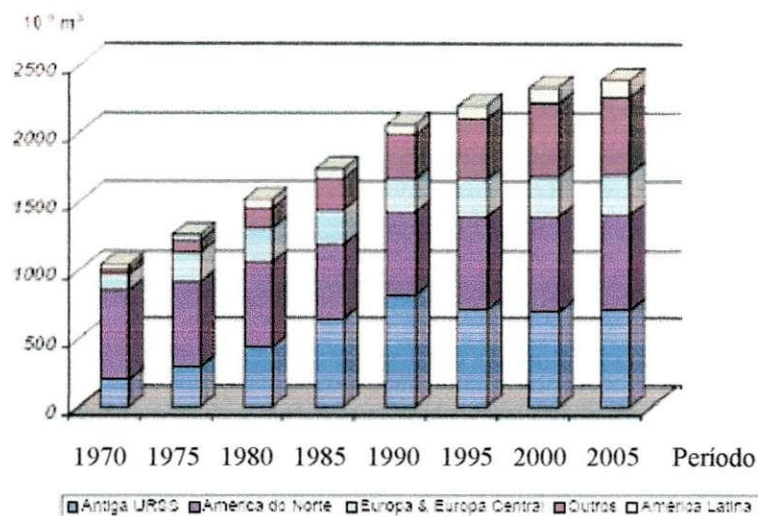
Africano e o Oriente Médio. Como o gás não pode ser mais queimado devido à rigorosa legislação ambiental mundial, a única solução seria a comercialização através do Gás Natural Liquefeito.

A demanda por Gás Natural tem apresentado um crescimento rápido e sustentável. Como já exposto, a crise do petróleo foi decisiva para a difusão do Gás Natural nos setores industrial, comercial e residencial. Nos países onde a Indústria de Gás Natural está mais avançada, a maior expansão da demanda está centrada na geração de eletricidade e calor.

A revolução tecnológica nas turbinas a gás de ciclo combinado mudou a competitividade do Gás Natural na geração de energia elétrica, tendência marcante na Europa e nos EUA, onde as condições institucionais possibilitam a entrada de novos agentes no mercado elétrico.

Podemos observar a Evolução de Comercialização e Consumo Mundial do Gás Natural na Figura 3.





Fonte: Cedigas, *Natural Gas in the World – 2006 Survey*

**Figura 3 – Evolução de Comercialização e Consumo Mundial do Gás Natural**

### 2.3.3 Inovações Tecnológicas na Indústria de Gás Natural

Os processos de inovação tecnológica na produção, no transporte e na utilização do Gás Natural contribuíram para o novo padrão de desenvolvimento deste produto energético. A exploração e produção se beneficiaram de revoluções nas tecnologias de exploração e produção do petróleo. As tecnologias de transporte e distribuição evoluíram reduzindo o custo e o preço do gás. Da mesma forma, investimentos na cadeia de Gás Natural Liquefeito reduziram drasticamente seu custo em uma década.

Adicionalmente, a revolução da tecnologia de informação teve grandes impactos sobre a Indústria do Gás Natural:

- i) avanços importantes na tecnologia, controle e monitoramento dos fluxos de gás na fase do transporte e distribuição;
- ii) melhor monitoramento da demanda;
- iii) realização de um número maior de transações, viabilizando a redução dos prazos dos contratos.

### **2.3.4 Evolução das Reservas e da Produção Nacional**

As reservas brasileiras provadas de Gás Natural evoluíram, graças às prospecções feitas pela Petrobras, sobretudo a partir dos anos 80, de 25,9 bilhões de metros cúbicos em 1970 para 231,2 bilhões de metros cúbicos em 2005, como se pode ver a seguir:

A evolução das reservas provadas de Gás Natural decorre, até o momento da construção do Gasbol, em grande parte da política governamental de reduzir a dependência externa do país a combustíveis importados, o que fez com que a Petrobras fizesse amplo esforço no sentido de ampliar as reservas de petróleo e gás, obtendo sucesso principalmente nas bacias de Campos no Rio de Janeiro e na bacia de Urucu, no Alto Amazonas.

Das reservas brasileiras provadas no final de 2004, 45,3% localizam-se no Estado do Rio de Janeiro, 19,4 % no Estado do Amazonas, 12,1 % no Estado da Bahia, 10,5% no Estado do Rio Grande do Norte e os restantes 12,6% distribuídos por outros estados. Outro dado a ser observado é de que 63% das reservas provadas de Gás Natural localizam-se no mar e 37% em terra.

### **2.3.5 - Aspectos Regulatórios nos Mercados Brasileiros de Gás**

O monopólio foi tradicionalmente a forma pela qual a Indústria de Gás Natural desenvolvia-se por obter ganhos de escala e reduzir os custos de transação. Contratos de longo prazo (*take or pay*), poucos produtores e uma única companhia de transporte eram algumas características do setor. Esta estrutura regulatória prevaleceu até 1970, quando alguns mercados alcançaram sua maturidade.

Nos anos 80, com o surgimento de uma nova organização industrial nos mercados maduros, a introdução da competição e do *open acess* mudou a estrutura de mercado. Barreiras quanto à utilização de gás em alguns mercados foram retiradas, promovendo exploração de economias de escopo. Neste contexto se destaca a convergência das indústrias elétrica e de gás, resultado da competitividade das turbinas de geração elétrica a gás.

No caso do Brasil, apesar de um contexto radicalmente diferente, a Indústria de Gás Natural tem seguido a evolução dos mercados maduros. Esta circunstância gera riscos aos investidores e aumentam os custos de transação. Desta forma, a abertura do mercado de redes e dutos para a competição requer uma nova estrutura regulatória.

### **2.3.6 - A Nova Regulação do Gás**

Constitucionalmente, a regulação é dividida entre autoridades federais e estaduais. A produção e distribuição até as entradas das cidades são reguladas pela federação (ANP), enquanto a distribuição do gás é regulada na esfera estadual.

A ANP incentiva a entrada de novos agentes na indústria de petróleo e gás, visando introduzir pressões competitivas à indústria.

Alguns blocos foram oferecidos para companhias com intenções de exploração de óleo e gás. O gás proveniente da Argentina e Bolívia vem estimulando as estrutura de dutos e incentivando a expansão da rede de transporte.

Apesar da Petrobrás ainda deter a maioria das reservas domésticas de gás e controlar a estrutura de dutos, há expectativas que novos entrantes reduzirão seu poder de mercado. Para acelerar este processo, o governo tem incentivado a Petrobrás a constituir parcerias com as companhias internacionais da indústria.

Na esfera de distribuição, a regulação de agências estaduais está constituindo uma nova estrutura regulatória, para criar um contexto atrativo ao investimento, reduzindo o risco do investimento em redes de distribuição.

Como dito anteriormente, a produção e o transporte de gás são regulados pela ANP, mas a distribuição é regulada por agências estaduais. A orientação regulatória da ANP objetiva criar um ambiente institucional que ofereça um mercado aberto das redes de dutos a produtores, gerando um mercado competitivo na rede de produção e transporte. Porém a rede de distribuição se caracteriza pelo monopólio regional, gerando assimetrias de mercados. Estas assimetrias de poder de mercado implicam em consequências de longo prazo.

Em primeiro lugar, por garantir vantagens de monopólio no transporte, onde os agentes podem direcionar o fornecimento para grandes consumidores industriais e grandes geradoras termelétricas em detrimento do abastecimento residencial. Em segundo lugar, a regulação de âmbito estadual na distribuição possibilita que as

distribuidoras possam utilizar assimetrias regulatória como estratégias na competição interenergética das empresas gasíficas.

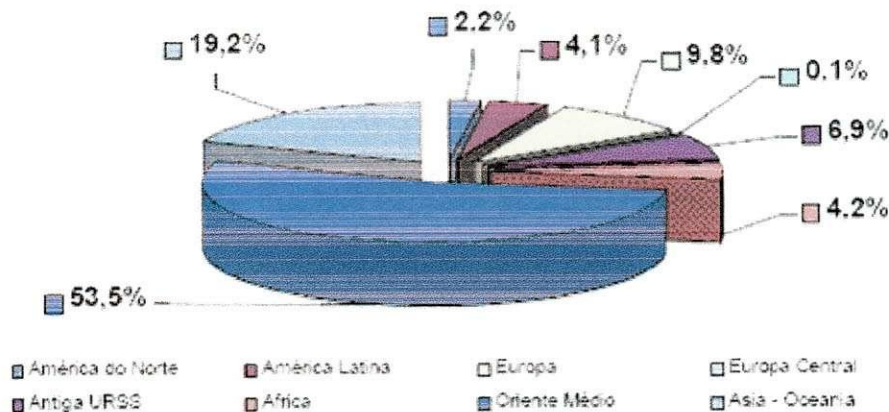
Este poder de mercado vem sendo utilizado. Companhias de distribuição, tais como a Comgás, controlada da inglesa British Gas, e a CEG, controlada pela espanhola Gás Natural, têm renegado os contratos de fornecimento da Gaspetro. Estas ocorrências obedecem à exigência de capacidade ociosa no Gasbol, cuja ocupação vem sendo objeto do estabelecimento de regras. Contudo, uma vez que a regulação de abertura das redes da ANP não detém competência no nível estadual, empresas de distribuição podem utilizar este mecanismo para discriminar os fornecedores.

Desta forma, é importante a mudança da atual estrutura regulatória, levando o poder de mercado ao equilíbrio coerente com a cadeia de gás.

### 3 Cadeia Produtiva do Gás Natural

#### 3.1 Exploração

A exploração é a etapa inicial do processo e consiste em duas fases: a pesquisa, onde é feito o reconhecimento e o estudo das estruturas propícias ao acúmulo de petróleo e ou gás natural, e a perfuração do poço, para comprovar a existência desses produtos em nível comercial. As reservas de petróleo e de gás natural podem ser extraídas em terra (Onshore) ou no mar (Offshore). Podemos observar as reservas de gás “Offshore” divididas por regiões na figura 4.



Fonte: Cedigas, *Natural Gas in the World – 2006 Survey*

**Figura 4 – Reserva de gás “offshore” divididas por regiões**

Quando iniciou a procura por gás e petróleo, o único modo era procurar evidências de uma formação na superfície. Isto normalmente levou à procura pelo óleo que vazava na superfície do solo. Aquelas pessoas tiveram uma pequena idéia de como as formações realmente, eram seu tamanho e como se formavam. Hoje, os geólogos deram para a indústria muito mais informações sobre as formações de petróleo e gás bem como sua história. Esta informação, junto com novas tecnologias que permitem “ver” dentro do solo, fornece às companhias de exploração melhores condições de descobrir gás e petróleo quando da perfuração dos poços.

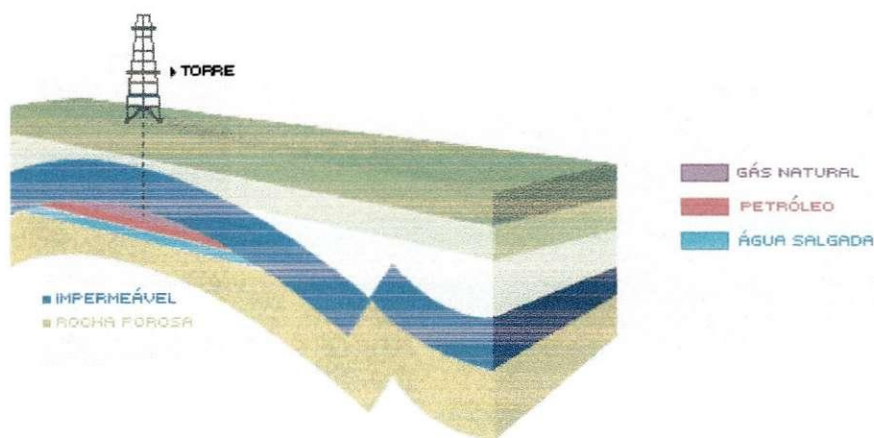


Figura 5 – Estrutura Formação Geológica do Gás Natural

*Fonte: Petrobrás*

Entretanto, mesmo com toda essa tecnologia avançada, a única maneira de assegurar que o gás e o óleo serão encontrados é perfurar. Porém, atualmente, as companhias de exploração estão realizando tanta pesquisa quanto possível, antes de perfurar, porque os custos associados com a perfuração são muito altos.

Na superfície, um sistema complexo de tubos, cabos, máquinas, mecanismos de apoio, equipamento de lubrificação e talhas controla a rotação da peça debaixo da superfície, como também mantém a peça lubrificada, retirando o material escavado.

### 3.2 Produção

O desenvolvimento de um campo de produção só ocorre se for constatada a viabilidade técnico-econômica da descoberta, verificando-se o volume de petróleo e gás natural recuperável justifica os altos investimentos necessários.

Alguns poços apresentam pressão interna suficiente para que o óleo e o gás possam fluir livremente sem qualquer necessidade de se ter uma bomba. Existem poucos tipos destas formações, e até mesmo estas normalmente requerem um sistema de aumento da pressão. A maioria dos poços, porém, exige algum tipo de método de aumento da pressão para a extração do óleo e gás.

O gás natural fica depositado no subsolo de duas formas principais:

- Gás associado é encontrado em reservatórios dissolvidos no óleo. O gás é retirado dos poços junto com o óleo e separado do óleo na cabeça do poço. No início, praticamente todo o gás vinha dos poços de óleo. (Figura - 7)
- Gás não-associado ocorre separadamente do óleo. Sua produção não depende da produção de petróleo. É chamado comumente poço de gás. (Figura - 8)

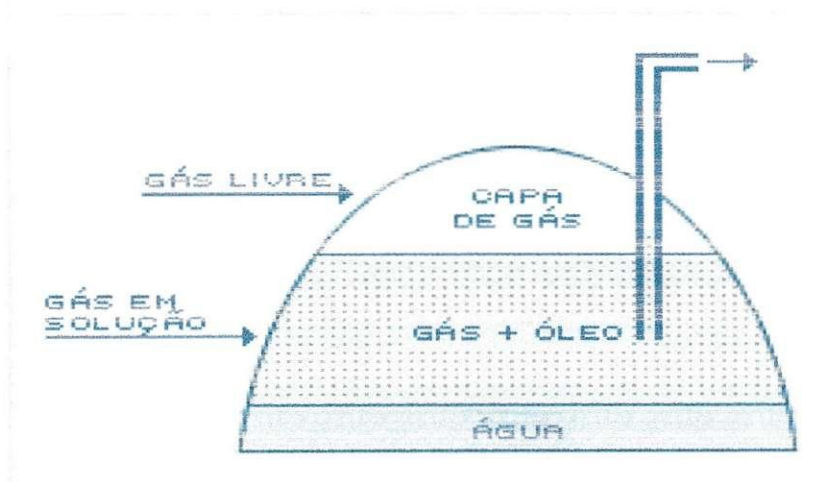


Figura 6 – poço de Gás Associado

Fonte: Petrobrás

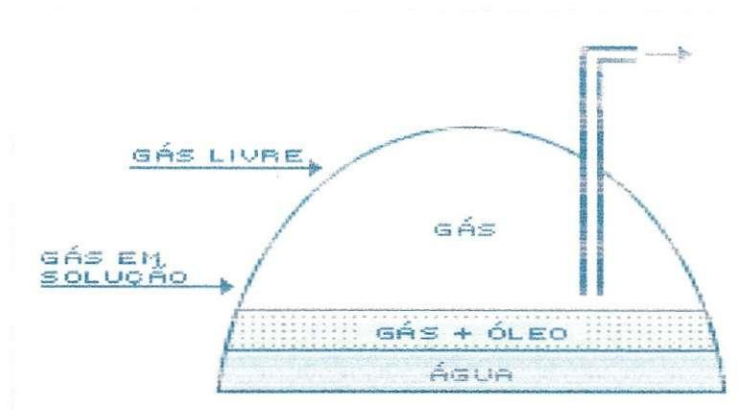


Figura 7 – poço de Gás Não-Associado

*Fonte: Petrobrás*

Ao contrário do que acontece em muitos outros países, onde a maioria do GN é de origem não associada, grande parte das reservas brasileiras é de gás associado e sua oferta, nesse caso, depende ou influencia o nível de produção de óleo cru. Outra característica importante das reservas brasileiras é que praticamente 55% das reservas do país estão em águas profundas (reservas off-shore).

### 3.3 Refino

A indústria de processamento de gás tem condições de processar gás natural bruto e torná-lo comercial como forma de energia útil para uso em várias aplicações como combustível e como matérias-primas básicas para petroquímicas. A tabela abaixo resume as composições típicas de gás bruto de dois diferentes tipos de reservatório, embora deva ser notado que não há nenhum gás natural bruto típico. Os componentes principais de gás natural são metano e etano, mas a maioria dos gases contém quantias variadas de outros componentes, como propano, butano, pentano e hidrocarbonetos mais pesados que possam ser removidos por quaisquer de vários métodos de processo.

A remoção e a separação de hidrocarbonetos individuais, através do

processamento em refinarias, são possíveis por causa das diferenças em suas propriedades físicas.

Tabela 1: Composições típicas do Gás Natural, em percentual Volumétrico.

Elementos	(1) Associado (%)	(2) Não Associado (%)	(3) Processado (%)	(4) Bolívia (%)
Metano	81,57	85,48	88,56	91,8
Etano	9,17	8,26	9,17	5,58
Propano	5,13	3,06	0,42	0,97
I-Pentano	0,94	0,47	0	0,03
N-Butano	1,45	0,85	0	0,02
I-Pentano	0,26	0,2	0	0,1
N-Pentano	0,30	0,14	0	0
Hexano	0,15	0,21	0	0
Heptano	0,12	0,06	0	0
Nitrogênio	0,52	0,53	1,2	1,42
Dióxido de Carbono	0,39	0,64	0,65	0,08
TOTAL	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte MARINS, Placido Pino Heredia, *O Gás Natural na Indústria*. Natal/RN

- (1) Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos.
- (2) Gás do campo de Miranga, Bahia.
- (3) Saída da UPGN-Candeias, Bahia.
- (4) Gás Boliviano.

Os produtores descrevem o gás como “rico” ou ‘pobre’ em função da quantidade de componentes (hidrocarbonetos) mais pesados encontrados. O gás natural também pode conter água, sulfeto de hidrogênio, gás carbônico, nitrogênio, Hélio, ou outros componentes que podem ser contaminantes e/ou diluentes. Raramente o gás natural, quando extraído do poço, é satisfatório para transporte em tubulação ou para ser usado comercialmente. Existem exigências que impõem parâmetros de especificação requeridos para o sistema de produção, processamento e distribuição do gás natural, conforme tabela abaixo.



Além da remoção de vapor de água e os outros contaminaram não desejado, o gás natural é processado para separar os hidrocarbonetos líquidos que tem valor comercial mais alto, se vendido como produtos separados (GLP, gasolina natural, etc.).

Estes líquidos de gás natural (LGN) são partes de uma família de hidrocarbonetos. Cada composto tem uma fórmula química típica  $C_nH_{2n+2}$ , e cada um tem propriedades físicas distintas.

Tabela 2: Especificações do Gás Natural

CARACTERÍSTICAS	UNIDADE	1987	Grupo B	Grupo C	Grupo D
Poder Calorífico Superior a 20°C, 1 atm	kcal/m <sup>3</sup>	8500 a 12500	8000 a 9000	8800 a 10200	10000 a 12500
Poder Calorífico Inferior a 20°C e 1 atm	kcal/m <sup>3</sup>	7600 a 11500	-	-	-
Densidade Relativa ao Ar, a 20°C.	kcal/m <sup>3</sup>	0,60 <sup>a</sup> 0,81	0,45 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82
Ácido Sulfidrico ( $H_2S$ ), máx.	mg/m <sup>3</sup>	29	20	20	20
Enxofre Total ( $H_2S$ + Enxofre Mercaptídico), máx.	mg/m <sup>3</sup>	110	80	80	80
Teor de $CO_2$ , máx.	% Vol.	-	2	2	2
Inertes ( $N_2 + CO_2$ ), máx.	% Vol.	6	4	4	4
Teor de $O_2$ , máx.	% Vol.	-	0,5	0,5	0,5

Fonte Regulamento Técnico da ANP 001/98

O processamento final da refinaria ou na UPGN – unidade de Processamento de Gás Natural envolve duas operações básicas:

- Extrair, do fluxo de gás, a fração líquida (LGN – líquido de gás natural);
- Fracionar os componentes de LGN.

O passo básico no processo de absorção, ilustrado pelo diagrama de fluxo simplificado, é a remoção de componentes do LGN do gás natural através de contato com um óleo absorvedor. Dependendo de condições operacionais, aproximadamente 85% do propano e essencialmente todos os líquidos de gás natural, mas pesados soa

absorvidos no óleo. As frações mais leves (metano, etano e algum propano) atravessam as torres absorvedoras, sendo aproveitadas comercialmente com gás natural.

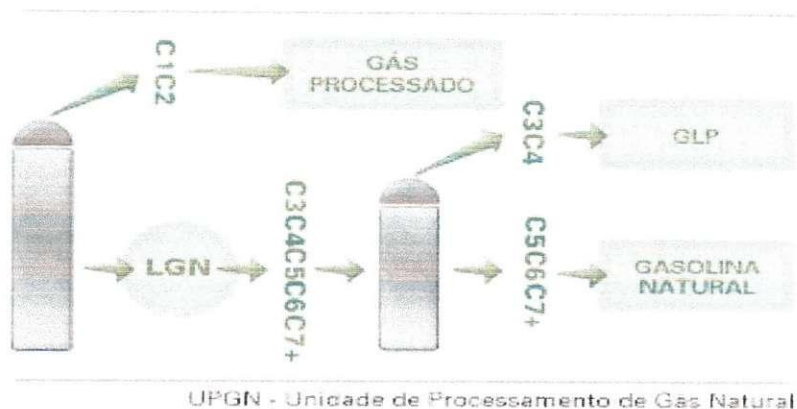


Figura 8 - Diagrama de Fluxo Processamento de Gás Natural

*Fonte: Petrobrás*

### 3.4 Transporte e distribuição

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

- Gasodutos;
- Sob a forma liquefeita em navios criogênicos;
- Sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos.

O transporte por gasodutos é a solução mais amplamente utilizada. Gasoduto é um duto (uma tubulação) para conduzir o gás natural que nele é introduzido sob pressão por meio de compressores. Nos Estados Unidos, por exemplo, existem hoje cerca de 500 mil km de dutos, atendendo a quase 50 milhões de clientes.

Por força do fluxo, há uma perda de energia por atrito, e a pressão vai caindo ao longo da tubulação, sendo necessária uma estação de compressão (de distância em distância) para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto.

A figura a seguir mostra esquematicamente esta operação. Na parte superior, está indicada a variação da pressão: ela vai caindo ao longo da tubulação, tornando necessária uma estação de compressão para elevá-la e assim, sucessivamente até o ponto de destino.

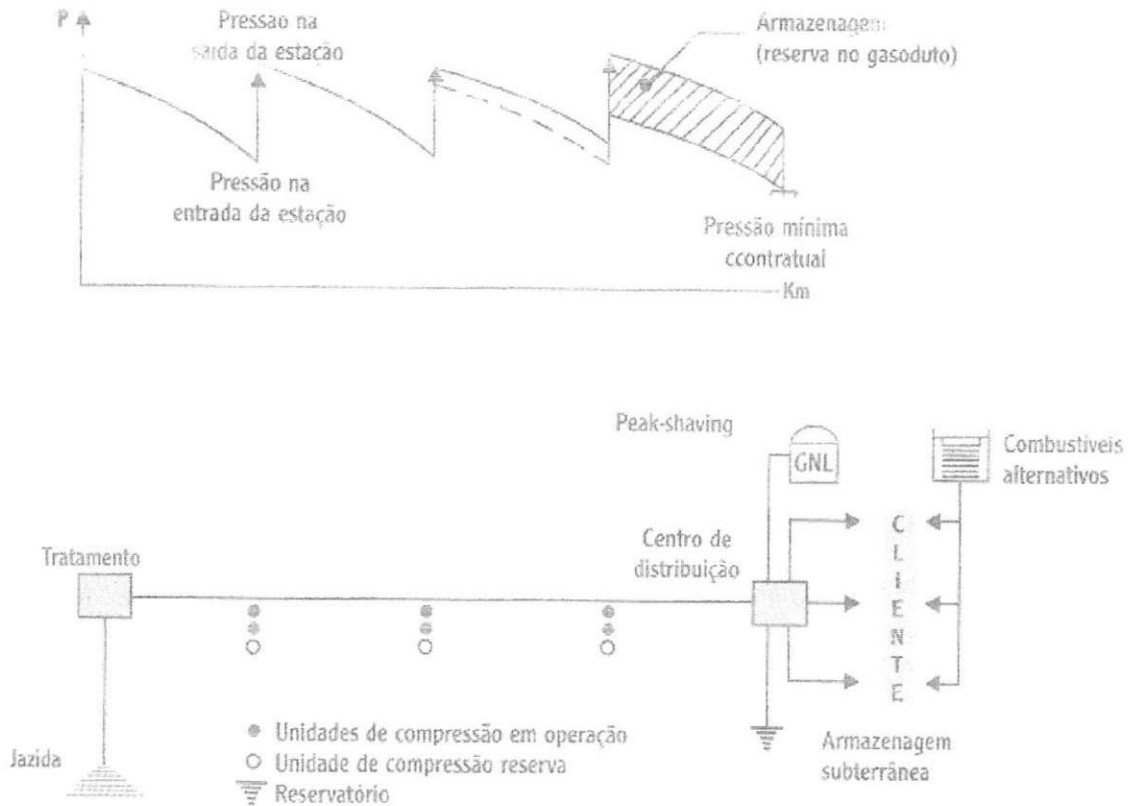


Figura 9 – Operação de um Gasoduto

Fonte: Manual do Gás Natural. Paul Poullattion. Confederação Nacional da Indústria

Nos dutos de transporte de longa distância, as pressões usuais podem atingir de 100 a 150  $kg/cm^2$  logo após a estação de compressão, caindo, ao longo do duto, até cerca de 30 a 40  $kg/cm^2$ , quando haverá uma outra estação de compressão. Este ciclo pode se repetir várias vezes, permitindo atingir distâncias praticamente ilimitadas.

Como exemplo, um gasoduto de 4 mil km leva mais de 200 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural desde a Rússia (na região dos Urais) até o centro da Alemanha Ocidental, a custos econômicos.

Nas redes de distribuição para consumo urbano, visando à segurança das comunidades, a pressão é reduzida para 5 a 6  $\text{kg/cm}^2$  nos ramais principais e, nas unidades de consumo, para 15 a 30 cm de coluna de água.

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

Esta instrumentação acompanha a evolução da pressão na tubulação (para identificar a eventual perda de gás para a atmosfera) e também mede o fluxo que passa ao longo dela, inclusive as saídas nos pontos de entrega aos distribuidores (city-gates), para fins de faturamento.

Nestas estações de medição e controle de pressão, normalmente não há operadores. Através do sistema de comunicação à distância, tudo é controlado da estação central de acompanhamento. No caso de um acidente, válvulas automáticas bloqueiam o trecho afetado.

Mesmo assim, continuamente são feitas inspeções terrestres e aéreas ao longo dos dutos, por pessoal especializado para constatação de qualquer eventual ação de terceiros que possa colocar em risco a integridade física das instalações.

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

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

O custo de implantação do duto depende fundamentalmente da ocupação humana das áreas atravessadas, das dificuldades impostas pelo relevo, de eventuais obras especiais exigidas (travessias de grandes rios de auto-estradas etc.).

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

O transporte de gás natural liquefeito (GNL), à temperatura de 162°C negativos, em navios criogênicos, só costuma ser econômico para grandes volumes e distâncias e usado onde não há possibilidade de outra alternativa, Como por exemplo, nas transferências do Sudeste da Ásia e da Austrália para o Japão, ou onde não havia alternativa na época em que os sistemas foram implantados (da Argélia para a França e Espanha). Os navios utilizados neste transporte são da ordem de 100 mil  $m^3$  de capacidade. Têm ocorrido, nos últimos anos, grande melhoria na economicidade desta forma de transporte de gás natural.

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

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

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

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

Nos últimos cinco anos apareceu a possibilidade de produzir combustíveis líquidos como a gasolina, querosene, óleo diesel a partir do gás natural. Esta tecnologia conhecida em língua inglesa pela sigla GTL (gás to liquids), é a aplicação de um processo conhecido há décadas (Síntese de Fischer- Tropsch) modernizado pela empresa americana Syntroleum.

Há uma grande expectativa com o sucesso desta alternativa que está recebendo grandes investimentos, pois ela permitiria viabilizar o aproveitamento de reservas de gás natural afastadas dos centros de consumo para uso como combustíveis convencionais. A qualidade dos derivados produzidos é excelente em face da baixa ocorrência de contaminantes no gás natural. No entanto a sua competitividade só ocorrerá para valores do petróleo acima de US\$ 25.00/barril, conforme estudos recentes.

### **3.4.1 Gasodutos Brasileiros**

A opção estratégica de elevar a participação do gás natural na matriz energética brasileira para cerca de 12% até 2010, estabelecida pelo governo federal a partir da aprovação do relatório da Comissão do Gás Natural, em março de 1993, indicava a necessidade, do lado do acesso ao mercado, de se adequar à estrutura de transporte do gás a esse objetivo.

Para viabilizar este incremento da posição do gás natural, a Petrobras desenvolveu as seguintes diretrizes:

- Interligar toda a região Nordeste, desde a Bahia até o Ceará;
- Ligar as regiões Sudeste e Sul.

A imagem a seguir indica as principais conexões entre os países da América, gasodutos em operação, em construção, em estudo e reservas de gás:



Figura 10 – Infraestrutura Regional, Mercados e Disponibilidade de Gás Natural

Fonte: ANP

Complementando as informações apresentadas recentemente ao revisar os mapas dos gasodutos brasileiros, publicamos abaixo uma relação dos mesmos.

- Malha RJ-MG-SP
- Malha Espírito Santo
- Malha SE - BA (Nordeste Meridional)
- Malha CE-RN-PB-PE-AL (Nordeste Setentrional)
- Gasoduto Bolívia-Brasil
- Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre

## **Malha RJ-MG-SP**

### **1. Cabiúnas-REDUC**

O gasoduto Cabiúnas-REDUC iniciou suas atividades em 1982 com o objetivo de transportar o gás natural da Bacia de Campos para abastecer o Estado do Rio de Janeiro. O trecho completo, com 183 km de extensão, começa em Cabiúnas, no município de Macaé, e segue até Duque de Caxias, operando na capacidade máxima, pode movimentar até 1.551.250.000m<sup>3</sup> por ano.

### **2. REDUC-REGAP**

Também conhecido como GASBEL, o gasoduto REDUC-REGAP entrou em operação em 1996, para transportar o gás natural proveniente da Bacia de Campos e processado na Refinaria de Duque de Caxias até o Estado de Minas Gerais. Passando pelos municípios mineiros de Juiz de Fora e Betim, o trecho completo possui ao todo 357 km e está apto a transportar até 712.477.956m<sup>3</sup> por ano.

### **3. REDUC-ESVOL**

O gasoduto REDUC-ESVOL, conhecido também como GASVOL, foi implementado para conduzir o gás natural de Duque de Caxias, no Rio de Janeiro, ao gasoduto GASPAL (interliga Volta Redonda a São Paulo) e aos municípios de Japerí, Pirai e Volta Redonda. Operando desde 1986, a extensão completa do duto é de 95,2km, sendo capaz de transportar até 1.538.477.628m<sup>3</sup> por ano.

### **4. ESVOL-SÃO PAULO**

O gasoduto ESVOL-São Paulo entrou em atividade em 1988 para levar o gás natural da Bacia de Campos a diversas localidades situadas no trajeto entre Volta Redonda e Capuava, em São Paulo o trecho completo possui 325,7km de extensão, possuindo pontos de entrega nos municípios de Barra Mansa, Resende, Lorena, Pindamonhangaba, Taubaté, São José dos Campos Guararema, Suzano, Cruzeiro, e Capuava. Operando com capacidade máxima, o duto pode transportar até 1.538.477.628m<sup>3</sup> por ano.



## 5. ESVOL-TEVOL

Com apenas 5,5km de extensão, o gasoduto ESVOL-TEVOL entrou em operação em 1986 com a finalidade de transportar o gás natural do GASVOL ao mercado de Volta Redondo, no Rio de Janeiro, até São Paulo, operando com capacidade máxima, o trecho pode transportar até 1.538.477.628m<sup>3</sup> por ano.

## 6. RPBC-Capuava

O gasoduto RPBC-Capuava é o responsável pelo transporte de gás natural proveniente de Merluza, na Bacia de Santos, entre as cidades paulistas de Cubatão e Capuava Operando desde 1993, o trecho de 37km de extensão possui uma capacidade de 350.400.000m<sup>3</sup> por ano.

## 7. RPBC-Comgás

O gasoduto RPBC-Comgás começou suas atividades em 1993 com o objetivo de transportar o gás natural até o ponto de entrega da Comgás, na Baixada Santista. O trecho possui 1,5km de extensão e pode fornecer até 565.600.000m<sup>3</sup> por ano.

# **Malha Espírito Santo**

## 1. Lagoa Parda-Vitória

Concluído em 1984, o gasoduto Lagoa Parda-Aracruz é o responsável pelo transporte de gás natural desde Lagoa Parda até os municípios capixabas de Aracruz, Serra e Vitória. O trecho completo, com 100 km, está apto a conduzir até 365.000.000m<sup>3</sup> por ano.

## 2. Serra-Viana

Também conhecido como GASVIT, o gasoduto Serra-Viana opera desde 1997 para suprir os pontos de entrega dos municípios capixabas de Cariacica e Viana, com 46 km de extensão, o trecho pode transportar até 240.680.000m<sup>3</sup> por ano.

## **Malha SE - BA (Nordeste Meridional)**

### **1. Atalaia-Catu**

Conhecido também como GASEB, o gasoduto Atalaia-Catu foi implementado, em 1974, com a finalidade de transportar o gás natural de Aracaju, no Sergipe, até os municípios baianos de Estância, Esplanada, Araçás e Pojuca. O trecho completo tem 230km de extensão e pode conduzir até 402.461.404m<sup>3</sup> por ano.

### **2. Santiago-Camaçari 14**

Implementado em 1975, o gasoduto Santiago-Camaçari 14' transporta o gás natural de Santiago a Camaçari, beneficiando também o município de Mata de São João. O trecho possui 32km de extensão e pode conduzir até 365.008.000m<sup>3</sup> por ano.

### **3. Santiado-Camaçari 18**

Com 32km de extensão, o gasoduto Santiago-Camaçari 18 é o responsável pelo transporte do gás natural de Santiago, em Pojuca, até Camaçari. Em atividade desde 1992, o trecho está apto a conduzir até 657.000.000m<sup>3</sup> por ano.

### **4. Candeias-Camaçari**

O gasoduto Candeias-Camaçari foi implementado em 1981 com o objetivo de conduzir o gás natural de Candeias e Lamarão até os municípios de São Sebastião do Passé e Camaçari. O trecho completo possui 37km e pode transportar até 365.000.000m<sup>3</sup> por ano.

### **5. Aratu-Camaçari**

Em operação desde 1970, o gasoduto Aratu-Camaçari é o mais antigo do Brasil. É utilizado para transportar o gás natural do município de Simões Filho até Camaçari. O trecho, com 20km, está apto a transportar até 255.500.000m<sup>3</sup> por ano.

## **Malha CE-RN-PB-PE-AL (Nordeste Setentrional)**

### **1. Guamaré-Pecem**

Com 383km de extensão, o gasoduto Guamaré-Pecem é o responsável pelo transporte de gás natural desde Guamaré, no Rio Grande do Norte, até os municípios cearenses de Icapuí, Horizonte, Maracanaú, e futuramente a São Gonçalo do Amarante. O trecho pode conduzir até 292.000.000m<sup>3</sup> por ano.

### **2. Guamaré-Cabo**

Conhecido também como Nordestão, o gasoduto Guamaré-Cabo começou suas atividades em 1986 com a finalidade de transportar o gás natural processado em Guamaré aos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, com pontos de entrega em 11 municípios. Com 424 km de extensão, o maior gasoduto da região Nordeste pode conduzir até 313.900.000m<sup>3</sup> por dia.

### **3. Alagoas-Pernambuco**

Também denominado GASALP e com 204 km de extensão, o gasoduto Alagoas-Pernambuco tem o objetivo de transportar o gás natural do município de Pilar até Cabo.

## **Gasoduto Bolívia-Brasil**

O gasoduto Bolívia-Brasil foi um importante passo para o campo industrial brasileiro, gerando um aumento considerável de oferta de gás natural no país. Operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A - TBG, este gasoduto tem 2593 km de extensão em território nacional e 557 km na Bolívia, e custo total aproximado de US\$ 2 bilhões. A rede de dutos atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul e beneficia indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais.

O empreendimento foi construído em duas etapas. O Trecho Norte foi inaugurado em 9/02/1999 e entrou em operação em 1/06/1999. Este trecho começa no Rio Grande, na Bolívia, chega ao Brasil pela cidade de Corumbá (Mato Grosso) e se estende até Campinas, em São Paulo. O Trecho Sul foi concluído em 31/03/2000, ligando São Paulo até Canoas, no Rio Grande do Sul.

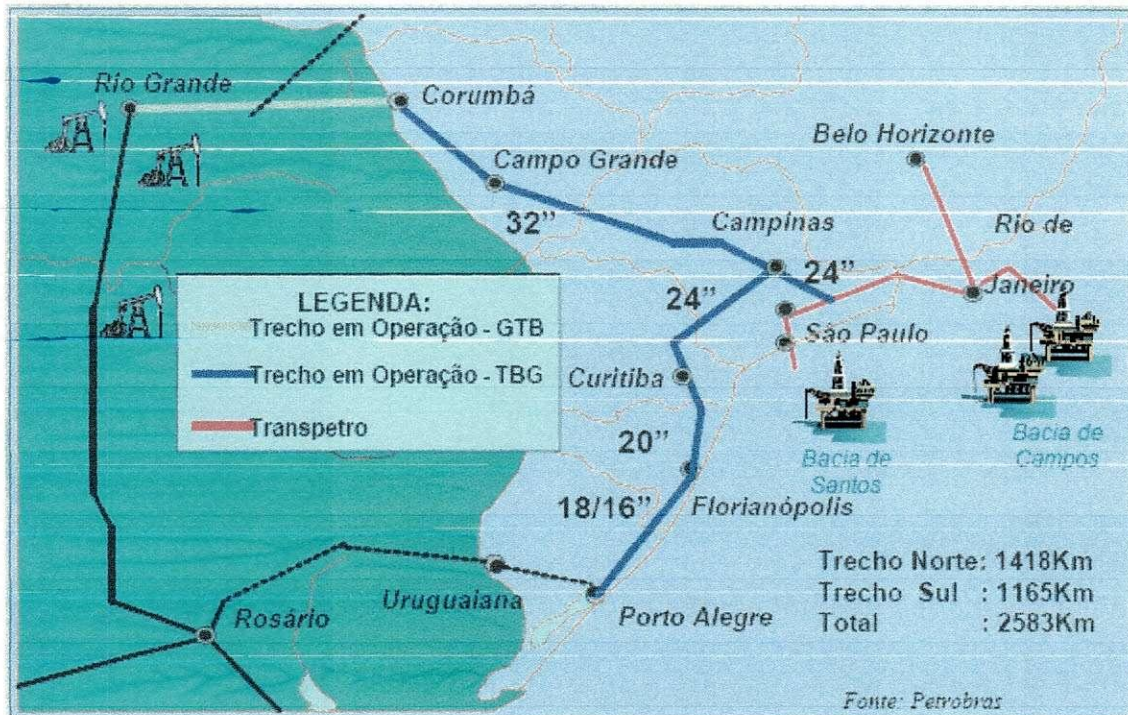


Figura 11 – Mapa do Gasoduto Brasil Bolívia

Fonte: Petrobras

O traçado do gasoduto foi amplamente estudado, inclusive por meio de satélites, e segundo as orientações do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/Rima), do Ibama, zelando rigorosamente pela preservação do meio ambiente. Sua construção exigiu avançadas técnicas de engenharia, possibilitando a passagem sob rios, fazendas e estradas, totalizando a travessia de 135 municípios brasileiros. Além disso, a Petrobras investiu R\$ 30 milhões em programas de compensação ambiental e se preocupou com a preservação dos 617 sítios arqueológicos encontrados.

Em 1998, a participação do gás natural na economia brasileira era de apenas 3%. Mas o objetivo final é aumentar o uso do combustível para 10%, em 2005, e 12%, em

2010. A meta é que o gasoduto Bolívia-Brasil esteja operando com capacidade máxima, em 2007, gerando diariamente 30 milhões de m<sup>3</sup>, metade da necessidade nacional. O resultado possibilitará a implantação de novas usinas termelétricas em diversas localidades. Somente o Estado de São Paulo deverá absorver metade da capacidade total do gasoduto. O contrato com a Bolívia é de 20 anos, renovável.

#### **4. Revolução Ambiental – GN**

São inúmeras as vantagens econômicas do uso do gás natural, porém a sua maior contribuição é a melhoria dos padrões ambientais. Ao substituir, por exemplo, a lenha, o gás reduz o desmatamento. Principalmente nas grandes cidades, ele diminui drasticamente a emissão de compostos de enxofre e particulados, sem gerar cinzas ou detritos poluentes oriundos da utilização de outros combustíveis. O Gás Natural é o combustível mais ecologicamente correto de que se pode dispor, em escala compatível com a demanda.

Por estar no estado gasoso, o gás natural não precisa ser atomizado para queimar. Isso resulta numa combustão limpa, com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico, o que possibilita redução de despesas com a manutenção e melhor qualidade de vida para a população.

Apresenta baixos teores de dióxido de carbono, compostos de enxofre, água e contaminantes, como nitrogênio. A sua combustão é completa, liberando como produtos o dióxido de carbono e vapor de água, sendo os dois componentes não tóxicos, o que faz do gás natural uma energia ecológica e não poluente.

As especificações do gás para consumo são ditadas pela Portaria n. 41 de 15 de abril de 1998, emitida pela Agência Nacional do Petróleo, a qual agrupou o gás natural em 3 famílias, segundo a faixa de poder calorífico. O gás comercializado no Brasil enquadra-se predominantemente no grupo M (médio), cujas especificações são:

- Poder calorífico superior (PCS) a 20 °C e 1 atm: 8.800 a 10.200 kcal/m<sup>3</sup>
- Densidade relativa ao ar a 20 °C: 0,55 a 0,69
- Enxofre total: 80 mg/m<sup>3</sup> máximo

- $H_2S$ : 20 mg/ $m^3$  máximo
- $CO_2$ : 2 % em volume máximo
- Inertes: 4 % em volume máximo
- $O_2$ : 0,5 % em volume máximo
- Ponto de orvalho da água a 1 atm: -45 °C máximo
- Isento de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos.

#### 4.1 Combustível Ecologicamente Correto

O meio ambiente e a ecologia, em especial, também serão favorecidos pela entrada do gás natural: praticamente elimina a emissão de compostos de enxofre, não emite cinzas, dispensa a manipulação de produtos químicos perigosos, como a soda caustica e o hidróxido de amônia, elimina a necessidade de tratamento dos efluentes, não depende de desmatamento ou reflorestamento e melhora a qualidade do ar com a redução do tráfego de caminhões nas grandes cidades.

Não produz “ $SO_x$ ” (gerador de chuva ácida)

Reduz (40%) “ $NO_x$ ” (que destrói a camada de ozônio)

Reduz emissão de “ $CO_2$ ” (gerador do efeito estufa)

Combustão isenta de poeiras e cinzas.

A queima do GNV é uma das mais limpas conhecidas, praticamente sem emissão de monóxido de carbono, representando, sem dúvida, a melhor opção de combustível para utilização em centros urbanos, onde os controles de poluição estão ficando cada vez mais rigorosos, contribuindo, assim, para a melhoria da qualidade de vida da população. Por não possuir enxofre em sua composição, a queima do Gás Natural não lança compostos que produzam chuva ácida quando em contato com a umidade atmosférica.

Gás Natural é reconhecidamente muito mais seguro que os demais combustíveis devido à sua composição e, conseqüentemente, por ser um combustível mais leve que o ar e possuir estreita faixa de inflamabilidade, qualquer eventual vazamento dissipa-se rapidamente na atmosfera, diminuindo o risco de explosões e incêndios. Além disso, para que o Gás Natural se inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620°C (o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C).

## **5. Uso do gás natural**

O gás natural apresenta diversas aplicações: Pode ser usado como combustível para fornecimento de calor, geração e co-geração de energia, como matéria-prima nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica e de fertilizantes. Na área de transportes é utilizado como substituto de outros combustíveis

### **Na indústria de petróleo:**

- Injeção de gás em reservatórios, visando aumentar a recuperação de petróleo (óleo + gás);
- Consumo interno em virtude da disponibilidade no próprio local de trabalho, em substituição a outros produtos alternativos, com redução substancial dos custos.

### **Como matéria-prima:**

É utilizado na indústria petroquímica, principalmente para a produção de metanol, e na indústria de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia.

### **Como uso domiciliar:**

Pode ser usado para cocção de alimentos, em substituição ao GLP, para aquecimento de água e climatização de ambientes, em substituição à energia elétrica.

## **No setor de transporte:**

Caracteriza-se como uma opção técnica e economicamente viável de substituição do álcool e gasolina para os veículos de passeio. Também pode ser usado em veículos pesados, movidos a diesel.

O abastecimento do veículo é feito sem que o produto entre em contato com o ar, evitando-se assim qualquer possibilidade de combustão. Os cilindros e demais componentes do kit de conversão carregados no veículo são dimensionados para suportar a alta pressão em que o gás é armazenado (em torno de 200 bar) e ainda situações eventuais como colisões, incêndios, etc.

O Gás Natural não está sujeito a fraudes, extravios ou perdas de qualquer espécie. É quimicamente estável, sem os inconvenientes da formação de depósitos (borras e gomas) nos tanques e sistemas de carburação.

O conceito de segurança desse combustível já é reconhecido em todos os países onde ele já é largamente utilizado. Nos EUA, por exemplo, o GNV é utilizado até mesmo em ônibus escolares, o gás é mais barato que os outros combustíveis (álcool e gasolina) e a conversão dos veículos e manutenção são extremamente simples. Com um metro cúbico de gás é possível rodar mais quilômetros do que com um litro de gasolina ou álcool. Combinando o menor consumo por km rodado com o menor preço – em relação ao álcool e à gasolina – pode-se alcançar uma economia, somente com o combustível, em torno de 60%, na maioria dos casos. Observa-se mais economia nos veículos bem regulados e que rodam mais.

Aumenta a vida útil do motor: por ser um combustível limpo e seco possui uma queima mais completa, assim, pouco ou nenhum carbono é formado durante a combustão. O motor movido a GNV se mantém em boas condições de limpeza e, assim, observam-se menores taxas de desgaste para um mesmo período de utilização, quando comparado com motores alimentados com combustíveis líquidos;

Reduz custos com lubrificantes e manutenção: O Gás Natural é um combustível seco, por isso o óleo lubrificante se mantém isento de impurezas por longos períodos devido à ausência de carbono formado na combustão dos motores alimentados a gás. Outrossim, não são observadas as freqüentes diluições do óleo lubrificante e remoção da película de óleo dos cilindros, causada pelos combustíveis líquidos.



Menor frequência na troca do escapamento do veículo, pois a queima do gás natural não provoca a formação de compostos de enxofre, diminuindo a corrosão.

O gás natural reduz fortemente a emissão de resíduos de carbono, o que aumenta a qualidade do ar, reduz os custos de manutenção e aumenta a vida útil do motor.

O abastecimento do veículo é feito sem que o produto entre em contato com o ar, evitando-se assim qualquer possibilidade de combustão.

Os cilindros e demais componentes do kit de conversão carregados no veículo são dimensionados para suportar a alta pressão em que o gás é armazenado (em torno de 200 bar) e ainda situações eventuais como colisões, incêndios, etc.

#### **No setor energético:**

Permite à geração de energia elétrica, a partir de motores a combustão interna, turbinas a gás e até mesmo das recentes células a combustível.

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico.

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, na medida em que o gás natural surge como uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil. Atualmente, as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos atingem 42%. Em 2005, os menores custos de capital foram inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência (110-330 MW).

Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais.

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional.

Tem-se, assim, uma combinação dos ciclos de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais.

Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 60, mas apenas nos anos 70 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade (a maioria na faixa de 15 MW a 20 MW), foram construídas e postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40%. Em virtude do aumento da oferta de gás natural e da redução de seus preços, além dos avanços tecnológicos alcançados, os ciclos combinados têm-se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW, e apresentam rendimentos térmicos próximos de 60%. Estudos prospectivos indicam rendimentos de até 70%, num período relativamente curto (GREGORY; ROGNER, 1998). Susta e Luby (1997) afirmam que eficiências dessa ordem podem ser alcançadas em ciclos de potência que utilizem turbinas a gás operando com temperaturas máximas mais elevadas – da ordem de 1.600°C (atualmente, a temperatura máxima das turbinas atinge 1.450°C). Uma alternativa é o uso da chamada combustão seqüencial, em que há reaquecimento dos gases de exaustão.

Outros melhoramentos importantes são a reduções das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação e a redução das perdas térmicas entre os dois ciclos (das turbinas a gás e a vapor). A redução das irreversibilidades pode ser viabilizada com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão. Sistemas de maior capacidade têm sido projetados para dois ou três níveis de pressão, com a possibilidade de reaquecimento no nível de pressão intermediária. Já a redução das perdas pode ser viabilizada com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão (HORLOCK, 1995).

Com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e a construção do gasoduto Bolívia – Brasil, o gás natural tornou-se uma alternativa importante para a necessária expansão da capacidade de geração de energia elétrica. Nesse contexto, foi criado o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), pelo Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000. Em setembro de 2003, havia 56 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade de geração de cerca de 5.581 MW. Muitas dessas usinas estão sendo operadas e construídas para fim de autoprodução, atendendo simultaneamente às suas necessidades de calor e potência elétrica (co-geração).

O gás natural também é bastante utilizado em sistemas de co-geração de energia, que é a produção sequencial de mais de uma forma útil de energia, a partir do mesmo energético. Desta forma, pode-se, por exemplo, ter um sistema à turbina a gás que gera energia elétrica e energias térmicas, que pode ser aproveitada a partir dos gases de exaustão.

### **Como combustível industrial / comercial**

O gás natural vem sendo utilizado como combustível na substituição de uma variedade de outros combustíveis alternativos, como: a madeira, carvão, óleo combustível, diesel, GLP, nafta e energia elétrica, tanto em indústrias, como em comércios. Proporciona uma combustão limpa, isenta de agentes poluidores, ideais para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como, por exemplo, a indústria de cerâmica e a fabricação de vidro e cimento.

## **6. Conclusão**

Do exposto conclui-se que o trabalho alcançou seus principais objetivos, tornando-se um documento técnico sobre um assunto extremamente importante no cenário atual, que é o gás natural.

Este trabalho evidencia as etapas da cadeia energética do Gás Natural, compreendendo a pesquisa, produção, refino, transporte, e consumo. Além de trazer informações importantes sobre a questão da regulamentação e mercado do GN e os Impactos ambientais.

Por fim observam-se o principal uso e vantagens do Gás Natural.

Vale a pena ressaltar que o período de estágio na Refinaria Landulpho Alves, unidade da PETROBRÁS, contribuiu positivamente na execução deste trabalho, pois possibilitaram facilidade ao acesso as informações referentes ao assunto.

### **6.1 Recomendações**

Apesar do crescimento ocorrido durante os últimos anos no setor, observa-se potencial para expansão, seja na área de geração de energia elétrica, seja no consumo dos seguintes industriais, comercial e doméstico – ou ainda na utilização com combustível veicular.

Portanto, recomenda-se que sejam feitos investimentos por parte da iniciativa privada e o governo na infra-estrutura, tecnologia e mercado consumidor para acompanhar este crescimento acelerado.

## 7. Bibliográficas

- ABNT NBR 13933. *Instalações Internas de Gás Natural (GN) – Projeto e execução*. Rio de Janeiro, 1997.
- ABNT NBR 6493. *Emprego de cores para identificação de tubulações*. Rio de Janeiro, 1994.
- BATISTA, Gilberto Gomes. *Engenharia de Gás Natural*. Natal – RN: Petrobrás, CTGÁS, 1999.
- COMGAS. *Conjunto de Regulagem e Medição de Gás*. São Paulo, 1993.
- DUTTON, John. *Fundamentals of gás utilization*. Ontario, Centennial College Press, 1994
- GASCAT, Catálogo. São Paulo/SP
- LEPSCH, André José. *Curso sobre Gás Natural*. Rio de Janeiro, IBM , 1998
- MARINS, Placido Pino Heredia, *O Gás Natural na Indústria*. Natal/RN
- SENAI/RN, *Curso básico em tecnologias do gás*. Natal. 1997
- TELES, Pedro Carlos da Silva, *Tubulações Industriais: Materiais, projeto e montagem*, Rio de Janeiro, LTC, 1994.

Sites:

Data de acesso: agosto de 2006

- [www.pretonet.com.br](http://www.pretonet.com.br)
- [www.aneel.com.br](http://www.aneel.com.br)
- [www.ctgas.gov.br](http://www.ctgas.gov.br)
- [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)
- [www.bahiagas.com.br](http://www.bahiagas.com.br)