

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA  
ENERGIA**

**ESTUDOS DOS CUSTOS ENERGÉTICOS NA  
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE  
TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE  
GÁS NATURAL**

**Ana Carolina Silveira Perico**

Itajubá, Agosto de 2007

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA**  
**ENERGIA**

Ana Carolina Silveira Perico

**ESTUDOS DOS CUSTOS ENERGÉTICOS NA**  
**IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE**  
**TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE**  
**GÁS NATURAL**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia da Energia.

Área de Concentração: Energia, Meio Ambiente e Sociedade

Orientador: Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

Co-Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Rocha

Agosto de 2007

Itajubá - MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

P441e

Perico, Ana Carolina Silveira

Estudos dos custos energéticos na implantação de sistema de  
transporte e distribuição de gás natural / Ana Carolina Silveira  
Perico. -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2007.

96 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira.

Co-orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Rocha.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Gás natural. 2. Transporte e distribuição. 3. Custos energé-  
ticos. I. Nogueira, Luiz Augusto Horta, orient. II. Rocha, Carlos  
Roberto, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV.  
Título.

CDU 620.91(043)

## **Composição da Banca Examinadora:**

---

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira (Orientador)

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

---

Prof. Dr. Carlos Roberto Rocha (Co-orientador)

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

---

Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

---

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

Universidade de São Paulo – USP

*A única coisa nesse mundo  
que aumenta quando  
repartimos é o  
conhecimento....*

## **Dedicatória**

A toda minha família, minha mãe, meus irmãos Matheus e Lucas, Celso, minha Avó, e a Vilma, que sempre me apoiaram com orgulho de tudo que eu faço. A eles, minha homenagem, meu amor e gratidão.

A Deus, que me deu força e sabedoria durante todo percurso desse trabalho e esteve do meu lado nos momentos mais difíceis, incentivando-me a seguir em frente.

## Agradecimentos

Ao meu orientador e mestre Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira, por quem tenho grande admiração, um agradecimento especial pelas lições, as quais, muitas vezes, não soube compreender no momento, mas contribuíram imensamente para o meu crescimento profissional. Obrigada pela brilhante orientação durante a realização desta tese. *“Uns são professores, poucos são mestres. Aos primeiros, escuta-se; aos segundos, respeita-se e segue-se.”*

Ao co-orientador Dr. Carlos Roberto Rocha, meu agradecimento pelo tempo dedicado, incentivo e valiosa co-orientação científica, devo grande parte desse trabalho aos seus conselhos.

Ao Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos, por todas as oportunidades a mim oferecidas nessa vida, pelo meu crescimento profissional, e por eu ter chegado onde estou. Um agradecimento especial por ter acreditado em mim mais do que eu mesma.

Aos meus amigos de mestrado e de toda a vida, Cristina, Adriana, Yasmine, Eliana, Kristiane, Markito, Ricardinho e todos os amigos do GEE pelo apoio, incentivo, paciência e companheirismo.

Ao Rodrigo, meu carinho por toda amizade e amor, agradeço por estar ao meu lado nos momentos bons e ruins da conclusão dessa tese.

Aos amigos do Geragás, principalmente ao Daniel, que participou diretamente desse trabalho, colaborando com toda sua experiência e conhecimento, minha eterna gratidão.

Aos amigos do PRH 16, com quem dividi as viagens, os congressos e toda a experiência desse vasto mundo do petróleo e gás.

Enfim, gostaria de agradecer ao Programa de Recursos Humanos da ANP, em especial ao PRH-16, pela oportunidade de aprimorar meus conhecimentos na área de gás natural, através de todo o apoio que me foi dado, na forma de uma bolsa de estudos, participação em congressos, acesso a material técnico, dentre outros, que foram de fundamental importância na conclusão desta monografia.

## Resumo

A contabilidade de custos em base energética permite estimar valores de forma independente das volatilidades dos mercados e estabelecer cenários de viabilidade consistentes no longo prazo. Este trabalho apresenta os custos energéticos associados à implantação de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural, detalhando todas as etapas de seu processo de construção e considerando diversas alternativas em função das características do terreno (terra, rocha, brejo, asfalto e paralelepípedo), tipo de material (aço e polietileno) e diâmetros e espessuras da tubulação. Adicionalmente, para os gasodutos de distribuição, foi relevante considerar a adoção de métodos não destrutivos, em função das condições de ocupação do terreno. Como valores de referência para condições típicas, um gasoduto de aço de transporte de 32" de diâmetro construído em terra por método tradicional demanda 19,22 GJ/m, enquanto um gasoduto de polietileno de 63 mm demanda de 0,11 GJ/m. São apresentados estudos de caso representativos aplicando os resultados para um trecho brasileiro do gasoduto Brasil-Bolívia e para um gasoduto de distribuição urbano. Assumindo as movimentações de gás natural nas condições de projeto e uma vida útil de 25 anos para o aço e 40 para o polietileno, tais custos energéticos na implementação dos gasodutos correspondem respectivamente a 0,35% e 0,08% da energia transportada.

## Abstract

The assessment of costs in energy basis allows evaluating systems without the inherent volatility of market prices, establishing consistent long term feasibility scenarios. This work presents the energy costs associated to the implantation of natural gas pipeline for transport and distribution, detailing all the stages of its construction and taking into account a sort of alternatives according to the characteristics of the ground (land, rock, marsh, asphalt and paving stone), tube material (steel and polyethylene) and diameter and schedule of the pipeline. For distribution pipelines was evaluated the adoption of not destructive construction methods, as feasible in some conditions of ground. As references for typical conditions, a steel pipeline for transport of 32" of diameter constructed in land by traditional method demands 19.22 GJ/m, while a polyethylene pipeline of 63 mm demands 0.11 GJ/m. Studies of representatives cases are presented applying the specific costs for a Brazilian portion of the Brazil-Bolivia pipeline and for an actual urban pipeline of distribution. Assuming the natural gas trade at nominal conditions and assuming a useful life of 25 years for steel and 40 years for polyethylene, such energy costs in the implementation of the pipeline correspond respectively to 0.35% and 0.08% of transported gas.



## **Estrutura da dissertação**

Este trabalho é estruturado em 5 capítulos, sendo o capítulo 1 introdutório e o capítulo 2 a apresentação dos objetivos do presente estudo. O capítulo 3 apresenta o levantamento bibliográfico de temas relevantes no campo do gás natural, sendo subdividido nos seguintes itens:

- O item 3.1 é introdutório;
- O item 3.2 oferece um panorama mundial do gás natural, incluindo as reservas, demandas e mercados;
- O item 3.3 apresenta o panorama da situação do gás natural boliviano, que representa 51% do abastecimento nacional e é o estudo de caso deste trabalho;
- No item 3.4 é mostrado o panorama brasileiro do gás natural, incluindo as reservas, o consumo e as perspectivas;
- No item 3.5 é apresentada a cadeia produtiva do gás natural, com as especificidades de cada etapa, incluindo o panorama do transporte de gás natural e o modal gás natural liquefeito (GNL), que apesar de não ser estudado nesse trabalho, a sua explanação é importante, por se tratar de uma alternativa promissora para o transporte do GN;

No Capítulo 4 é desenvolvido um estudo teórico a respeito das análises energéticas, apresentando os métodos de cálculos e suas respectivas especificidades.

No Capítulo 5 é desenvolvida a metodologia de cálculo dos custos energéticos de implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural.

O Capítulo 6 traz a consolidação da base de dados levantada, com aplicação ao contexto brasileiro (estudo de caso).

No Capítulo 7 são apresentados as conclusões e perspectivas futuras desse trabalho.

## Sumário

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. OBJETIVO.....	4
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	5
3.1. Introdução.....	5
3.2. Panorama mundial do gás natural .....	7
3.3. Gás Natural Boliviano .....	11
3.4. Panorama brasileiro do gás natural .....	14
3.5. Definições e cadeia produtiva do gás natural .....	19
3.5.1. Transporte de gás natural .....	24
3.5.2. Gás Natural Liquefeito (GNL).....	31
4. ANÁLISE ENERGÉTICA.....	35
5. METODOLOGIA.....	41
5.1. Desenvolvimento .....	41
5.1.1. Método .....	42
5.1.2. Custos energéticos unitários .....	53
5.2. Compilação dos dados gerais.....	57
6. ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO AO CONTEXTO BRASILEIRO .....	70
6.1. Gasoduto Bolívia – Brasil (Gasbol).....	70
6.2. Gasoduto de distribuição .....	72
6.3. Estudo complementar - Custos de operação.....	76
7. CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	82
ANEXO I - MAPAS DE PRODUÇÃO, RESERVAS E INFRA-ESTRUTURA DO TRANSPORTE DE GN NA AMÉRICA LATINA.....	86

## Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução das reservas provadas de GN no mundo .....	8
Figura 2 – Reservas provadas de GN em 31/12/2005 (trilhões de m <sup>3</sup> ) .....	9
Figura 3 – Consumo per capita de gás natural.....	9
Figura 4 – Importações de GN por região .....	10
Figura 5 – Mapa do Gasbol.....	12
Figura 6 - Estrutura do consumo.....	15
Figura 7 - Consumo final de gás natural.....	15
Figura 8 – Evolução das reservas provadas de GN no Brasil.....	17
Figura 9 – Modelo da Indústria de Gás Natural.....	18
Figura 10 – Antecipação da produção nacional de GN.....	19
Figura 11 - Bloco de atividades de obtenção ou “upstream” .....	22
Figura 12 - Bloco de atividades de aplicação ou “downstream” .....	23
Figura 13 – Infra-estrutura para a movimentação do gás natural 2005.....	26
Figura 14 – Previsão de ampliação .....	27
Figura 15 – Concessionárias de GN no Brasil.....	28
Figura 16 – Cadeia produtiva do GNL.....	32
Figura 17 – Instalações de GNL em operação .....	34
Figura 18 - Fluxograma da implantação de um gasoduto.....	46
Figura 19 - Fluxograma construção tradicional.....	51
Figura 20 - Fluxograma construção por método não destrutivo – puxamento .....	51
Figura 21- Gasodutos de transporte – Aço - Método Tradicional.....	65
Figura 22 - Gasoduto de transporte - Aço - Método não destrutivo .....	65
Figura 23 - Gasoduto de distribuição -Aço - Método tradicional.....	66
Figura 24 - Gasoduto de distribuição - Aço - Método não destrutivo.....	66
Figura 25 - Gasoduto de polietileno - Construção tradicional .....	67
Figura 26 - Gasoduto de polietileno - Método não destrutivo.....	67
Figura 27 - Espessura x Peso .....	68
Figura 28 - Pressão x Espessura (classe X65) .....	68
Figura 29 - Pressão x Custo Energético (classe X65).....	69
Figura 30 – Mapa do GASBOL com representação do solo e rodovias.....	71
Figura 31 - Distribuição de aço.....	75
Figura 32 - Distribuição de polietileno .....	76
Figura 33 - Custo de operação no transporte de GN para uma distancia de 1000 km.....	77
Figura 34 - Custo de operação no transporte de GN para uma distancia de 2000 km.....	77

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Distribuidoras de gás natural.....	29
Tabela 2 - Taxas de crescimento das distribuidoras de gás natural do Brasil no período de 5 anos .....	30
Tabela 3 - Relevância das atividades.....	52
Tabela 4 – Consumo de energia na indústria de aço .....	54
Tabela 5 – Custos unitário de conversão energética .....	57
Tabela 6 - Gasoduto de aço – Distribuição – Método não destrutivo – 16 polegadas – Tipo de solo: terra.....	59
Tabela 7 - Gasoduto de aço – Distribuição – Construção tradicional – 16 polegadas – Tipo de solo: terra.....	60
Tabela 8 - Gasoduto de aço – Transporte – Método não destrutivo – 36 polegadas – Tipo de solo: terra .....	61
Tabela 9 - Gasoduto de aço – Transporte – Construção tradicional – 36 polegadas – Tipo de solo: terra .....	62
Tabela 10 - Gasoduto de polietileno – Método não destrutivo – 250 mm – Tipo de solo: terra .....	63
Tabela 11 - Gasoduto de polietileno – Construção tradicional – 250 mm – Tipo de solo: terra .....	64
Tabela 12 – Custo energético de implantação do Gasbol.....	72
Tabela 13 - Caso GASBOL .....	72
Tabela 14 - Custo energético de implantação de um gasoduto de distribuição de aço .....	73
Tabela 15 - Custo energético de implantação de um gasoduto de distribuição de polietileno .....	73
Tabela 16 - Gasoduto de distribuição de aço.....	74
Tabela 17 - Gasoduto de distribuição de polietileno.....	74

## **Siglas**

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Natural Canalizado

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BEN – Balanço Energético Nacional

BP – British Petroleum

CE – Consumo Energético

CTGÁS - Centro de Tecnologia do Gás

EE – Exigência Energética

FRSU - Floating, Storage and Regasification Unit

Gasbol – Gasoduto Bolívia - Brasil

GN – Gás Natural

GNC – Gás Natural Comprimido

GNL – Gás Natural Liquefeito

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA – International Energy Agency

IGN – Indústria do Gás Natural

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

MM – Milhões

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural

YPBF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Estatal boliviana de petróleo e gás)

# 1. INTRODUÇÃO

No atual contexto de progressiva conscientização mundial da relação entre energia e o meio ambiente, principalmente a preocupação com os efeitos causados pelas mudanças climáticas, tem-se procurado substituir os combustíveis fósseis por energias renováveis ou menos poluentes. O gás natural (apesar de ser um combustível fóssil) é considerado uma alternativa viável, permitindo uma combustão completa e mais limpa, com reduzida presença de contaminantes e ausência de particulados, o que leva a uma redução de 20% das emissões de CO<sub>2</sub>, quando comparado aos demais combustíveis fósseis, sendo assim altamente valorizado. Suas vantagens ambientais podem ser comprovadas quando se analisam suas especificações: enxofre total: 80 mg/m<sup>3</sup> máximo; H<sub>2</sub>S: 20 mg/m<sup>3</sup> máximo; CO<sub>2</sub>: 2 % em volume máximo; inertes: 4 % em volume máximo; O<sub>2</sub>: 0,5 % em volume máximo; isento de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos.

Apesar de todas as suas vantagens, a expansão do uso desse combustível apresenta um obstáculo referente ao seu transporte, uma vez que as reservas estão quase sempre localizadas distantes dos centros consumidores e os meios de distribuição, seja por gasoduto ou GNL, apresentam custos econômicos elevados.

Os custos totais de um gasoduto são divididos em: custos fixos, que são os custos iniciais de implantação do gasoduto e custos de operação, que correspondem as perdas na movimentação do gás, sendo estas perdas por fricção no escoamento do gás e perdas na compressão, além de perdas eventuais com vazamentos.

As descobertas de expressivas reservas nacionais e internacionais sinalizam para uma necessidade crescente de investimento nesse campo da infra-estrutura de transporte, como forma de viabilizar o maior aproveitamento destas. Além do volume em termos econômico que deve ser destinado, outro fator muito importante a ser levado em consideração numa obra desse porte é a

necessidade de grande quantidade de energia na construção e seu impacto para o país. No caso do Gasbol, por exemplo, foram gastos 540.000 toneladas de aço (TBG, 2006), isso traz várias implicações ao mercado de aço e aos demais usuários desse mercado, dependendo do tamanho e potencial da produção e consumo de cada região, por exemplo, no caso do Brasil esse montante equivale apenas a 1,7 % da produção nacional de aço bruto em 2006 (IpeaData, 2007), mas para países com produção restrita isso seria mais impactante.

Uma vez que o uso do gás natural seria destinado para resolver o problema de crescente demanda de energia do país e necessidade de uma fonte limpa, é contraditório que a sua prática gere altos gastos de energia e poluição, ou seja, seu balanço energético total deve ser positivo. Como forma de otimizar estes aspectos deve-se analisar toda a logística de implantação desse energético, estudando processos, métodos e materiais, de forma a determinar o que corresponda a um menor custo energético e menor impacto ao meio ambiente, elevando a “sustentabilidade”. Isso demonstra também a necessidade de buscar novas matérias primas renováveis para fabricação dos dutos e dos materiais nele empregados, atualmente no Brasil utiliza-se aço (o qual emprega carvão vegetal na sua produção) e PVC (a base de material fóssil).

A infra-estrutura essencial requerida na implantação de gasodutos de transporte e distribuição de gás envolve pesados investimentos, de longa maturação econômica, sujeitos à dependência de financiamentos externos e de elevado risco de mercado. Estes condicionantes acabam elevando os custos dos sistemas de transporte do energético e reduzindo conseqüentemente sua viabilidade econômica. Porém, a partir da análise energética é possível sinalizar a tendência econômica de longo prazo na implantação dos gasodutos e prever que em pouco tempo o investimento energético pode ser recuperado.

Os resultados apresentados nesta dissertação são fruto de um trabalho em conjunto desenvolvido no âmbito do Projeto Geragás, financiado por fundos do programa CTPetro, e com início em março de 2005, sob a coordenação do prof. Luis Augusto Horta Nogueira. Tinha por objetivo desenvolver uma metodologia para avaliar os custos energéticos associados ao transporte, armazenamento e distribuição do gás natural e gás liquefeito de petróleo, para os diferentes cenários tecnológicos convencionais e prospectivos, e aplicar para o

contexto brasileiro. Participaram diretamente dos estudos apresentados os participantes Carlos Roberto Rocha e Daniel Fainguelernt.



## 2. OBJETIVO

O objetivo do presente estudo é desenvolver metodologias para avaliação de custos energéticos associados à implantação de sistemas de transporte e distribuição do gás natural para os diferentes cenários tecnológicos convencionais e prospectivos e aplicar para o contexto brasileiro, devendo contemplar os seguintes itens:

- 1) Desenvolver metodologia de levantamento dos custos energéticos de sistema de transporte e distribuição de gás natural;
- 2) Determinação dos custos energéticos associados à implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural;
- 3) Aplicação e avaliação dos custos energéticos de implantação de sistemas de transporte e distribuição nas condições brasileiras.

Também, será feita uma análise do cenário nacional e mundial do gás natural (com atenção especial ao caso da Bolívia, uma vez que a metodologia desenvolvida é aplicada ao Gasbol), como forma de demonstrar sua crescente e benéfica participação na matriz energética dos países, o que torna viável e necessário o aumento da infra-estrutura de transporte para facilitar seu uso, justificando a importância da metodologia desenvolvida e dos resultados obtidos.

## 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 3.1. Introdução

O gás natural (GN) é um hidrocarboneto que como o petróleo, provém da decomposição anaeróbica de matérias orgânicas e pode ser encontrado na natureza associado ou não ao petróleo, fato que vincula sua exploração e produção à produção de petróleo<sup>1</sup>. Devido à sua composição química, o GN possui elevado poder calorífico e por apresentar combustão completa é menos poluente. Essas características tornam o GN um possível substituto de outros energéticos, principalmente, dos derivados de petróleo e do carvão mineral. Contudo, apesar de não exigir tratamentos complexos, o estado gasoso do fluido requer investimentos sofisticados e de alto custo para o seu transporte, estocagem e distribuição. Este último aspecto é decisivo na caracterização específica da indústria de GN (Alveal & Gutierrez, 1999).

Até o final da década de oitenta, o gás natural era visto como um produto de segunda categoria dentre os combustíveis fósseis. Este energético sempre impôs dificuldades e custos adicionais para o seu transporte, armazenamento e distribuição, tornando-se pouco atrativo para os eventuais investidores. Recentemente, o gás natural tem quebrado paradigmas, transformando-se em um energético essencial e estratégico para os países que o utilizam racionalmente. Atualmente, este combustível junto com a eletricidade é o mais versátil recurso energético disponível para uso direto.

Observa-se a importância crescente do gás natural na maioria das matrizes energéticas dos países, sejam eles desenvolvidos ou em desenvolvimento. As principais motivações que justificam esta tendência podem ser sintetizadas pelo maior volume e dispersão das reservas existentes no mundo, quando comparadas ao petróleo, bem como a crescente pressão de

---

<sup>1</sup> Quando encontrado sozinho, o gás natural é chamado de “livre” ou “não associado” e se dissolvido no petróleo é denominado de “gás associado”. A grande proporção das reservas de GN no Brasil (70%) é de “gás associado”.

grupos ambientais favoráveis à utilização de uma fonte energética mais limpa e polivalente.

As descobertas de expressivas reservas de gás natural nas bacias “off-shore” brasileiras e as possibilidades de incrementar a integração energética regional abrem novas perspectivas para o setor energético nacional, cuja matriz de oferta é claramente dominada pela energia hidráulica e pelo petróleo. Uma meta governamental colocada no início da década apontava para uma participação do gás natural na matriz energética brasileira de 12% em 2010, correspondente a uma elevada taxa de crescimento (ANP, 2000).

Segundo a CTGÁS (2006), o gás natural apresenta diversas vantagens em relação aos demais combustíveis fósseis:

- 1) Vantagens macroeconômicas: diversificação da matriz energética, fontes de importação regional, disponibilidade ampla, crescente e dispersa, redução do uso do transporte rodo-ferro-hidroviário, atração de capitais de riscos externos, melhoria do rendimento energético, maior competitividade das indústrias, geração de energia elétrica junto aos centros de consumo;
- 2) Vantagens ambientais e de segurança: baixíssima presença de contaminantes, combustão mais limpa, não-emissão de particulares, não exige tratamento dos gases de combustão, rápida dispersão de vazamentos, emprego em veículos automotivos diminuindo a poluição urbana;
- 3) Vantagens diretas para o usuário: fácil adaptação das instalações existentes, menor investimento em armazenamento/uso de espaço, menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção, menor custo de manuseio de combustível, menor custo das instalações, combustão facilmente regulável, elevado rendimento energético, admite grande variação do fluxo, pagamento após o consumo.

A utilização do gás natural no processo de produção tem sido importante na obtenção dos certificados de qualidade ambiental, como ISO 9001, ISO 14001 e BS 8800. Por razões análogas incentiva-se o mercado de “gasodomésticos”

(equipamentos para o uso de gás natural, como aquecedores de água) e sua utilização em estabelecimentos como shoppings, hotéis e outros de fins comerciais, inclusive com a possibilidade de geração de frio a partir do gás natural.

Esse combustível apresenta uma vantagem ambiental significativa no que diz respeito ao problema do efeito estufa, em substituição aos demais combustíveis fósseis, com uma grande redução nas emissões de CO<sub>2</sub> (cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos do que os combustíveis sólidos como o carvão), sem impactos de reassentamento de população ou obstrução de áreas produtivas (como ocorre com as hidrelétricas), elevado rendimento térmico e controle e regulação simples da combustão.

### **3.2. Panorama mundial do gás natural**

O gás natural ingressou como indústria no cenário mundial no início do século XX. Sua importância crescente na matriz energética internacional se deu nas quatro últimas décadas. Por ser muito dependente da expansão da rede de transporte e distribuição, o mercado mundial de GN apresenta uma nítida configuração segmentada em três grandes regiões: a América do Norte, a Europa Ocidental e do Leste e a Ásia do Leste e Sudeste. A cena gasífera internacional tem sofrido mudanças significativas ao longo dos últimos anos. Fruto da descoberta de novas reservas, do ingresso de novos produtores e do progresso técnico, a organização industrial do GN está tendendo para uma estrutura submetida a um novo regime regulatório que objetiva a introdução de pressões competitivas e de desverticalização (Alveal & Gutierrez, 1999).

Do ponto de vista da oferta, destacam-se os seguintes fatores: a descoberta de novas jazidas; o ingresso de novos países produtores de GN e a introdução de materiais mais resistentes na construção dos navios metaneiros e nos gasodutos de maior extensão. Pelo lado da demanda, os fatores mais relevantes são: a incorporação na agenda pública da melhoria da qualidade do meio ambiente; a remoção de barreiras legais a certos usos do GN, que contribuíram para sua maior penetração no mercado, em substituição a outros

energéticos, em particular, os derivados de petróleo e o carvão mineral, paralelamente sua utilização “nobre” (por exemplo, nas indústrias química e de fertilizantes) e os avanços tecnológicos associados ao desenvolvimento de turbinas de combustão de processos industriais e, principalmente, de turbinas de geração elétrica a gás em ciclo combinado, com um grande leque de vantagens técnico-econômicas (Alveal & Gutierrez, 1999).

Os dados sobre as reservas, produção e consumo mundial de gás natural no ano de 2002 indicam que as reservas mundiais durariam cerca de sessenta anos, desconsideradas novas descobertas e mantida a produção nos patamares de 2002. Segundo dados da British Petroleum (2005) a razão R/P (razão entre volume de reservas provadas e a produção em um dado ano) é de 65,1 e os volumes das reservas provadas tem se mostrado crescente.

As maiores reservas são encontradas no Oriente Médio (72,13 trilhões de m<sup>3</sup>) e Europa e Eurásia (64,01 trilhões de m<sup>3</sup>) (British Petroleum, 2005). Como a maior parte das reservas ocorrem associadas ao petróleo, isso implica em certas limitações na produção do gás natural, pois depende da recuperação do óleo. Nas Figuras 1 e 2 é apresentada a estrutura da evolução das reservas provadas de gás natural no mundo e o total de reservas em 2005, classificadas por região geográfica.

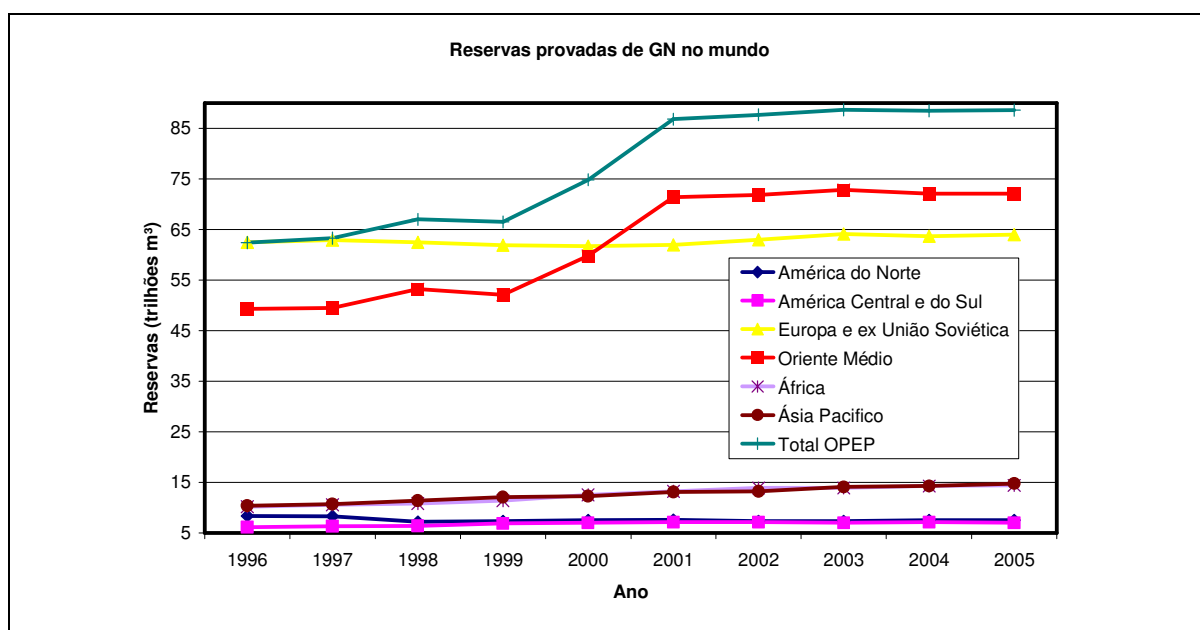
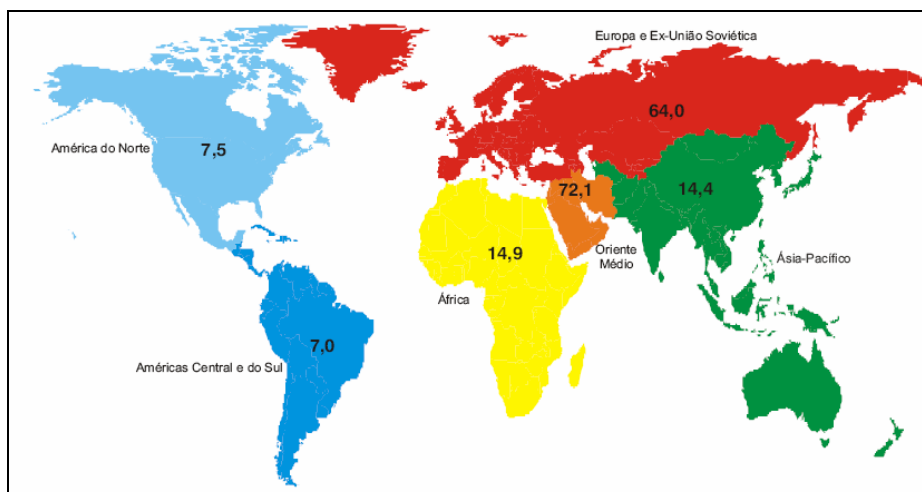


Figura 1 – Evolução das reservas provadas de GN no mundo

Fonte: Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2006)

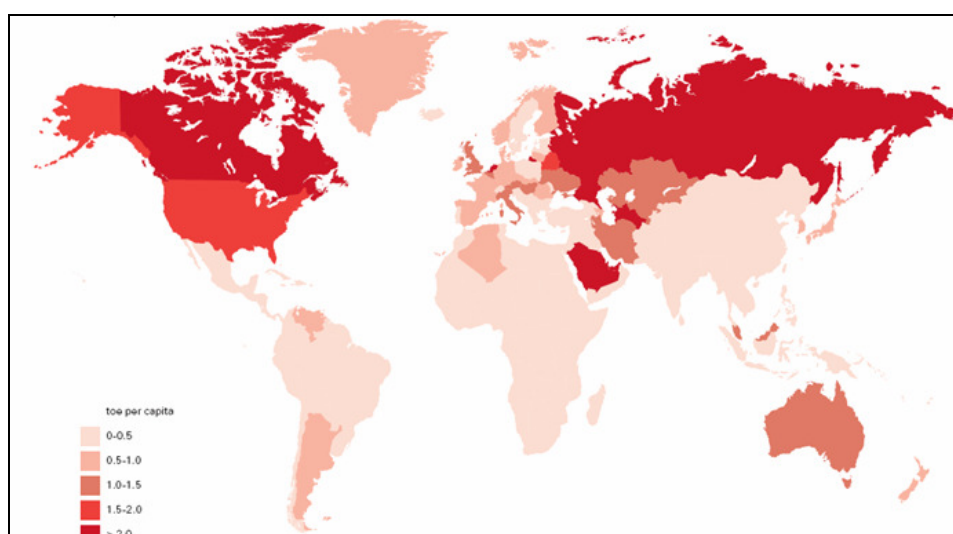


**Figura 2 – Reservas provadas de GN em 31/12/2005 (trilhões de m³)**

Fonte: Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2006)

Segundo a International Energy Agency (2003), a participação do gás natural no consumo mundial de energia é da ordem de 16,3%, sendo responsável por cerca de 18,3% de toda a eletricidade gerada no mundo.

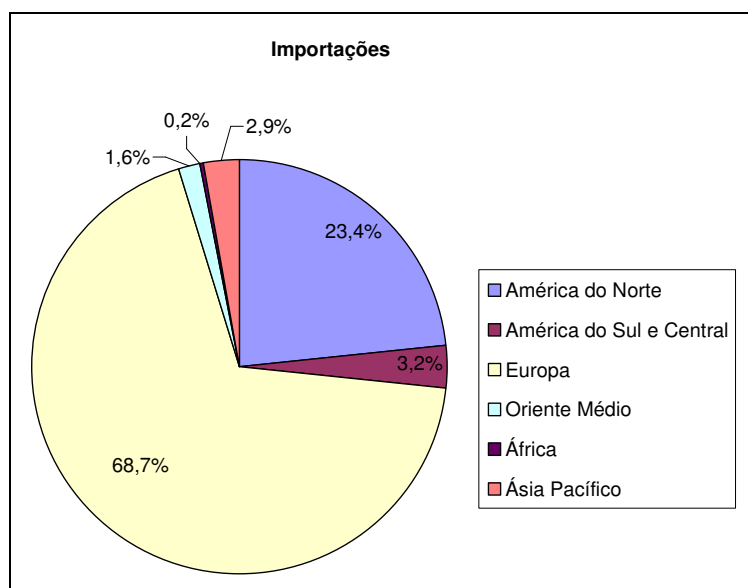
O consumo mundial atinge 2749,6 bilhões de m³, sendo: Europa e Eurásia 1121,9 bi m³ (com destaque para a Rússia: 405,1 bi m³); América do Norte 774,5 bi m³; Ásia Pacífico 406,9 bi m³; Oriente Médio 251 bi m³; América do Sul e Central 124,1 bi m³; e África 71,2 bi m³ (British Petroleum, 2005). Na figura 3 abaixo é apresentado o consumo per capita de GN em toneladas equivalentes de petróleo.



**Figura 3 – Consumo per capita de gás natural**

Fonte: British Petroleum (2005)

O mercado de GN vem crescendo rapidamente, contribuindo de maneira significativa para a economia dos diversos países. Na Figura 4 abaixo, é apresentada a porcentagem de importações por região.



**Figura 4 – Importações de GN por região**

Fonte: British Petroleum (2005)

Durante a última década houve um significativo incremento nas reservas da região sul americana, sobretudo no Brasil, na Bolívia e no Peru, induzido pelo aumento da atividade exploratória nestes países. Nota-se que na Argentina, o mercado gasífero mais maduro do continente sul-americano, as reservas apresentaram um pequeno declínio e desaquecimento da atividade exploratória decorrente da desestabilização política e econômica ocorrida nos últimos cinco anos e do acentuado crescimento da produção neste país. Atualmente, as principais reservas do continente sul-americano estão localizadas na Venezuela (61,5%), na Bolívia (10,5%) e na Argentina (7,2%), havendo forte tendência de crescimento das acumulações do Brasil e do Peru (Mathias *et al.*, 2006).

No Anexo 1 são apresentados os mapas de produção, reservas e infraestrutura do transporte de GN na América Latina, segundo a International Energy Agency (2003).

### 3.3. Gás Natural Boliviano

A Bolívia possui a segunda maior reserva provada de GN da América do Sul, com cerca de 890 bilhões de m<sup>3</sup>, atrás apenas da Venezuela, sendo a primeira em termos de gás não associado. Em termos mundiais, estas reservas representam apenas 0,5% do total, mas possuem caráter regional marcante, tanto pela localização geográfica em relação aos principais mercados (Brasil, Argentina e Chile), quanto pela extensão relativa dessas reservas em relação ao porte desses mercados. A razão reservas provadas/produção destas reservas é superior a 100 anos, o que justifica a importância para o continente em termos de potencial de oferta deste energético (British Petroleum, 2005). Com suas descobertas, sobretudo nos campos de San Antonio, San Alberto e Margarita, a Bolívia apresenta sua indústria de gás natural voltada à exportação para o Brasil e Argentina, tendo um mercado interno muito reduzido (Mathias *et al.*, 2006).

Em 2004, o nível de utilização médio das instalações de transporte de gás bolivianas era em torno de 51%, ou seja, em média 49% da capacidade instalada de transporte estão disponíveis para o escoamento de produção futura de gás natural. Em função disso, gargalos de infra-estrutura não se constituem fatores críticos para oferta de GN pela Bolívia, pelo menos no curto e médio prazos (Guerreiro *et al.*, 2006). Da Bolívia saem quatro gasodutos de exportação, dois para a Argentina (Gasoduto Ramos-Bermejo e Gasoduto Campo Duran - Madrejonas) e dois para o Brasil (Gasoduto Bolívia-Brasil e Gasoduto Lateral Cuiabá).

A necessidade de construção do gasoduto Bolívia-Brasil data de 1938, quando Getúlio Vargas quis compensar a Bolívia pela anexação do atual estado do Acre. No entanto, como as negociações não avançaram, a Bolívia passou a exportar seu gás para a Argentina que, alcançou auto-suficiência da produção de gás na década de 90.

Quando o Governo Brasileiro propôs a meta de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, um dos diversos projetos definidos foi a construção desse gasoduto para transporte de gás natural da Bolívia para o Brasil. Um acordo como este depende das condições técnicas e econômicas, das



necessidades de consumo e da disponibilidade de energia de cada país. Tendo conhecimento da necessidade e da viabilidade comercial de utilização do gás natural no Brasil, o protocolo entre os dois países e o contrato de compra e venda foram assinados em 1993 (TBG, 2006). Dessa forma, o Brasil através da Petrobrás, firmou um contrato de compra de gás junto à YPFB (Companhia Petrolífera da Bolívia), com a condição precedente de obtenção de financiamento para o projeto de construção do gasoduto Bolívia – Brasil, garantindo a viabilização econômica desse projeto (Guimarães *et al.*, 2006).

O gasoduto Bolívia Brasil (Gasbol) apresenta uma extensão total de 3.150 km, sendo 557 km do lado boliviano e 2.593 km do lado Brasileiro, passando pelos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Sua capacidade de transporte é de 30 MMm<sup>3</sup>/d. Os custos da obra desse gasoduto foram de aproximadamente 1,7 bilhões de dólares. O mapa do gasoduto Bolívia – Brasil é apresentado na Figura 5.



**Figura 5 – Mapa do Gasbol**

Fonte: Gasnet (2006)

A exportação de hidrocarbonetos tem papel relevante na pauta de exportações bolivianas, representando 44,5% em 2005. Como reflexo da importância dessa indústria no país, o desenvolvimento das reservas de gás na Bolívia tem se mostrado um tema sujeito a tensões, como ilustra a sua história recente. A primeira delas diz respeito ao projeto de exportação de GNL via Oceano Pacífico, o que implicaria na construção de um gasoduto ligando o terminal de exportação de GNL a um porto no Chile. Uma outra rota possível de exportação passa pelo Peru, mas a um custo maior (EIA/DOE, 2006).

Um segundo ponto de tensão envolveu a renacionalização das reservas de GN, o país aprovou um referendo em 2004 para avaliar a renacionalização da Andina e também a elevação dos *royalties* cobrados na atividade de produção de petróleo e gás natural, causando grande preocupação ao governo brasileiro, uma vez que o Brasil é dependente do gás boliviano.

Uma interrupção na distribuição do gás boliviano no Brasil teria mais impacto nos setores industriais do que nos consumidores residenciais ou de gás veicular. Entre estes setores estão: cerâmica, vidros, alimentos e bebidas, principalmente as empresas situadas em São Paulo e nos Estados da região Sul, que são os maiores consumidores. Como o Brasil, imediatamente, não tem condições de atender a demanda interna, as indústrias teriam de optar por outro combustível, como óleo, o que pode encarecer a produção e causar impacto na economia, além de ser um combustível mais poluente.

Do gás utilizado no país, 51% vêm da Bolívia. No caso de São Paulo, esse índice é de 75%. Em caso de interrupção, o governo teria de dizer quem ficaria com a prioridade na utilização do gás, e as indústrias, com certeza, sofreriam mais. No caso do gás utilizado no Rio Grande do Sul, 70% vem da Bolívia e, nos casos de Paraná, Santa Catarina, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul esse índice é de 100%.

A situação foi estabilizada e no final de 2006, a Petrobrás e a estatal boliviana YPFB decidiram retomar as discussões sobre a ampliação do Gasbol, suspensas desde que o governo boliviano anunciou a nacionalização do setor de petróleo e gás.

Na avaliação de perspectivas da oferta de GN é importante considerar o contexto sócio-político deste país, constituído de uma população com elevado percentual situado abaixo da linha de pobreza, com forte restrição popular a projetos de integração que envolvam o Chile e presença de instabilidade quanto à representação política do país (Guerreiro *et al.*, 2006).

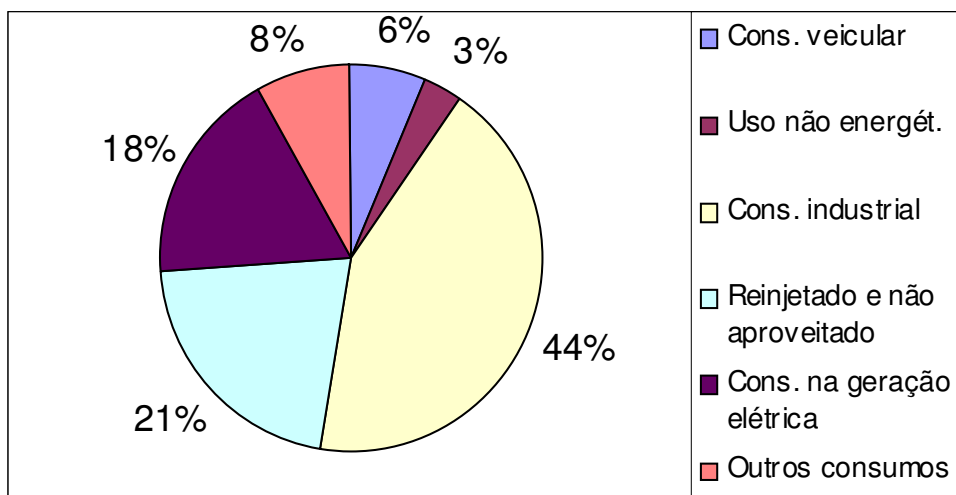
### **3.4. Panorama brasileiro do gás natural**

O gás natural ganhou papel relevante na matriz energética de vários países 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 ambientais deste energético (Laureano, 2002).

Constata-se nestes países, incluindo o Brasil, um aumento expressivo no consumo de gás natural. Para muitos setores produtivos a mudança para o GN tem especial relevância em sua competitividade e no caso particular do setor elétrico, o gás se constitui motor da evolução institucional em diversos países (Krause & Pinto Jr., 1998).

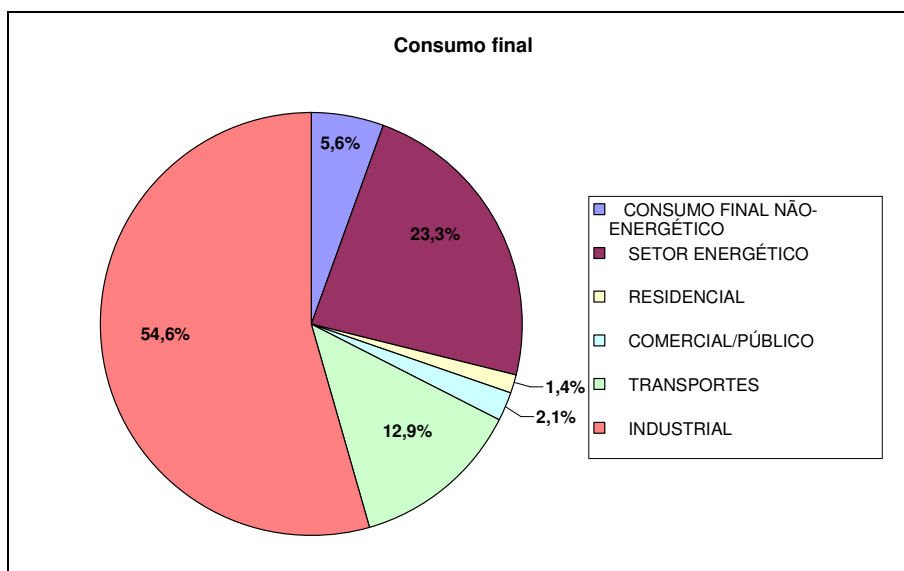
O Brasil é o maior mercado mundial consumidor (industrial e residencial) da região sul-americana, cujo crescimento, nesta última década, torna rentáveis os grandes investimentos realizados nas redes de transporte do GN, tanto nacionalmente como em países vizinhos (Bolívia, Argentina e Peru). O objetivo dos recentes governos brasileiros é aumentar a participação do GN na matriz energética nacional dos atuais 2,6% para 10% a 12% em 2010. Todos os mercados regionais de GN no Brasil (industrial, residencial, comercial, veicular, cogeração e geração elétrica) apresentam perspectivas promissoras de expansão, especialmente nos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo e por efeito dinâmico, no mega-mercado em formação nas regiões situadas ao longo do gasoduto Brasil-Bolívia (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) (Alveal & Gutierrez, 1999).

Na Figura 6 é apresentada a estrutura de consumo do GN no Brasil e na Figura 7 o consumo final de GN.



**Figura 6 - Estrutura do consumo**

Fonte Balanço Energético Nacional (2005)



**Figura 7 - Consumo final de gás natural**

Fonte Balanço Energético Nacional (2006)

Em função das metas estratégicas do governo surgiram iniciativas concretas importantes em empreendimentos, destacando-se a construção do gasoduto Bolívia – Brasil. Na realidade foi esse empreendimento que tornou real a disponibilidade de gás natural para viabilizar a meta governamental. Na seqüência da entrada em operação do Gasbol foi lançado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) em fevereiro de 2000, que contemplava a construção de 40 usinas termelétricas (a maior parte movida a gás natural em ciclo combinado).

O tema gás natural, de indiscutível importância geopolítica e estratégica, vem merecendo atenção constante das autoridades desde o primeiro governo do presidente Fernando Henrique Cardoso. A disponibilidade do combustível em nossos campos de produção, as alternativas para aumentar sua oferta através da importação e também o apelo ao uso de um combustível nobre configuram-se como a melhor solução de compromisso entre as alternativas de aumento da oferta de energia e a necessária modernização do parque industrial brasileiro (Alonso, 2004).

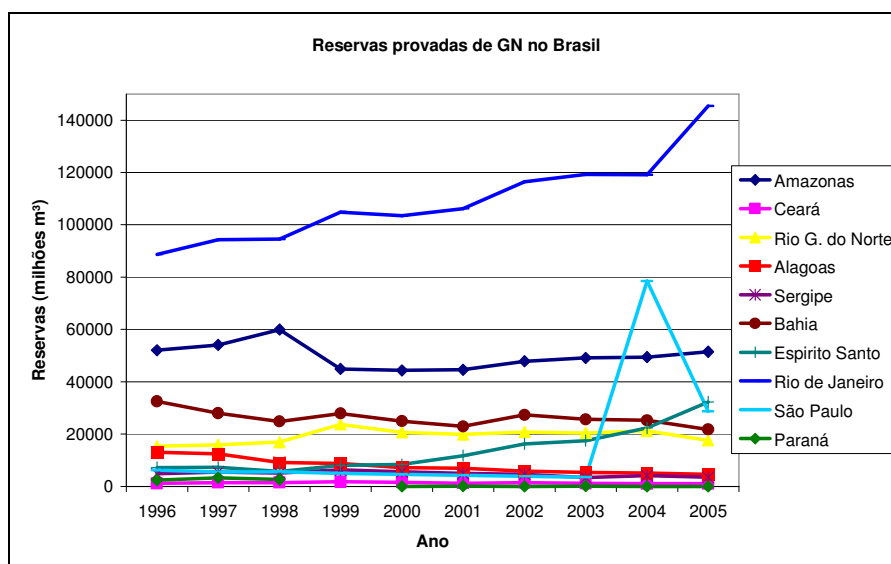
No Brasil, o marco da indústria de GN foi a descoberta de petróleo e GN na Bacia de Campos (litoral fluminense) que impulsionou elevados investimentos na prospecção em águas profundas e na construção de gasodutos interligando os centros de consumo do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Segundo Sauer (2006), o Brasil pode triplicar suas reservas de gás natural, atualmente em 320 bilhões de metros cúbicos, caso a Petrobrás confirme descobertas feitas recentemente, podendo chegar a um total entre 820 bilhões e 1 trilhão de metros cúbicos. A confirmação do novo volume de reservas depende de outras análises nos locais, mas garantiriam o abastecimento do país por mais de 30 anos, contando com o consumo de 121 milhões de metros cúbicos por dia projetado para 2010. Esse volume será abastecido por três fontes: 71 milhões de m<sup>3</sup> serão produzidos no Brasil, 30 milhões virão da Bolívia e os 20 milhões restantes, importados sob a forma de gás natural liquefeito (GNL).

As reservas provadas de GN em 2005 são de 306.395 MMm<sup>3</sup>, sendo que deste, 23,5% encontra-se em terra e 76,5% em mar. Os principais campos produtores se situam na Bacia de Campos (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006).

As reservas provadas de gás natural, 33% superiores as de 2003, equivalem a 19 anos da atual produção, enquanto que a média mundial é de 60 anos. O gás natural representou 8,9% da matriz energética brasileira de 2004, aumentando 1,2 ponto percentual em relação a 2003. Efetivamente, trata-se de uma fonte de energia com vigorosa penetração na estrutura produtiva do país (Balanço Energético Nacional, 2005).

Na Figura 8 é apresentada a estrutura da evolução das reservas provadas de gás natural no Brasil classificadas por região geográfica. 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, 78% da produção nacional é de reserva associada. Nesse caso, sua oferta depende ou influencia o nível de produção de óleo cru. Outra característica importante das reservas brasileiras é que praticamente 77% das reservas do país estão em mar (reservas *off-shore*), sendo a maioria em águas profundas. Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas provadas mais que quadruplicaram no período 1980-97, atingindo 228 bilhões de m<sup>3</sup>. A produção doméstica atingiu 17,7 bilhões de m<sup>3</sup> em 2005 (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006).

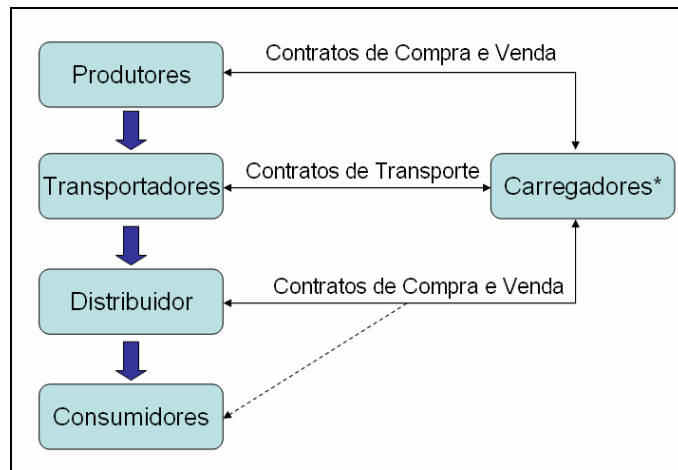


**Figura 8 – Evolução das reservas provadas de GN no Brasil**

Fonte: Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2006)

A crescente inserção do gás na matriz energética brasileira é o resultado de elevados investimentos ao longo de toda cadeia de suprimento e tem propiciado o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil (Sauer, 2006).

Com o objetivo de desenvolver um mercado competitivo, a indústria de gás natural tem se baseado em um modelo de competição no suprimento e livre acesso no transporte, o qual está representado na Figura 9 abaixo.



\* Carregador pode ser: Produtor, Distribuidor, Consumidor ou Comercializador Independente

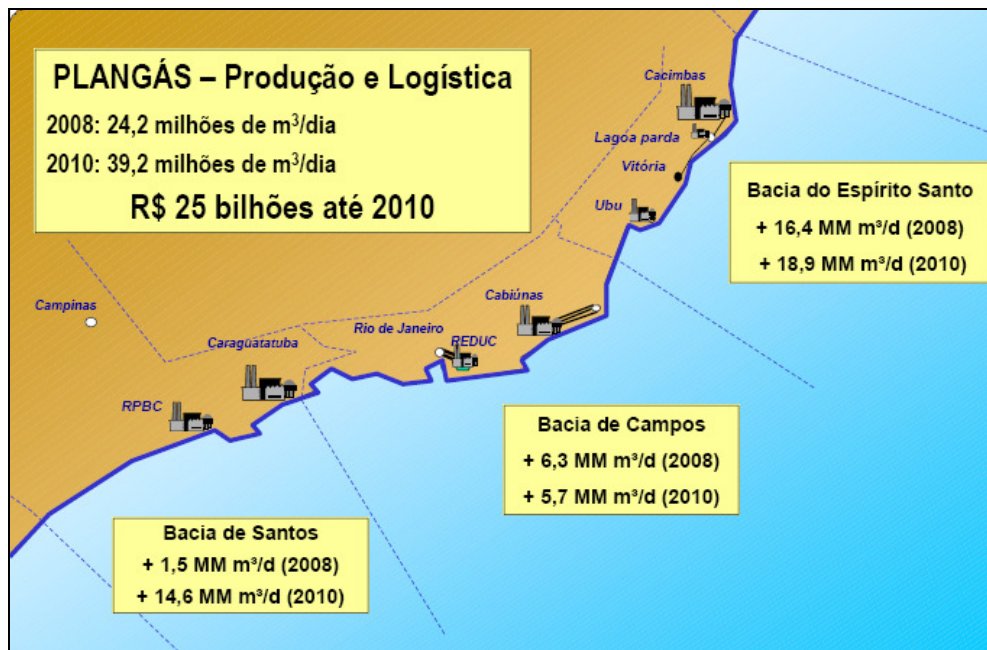
**Figura 9 – Modelo da Indústria de Gás Natural**

Fonte: Cecchi (2002)

O momento atual que o país tem passado é muito oportuno para se discutir o papel do gás natural, devido aos seguintes fatores:

- Convergência em torno da necessidade de uma legislação específica e de uma política de longo prazo para o setor;
- Mobilização em torno de mecanismos que garantam maior competitividade do gás natural em cada seguimento de consumo (desenvolvimento do mercado potencial ainda não realizado);
- Medidas de revitalização do setor elétrico (definição da demanda de gás natural para a geração de eletricidade);
- Regulamentação sobre a aplicação dos recursos (possibilidade de solucionar problemas estruturais, financiamento da infra-estrutura, etc).

Segundo o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, lançado em janeiro de 2007, em relação ao GN, a meta é acelerar a produção e a oferta do gás nacional (Figura 10), visando diminuir a dependência externa. Para isso, serão investidos no setor 40,4 bilhões de reais até 2010. Os quais incluem a construção da infra-estrutura necessária para receber os navios de terminais de regaseificação de GNL em Pecém e na Baía de Guanabara.



**Figura 10 – Antecipação da produção nacional de GN**

Fonte: Programa de Aceleração do Crescimento (2007)

### 3.5. Definições e cadeia produtiva do gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que em condições normais de pressão e temperatura permanecem no estado gasoso. Na natureza ele é encontrado em acumulações de rochas porosas no subsolo (terrestre ou marinho), podendo estar associado ou não ao petróleo. Em geral, é composto principalmente de metano, etano, propano e em menores proporções, de outros hidrocarbonetos de menor peso molecular. Normalmente o gás natural apresenta baixos teores de impurezas como nitrogênio (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), água e compostos de enxofre (Santos, 2002).

O gás natural é um hidrocarboneto que tem como principal vantagem o baixo nível de enxofre e particulados existente em sua composição, o que faz com que ele seja considerado um combustível limpo. Outro atrativo do GN é seu alto poder calorífico, que torna possível uma utilização direta sem necessidade de refino.

A cadeia produtiva do gás natural apresentada nas Figuras 11 e 12, pode ser visualizada em dois grandes blocos: um bloco que consiste nas atividades



relacionadas à obtenção do produto em si, chamada de *upstream*, e um outro com atividades relacionadas à aplicação direta do produto, focalizando seus usos, chamado de *downstream*.

As atividades da cadeia produtiva do gás natural são descritas abaixo:

*Exploração e desenvolvimento*: etapa inicial do processo que consiste no reconhecimento e estudo das estruturas de possíveis acúmulos de gás, levando à descoberta dos reservatórios que serão totalmente comprovados somente após a perfuração dos poços exploradores. Se for constatada a viabilidade do desenvolvimento do campo, são feitos novos poços e instalada a infra-estrutura necessária à extração (atividades de projeto das instalações, de perfuração, completação e recompletação de poços) (Santos, 2002).

É também nessa fase, após as análises feitas através de indícios geológicos numa região onde há a presença de gás natural, que a mesma poderá ser considerada uma reserva (Gerosa & Matai, 2006).

*Produção*: Neste grupo tem-se as atividades de produção, processamento em campo (processamento primário, visando separar o gás natural do óleo no caso de um campo de gás associado) e o transporte até a base de armazenamento ou estação de recompressão mais próxima para o caso de campos “off-store” (Santos, 2002).

Dentro da etapa de produção de gás natural, ocorrem fatores como a queima ou perda de gás, e a sua utilização para manutenção do sistema atual de produção, como por exemplo, para a geração de energia elétrica e/ou acionamento de compressores (Gerosa & Matai, 2006).

*Processamento*: Nesta etapa o gás segue para unidades industriais conhecidas como UPGN's (Unidades de Processamento de Gás Natural), onde será retirado o vapor d' água e fracionado nos seguintes subprodutos: metano e etano (gás residual), propano e butano (possível GLP), frações mais pesadas, como pentano ou mais leves (gasolina natural). No processamento ocorre a

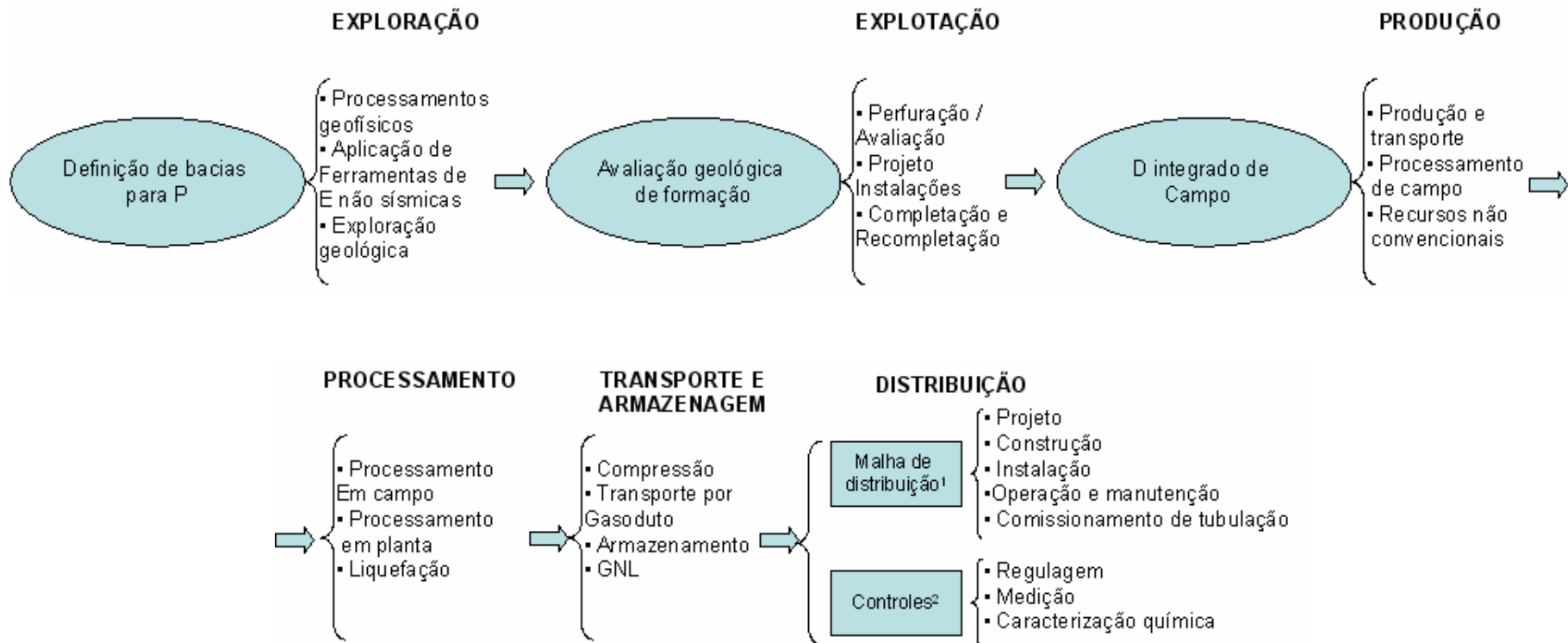
separação dos componentes mais pesados de forma que o gás atinja as especificações.

O processamento do gás natural tem como principal finalidade a garantia da especificação do gás para os consumidores finais de acordo com o órgão regulador ou com os contratos diretamente assinados entre UPGN (fornecedor) / comprador. Após processado, o GN é conhecido como gás residual, gás seco ou gás processado. Atualmente, a capacidade nominal de processamento no Brasil, com dados publicados pela ANP em dezembro de 2005, é de 50,7 MMm<sup>3</sup>/d (Gerosa & Matai, 2006).

*Transporte:* essa etapa encontra-se presente em quase todos os processos do GN. No estado gasoso o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou em cilindros de alta pressão, na forma de GNC (Gás Natural Comprimido). No estado líquido ele é transportado na forma de GNL, nesta forma o volume do gás é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento e transporte, devendo o gás ser revaporizado para utilização.

*Distribuição:* Etapa final do sistema, levando o gás ao consumidor final (residencial, comercial, industrial ou automotivo). Em geral, a distribuição é feita por gasodutos de baixa e média pressão (4 a 20 atm), podendo também ser utilizada a opção GNL. Nessa etapa, o gás já deve estar dentro dos padrões especificados por lei.

A diferença entre transporte e distribuição ocorre devido ao volume de gás a ser transportado. A atividade de deslocamento de grandes volumes utilizando-se de gasodutos de grande capacidade, ou seja, do ponto de produção até o *city-gate*, é denominado transporte. Do *city-gate* ao atendimento à área de concessão é chamado distribuição (Gerosa & Matai, 2006).



D – Desenvolvimento

1 – Termoplástica, termorrígida ou mecânica

2 – Produtor, vazão, temperatura e vazão

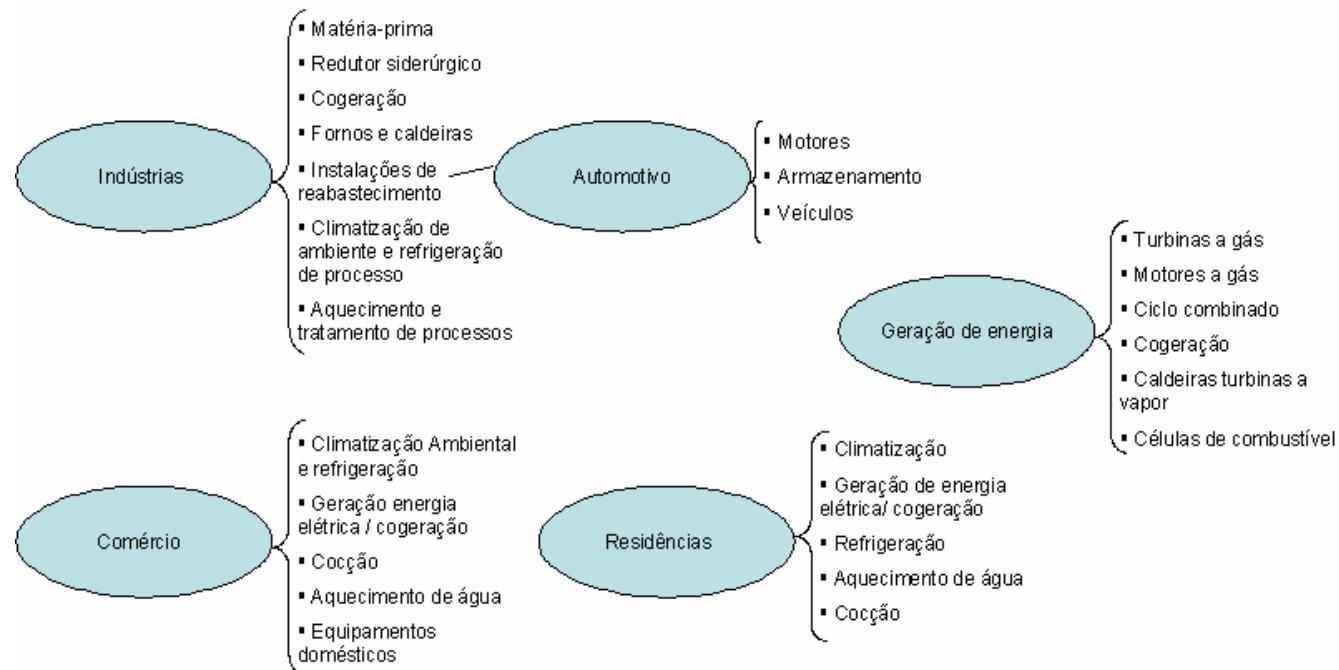
P – Produção

E – Exploração

**Figura 11 - Bloco de atividades de obtenção ou “upstream”**

Fonte: Centro de Tecnologia do Gás (2006)

## USOS DO GÁS NATURAL



**Figura 12 - Bloco de atividades de aplicação ou “downstream”**

Fonte: Centro de Tecnologia do Gás (2006)

### 3.5.1. Transporte de gás natural

Entende-se por infra-estrutura de transporte de gás natural a rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega. Esta infra-estrutura é composta por seções de gasodutos interconectados e freqüentemente possui estações compressoras localizadas em intervalos que dependem das condições de pressão do gasoduto (Morais, 2005). Os gasodutos podem ser de transporte ou distribuição, cuja diferenciação já foi apresentada anteriormente.

O Indústria de Gás Natural – IGN apresenta algumas especificidades técnico-econômicas importantes que determinam a dinâmica de seu desenvolvimento. O gás natural ocupa um volume 1000 vezes maior que o do petróleo para um mesmo conteúdo energético. Essa característica faz com que o desenvolvimento da IGN necessite de investimentos em uma enorme infra-estrutura de transporte e distribuição. Em média, 2/3 dos custos totais do GN são provenientes desta infra-estrutura (Almeida 2006).

A necessidade de grandes obras de infra-estrutura é apenas um dos fatores críticos que envolvem o mercado de gás natural e impede o crescimento da sua participação na matriz energética brasileira. Em seminário realizado na sede da FIRJAN, em agosto de 2003 (Perspectivas de mercado para o gás natural), a Ministra de Estado de Minas e Energia, Dilma Roussef, apontou cinco grandes desafios (Alonso, 2004):

- Ampliação da infra-estrutura de distribuição (malha de gasodutos no país);
- Definição de marco regulatório (livre acesso, critérios tarifários, cessão de capacidade) para viabilizar os investimentos em infra-estrutura;
- Conclusão das negociações com a Bolívia para revisão do preço do gás natural importado;
- Definição da inserção do gás natural no modelo elétrico em discussão;

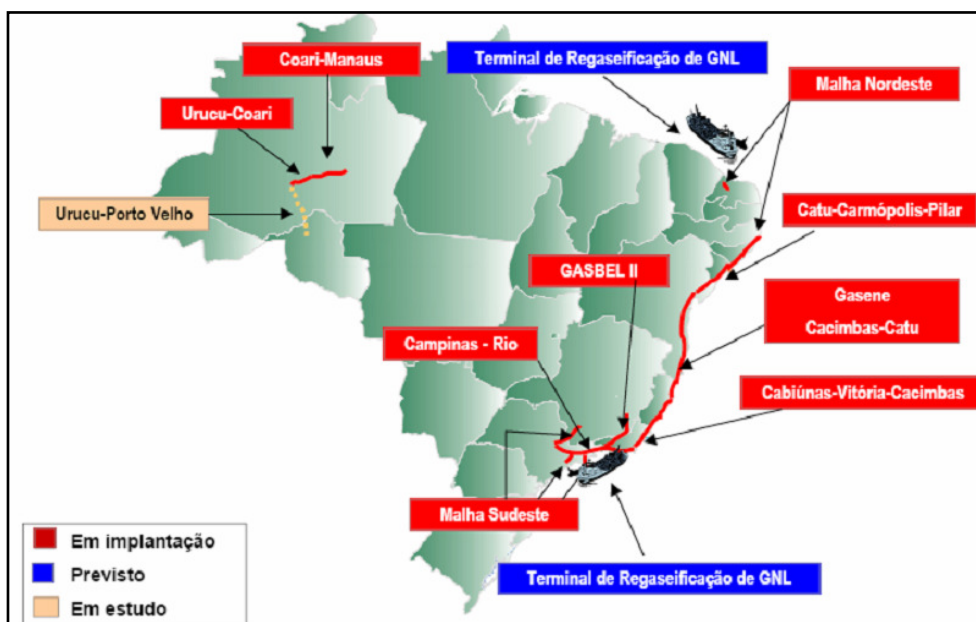
- Investimento e desenvolvimento da indústria brasileira para produção de bens de consumo, bens de capital e serviços para suportar a inserção do gás natural.

A malha brasileira de gasodutos (Figura 13), ainda limitada face às expectativas de expansão do mercado, atinge aproximadamente 7.665 km, incluindo gasodutos de transporte e os demais de transferência entre as áreas produtoras e as UPGN's e os gasodutos de transporte. Em dezembro de 2005, o Brasil contava com uma malha de dutos em operação de 58 gasodutos de transferência, totalizando 2.233 km, e 23 gasodutos de transporte, totalizando 5.432 km. Apenas o trecho brasileiro do GASBOL corresponde a 2.583 km (Agencia Nacional do Petróleo. Gás Natural e Biocombustíveis, 2006).

Visando atender as necessidades sinalizadas pela expansão do mercado, a rede de gasodutos deve expandir-se de modo importante no Brasil, com diversas obras em projeto e em construção. Atualmente, no Brasil, existem cerca de 3.043 km de gasodutos de transporte sob controle nacional. A interligação dos estados do Nordeste foi sendo construída passo a passo, sendo que os trechos Guamaré (RN) - Pecém (CE) e Pilar (AL) - Cabo (PE) entraram em operação recentemente. Com isso, as reservas da região podem ser mobilizadas para atender a demanda. No Sudeste e Sul, foi necessária a ligação dutoviária ao longo da região costeira, onde há a maior concentração humana e, portanto, maior consumo potencial. A interligação do Nordeste com a Bacia de Campos, integrando toda a região litorânea, será facilitada pela produção de gás na área norte da Bacia de Campos (Transpetro, 2006). Na Figura 14 é apresentada a previsão de ampliação da infra-estrutura de transporte de GN.



**Figura 13 – Infra-estrutura para a movimentação do gás natural 2005**  
 Fonte: Centro de Tecnologia do Gás (2006)



**Figura 14 – Previsão de ampliação**  
 Fonte: Programa de Aceleração do Crescimento (2007)

### Distribuição de gás natural

A atividade de distribuição é mais complexa. Até 1988, apenas duas empresas de distribuição - CEG, no Rio de Janeiro e COMGÁS, em São Paulo - estavam operando. Dessa forma, em vários estados, a Petrobrás assegurava o fornecimento e, por conseguinte, mantinha a integração vertical ao longo de toda a cadeia de suprimento de GN. Essa situação era estendida também a grandes consumidores industriais no Rio de Janeiro, o que gerou um conflito institucional entre a CEG e a Petrobrás pela disputa do mercado de distribuição de GN.

A constituição de 1988 atribuiu aos estados o direito de concessão no que tange à distribuição do GN e, a partir de então, várias empresas estaduais foram criadas para explorar os serviços de distribuição de gás. São 14 os Estados com concessionárias operando (CE, RN, PB, PE, AL, SE, BA, ES, MG, RJ, SP, RS) e dois com empresas em implantação (SC, PR). Na Figura 15 e Tabela 1 abaixo estão representadas as concessionárias de gás natural no Brasil .





Figura 15 – Concessionárias de GN no Brasil

Fonte: Silveira (2006)

As empresas apresentam diferentes níveis de propriedade e que as suas áreas de concessão têm distintos níveis de concentração populacional, bem como de participação no PIB do país. A Gasmig é uma empresa que pertence a CEMIG e existe desde 1986, responsável pela distribuição do gás canalizado no Estado de Minas Gerais. Em 2004, 40% do seu capital social era vendido para a Petróleo Gás S.A. – Gaspetro, que junto com a Cemig aportam recursos necessários para a construção de uma maior rede de distribuição no Estado (Araújo & Ramos, 2006). A Gasmig, assim como diversas outras empresas, apresentam elevadas taxas de crescimento nos últimos anos (Tabela 2), acompanhando contexto de expansão do gás.

**Tabela 1 – Distribuidoras de gás natural**

EMPRESA	CRIAÇÃO	OPERAÇÃO	AREA	GRUPO CONTROLADOR
ALGAS	1992	1999	AL	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART
BAHIAGAS	1991	1994	BA	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART
CEBGAS	2001		DF	GASPETRO (BR)
CEG	1854 1997 privatizada	1854	RJ	GRUPO GAS NATURAL (Op. Técnico) BNDESPAR DINÂMICA ENERGIA PLUSPETROL
CEG RIO	1997	1997	RJ	GRUPO GAS NATURAL (Op. Técnico) GASPETRO (BR) PLUSPETROL
CEGAS	1982	1997	CE	ESTADO GASPETRO (BR) TEXTILIA S.A VICUNHA
CIGAS			AM	
COMGAS	1872		SP	BRITISH GAS SHELL
COMPAGAS	1994	1995	PR	COPEL GASPETRO (BR) DUTOPAR PART. LTDA
COPERGAS	1992	1994	PE	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART
GAS BRASILIANO GBD	1999		SP	GRUPO ENI
GAS NATURAL SÃO PAULO SUL	2000		SP	GRUPO GAS NATURAL
GASAP	2001/2002		AP	
GASMAR	2001		MA	ESTADO GASPETRO (BR)
GASMIG	1986	1993	MG	CEMIG GASPETRO (BR)
GASPISA	2001	2002	PI	ESTADO GASPETRO (BR) TERMOGAS S.A.
GOIASGAS			GO	GASPETRO (BR)
MSGAS	1998	1998	MS	ESTADO GASPETRO (BR)
MTGAS	2003		MT	
PBGAS	1995		PB	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART
PETROBRAS DIST.			ES	PETROBRAS
POTIGAS	1993	1995	RN	ESTADO GASPETRO (BR)
RONGAS			RO	GASPETRO (BR)
SCGAS	1994		SC	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART INFRAGAS
SERGAS	1993	1995	SE	ESTADO GASPETRO (BR) GASPART
SULGAS	1993	2000	RS	ESTADO PETROBRAS

Fonte: Araújo & Ramos, 2006

**Tabela 2 - Taxas de crescimento das distribuidoras de gás natural do Brasil no período de 5 anos**

COMPANHIA	FORNECIMENTO TOTAL em mil m <sup>3</sup> /dia					PERC. CRESC.
	2001	2002	2003	2004	2005	
ALGAS	3813,70	4970,20	4441,90	4745,99	4579,34	20%
BAHIAGÁS	21841,00	40374,20	44298,60	45710,33	38660,53	77%
CEG	30422,40	43450,50	73878,40	57937,88	57555,60	89%
CEG RIO	23196,30	45731,30	42136,80	46500,77	49790,50	115%
CEGAS	2523,50	4549,00	7434,80	15734,51	8001,40	217%
COMGÁS	59744,50	96401,40	112338,70	125133,02	119191,01	100%
COMPAGAS	3644,20	6890,40	6103,30	7145,41	7344,12	102%
COPERGAS	7173,10	9291,10	9158,60	10298,84	30073,45	319%
GAS BRASILIANO						
GBD	0,00	0,00	1267,10	2340,73	14686,85	1059%
GÁS NATURAL						
SÃO PAULO SUL	0,00	470,10	2915,90	7268,00	10403,59	2113%
GASMIG	9719,40	14006,00	15418,10	24641,50	19924,06	105%
MSGAS	2492,30	5605,00	6512,10	21478,86	14016,56	462%
PBGAS	1845,00	2655,40	2852,60	3060,14	2947,38	60%
PETROBRÁS	9141,10					
DIST.		11601,60	12990,40	13486,06	11694,80	28%
POTIGAS	1526,90	2587,80	3221,00	3665,22	3786,26	148%
SCGÁS	6320,40	9473,60	10181,90	12708,87	14324,72	127%
SERGÁS	1429,70	2296,50	2373,00	2367,31	2472,71	73%
SULGÁS	23618,50	24244,90	21935,80	27159,17	28084,95	19%

Fonte: Araújo & Ramos, 2006

Uma rede de distribuição de gás natural deve considerar diversos fatores estratégicos como, a definição da área de implantação do gasoduto, o que deve ser analisado pelos setores comerciais e de planejamento, e garantia de oferta do gás para atender a demanda, visto que a construção do mesmo somente será viável caso existam consumidores potenciais e volume para movimentação, que venham a remunerar o investimento realizado. A ociosidade da rede aumenta substancialmente o tempo de retorno desse investimento.

As distribuidoras precisam de garantias de fornecimento de gás natural para investir nas malhas na área de concessão. As empresas têm planos de expansão das redes e precisam ter garantia de oferta do combustível para conseguir a remuneração do investimento. Até 2007, as concessionárias investiram R\$ 1,4 bilhão para aumentar de 10 mil quilômetros para 14,4 mil a estrutura de distribuição. Entretanto, essa meta de construção de gasodutos precisa ser planejada dentro da expansão da oferta. Se não houver gás natural ou demorar além do previsto, as distribuidoras têm prejuízo. A busca de novos consumidores exige ampliação do volume de gás natural oferecido para as distribuidoras (Gasnet, 2007).

### **3.5.2. Gás Natural Liquefeito (GNL)**

Apesar de se tratar de uma indústria antiga, a indústria do gás natural ganhou importância a partir da década de 1970 com os choques do petróleo. Configurando-se como uma boa alternativa ao uso do petróleo, o GN ganhou destaque na definição das políticas energéticas dos países, pois suas principais reservas não estavam tão concentradas nos países membros da OPEP quanto às de petróleo.

Desde meados da década de 1990, a IGN vem sofrendo profundas mudanças, tanto técnicas quanto mercadológicas. Nesse contexto, o comércio internacional de GN por gasodutos ganhou um concorrente: o transporte via gás natural liquefeito. Esse processo consiste no resfriamento e liquefação do GN reduzindo seu volume para facilitar seu transporte via navios metaneiros para localidades distantes dos centros produtores.

A opção pelo GNL se dá quando as reservas e os mercados de gás natural estão distantes uns dos outros. O produto liquefeito ocupa um volume 600 vezes menor do que em condições normais de temperatura e pressão, isso que torna o GNL economicamente viável para transporte. A redução dos custos constitui o maior desafio na indústria de GNL, pois, na mesma equivalência energética o gás natural é muito mais caro de ser transportado do que o petróleo. E somente após avaliar alternativas mais práticas de transporte gás via gasodutos é que se pode pensar no GNL (Almeida, 2006).

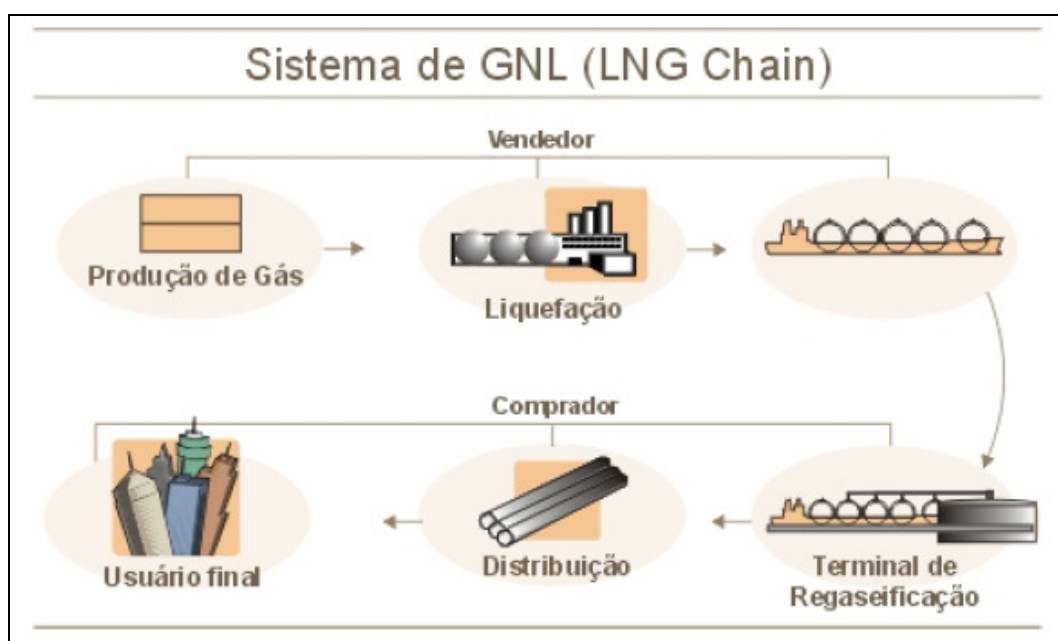
O primeiro projeto de comercialização internacional de GNL ocorreu entre Argélia e Reino Unido, em 1964 e, atualmente, cerca de 25% do comércio internacional de GN se dá através dessa tecnologia de transporte. Nos últimos dez anos foram realizados fortes investimentos em novas tecnologias para o processo de liquefação do GN, o que impulsionou um rápido avanço tecnológico e uma substancial queda de custos nessa cadeia (Cordeiro, 2005).

A participação atual do GNL no mercado de gás natural mundial representa algo em torno de 10%. Quanto à exportação de GN inter-regional, sua participação conta de aproximadamente 30%. Com o estabelecimento do GNL como um modal importante de GN no suprimento dos EUA, o seu preço no

mundo sofrerá cada vez mais influência do balanço de oferta e demanda deste mercado (Almeida, 2006).

O gás natural é uma fonte energética de importância global, sendo utilizado de diversas formas, tanto como insumo energético quanto não energético. No ano de 2003, o GN representou 24% do total de energia primária consumida no planeta (British Petroleum, 2004).

Segundo Real (2005), a cadeia de produção do GNL se divide em quatro etapas: exploração e produção (E&P) e processamento do gás, liquefação do gás, transporte (“shipping”) e regaseificação (regas). Na figura 16 abaixo está representada a cadeia de produção do GNL, e em seguida a descrição dessas etapas.



**Figura 16 – Cadeia produtiva do GNL**

Fonte: Burani et al. (2006)

### *Produção do GN*

O GNL nada mais é do que o gás natural resfriado a uma determinada temperatura que o torna líquido. Por isso, o processo produtivo do GNL começa pela produção do próprio GN, com as atividades de exploração e produção.

### *Liquefação do GN*

A planta de liquefação de gás natural é a principal etapa da cadeia de produção do GNL. Nela reduz-se a temperatura do gás natural a  $-162^{\circ}\text{C}$ , que está abaixo do ponto de vaporização do metano. Assim, o gás metano torna-se líquido e com seu volume reduzindo a 1/600 do volume original. As instalações que compõem a planta de liquefação são: uma unidade de tratamento de gás (UPGN) e um conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem para o GNL. O GN já liquefeito é então armazenado em tanques que o mantém refrigerado na temperatura de liquefação até o momento do embarque.

### *Transporte do GNL (Shipping)*

Para realizar o transporte do GNL entre as plantas de liquefação e regaseificação são utilizados navios especialmente construídos para o armazenamento do gás em sua forma líquida. Dispõem de grandes reservatórios capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte. Nesse processo ocorrem perdas que podem variar de 1% a 3% do volume inicial, dependendo da distância a ser percorrida, além do próprio consumo de gás que é empregado como combustível para o navio.

### *Regaseificação do GN (Regas)*

As plantas de regaseificação localizam-se geralmente próximas ao centro de consumo do gás natural e recebem os navios tanqueiros em terminais especialmente construídos para eles. As plantas são formadas por tanques de estocagem do GNL e de trocadores de calor.

A Figura 17 mostra resumidamente a localização das unidades produtoras.



**Figura 17 – Instalações de GNL em operação**

Fonte: Gasnet (2006)

As perspectivas para o GNL no Brasil são muito promissoras, ele começa a chegar ao porto de Pecém, no Ceará, em março de 2008 e ao terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, em maio de 2007. Estão sendo finalizadas as negociações com fornecedores dos navios de regaseificação que ficarão nos dois terminais. Os projetos terão investimentos de US\$ 180 milhões - US\$ 40 milhões em Pecém e US\$ 140 milhões na baía de Guanabara e prevêem a construção da infra-estrutura necessária para receber os navios. Esses terminais de regaseificação foram incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento. Em Pecém será usado um *pier* existente que conectada ao Gasfor, gasoduto que liga Recife a Fortaleza. No Rio, um *pier* será construído próximo ao Terminal da Ilha D'Água e conectado à malha de gasodutos da Refinaria Duque de Caxias (Reduc). Os investimentos para este projeto incluem ainda o reforço no gasoduto entre a Reduc e Japeri, na Baixada Fluminense, para permitir a entrega do GNL à região Sul do Estado do Rio e aos Estados de São Paulo e Minas Gerais. O terminal da Baía de Guanabara terá um navio com capacidade para 14 milhões de m<sup>3</sup>/d. Em Pecém, a Petrobrás deve instalar um FRSU de 7 milhões de m<sup>3</sup>/d. A empresa estima que o terminal do Nordeste deva operar com mais frequência, devido às projeções de despacho das térmicas locais (Centro de Tecnologia do Gás, 2007).

## 4. ANÁLISE ENERGÉTICA

Análise energética é o estudo sistemático dos fluxos de energia através de um sistema produtivo que permite deduzir a quantidade de insumos energéticos requeridos à produção de algum bem, além de identificar e localizar as perdas associadas (Nogueira, 1987).

A ciência de avaliar custos energéticos de processos e energias embutidas em materiais é antiga, mas teve um marco fundamental com as contribuições de Boustead e Hancock ainda nos anos oitenta que inspiraram toda uma escola de “pensadores energéticos” e a consolidação dos métodos de análise energética, mais recentemente denominados de “estudos de energia de ciclo de vida” (*Life Cycle Analysis - LCA*) e padronizados em escala mundial.

Não existe uma estrutura única para análise de energia. Cada situação requer um método que objetivamente deve determinar a finalidade do estudo e as convenções adotadas. Os métodos de apropriação de custos energéticos diretos e indiretos podem ser: por estudo de processos, por levantamento estatístico (tipo econométrico) e por matrizes de Leontieff, cada qual adequado para um tipo de base de informações, porém em todos os casos fornecendo como resultado a energia dispendida do processo produtivo, virtualmente “embutida” (*embodied*) no produto.

O requerimento energético de um sistema é o conteúdo energético dos combustíveis, das matérias primas e de todos os produtos que entram no sistema. A análise energética busca considerar todas as entradas de energia, mesmo aquelas que, à primeira vista, não são importantes. Dois aspectos essenciais na análise energética são a extensão dos limites do sistema analisado e a consideração dos insumos energéticos. Assim, por exemplo, a energia solar pode ou não ser computada e da mesma maneira, a mão de obra envolvida. Não é possível determinar um requerimento energético sem especificar a matéria prima e a rota tecnológica. Sem tais informações, os subsistemas que devem ser incluídos nas fronteiras do sistema em análise permanecem erroneamente subentendidos.



O sistema a analisar é definido a partir das operações físicas reais e a única limitação para a escolha de subsistemas é a disponibilidade de dados e informações quantitativas para descrevê-los. Quando estes são desconhecidos, a saída é buscar uma aproximação razoável que pode então dizer de sua significância dentro da análise global e recomendar caso seja necessário um levantamento de campo.

A definição feita acima para análise energética contém uma omissão deliberada: não há menção de uma finalidade, apenas se descreve a atividade, mas não seus motivos. Isto se justifica, pois, a análise em si já é útil, permitindo descrever e compreender o sistema sob discussão, com vistas, por exemplo, a reduzir o consumo de energia. A essência da análise energética é ser uma ferramenta descritiva e quantitativa que busca mostrar os fluxos energéticos dentro de um sistema (Nogueira, 1986).

A fronteira de um sistema a ser analisado energeticamente deve ser delimitada claramente. A análise energética pode ficar restrita apenas à fase da produção do bem, neste caso, não se considera por exemplo, a energia embutida no produto. Para tal, ter-se-ia que alargar o sistema. Outra extensão seria no sentido de se determinar a energia aplicada e capitalizada na montagem e nos equipamentos e daí verificar a energia para a fabricação de aço, materiais de construção, etc. Neste contexto, temos a definição de Energia Total de Produção que corresponde à energia associada com todas as operações necessárias à produção de um bem. A fronteira do sistema pode ser estendida indefinidamente, tanto no tempo como no espaço. Segundo Nogueira (1987) podem ser definidos os níveis de regressão, como a seguir:

1. Nível 1: Considera-se apenas os insumos de energia direta, aplicados ao estágio final do processo;
2. Nível 2: Considera-se, para o nível 1, os requisitos energéticos na obtenção de matérias-prima e dos insumos energéticos;
3. Nível 3: Inclui-se a energia usada na produção dos equipamentos de processo, bem como os requisitos energéticos dos insumos necessários do nível 2. Assim, leva-se em conta a energia necessária para a montagem, fabricação e construção dos gasodutos.

A análise energética de sistemas reais e completos não é tão simples como parece, é preciso tomar diversas decisões para definir se deve incluir ou não certas operações. Os níveis de regressão vão até o infinito. O  $n$ -ésimo nível inclui a energia embutida no equipamento produtivo do  $(n-2)$  ésimo nível e a energia de fabricação dos insumos dos materiais do  $(n-1)$  ésimo nível. Na prática, a análise energética é conduzida apenas no nível 1, embora seja importante saber se o efeito dos outros níveis é significativo, para definir em que nível parar a regressão. Como as contribuições dos níveis mais elevados tendem a diminuir é geralmente possível empregar métodos aproximados para a estimativa dos insumos energéticos menos diretos. Por exemplo, certamente é insignificante considerar a energia embutida em uma siderúrgica, para verificar a contribuição energética devida ao aço empregado nas montagens de um gasoduto.

Segundo Nogueira (1987), o consumo energético calculado para dado sistema é chamado de Consumo Específico de Energia (CE), sendo definido como a energia embutida, própria e/ou consumida na fabricação, por unidade de produto. Existem três tipos de Consumo Energético:

1. Consumo Energético de Processo (CEP): é a soma das energias gastas no nível 1 de regressão;
2. Consumo Energético Bruto (CEB): é o CEP somado ao poder calorífico superior de todos os insumos que podem servir como combustíveis;
3. Consumo Energético Líquido (CEL): é o CEP subtraído do poder calorífico superior dos bens produzidos. Caso o produto seja um combustível, o CEL reflete o uso líquido de energia no processo.

A partir destas definições pode-se chegar a uma lei, não física, de conservação das exigências energéticas. Não física, na medida em que resulta da definição destes parâmetros. Assim, pode ser estabelecido que a soma das exigências energéticas de todos os insumos de um processo é igual à soma de todas as exigências energéticas dos produtos resultantes deste processo. Existem quatro convenções adotadas:

1. Atribuir toda a exigência energética ao produto de interesse e dar aos outros produtos uma exigência nula de energia;

2. Distribuir as exigências energéticas em função do valor monetário de cada bem produzido;
3. Ponderar os requisitos energéticos dos produtos conforme alguma propriedade física, por exemplo, volume, massa, poder calorífico e etc;
4. Para os diversos produtos não principais é sempre possível alocar uma exigência energética substituta, isto é, a exigência energética do mesmo produto não principal, caso fosse produzido por algum método alternativo. Para os demais produtos principais se aplicaria um dos métodos anteriores.

A melhor convenção a ser adotada na partição é a que implica em uma maior semelhança com a realidade. Em outras palavras, se o sistema é modificado por alguma alteração técnica ou física, o valor da exigência energética deve mudar na direção correta e em um valor correto. Se a convenção apropriada é usada, então deve ser impossível idealizar uma mudança no processo produtivo que afete inadequadamente a exigência energética.

Visando obter valores para as EE's dos produtos, são empregados três métodos: análise de processos, análise estatística e análise por matrizes insumos-produção. Uma extensa discussão sobre estas metodologias foi desenvolvida por Boustead e Hancock.

**Análise de Processos:** A aplicação deste método segue, em linhas gerais, as seguintes etapas:

1. Selecionar uma fronteira em torno do processo, operação, sistema e etc., a ser analisado;
2. Identificar e quantificar, em relação ao tempo ou às unidades produzidas, todos os insumos do sistema;
3. Atribuir EE's a todos os insumos;
4. Identificar e quantificar todos os produtos e subprodutos;
5. Empregando alguma convenção, fazer a partição das EE's nos produtos;
6. Aplicar os resultados da análise energética à finalidade em questão:

comparar alternativas, determinar a viabilidade de uma fonte energética, calcular os efeitos de uma alteração na política de preços, etc.

Existem algumas dificuldades associadas a este método e que devem ser bem resolvidas. A primeira é a definição adequada da fronteira do sistema. O segundo problema está na necessidade de se obter valores confiáveis para as EE's dos insumos. Não faz sentido estender ao infinito a análise energética e, na maioria dos casos, para insumos de menor importância é aceitável um método aproximado. Atualmente, quando grande parte dos materiais e processos já foi objeto de alguma análise energética, o trabalho suplementar para a análise de processo reduziu-se bastante. Um terceiro obstáculo para a análise de processos é a identificação e quantificação dos insumos.

Apesar dos problemas apontados, a análise de processos é o único método que impõe um conhecimento do processo tecnológico que ocorre no sistema. Como tal, deve possuir boa aderência à realidade. Neste método está implícita uma teoria de valor energético, o que deve ser ponderado. Nem todos os insumos são passíveis de uma substituição direta por parâmetros energéticos e um exemplo é a mão-de-obra, insumo que requer cuidadosa consideração.

**Análise Estatística:** Este método emprega os levantamentos estatísticos para a obtenção das EE's. Desta forma, dependendo do universo considerado, pode dar desvios consideráveis. Quando forem aceitáveis resultados aproximados, o método estatístico pode ser empregado, de modo simples e direto. É o caso da obtenção das EE's para alguns insumos sem grande relevância.

**Análise Insumos – Produção:** Adaptado das matrizes propostas por Leontief para análise macroeconômica, este método permite, de modo matematicamente correto, determinar a quantidade de energia que "flui" nas indústrias e a contribuição relativa de cada ramo de atividade, por conseguinte cada tipo de insumo, para uma indústria considerada. A grande desvantagem deste método é a excessiva generalização, ainda que permita um nível infinito de regressão na análise energética.

Como conclusão acerca dos métodos, pode-se afirmar que os dois últimos sempre serão técnicas aproximadas e provavelmente melhor utilizadas como uma ajuda a análise de processos.

A análise energética faz uma descrição do real consumo de energia, de maneira análoga aos contadores e analistas financeiros em relação aos valores monetários. Tem assim, uma função descritiva que pode conduzir a funções de acompanhamento e controle, com uma vantagem, enquanto a moeda é um valor mutável, as unidades de energia são absolutamente estáveis. A análise energética, por suas características, estimula o surgimento de novas aplicações e a solução de antigos problemas (Nogueira, 1986).

O levantamento de custo direto na movimentação de gases em gasodutos pode ser obtido de forma agregada (*pipeline fuel*) por estudos desenvolvidos para companhias de gás (Azevedo *et al.*, 2002) e pelos órgãos reguladores do setor.

Os custos energéticos operacionais são muito significativos, por exemplo, a média da energia consumida na movimentação de gás natural em gasodutos (*Pipeline Fuel*) nos EUA é da ordem de 3 % do volume total de gás transportado (IEE/DOE, 2005).

Estes custos operacionais podem ser desagregados em três componentes principais:

- Perda por fricção na movimentação do gás nos dutos;
- Perda na eficiência do sistema de compressão;
- Perda na eficiência do sistema de produção de energia mecânica (turbina / motor).

## **5. METODOLOGIA**

### **Custos energéticos de implantação de sistemas de transporte e distribuição de GN**

Este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para determinar os custos energéticos na cadeia de implantação de gasodutos para transporte e distribuição de gás natural (custos fixos). A fonte básica de informações foi o levantamento de campo em instalações reais no Brasil, realizados no âmbito do Projeto Geragás, sendo, os estudos desenvolvidos e os resultados apresentados fruto de um trabalho em conjunto com os participantes Daniel Fainguelernt e Carlos Roberto Rocha.

#### **5.1. Desenvolvimento**

Os custos de implantação ou fixos são os custos iniciais de construção do gasoduto e consideram todas as atividades (mão de obra e procedimentos) e materiais (consumíveis ou não) envolvidos no processo. Alguns são de grande importância, outros apresentam peso irrelevante no resultado final.

Conforme visto na revisão bibliográfica, a análise energética é o estudo dos fluxos de energia através de um sistema produtivo, permitindo deduzir a quantidade de insumos energéticos requerida para a produção do bem. Vários métodos podem ser utilizados para essa finalidade, mas no caso específico deste trabalho optou-se por utilizar como referência os princípios da análise de processos, onde são identificados e quantificados todos os insumos do sistema e atribuídos valores energéticos aos mesmos.

### **5.1.1. Método**

O modelo utilizado para avaliar os custos energéticos associados ao transporte e distribuição do gás natural foi baseado na experiência prática de obras de implantação de gasodutos e não em modelos teóricos. Com isto, foi possível a compilação de um expressivo volume de informações, visto que, a quantidade de variáveis envolvidas neste processo é muito grande. Gasodutos e ramais de distribuição de gás natural são implantados em diversos tipos de terrenos, condições logísticas e condições demográficas.

Para o levantamento de dados e informações relativas às atividades de construção e implementação de gasodutos foram entrevistados profissionais especializados e experientes na execução desses serviços, vinculados às empresas de distribuição de gás natural canalizado, prestadoras de serviços de projeto e construção de gasodutos e ramais de transporte e distribuição de gás natural, bem como fornecedoras de equipamentos e insumos necessários à execução das obras. Os gasodutos de transmissão e distribuição de gás natural trabalham com pressões no entorno de 100 bar e são reduzidas até chegarem a 4 bar. Ao longo deste trajeto, as tubulações podem ser de aço-carbono ou de polietileno (PEAD).

Em termos de vida útil, os gasodutos no Brasil foram projetados para duração de 50 anos. Os gasodutos de polietileno devem resistir suficientemente por este período, sem maiores cuidados, pois o material utilizado é resistente à corrosão. Os gasodutos em aço são dotados de proteção catódica, de forma a garantirem esta vida útil, desde que os procedimentos de manutenção sejam executados de forma sistemática e metódica. A composição do solo onde se encontra o gasoduto influi no custo e na frequência da manutenção, mas não na vida útil do gasoduto. Como os custos energéticos capitalizados na construção serão distribuídos no volume de gás movimentado, optou-se por assumir uma vida econômica de 25 anos para o aço e 40 anos para o polietileno, considerando a eventual substituição e a parcial renovação durante o uso.

Para a execução do trabalho foram levadas em consideração as seguintes fontes:

- Normas para implantação de gasodutos desenvolvidas por distribuidoras de gás natural canalizado;
- Catálogos de fabricantes de: dutos, válvulas e demais insumos relevantes para a construção de gasodutos;
- Normas de construção utilizadas por empreiteiras;
- Entrevistas com profissionais do mercado que se dedicam à implantação de redes de distribuição de gás natural.

As atividades de implantação de um gasoduto ou ramal de distribuição de gás natural estão descritas abaixo e obedecem ao fluxograma representado na Figura 18.

## **Processo de construção de gasodutos e ramais de GN**

### **Logística da obra (LO)**

Definição dos canteiros de obra, locais de recebimento e armazenamento de materiais e consumíveis, alocação de viaturas e equipamentos, mobilização de pessoal.

### *Topografia (TO)*

Serviços de marcação de pista e locação da diretriz da vala. Estaqueamento dos pontos de inflexão no traçado da rede. Sinalização de pontos críticos devido a interferências com outras redes e/ou obras especiais. Cadastramento de obras de arte, drenagens, rios, ferrovias, etc.

### *Serviços preliminares e sinalização de obras (PS)*

Fotografia dos locais onde será construído o ramal para ter uma referência quando da recomposição do terreno no final da obra. Informar a todos os órgãos



públicos e proprietários dos locais por onde passará o ramal do início da execução dos serviços. Sondagens do terreno para verificação de interferências, limpeza da diretriz da linha. Execução de todos os serviços provisórios tais como pontilhões, bueiros, acessos, etc. Instalação da sinalização de trânsito, e de segurança. Implantação das faixas de emergência, tapumes e chapas de vedação.

#### *Construção (CO)*

Detalhado separadamente.

#### *Restauração, limpeza e sinalização da diretriz da linha (RL)*

Limpeza e restauração definitiva das áreas atravessadas, da urbanização e recomposição dos pavimentos.

#### *Teste hidrostático e inertização da rede (TI)*

Passa-se um “pig” ao longo da linha, com bombas de água, de alta vazão e de pressurização, instaladas na cabeça lançadora. Na extremidade oposta ao bombeamento é instalado um descarte de água apropriado para não causar danos durante o escoamento. Após o enchimento, a linha é submetida a uma pressão de teste, que é monitorada por 24 horas. Após a conclusão do teste, a linha é secada através de “pigs” de limpeza. Após a limpeza, faz-se a inertização através da injeção de gás inerte (nitrogênio) na linha.

#### *Teste de válvulas (TV)*

Teste hidrostático das válvulas a alta pressão. Efetuam-se testes de corpo (com a válvula parcialmente aberta), e de vedação (com a sede da válvula totalmente fechada). Montam-se dispositivos especiais chamados cabeças de teste.

### *Instalação das válvulas, estações reguladoras de pressão (VR)*

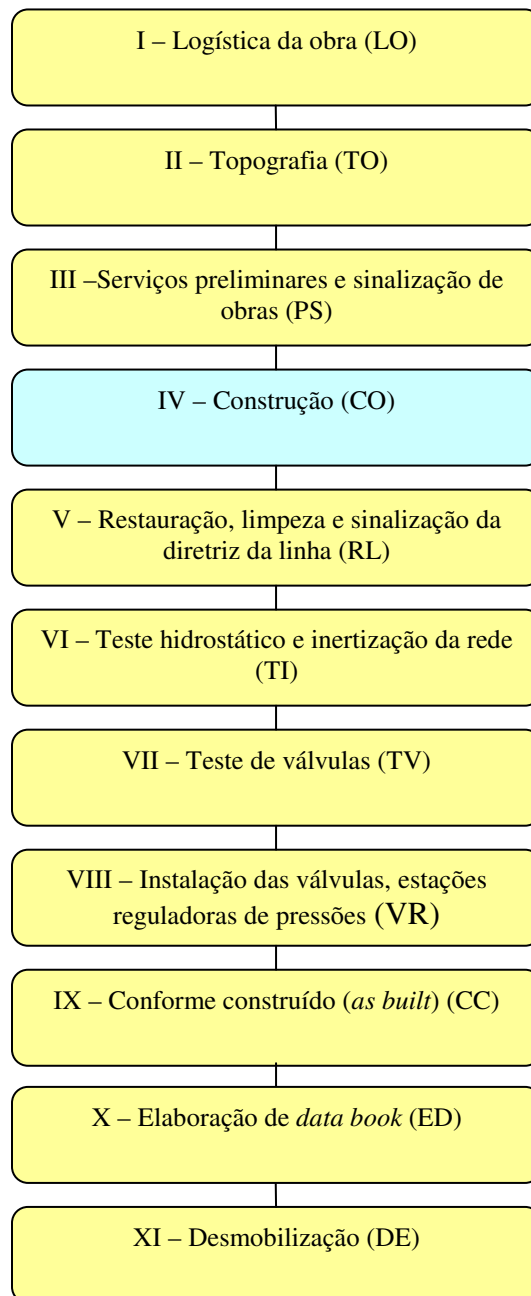
As válvulas são instaladas conforme especificações construtivas determinadas pelos fabricantes. A tubulação é lançada e soldada por inteira, e nos locais das válvulas, a tubulação é reaberta.

### *Conforme construído - "as built" (CC)*

Os serviços de projeto "as-built", conforme construído, são feitos durante a construção da linha de rede de gás natural, contemplando: posição do eixo da vala em relação à linha de centro da faixa, locação real do duto e demais tubulações em perfil, classificação dos solos e rochas encontrados, distribuição dos dutos, com indicação do diâmetro, material e espessura da parede, locação de outras tubulações existentes na faixa, com suas seções típicas, cruzamentos e travessias, proteção catódica e locação e detalhamento das instalações relativas aos complementos e acessórios instalados (válvulas, suporte, sistemas de proteção catódica, etc.), indicação e locação das sinalizações, proteções de faixa e dutos enterrados, coordenadas das juntas soldadas, coordenadas dos pontos de mudanças de espessuras de tubos, válvulas e pontos de teste.

### *Elaboração de data book (ED)*

Compilação da documentação gerada durante os serviços de execução e montagem da rede de gás, tais como: termos de aceitação da obra, atestados de responsabilidade técnica, certificados de qualidade dos materiais aplicados e dos consumíveis, certificados de aferição dos instrumentos utilizados, certificados de registro de limpeza de linha, testes hidrostáticos, secagem e inertização, relatório de registros de recebimento de materiais (tubos, conexões, válvulas, etc.), relatórios de registros de abertura, assentamento e reaterro de valas, relatórios de inspeção de soldas, relatórios de proteção catódica, relatórios de consulta técnica, cópia do contrato de execução da obra, liberações dos órgãos públicos.



**Figura 18 - Fluxograma da implantação de um gasoduto**

A cada atividade associou-se o consumo energético correspondente. Em termos energéticos a atividade de construção é a mais importante no contexto da implantação e nela podem ser utilizadas tecnologias variadas de acordo com as condições do terreno e obstáculos nos percursos. As possíveis alternativas são as seguintes:

- 1) Construção tradicional – Método destrutivo: baseado na abertura de valas através de retroescavadeiras, lançamento dos dutos, soldagem e recobrimento do terreno;
- 2) Construção por método não destrutivo - Puxamento: método onde uma máquina perfuratriz fura o terreno por baixo da superfície e puxa uma coluna de tubos ao longo da vala aberta. Este método é denominado não destrutivo por danificar muito pouco a superfície do terreno;
- 3) Travessia subaquática de rios: é o método utilizado para lançar dutos atravessando o leito de rios, e opta-se por escavar vala por baixo da água. Neste caso é necessário, dentre outras coisas, envolver a coluna de dutos com concreto;
- 4) Travessia aérea de rios, viadutos e pontes: é o método construtivo para montagem da coluna de dutos apoiada em obras de arte (pontes, viadutos, etc.) através de ferragens;
- 5) Travessias através de "*Boring Machines*": estas máquinas empurram uma coluna de dutos, em vez de puxá-la. Este método está em desuso e para efeito de cálculo de custo energético será considerado como semelhante ao método não destrutivo.

No modelo adotado para este trabalho foram analisados como relevantes do ponto de vista energético, somente os métodos de construção tradicional e construção por método não destrutivo – puxamento. Os outros métodos foram desconsiderados ou por ocorrerem com pouca frequência (travessia subaquática de rios, travessia aérea de rios, viadutos e pontes), ou porque, para efeito de cálculo de custo energético são similares a algum dos métodos considerados (travessias através de "*Boring Machines*").

Os fluxogramas detalhados da atividade de construção destes dois métodos são descritos abaixo e representados nas Figuras 19 e 20.

## **Fluxograma construção tradicional**

### *Abertura de valas (AV)*

Antes de iniciar os trabalhos de abertura de vala, serão verificadas as marcações topográficas indicando: posição do eixo da vala, raios de curvatura e interferências. As valas são abertas com escavadeiras ou retro-escavadeiras. Em solos instáveis ou em profundidades maiores que 1,25m, as valas serão escoradas.

### *Assentamento da tubulação, soldagem da linha, instalação conexões (AT)*

Conexões: Curvas, flanges, reduções, colares de redução, kits de isolamento e de parafusos-estojó

Os tubos são abaixados com tampões nas extremidades. No caso de tubos de aço, este abaixamento é feito através de caminhões munck, side boom, guindaste o retro escavadeira. Em tubulações de polietileno, eventualmente, pode-se fazer o assentamento sem auxílio destes equipamentos.

A soldagem nas linhas de aço são feitas através de processos MIG ou TIG, utilizando-se máquinas de solda elétrica e eletrodos. A soldagem nas linhas de polietileno são feitas por termofusão ou por eletrofusão. Todas as soldas são auditadas e registradas no data book entregue no final da obra.

### *Inspeção visual, radiografia e ultra-som das soldas (IR)*

Depois de concluídas, todas as juntas soldadas são inspecionadas visualmente por inspetor de soldagem devidamente qualificado. São feitas radiografias e ultra som de todas as soldas.

### *Revestimento de juntas (RJ)*

Todas as juntas são revestidas com material anticorrosivo e com material de proteção mecânica (fitas plásticas) e externamente com manta termocontrátil.

### *Inspeção do revestimento: visual e através de “holiday detector” (IN)*

Na verificação visual, constata-se se não existem enrugamento ou falhas na sobreposição de fitas plásticas, e se a manta termocontrátil está com a superfície lisa e macia. Através do “holiday detector” verifica-se se existem descontinuidades no revestimento.

### *Reaterro da vala (RV)*

Cobertura da tubulação com material retirado da própria vala isento de pedras, raízes, madeira e galhos. A cobertura da vala pode ser feita com pá, carregadeira, retroescavadeira ou manual. O reaterro é feito por camadas compactadas através de máquinas.

### *Recomposição do pavimento (RP)*

Recomposição do pavimento conforme encontrado: terra, asfalto, calçadas, etc.

## **Fluxograma construção por método não destrutivo – puxamento**

Este processo envolve a utilização de máquinas de perfuração de longo alcance que fazem um furo quase paralelo à superfície, por onde passará a tubulação. Após a execução do furo, o duto é puxado desde o ponto de partida até o final do furo.

### *Abertura de trincheiras (TR)*

No local de instalação do equipamento de perfuração MND (início do furo) será preparada uma trincheira com caimento direcionado para o ponto inicial da perfuração, assim como um local de acumulação para eventuais resíduos do fluido de perfuração. No local do término do furo será feito um canal de profundidade inclinada até a superfície do terreno.

#### *Assentamento da tubulação e soldagem da linha (AT)*

A coluna de dutos é montada próxima ao ponto de saída da ferramenta de puxamento, no fim do furo piloto, na superfície do terreno, com os tubos soldados conforme as normas aplicáveis.

#### *Inspeção visual, radiografia, gamagrafia e ultra-som das soldas (IR)*

Conforme explicado no método de construção convencional.

#### *Revestimento de juntas (RJ)*

Conforme explicado no método de construção convencional.

#### *Inspeção do revestimento visual e através de holiday detector (IN)*

Conforme explicado no método de construção convencional.

#### *Perfuração direcional e puxamento da tubulação (PD)*

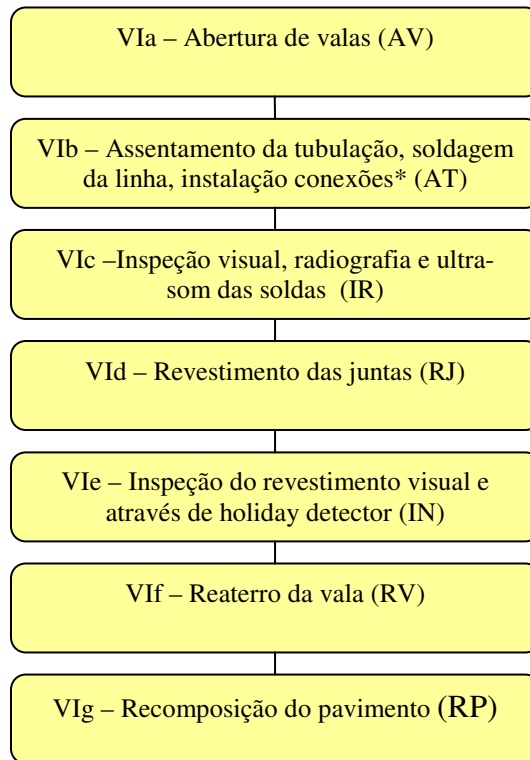
O furo por onde passará o duto é feito em mais de uma operação de furação e alargamento. A cabeça de puxamento da ferramenta é soldada em uma extremidade do tubo. A outra extremidade é fechada com tampão adequado. A coluna de dutos é puxada ao longo do furo aberto. Durante o puxamento deverão ser posicionados adequadamente equipamentos que sustentarão a coluna e produzirão catenária adequada ao ângulo de entrada do tubo no furo.

#### *Fechamento das trincheiras (FT)*

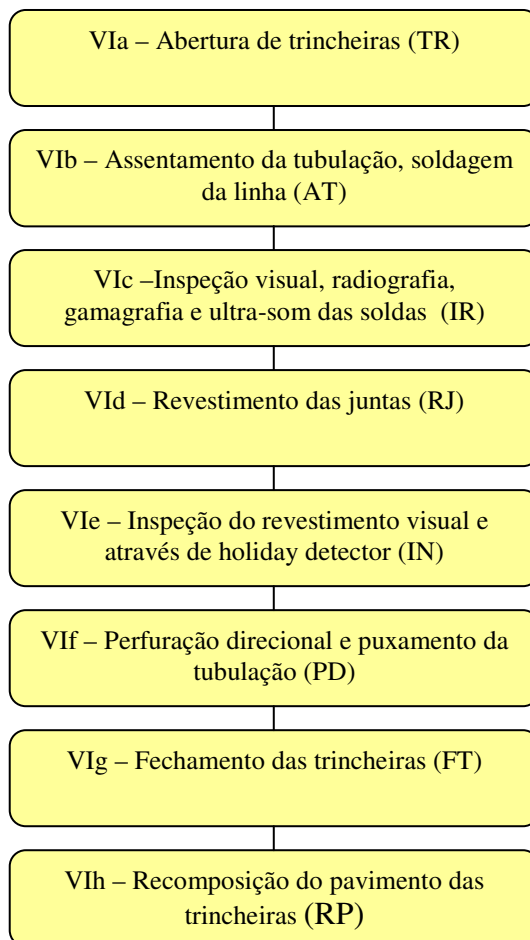
Conforme explicado no método de construção convencional.

#### *Recomposição do pavimento nas trincheiras (RP)*

Conforme explicado no método de construção convencional.



**Figura 19 - Fluxograma construção tradicional**



**Figura 20 - Fluxograma construção por método não destrutivo – puxamento**



Baseado nesta premissa, cada atividade de implantação de gasoduto por estes dois métodos construtivos foi analisada para efeito de cálculo energético, chegando-se às conclusões a seguir sobre a relevância de cada uma delas.

**Tabela 3 - Relevância das atividades**

<b>Item</b>	<b>Construção tradicional</b>	<b>Método não destrutivo</b>
LO	Não	Não
TO	Não	Não
PS	Não	Não
AV/TR	Sim	Sim
AT	Sim	Sim
IR	Não	Não
RJ	Não	Não
IN	Não	Não
RV/PD	Sim	Sim
RP/FT	Sim	Sim
RP	-	Sim
RL	Não	Não
TI	Sim	Sim
TV	Não	Não
VR	Sim	Sim
CC	Não	Não
ED	Não	Não
DE	Não	Não

Para levantamento dos dados foram delineados os processos de implantação de redes de transporte e distribuição de gás natural, de acordo com três categorias de gasodutos, devido a peculiaridades nos processos e equipamentos utilizados:

- 1) Gasodutos de transporte construídos com tubulações de aço, com diâmetros maiores do que 18” e pressões maiores do que 16 bar;
- 2) Gasodutos de distribuição em aço à alta pressão com diâmetros entre 2” e 16”, e pressões maiores que 4 bar e menores do que 16 bar;

- 3) Gasodutos de distribuição à média pressão, construído com tubulações de polietileno, com diâmetros entre 20 mm e 250 mm, e pressões até 4 bar.

### **5.1.2. Custos energéticos unitários**

Para todas as atividades em que foram calculados os custos energéticos, foram considerados três tipos de recursos: mão de obra, equipamentos e consumíveis:

- Mão de obra: será dada por uma relação entre as horas de trabalho por dia e a produtividade em metro por dia, resultando em um total em horas de trabalho por metro de gasoduto;
- Uso de equipamentos: será dado em litros de combustível por metro de gasoduto, resultante da relação do consumo de combustível por hora, multiplicado pelas horas de trabalho por dia e dividido pela produtividade em m/d;
- Consumíveis: material consumido, como por exemplo, dutos, eletrodos, concreto e cabos de cobre para proteção catódica.

Para o cálculo do custo energético envolvido na obtenção dos materiais e processos que são utilizados na implantação de gasodutos de aço e de polietileno, para transporte e distribuição foram adotados os coeficientes de conversão desenvolvidos por Boustead e Hancock (1979) para análises energéticas de operações industriais. Os mesmos são apresentados abaixo:

a) Aço:

- Gasoduto de aço: o custo energético para gasodutos de aço foi considerado de 54,73 MJ/kg.
- Produtos gerais de aço: Já o custo para o aço como matéria prima dos equipamentos foi calculado de duas formas diferentes, com o intuito de ter um parâmetro de comparação.

Primeiro, efetuou-se um cálculo com base em dados da produção de aço brasileira e do consumo de energia nas indústrias siderúrgicas. Fazendo-se uma relação entre esses dois parâmetros foi possível obter um valor do gasto energético para a produção de cada kg de aço. O consumo energético para a produção do aço foi calculado de 23,11 MJ/kg, a partir de dados de produção de aço do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e de energia gasta no setor obtidos do Balanço Energético Nacional (2004). Os valores encontrados são apresentados nas Tabelas abaixo.

**Tabela 4 – Consumo de energia na indústria de aço**

<b>Ano</b>	<b>Consumo (x10<sup>11</sup> MJ)</b>	<b>Produção (x10<sup>3</sup> ton)</b>	<b>Valor energético (MJ/ton)</b>	<b>Valor energético (MJ/kg)</b>
1988	5,96	24659,9	24168,8	24,2
1989	6,23	25055,1	24865,2	24,9
1990	5,12	20566,6	24894,7	24,9
1991	5,3	22618,3	23432,4	23,4
1992	5,27	23896	22053,9	22,1
1993	5,66	25202,7	22457,9	22,5
1994	5,9	25721,4	22938,1	22,9
1995	5,85	24998,1	23401,8	23,4
1996	5,74	25211	22767,8	22,8
1997	5,96	26151,1	22790,6	22,8
1998	5,82	25752,3	22599,9	22,6
1999	5,82	24958,4	23318,8	23,3
2000	6,4	27847,2	22982,6	23,0
2001	6,18	26717	23131,3	23,1
2002	6,59	29603,6	22260,8	22,3
2003	6,75	31129,7	21683,5	21,7
<b>Média</b>				<b>23,1</b>

Fonte: Consumo: Balanço Energético Nacional (2005), Produção: IPEADATA (2005)

Uma segunda análise foi feita com base em dados apresentados por Boustead e Hancock (1979), os quais são apresentados abaixo:

- Gasto energético para produção do aço na forma de placa pesada: 21,80 MJ/kg (sistemas A);
- Gasto energético para produção do aço na forma de produtos gerais terminados do minério na terra: 40,97 MJ/kg (sistemas J);
- Gasto energético para produção do aço na forma de produtos gerais terminados do minério: 44,54 MJ/kg (sistema H).

O significado das letras que estão especificando os sistemas é apresentado a seguir:

- A - Processo principal somente
- B - Processo principal mais transporte
- C - Processo principal mais capital
- D - Processo principal mais serviços
- E - Processo principal mais transporte e capital
- F - Processo principal mais transporte e serviços
- G - Processo principal mais capital e serviço
- H - Processo principal mais transporte, capital e serviço
- H - Sistema não especificado

A variação do gasto energético para uma mesma forma de apresentação do aço e mesmo sistema se dá devido a diferenciações nos métodos de produção, entre outros.

De modo a simplificar a análise dos dados e torná-la mais refinada, será considerado o valor médio para cada processo dentro dos sistemas mais avançados. De acordo com essa consideração temos os seguintes dados para o gasto energético:

- Placa pesada: 21,80 MJ/kg (sistemas A);
- Produtos gerais terminados do minério na terra: 40,97 MJ/kg (sistema J);
- Produtos gerais terminados do minério: 44,54 MJ/kg (sistema H).

Analisando esses dados podemos concluir que:

- O valor encontrado pelo método utilizando o Balanço Energético Nacional é significativamente inferior, pois está sendo considerada a produção do aço bruto;

- Concluiu-se que o valor de 44,54 MJ/kg seria um valor razoável para ser usado para o aço considerado nos equipamentos.
  
- b) Polietileno
  - Polietileno de alta densidade  
13,26 MJ/kg (sistema A)  
52,45 MJ/kg (sistema A)  
87,22 MJ/kg (sistema A)  
Valor médio: 50,977 MJ/kg
  
  - Gasoduto de polietileno: 15 MJ/kg
  
- c) Concreto (fabricado): 2,72 MJ/kg (sistema H)
- d) Força humana: 10 MJ/d
- e) Cobre: 110,20 MJ/kg (sistema H)
- f) Água: 9,25 MJ/1000 l (sistema H)
- g) Asfalto: 7,7 MJ/kg (sistema A)
- h) Nitrogênio: 1,67 MJ/kg (sistema A)
- i) Argila: 0,07 MJ/kg (sistema A)
- j) Eletrodo de carbono: H 200,4 MJ/kg (sistema H)
- k) Óleo diesel:
  - PCI = 10100 kcal/kg
  - d = 0,840 kg/l
- l) Gasolina:
  - PCI = 10400 kcal/kg
  - d = 0,740 kg/l

Na tabela abaixo é apresentada a síntese dos custos unitários de conversão energética.

**Tabela 5 – Custos unitário de conversão energética**

<b>Produto</b>	<b>Coefficientes de conversão energética</b>	<b>Unidade</b>
Gasoduto de aço	54,73	MJ/kg
Produtos gerais de aço	44,54	MJ/kg
Gasoduto de polietileno	15,00	MJ/kg
Produtos de polietileno	50,98	MJ/kg
Concreto (fabricado)	2,72	MJ/kg
Força humana	10,00	MJ/d
Cobre	110,20	MJ/kg
Água	9,25	MJ/1000 l
Asfalto	7,70	MJ/kg
Nitrogênio	1,67	MJ/kg
Argila	0,07	MJ/kg
Eletrodo de carbono	200,4	MJ/kg
Óleo diesel	PCI = 10100 d = 0,840	kcal/kg kg/l
Gasolina	PCI = 10400 d = 0,740	kcal/kg kg/l

## **5.2. Compilação dos dados gerais**

Para cada etapa da construção de gasodutos foram levantados dados por metro de gasoduto, através de pesquisas junto a profissionais da área, agrupados nas categorias listadas abaixo:

- 1) Tempo de execução da obra;
- 2) Mão de obra alocada;

- 3) Combustíveis e/ou energéticos consumidos nos equipamentos utilizados;
- 4) Materiais consumíveis (ex. eletrodos, bentonita, etc.);
- 5) Materiais dos gasodutos: tubulação, válvulas, etc.

Os dados levantados (tempos, volumes, pesos) foram convertidos para uma única unidade energética, obtendo-se o custo energético em GJ/m de gasoduto. Nas tabelas 6 a 11 são apresentados alguns dos quadros de dados, como forma de demonstrar os parâmetros que foram considerados e as variações em função do diâmetro, tipo de solo e método construtivo adotado. Com esse objetivo foram adotados os coeficientes de conversão desenvolvidos por Boustead e Hancock (1979) para análises energéticas de operações industriais. Os resultados obtidos são apresentados nos artigos *Custos energéticos na implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural* (2006) e *Transporte de energia: uma análise comparativa dos custos energéticos entre transporte de gás em dutos e de eletricidade em linhas de transmissão* (2006) desenvolvidos no âmbito no projeto Geragás, e nas figuras 21 a 26 abaixo.

**Tabela 6 - Gasoduto de aço – Distribuição – Método não destrutivo – 16 polegadas – Tipo de solo: terra**

Terra		Diâmetro:									
		16 pol.									
		Homens	Combustíveis								
Ítem	Atividade	Homens Hora (h)	Óleo Diesel (L)	Eletrodos (Kg)	Kg de aço (Dutos)	Concreto Armado (Kg)	Asfalto (Kg)	Bentonita (Kg)	Água (m3)	Nitrogênio (m3)	Válvulas (Kg)
I -	LOGÍSTICA DA OBRA										
II	TOPOGRAFIA										
III	SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS										
IV	CONSTRUÇÃO										
	IVa - ABERTURA DE VALAS										
	IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS-ESTOJO)	1,939	2,722	0,086	77,89						
	IVc- INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS										
	IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS										
	IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO										
	IVf - PERFURAÇÃO DIRECIONAL E PUXAMENTO DA TUBULAÇÃO	1,600	2,700					0,207			
	IVg - FECHAMENTO DAS TRINCHEIRAS										
	IVh - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO NAS TRINCHEIRAS										
V	RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA										
VI	TESTE HIDROSTÁTICO E INERTIZAÇÃO DA REDE	0,084	0,214						0,129717	1,655	
VII	TESTE DE VÁLVULAS										
VIII	INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS										0,2314
IX	CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT										
X	ELABORAÇÃO DE DATA BOOK										
XI	DESMOBILIZAÇÃO										
	<b>TOTAL</b>	<b>3,6229</b>	<b>5,6362</b>	<b>0,0856</b>	<b>77,8900</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,2067</b>	<b>0,1297</b>	<b>1,655</b>	<b>0,2314</b>
	<b>TOTAL (Km)</b>	<b>3.622,89</b>	<b>5.636,22</b>	<b>85,59</b>	<b>77.890,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>206,74</b>	<b>129,72</b>	<b>1.655,20</b>	<b>231,40</b>
	Custo Energético Unitário	0,41666667	35,46312	200,4	54,73	2,72	7,7	0,07	9,25	1,67	44,54
	Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg	MJ/Kg	MJ/Kg	MJ/kg	MJ/kg	MJ/1000L	MJ/kg	MJ/kg
	Custo Energético (MJ/Km.)	1.510	199.878	17.152	4.262.920	0	0	14	1.200	2.764	10.307
	Custo Energético Percentual	0,0336%	4,4459%	0,3815%	94,8212%	0,0000%	0,0000%	0,0003%	0,0267%	0,0615%	0,2293%
	<b>Custo Energético Total:</b>	<b>4.495.744</b>									



**Tabela 7 - Gasoduto de aço – Distribuição – Construção tradicional – 16 polegadas – Tipo de solo: terra**

Terra		Diâmetro:	16 pol.					
		Homens	Combustíveis					
Ítem	Atividade	Homens Hora (h)	Óleo Diesel (L)	Eletrodos (Kg)	Kg de aço (Dutos)	Água (m3)	Nitrogenio (kg)	Válvulas (Kg)
I-	LOGÍSTICA DA OBRA							
II	TOPOGRAFIA							
III	SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS							
IV	CONSTRUÇÃO							
	IVa - ABERTURA DE VALAS	0,013	1,875					
	IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS-ESTOJO)	1,939	2,722	0,086	77,89			
	IVc- INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS							
	IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS							
	IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO							
	IVf - REATERRO DA VALA	0,063	0,133					
	IVg - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO	0,000	0,000					
V	RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA							
VI	TESTE HIDROSTÁTICO E INERTIZAÇÃO DA REDE	0,084	0,214			0,1297	1,655	
VII	TESTE DE VÁLVULAS							
VIII	INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS							0,2314
IX	CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT							
X	ELABORAÇÃO DE DATA BOOK							
XI	DESMOBILIZAÇÃO							
	<b>TOTAL</b>	<b>2,0985</b>	<b>4,9440</b>	<b>0,0856</b>	<b>77,8900</b>	<b>0,1297</b>	<b>1,655</b>	<b>0,2314</b>
	<b>TOTAL (Km)</b>	<b>2.098,47</b>	<b>4.944,03</b>	<b>85,59</b>	<b>77.890,00</b>	<b>129,72</b>	<b>1.655,20</b>	<b>R\$ 231,40</b>
	Custo Energético Unitário	0,41666667	35,46312	200,4	54,73	9,25	1,67	44,54
	Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg	MJ/Kg	MJ/1000L	MJ/kg	MJ/kg
	Custo Energético (MJ/Km.)	874	175.331	17.152	4.262.920	1.200	2.764	10.307
	Custo Energético Percentual	0,0196%	3,9219%	0,3837%	95,3557%	0,0268%	0,0618%	0,2305%
	<b>Custo Energético Total:</b>	<b>4.470.547</b>						

**Tabela 8 - Gasoduto de aço – Transporte – Método não destrutivo – 36 polegadas – Tipo de solo: terra**

Terra		Diâmetro: 36 pol.								
		Homens	Combustíveis							
Item	Atividade	Homens Hora (h)	Óleo Diesel (L)	Eletrodos (kg)	kg De Aço (Dutos)	Cabo de Cobre (kg)	Bento-nita (kg)	Água (m3)	Nitro-genio (kg)	Válvulas (kg)
I-	LOGÍSTICA DA OBRA									
II	TOPOGRAFIA									
III	SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS									
IV	CONSTRUÇÃO									
	IVa - ABERTURA DE TRINCHEIRAS									
	IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS-ESTOJO)	2,393	7,333	0,253	421,5	0,266				
	IVc - INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS									
	IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS									
	IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO									
	IVf - PERFURAÇÃO DIRECIONAL E PUXAMENTO DA TUBULAÇÃO	5,76	9,68				2,093209			
	IVg - FECHAMENTO DAS TRINCHEIRAS									
	IVh - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO NAS TRINCHEIRAS									
V	RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA									
VI	TESTE HIDROSTÁTICO E INERTIZAÇÃO DA REDE	0,336	0,728					0,65669	8,3794	
VII	TESTE DE VÁLVULAS	0								
VIII	INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS	0								1,084
IX	CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT	0								
X	ELABORAÇÃO DE DATA BOOK	0								
XI	DESMOBILIZAÇÃO	0								
	<b>TOTAL</b>	<b>8,4893</b>	<b>17,7413</b>	<b>0,2527</b>	<b>421,5000</b>	<b>0,2660</b>	<b>2,0932</b>	<b>0,6567</b>	<b>8,3794</b>	<b>1,0840</b>
	<b>TOTAL (Km)</b>	<b>8.489,33</b>	<b>17.741,33</b>	<b>252,75</b>	<b>421.500,00</b>	<b>266,00</b>	<b>2.093,21</b>	<b>656,69</b>	<b>8.379,40</b>	<b>1.084,00</b>
	Custo Energético Unitário	0,416666667	35,46312	200,4	54,73	110,2	0,07	9,25	1,67	44,54
	Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg.	MJ/Kg.	MJ/Kg.	MJ/Kg.	MJ/1000L	MJ/kg	MJ/kg
	Custo Energético (MJ/Km.)	3,537	629,163	50,651	23.068,695	29,313	147	6,074	13,994	48,281
	Custo Energético Percentual	0,0148%	2,6380%	0,2124%	96,7247%	0,1229%	0,0006%	0,0255%	0,0587%	0,2024%
	<b>Custo Energético Total:</b>	<b>23.849,855,24</b>								

**Tabela 9 - Gasoduto de aço – Transporte – Construção tradicional – 36 polegadas – Tipo de solo: terra**

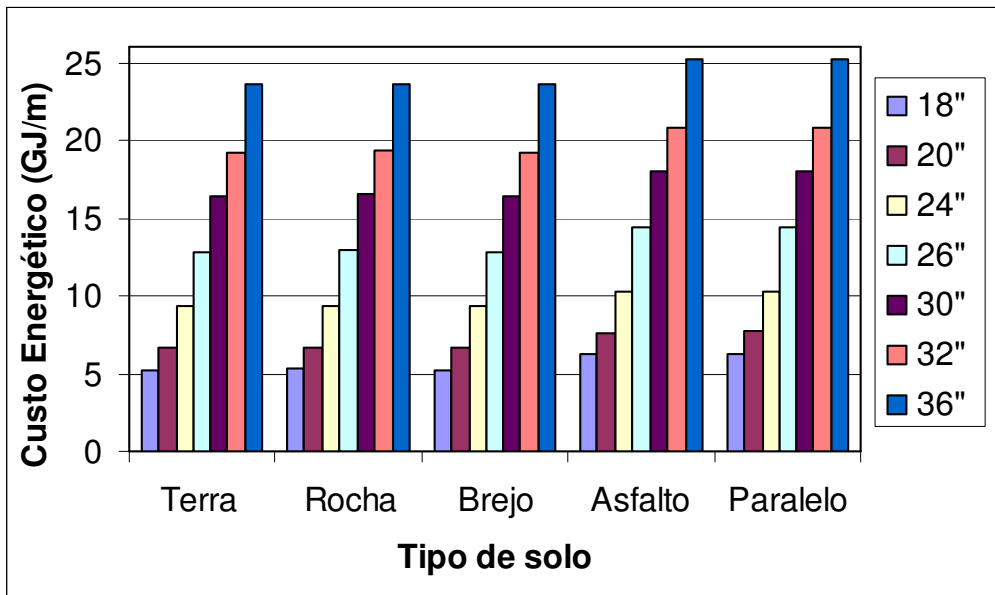
Terra		Diâmetro:							
		Homens	Combustíveis						
Item	Atividade	Homens Hora (hora)	Óleo Diesel (litros)	Eletrodos (Kgs.)	Kgs. De Aço (Dutos)	Cabo de Cobre (Kgs.)	Água (m3)	Nitro-genio (kg)	Válvulas (Kg.)
I -	LOGÍSTICA DA OBRA	0							
II	TOPOGRAFIA	0							
III	SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS	0							
IV	CONSTRUÇÃO	0							
	IVa - ABERTURA DE VALAS	0,125	0,550						
	IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS-ESTOJO)	2,393	7,333	0,253	421,5	0,266			
	IVc- INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS								
	IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS								
	IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO								
	IVf - REATERRO DA VALA	0,125	0,900						
	IVg - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO	0,000	0,000						
V	RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA	0							
VI	TESTE HIDROSTÁTICO E INERTIZAÇÃO DA REDE	0,336	0,728				0,656692893	8,3794	
VII	TESTE DE VÁLVULAS	0							
VIII	INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS	0							1,084
IX	CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT	0							
X	ELABORAÇÃO DE DATA BOOK	0							
XI	DESMOBILIZAÇÃO	0							
	<b>TOTAL</b>	<b>2,9797</b>	<b>9,5113</b>	<b>0,2527</b>	<b>421,50</b>	<b>0,2660</b>	<b>0,6567</b>	<b>8,3794</b>	<b>1,0840</b>
	<b>TOTAL (Km)</b>	<b>2.979,70</b>	<b>9.511,33</b>	<b>252,75</b>	<b>421.500,00</b>	<b>266,00</b>	<b>656,69</b>	<b>8.379,40</b>	<b>1.084,00</b>
	Custo Energético Unitário	0,416666667	35,46312	200,4	54,73	110,2	9,25	1,67	44,54
	Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg.	MJ/Kg.	MJ/Kg.	MJ/1000 Litros	MJ/Litro	MJ/Litro
	Custo Energético (MJ/Km.)	1.242	337.302	50.651	23.068.695	29.313	6.074	13.994	48.281
	Custo Energético Percentual	0,0053%	1,4319%	0,2150%	97,9332%	0,1244%	0,0258%	0,0594%	0,2050%
	<b>Custo Energético Total:</b>	<b>23.555.552</b>							

**Tabela 10 - Gasoduto de polietileno – Método não destrutivo – 250 mm – Tipo de solo: terra**

Terra		Diâmetro:	250 mm.				
		Homens	Combustíveis				
Ítem	Atividade	Homens Hora (h)	Óleo Diesel (L)	kg de PEAD (Dutos)	Concreto Armado (kg)	Asfalto (kg)	Válvulas (kg)
I -	LOGÍSTICA DA OBRA						
II	TOPOGRAFIA						
III	SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS						
IV	CONSTRUÇÃO						
	IVa - ABERTURA DE TRINCHEIRAS						
	IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS ESTOJO)	0,277	0,060	8,388			
	IVc- INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS						
	IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS						
	IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO						
	IVf - PERFURAÇÃO DIRECIONAL E PUXAMENTO DA TUBULAÇÃO	1,371	1,214				
	IVg - FECHAMENTO DAS TRINCHEIRAS						
	IVh - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO NAS TRINCHEIRAS						
V	RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA						
VI	TESTE PNEUMÁTICO	0,0875	0,20				
VII	TESTE DE VÁLVULAS						
VIII	INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS						0,0775
IX	CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT"						
X	ELABORAÇÃO DE DATA BOOK						
XI	DESMOBILIZAÇÃO						
	<b>TOTAL</b>	<b>1,7360</b>	<b>1,4738</b>	<b>8,3880</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0775</b>
	<b>TOTAL (Km)</b>	<b>1.736,03</b>	<b>1.473,79</b>	<b>8.388,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>77,5000</b>
	Custo Energético Unitário	0,41666667	35,46312	15	2,72	7,7	44,5400
	Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg.	MJ/Kg.	MJ/Kg.	MJ/Kg.
	Custo Energético (MJ/Km.)	723	52.265	125.820	0	0	3.452
	Custo Energético Percentual	0,3969%	28,6761%	69,0332%	0,0000%	0,0000%	1,8939%
	<b>Custo Energético Total:</b>	<b>182.260</b>					

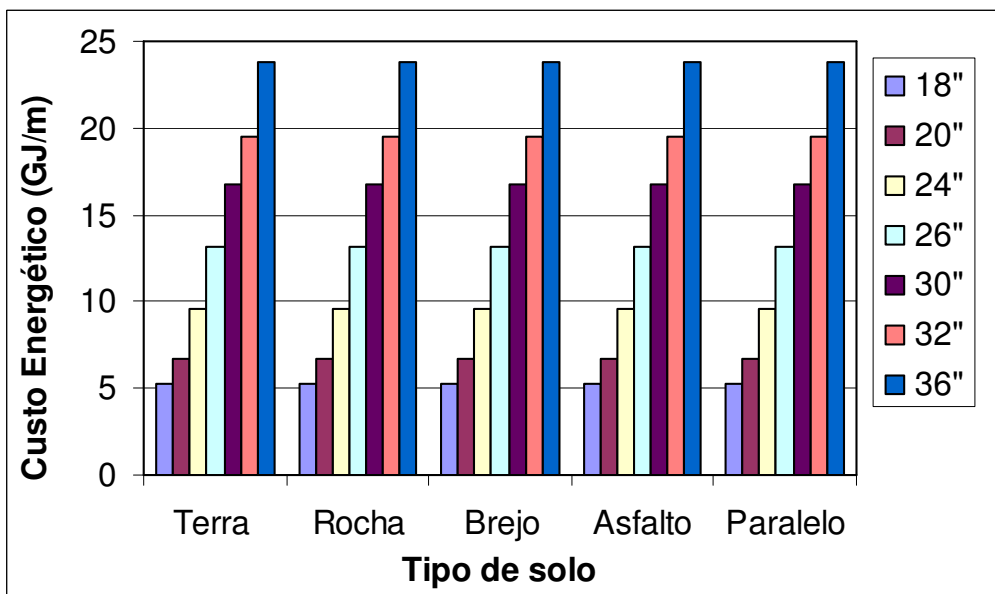
**Tabela 11 - Gasoduto de polietileno – Construção tradicional – 250 mm – Tipo de solo: terra**

Terra	Diâmetro:	250 mm		
	Homens	Combustíveis		
Atividade	Homens Hora (h)	Óleo Diesel (L)	kg de PEAD (Dutos)	Válvulas (kg)
LOGÍSTICA DA OBRA				
TOPOGRAFIA				
SERVIÇOS PRELIMINARES E SINALIZAÇÃO DE OBRAS				
CONSTRUÇÃO				
IVa - ABERTURA DE VALAS	0,626	1,225		
IVb - ASSENTAMENTO DA TUBULAÇÃO, SOLDAGEM DA LINHA, INSTALAÇÃO CONEXÕES (CURVAS, FLANGES, REDUÇÃO, KITS DE ISOLAMENTO E DE PARAFUSOS ESTOJO)	0,408	0,088	16,013	
IVc - INSPEÇÃO VISUAL, RADIOGRAFIA E ULTRA-SOM DAS SOLDAS				
IVd - REVESTIMENTO DE JUNTAS				
IVe - INSPEÇÃO DO REVESTIMENTO				
IVf - REATERRO DA VALA	0,626	1,225		
IVg - RECOMPOSIÇÃO DO PAVIMENTO	0,000	0,000		
RESTAURAÇÃO, LIMPEZA E SINALIZAÇÃO DA DIRETRIZ DA LINHA				
TESTE PNEUMÁTICO	0,0875	0,20		
TESTE DE VÁLVULAS				
INSTALAÇÃO DAS VÁLVULAS				0,0775
CONFORME CONSTRUÍDO - "AS BUILT				
ELABORAÇÃO DE DATA BOOK				
DESMOBILIZAÇÃO				
<b>TOTAL</b>	<b>1,7468</b>	<b>2,7375</b>	<b>16,0128</b>	<b>0,0775</b>
<b>TOTAL (Km)</b>	<b>1.746,83</b>	<b>2.737,50</b>	<b>16.012,80</b>	<b>77,5000</b>
Custo Energético Unitário	0,41666667	35,46312	15	44,5400
Unidade	MJ/Hora	MJ/Litro	MJ/kg,	MJ/Kg,
Custo Energético (MJ/Km.)	728	97,080	240,192	3,452
Custo Energético Percentual	0,2132%	28,4316%	70,3443%	1,0109%
<b>Custo Energético Total:</b>	<b>341.452</b>			



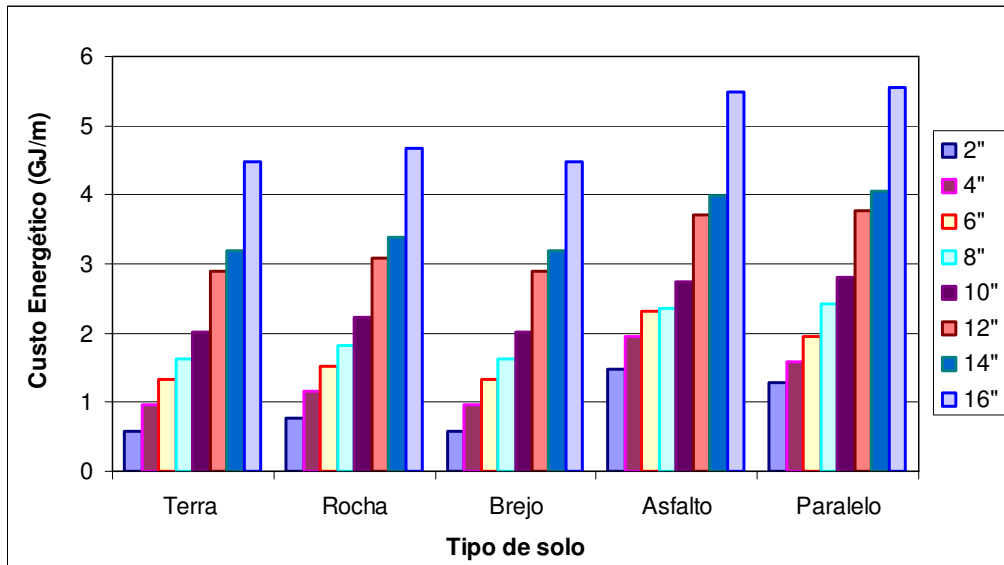
" = polegadas

Figura 21- Gasodutos de transporte – Aço - Método Tradicional



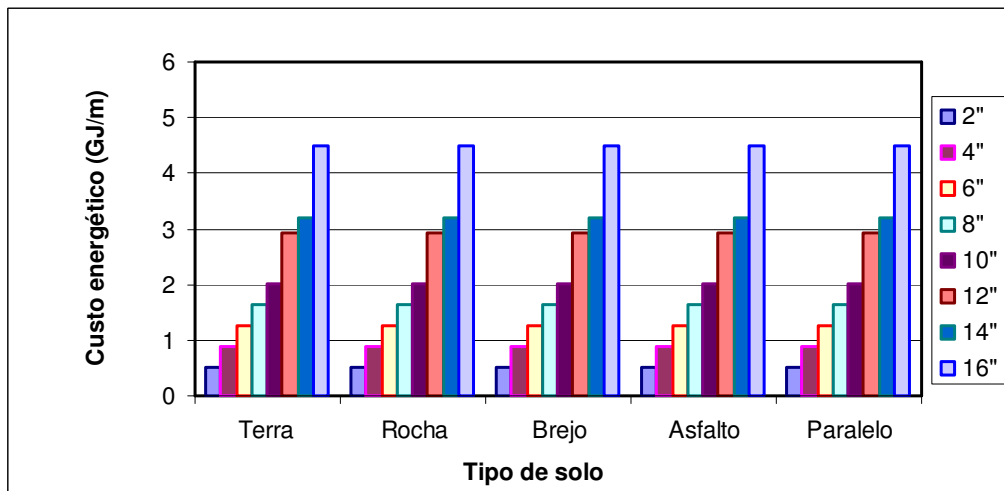
" = polegadas

Figura 22 - Gasoduto de transporte - Aço - Método não destrutivo



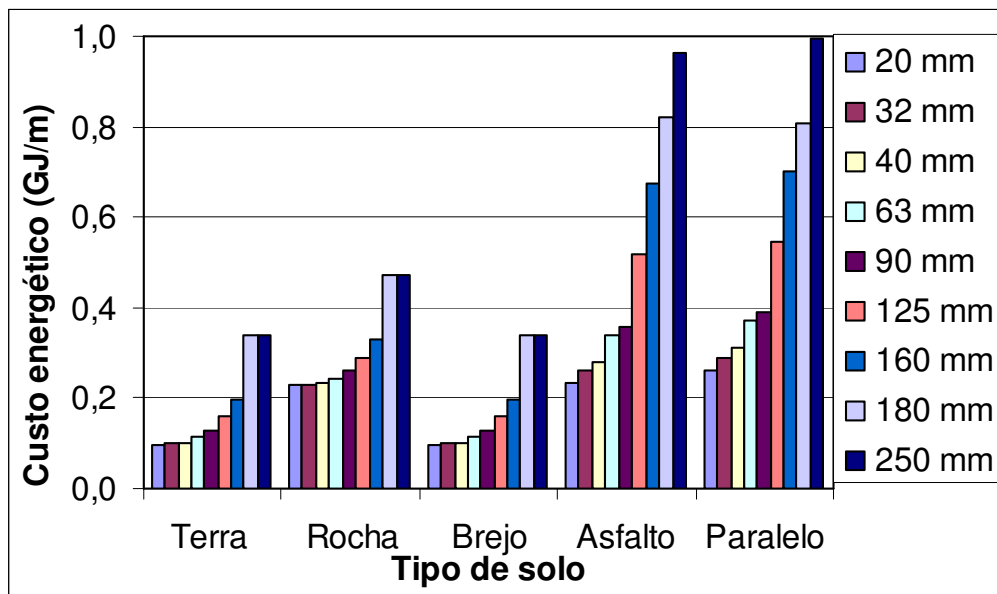
" = polegadas

**Figura 23 - Gasoduto de distribuição - Aço - Método tradicional**



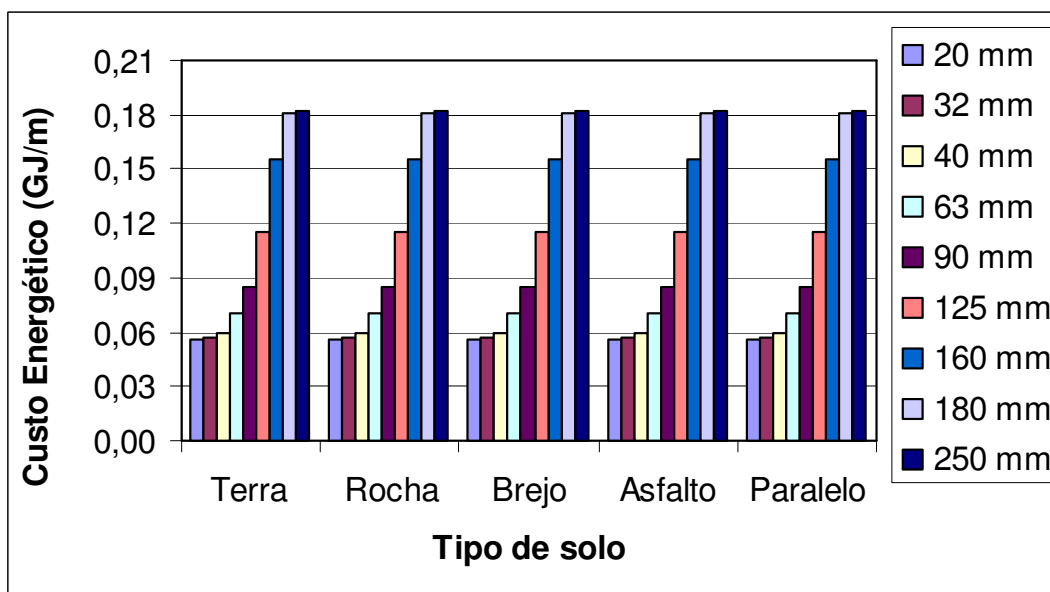
" = polegadas

**Figura 24 - Gasoduto de distribuição - Aço - Método não destrutivo**



mm = milímetros

Figura 25 - Gasoduto de polietileno - Construção tradicional



mm = milímetros

Figura 26 - Gasoduto de polietileno - Método não destrutivo

Analisando-se os gráficos acima verifica-se que em gasodutos de aço, o tipo de terreno por onde o gasoduto passa tem pouca influência na variação do seu custo energético. Isto pode ser explicado pela importância da tubulação (aço)



em si no custo energético (entre 73% e 97% aproximadamente). À medida que o diâmetro do gasoduto aumenta, a variação da quantidade de aço por metro de tubulação aumenta numa proporção não linear. Assim, a influência do aço sobre o custo energético por metro é maior para maiores diâmetros.

Foi efetuado um estudo para análise da relação entre espessura, pressão e peso dos gasodutos de aço. Para tal, foram utilizados dados de especificações dos gasodutos obtidos de Kennedy (1993) para três diferentes diâmetros segundo a norma vigente. Os resultados encontrados são apresentados nas Figuras 27 a 29 abaixo.

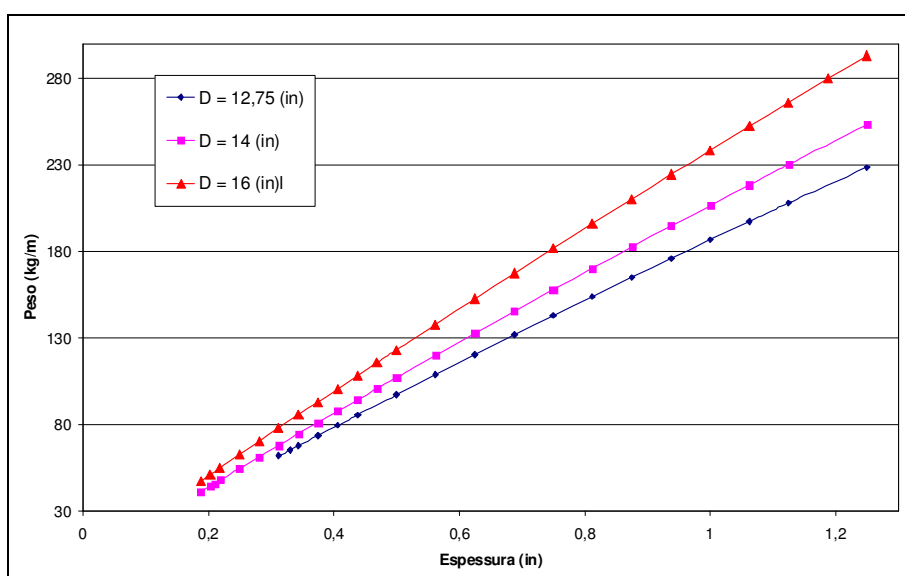


Figura 27 - Espessura x Peso

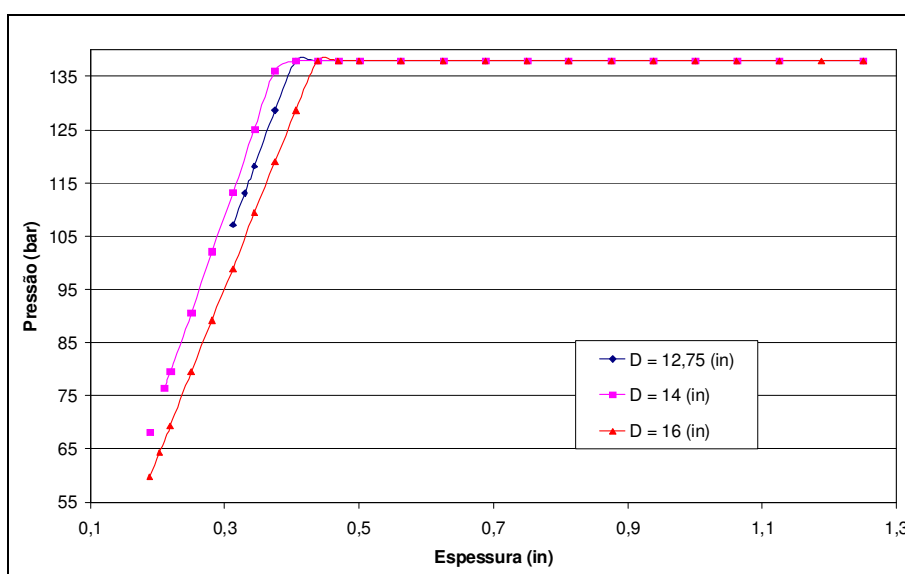
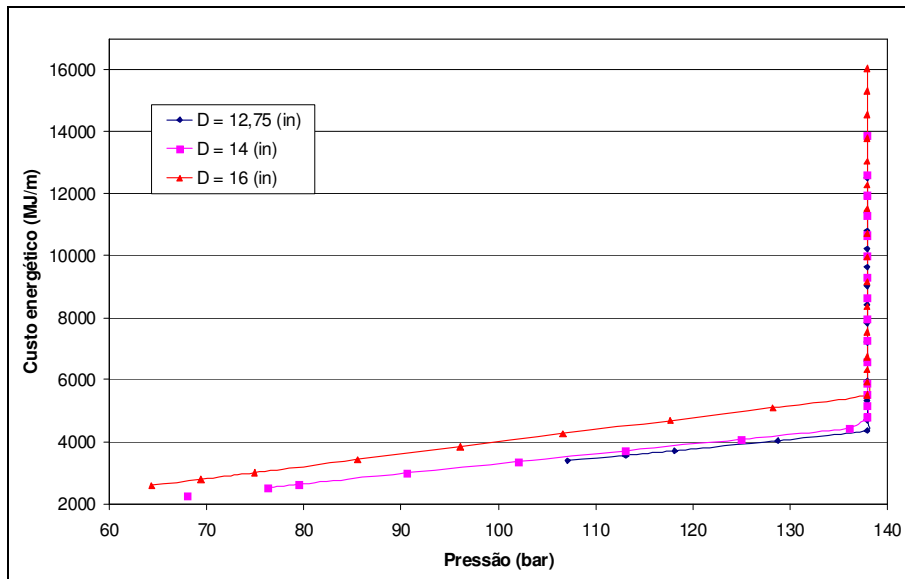


Figura 28 - Pressão x Espessura (classe X65)



**Figura 29 - Pressão x Custo Energético (classe X65)**

Analisando os gráficos anteriores, pode-se concluir que:

- 1) Para um mesmo diâmetro, a variação do peso é diretamente proporcional à variação da espessura;
- 2) A pressão é crescente até atingir um valor limite máximo, que no caso corresponde a 206,8 bar (pressão de projeto) ou 137,9 bar (pressão de trabalho);
- 3) O aumento da espessura é diretamente proporcional ao aumento da pressão de trabalho, porém este aumento é linear até o limite máximo de pressão, onde se pode ter diferentes espessuras para a mesma pressão. Isto pode ser justificado como um “fator de segurança”, dependente do local de instalação dos gasodutos;
- 4) Finalmente, quanto ao custo energético de implantação dos gasodutos, estes são diretamente proporcionais à pressão e conseqüentemente à espessura até atingir a pressão máxima de trabalho. Uma vez que a maior influencia nos custos totais é dada pela parcela referente ao aço utilizado no gasoduto, com o aumento da espessura e do peso do aço, o custo total se elevará significativamente.

## **6. ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO AO CONTEXTO BRASILEIRO**

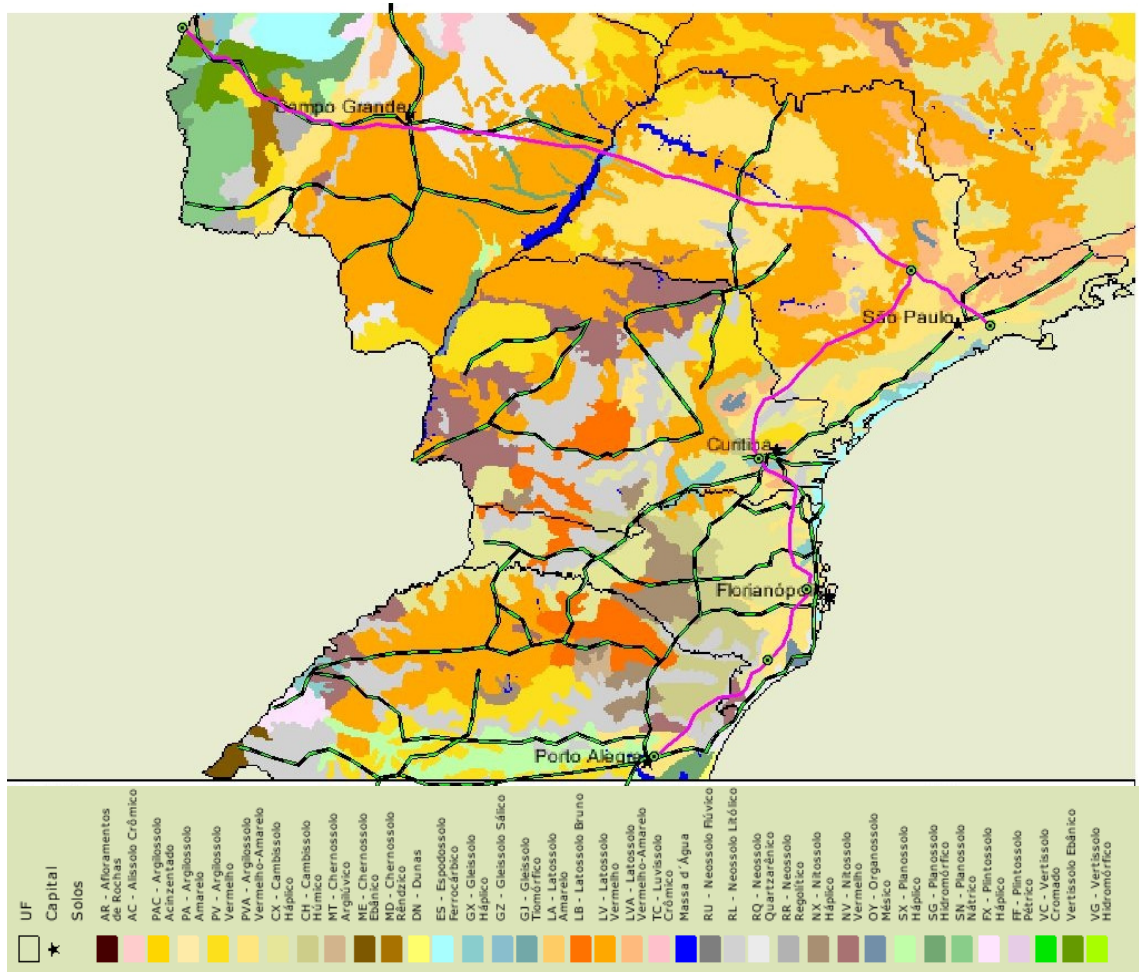
Ao longo desse trabalho foi possível desenvolver uma metodologia e formar uma base de dados para o cálculo do custo energético de implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural. De forma a consolidar a base de dados levantada, fez-se uma aplicação para as condições do gasoduto de transporte Bolívia-Brasil (GASBOL) e para um gasoduto de distribuição de uma grande capital brasileira.

### **6.1. Gasoduto Bolívia – Brasil (Gasbol)**

Para a aplicação ao contexto brasileiro do gasoduto Gasbol foram levadas em conta as seguintes considerações:

- 1) Vida útil de 25 anos para o aço;
- 2) A vazão do GASBOL utilizada nos cálculos foi de 30 MMm<sup>3</sup>/d. É importante observar que para o GASBOL se adotou um volume de gás transportado correspondente ao valor máximo de projeto, ainda não atingido na atualidade. Não obstante, a eventual consideração de volumes inferiores pouco afetaria o resultado, essencialmente refletido no tempo de recuperação dos investimentos energéticos e estimado como da ordem de algumas dezenas de dias.
- 3) Características do gás:
  - PCI: 11900 kcal/kg
  - Densidade: 0,74 kg/m<sup>3</sup>
- 4) Foi estudado o trecho brasileiro do GASBOL, que apresenta uma extensão total de 2.600 km e diâmetros de 16”, 18”, 20”, 24” e 32”.

- 5) Os tipos de solos por onde o gasoduto passa foram determinados segundo análise de um mapa de solos e rodovias sobreposto por um mapa do Gasbol (Figura 30)



**Figura 30 – Mapa do GASBOL com representação do solo e rodovias**

Fonte: Elaboração própria a partir de mapas do IBGE

De posse dos dados de solo, diâmetro, extensão e capacidade transportada foi possível aplicar a base de dados construída para os custos energéticos para as condições do Gasoduto Gasbol (Tabela 12).

**Tabela 12 – Custo energético de implantação do Gasbol**

CT = construção tradicional, MND = método não destrutivo, D = diâmetro, pol = polegadas, m = metro, GJ/m = giga Joule/metro

	Método	Descrição	D (pol)	Comprimento (m)	Custo (GJ/m)	Custo Total (GJ)
Gasbol	CT	Terra	32	1236172,04	19,22	23763335
	CT	Terra	24	606774,19	9,28	5633676
	CT	Terra	20	245623,66	6,67	1637495
	CT	Terra	18	142946,24	5,22	746641
	CT	Terra	16	260440,86	4,47	1164313
	MND	Asfalto	32	55505,38	23,83	1322769
	MND	Asfalto	20	26881,72	6,75	181568
	MND	Terra	32	25172,04	19,50	490895
						34940695

Segundo a tabela acima, podemos verificar que o custo energético de implantação do gasoduto Bolívia – Brasil é de  $34,9 \times 10^6$  GJ. A partir desse resultado e das considerações já citadas foi feita a análise apresentada na tabela abaixo.

**Tabela 13 - Caso GASBOL**

Volume de gás transportado	30	MMm <sup>3</sup>
Energia do gás transportado	403705	TJ/ano
Custo energético de investimento	1398	TJ/ano
Relação entre o gás transportado e o custo de investimento	0,35	%
Tempo de recuperação do investimento	32	dias

## 6.2. Gasoduto de distribuição

A metodologia desenvolvida também foi aplicada ao contexto brasileiro de um gasoduto de distribuição de aço e de polietileno, para tal foram levadas em conta as seguintes considerações:

- 1) Vida útil de 25 anos para o aço e 40 anos para o polietileno;
- 2) A vazão do gasoduto de distribuição foi estimada com base em uma velocidade média de 15 m/s;
- 3) Características do gás:
  - PCI: 11900 kcal/kg
  - Densidade: 0,74 kg/m<sup>3</sup>
- 4) O gasoduto de distribuição de aço compreende uma extensão total de 4.840 m e diâmetro de 8”;
- 5) O gasoduto de distribuição de polietileno compreendia uma extensão total de 2.637 m e diâmetro de 160 mm.
- 6) Como, geralmente o gasoduto de distribuição está localizado em áreas urbanas, optou-se como forma de simplificação, adotar como tipo de solo asfalto.

De posse dos dados de solo, diâmetro, extensão e capacidade transportada foi possível aplicar a base de dados construída para os custos energéticos para as condições de um gasoduto de distribuição brasileiro (Tabela 14 e 15).

**Tabela 14 - Custo energético de implantação de um gasoduto de distribuição de aço**

CT = construção tradicional, MND = método não destrutivo, D = diâmetro, pol = polegadas, m = metro, GJ/m = giga Joule/metro

Método	Descrição	Diâmetro (pol)	Comprimento (m)	Custo (GJ/m)	Custo Total (GJ)
MND	Asfalto	8	3,00	1,64	5
CT	Asfalto	8	4837,18	2,35	11387
					11392

**Tabela 15 - Custo energético de implantação de um gasoduto de distribuição de polietileno**

MND = método não destrutivo, D = diâmetro, mm = milímetros, m = metro, GJ/m = giga Joule/metro

Método	Descrição	Diâmetro (mm)	Comprimento (m)	Custo (GJ/m)	Custo Total (GJ)
MND	Asfalto	160	2637,40	0,15	396
					396

Segundo as tabelas 16 e 17, podemos verificar que o custo energético de implantação para um gasoduto de distribuição de aço é de 11392 GJ e de um gasoduto de distribuição de polietileno é de 396 GJ. A partir desse resultado e das considerações citadas acima foi feita a análise apresentada nas tabelas abaixo.

**Tabela 16 - Gasoduto de distribuição de aço**

MMm<sup>3</sup> = milhões de metros cúbicos, TJ/ano = tera Joule/ano

Volume de gás transportado	0,042	MMm <sup>3</sup>
Energia do gás transportado	566	TJ/ano
Custo energético de investimento	0,46	TJ/ano
Relação entre o gás transportado e o custo de investimento	0,08	%
Tempo de recuperação do investimento	8	dias

**Tabela 17 - Gasoduto de distribuição de polietileno**

MMm<sup>3</sup> = milhões de metros cúbicos, TJ/ano = tera Joule/ano

Volume de gás transportado	0,0260	MMm <sup>3</sup>
Energia do gás transportado	351	TJ/ano
Custo energético de investimento	0,01	TJ/ano
Relação entre o gás transportado e o custo de investimento	0,003	%
Tempo de recuperação do investimento	0,4	dias

Analisando os resultados podemos verificar que o tempo de retorno em base energética do investimento feito para implantação de um gasoduto é muito curto, sendo de 32 dias para um gasoduto de aço do porte do Gasbol e de 8 e 0,4 dias para um gasoduto de distribuição de aço e polietileno, respectivamente. Este custo de investimento poder ser considerado baixo quando comparado ao volume

de gás transportado, porém deve ser fazer uma análise detalhada para cada caso específico, uma vez que há o envolvimento de muitas variáveis, como os diversos materiais consumíveis, mão de obra, equipamentos, e tudo isso deve ser levado em consideração na hora de decidir a viabilidade e possibilidade de um empreendimento dessa natureza. Para os custos energéticos unitários foram considerados valores fixos, pré-determinados e muitas vezes valores médios, mas os mesmos podem sofrer variações dependendo da origem do material consumível, do processo para obtenção do mesmo, da economia e disponibilidade de mercado de cada região.

Outro ponto importante deve ser levado em consideração, todos os cálculos e os resultados obtidos acima foram feitos considerando um fator de capacidade de operação das redes de 100%, o que não é real para os gasodutos de distribuição, que muitas vezes operam com baixo fator de capacidade, principalmente nos primeiros anos de sua implantação, devido ao descompasso entre a oferta e a demanda. Podemos perceber, nos gráficos abaixo que quanto menor esse fator de capacidade, maior será o tempo necessário de operação para recuperar o investimento feito na implantação do gasoduto, com uma grande variação podendo chegar a 1000% quando se compara um fator de capacidade de 100 e 10 %.

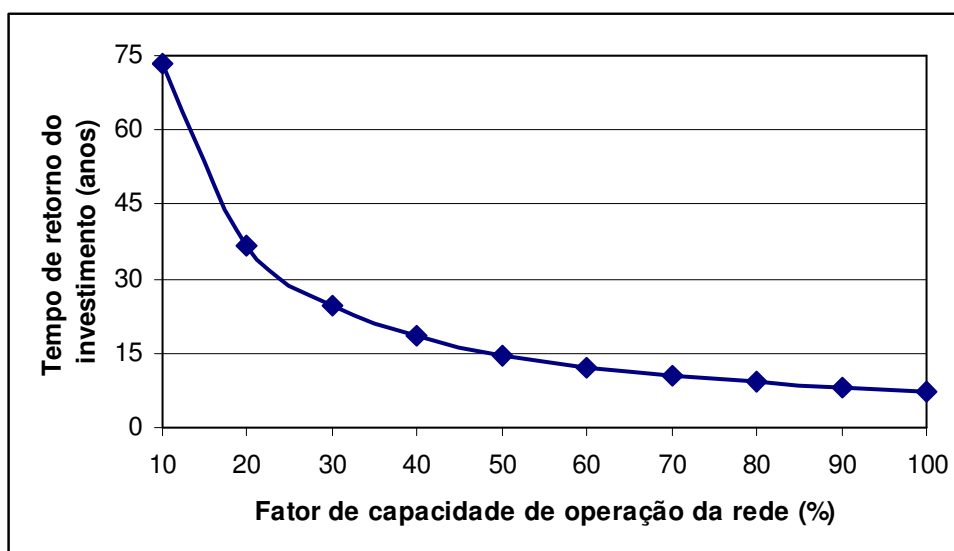


Figura 31 - Distribuição de aço



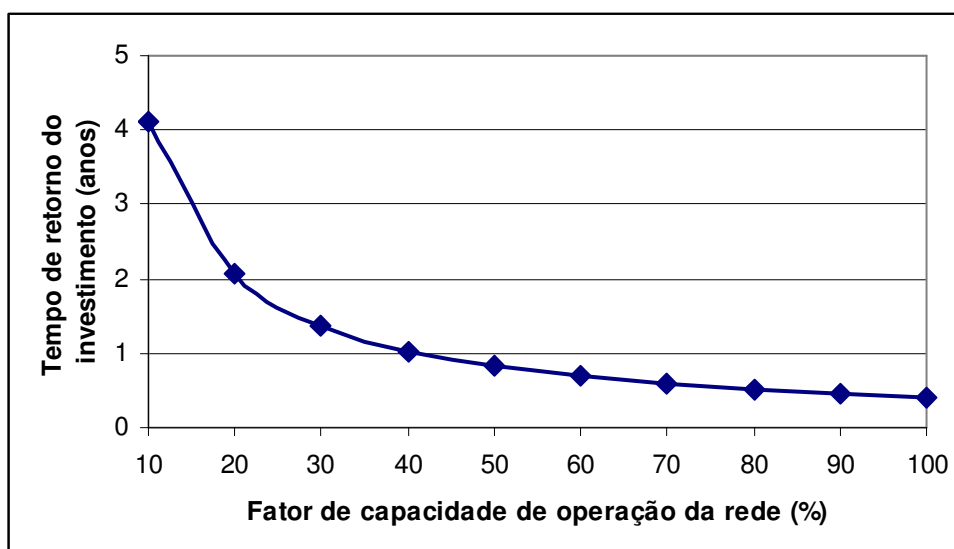


Figura 32 - Distribuição de polietileno

### 6.3. Estudo complementar - Custos de operação

Os custos de transporte de gás natural são subdivididos em custos fixos (de implantação) e custos variáveis (de operação). Estes custos operacionais são relativos ao transporte e distribuição (que se realiza pela movimentação do gás devido ao gradiente de pressão produzido pela estação de compressão) e as relativas perdas ocasionadas, as quais podem ser desagregados em três componentes principais:

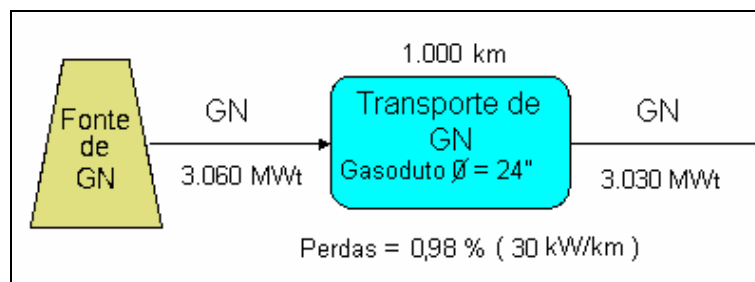
- Perda por fricção na movimentação do gás nos dutos;
- Perda na eficiência do sistema de compressão;
- Perda na eficiência do sistema de produção de energia mecânica (turbina / motor).

Embora esse trabalho tenha dado ênfase ao desenvolvimento de uma metodologia para o custo de implantação, foi realizada uma análise preliminar, com base em dados de literatura existente, do custo de operação dos gasodutos.

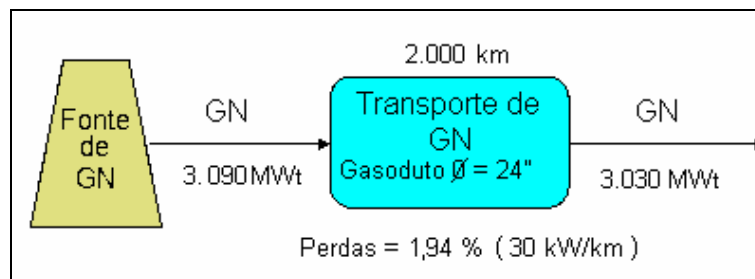
Neste estudo foi possível estimar a perda de energia na operação de um gasoduto tomando como referência os seguintes dados:

- Gasoduto GASBOL;
- Duto de 24" de diâmetro;
- Compressor de 5.000 hp (3725 kW);
- Distância de 122 km;
- Fluxo de 7500 MMm<sup>3</sup>/d (TBG, 2006);
- Perda de 30 kW/km.

Os resultados obtidos são apresentados no trabalho *Transporte de energia: uma análise comparativa dos custos energéticos entre transporte de gás em dutos e de eletricidade em linhas de transmissão* (2006) e nas figuras abaixo.



**Figura 33 - Custo de operação no transporte de GN para uma distancia de 1000 km**



**Figura 34 - Custo de operação no transporte de GN para uma distancia de 2000 km**

Os custos energéticos operacionais são muito significativos, por exemplo, a média da energia consumida na movimentação de gás natural em gasodutos (Pipeline fuel) nos EUA é da ordem de 3 % do volume total de gás transportado (DOE/USA, 2005), para o nosso estudo chegamos a um valor de 1,94 % de perdas para uma distância de 2.000 km.

## 7. CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

No atual contexto mundial de grande preocupação com os problemas ambientais, principalmente o efeito causado pelas mudanças climáticas, tem-se procurado substituir os combustíveis fósseis por energias renováveis ou menos poluentes. O gás natural é considerado uma alternativa viável, permitindo uma combustão completa e mais limpa com reduzida presença de contaminantes e ausência de particulados, o que leva a uma redução de 20% a 50 % das emissões de CO<sub>2</sub>, quando comparado ao óleo combustível e ao carvão, respectivamente.

Além disso, vários outros fatores incentivam o aumento do seu uso, como por exemplo, a descoberta de novas reservas, a remoção de algumas barreiras legais e os avanços tecnológicos no desenvolvimento de equipamento (veículos, eletrodomésticos, turbinas) que utilizem o GN.

Uma desvantagem apresentada pelo GN são os elevados investimentos necessários para a infra-estrutura de transporte, os quais são pesados, de longa maturação econômica, sujeitos à dependência de financiamentos externos e de elevado risco de mercado, o que eleva os custos e, conseqüentemente, diminui a viabilidade da implantação. Os custos de transporte de gás natural são subdivididos em custos fixos (de implantação dos gasodutos) e custos variáveis (de operação: compressão e perdas).

Os estudos realizados permitiram consolidar uma metodologia e uma base de dados para a determinação dos custos energéticos de implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural. Foram utilizados como referência os métodos de análise energética de Processos e Insumos – Produção, e também os coeficientes de conversão energética de Boustead e Hancock (1979). A base de dados construída foi aplicada às condições brasileiras, utilizando como estudo de caso o gasoduto Bolívia - Brasil e um gasoduto de distribuição.

Estes resultados em composição com os custos operacionais na movimentação de gás natural permitirão, sem as limitações usuais dos estudos de

caráter econômico, fornecer critérios de análise e decisão no campo da logística de gases combustíveis. Nesse sentido, tão importante quanto os valores absolutos deve ser considerada a relação entre os resultados que de alguma forma deve refletir os custos econômicos, ainda que em médio ou longo prazo.

Com relação aos custos de implantação, utilizou-se uma metodologia baseada em experiências práticas de obras de implantação de gasodutos, com o levantamento e quantificação das atividades e variáveis envolvidas. Optou-se por analisar somente os métodos de construção tradicional e não destrutivo, devido a dois motivos: ou porque ocorrem com pouca frequência ou porque, para o cálculo do custo energético, são semelhantes aos dois considerados. Algumas atividades de implantação também foram desconsideradas por apresentarem peso irrelevante para o custo final.

Como resultado obteve-se uma base de dados em função do tipo de solo, material e diâmetro do gasoduto e tipo de movimentação (transporte ou distribuição). Essa base de dados foi aplicada às condições do gasoduto Bolívia-Brasil e de um gasoduto de distribuição, chegando-se as seguintes constatações:

- Em base energética, considerando uma volume movimentado de 30 MMm<sup>3</sup>/d, em apenas 32 dias o investimento de implantação desse gasoduto seria recuperado;
- Um gasoduto de distribuição de aço transportando 0,042 MMm<sup>3</sup>/d de gás teria seu investimento recuperado em 8 dias;
- E finalmente, o investimento em um gasoduto de distribuição de polietileno, com transporte de 0,03 MMm<sup>3</sup>/d de gás, seria recuperado em 0,4 dias.
- O componente de maior peso na composição dos custos energéticos é o aço que compõem o gasoduto, sendo o mesmo responsável por 73 a 97 % aproximadamente do total. Variando de acordo com a espessura, que por sua vez é variável com a pressão. Esse fato é muito importante e deve ser considerado na hora de decidir a respeito da implantação, uma vez que a quantidade de aço gasta nos gasodutos é elevada. No caso do Gasbol, por exemplo, foram gastos 540.000 toneladas de aço.

Isso traz várias implicações ao mercado de aço e aos demais usuários desse mercado.

Do ponto de vista energético, a construção de gasodutos se torna viável e em pouco tempo é possível se ter um retorno do investimento empregado que na maioria das vezes é elevado, de longa maturação econômica e de elevado risco. Essa afirmação é válida desde que os gasodutos operem com um fator de capacidade de operação razoável, pois quanto maior a ociosidade da rede, menor será a viabilidade do projeto. Como forma de evitar esse problema, antes da decisão de implantação dos gasodutos, o mercado ofertante e consumidor do gás deve ser analisado e ponderado, garantindo a operação dos gasodutos com plena carga.

Uma das vantagens do custo energético é a possibilidade de sinalizar a tendência econômica de longo prazo na implantação dos gasodutos. Como exemplo, podemos citar o fato de que a construção através do método não destrutivo, que há 3 anos atrás custava 4 ou 5 vezes mais que pelo método tradicional, na análise energética se apresentou menor. E hoje ele de fato custa o mesmo preço ou inferior ao método tradicional. O custo energético na utilização de métodos não destrutivos, principalmente em gasodutos de distribuição são menores do que os custos por métodos convencionais. Isto explica o fato de esta metodologia estar cada vez mais competitiva em termos de custos.

Algumas limitações foram encontradas nesse trabalho como a dificuldade na obtenção de dados para elaboração da base de dados dos custos de implantação, uma vez que foi baseada em casos práticos, era necessário verificar e consultar diferentes fontes para obter dados confiáveis e o mais próximo possível da realidade.

Os resultados obtidos podem ser considerados ainda como uma das etapas necessárias para a realização posterior de Análises de Ciclos de Vida (LCA) de processos de movimentação de gases, metodologia bastante utilizada para estudos de viabilidade ambiental de sistemas energéticos e que depende de inventários detalhados como os realizados no presente estudo.

Importantes linhas de pesquisa para estudos futuros de continuação desse trabalho seriam:

O desenvolvimento de uma metodologia completa para análise dos custos de operação, semelhante à desenvolvida para os custos de implantação;

E o relacionamento do processo de implantação e operação dos gasodutos com a quantificação das emissões de CO<sub>2</sub>.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Nacional do Petróleo (ANP), Dois Anos, Livro técnico, Rio de Janeiro, 2000.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2005.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006.
- Almeida, J. R. U. C. Tendências do mercado de GNL e sua precificação. XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2006.
- Alonso, P. S. R. Estratégias corporativas aplicadas ao desenvolvimento de mercado de bens e serviços: uma nova abordagem para o caso da indústria de gás natural no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro / COPPE, Programa de Doutorado em Engenharia de Produção, Rio de Janeiro, 2004.
- Alveal, C. & Gutierrez, M. O Potencial de Competitividade da Indústria Brasileira de Gás Natural no Cenário Energético Sul-americano. Instituto de Economia - UFRJ, 1999.
- Araújo, T. N. L.; Ramos, M. O. de S. Avaliação do perfil de crescimento das empresas distribuidoras de gás natural no Brasil nos últimos cinco anos. Revista Petro & Química, n° 289, 2006.
- Azevedo, L.F.A.; Braga, A.M.B.; Pires, L.F.G. & Carvalho, F. Auditoria Técnica para Verificação da Capacidade de Transporte do Gasoduto Bolívia – Brasil, GASBOL; Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.
- Balanco Energético Nacional. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2004.
- Balanco Energético Nacional. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2005.
- Balanco Energético Nacional. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2006.

- Boustead, I. & Hancock, G.F. Handbook of Industrial Energy Analysis. Ellis Horwood Publishers, England, 1979.
- British Petroleum (BP), Anuários Estatístico 2005. Disponível em <http://www.bp.com>. Acessado em janeiro de 2006.
- Burani, G. F.; Galvão, L. C. R.; Udaeta, M. E. M.; Kanayama, P. H.; Branco, P. C. Aspectos técnicos do gás natural visando o gasoduto virtual. GEPEA/USP, São Paulo, 2004.
- Cecchi, J. C. A nova estrutura regulatória para os seguimentos de comercialização e transporte de gás natural no Brasil. 17<sup>th</sup> World Petroleum Congress, Rio de Janeiro, 2002.
- Cordeiro, G. B. Mapeamento tecnológico da cadeia do gás natural liquefeito (GNL): uma análise baseada em estatísticas de patentes (1978-2002). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, 2005.
- EIA/DOE, Bolívia, 2006. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>. Acessado em Janeiro de 2006.
- Geragás, Custo energético na logística de gases combustíveis. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- Gerosa, T. M. & Matai, P. H. L. S. A cadeia produtiva do gás natural no Brasil, suas evoluções e infra-estrutura. XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2006.
- Governo Federal. Programa de Aceleração do Crescimento 2007 – 2010. Brasília, 2007.
- Guerreiro, A.; Lopes, J.; Queiroz, R.; Gorini, R.; Corrêa, V.; Pereira, A.; Tavares, M.; Soares, J.; Garcia, A. & Aragão, R. Reflexões sobre o panorama da indústria boliviana de gás natural. XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2006.
- Guimarães, L. T.; Sarno, R. & Veiga, L. B. E. Avaliação ambiental estratégica (AAE) como instrumento de gestão ambiental no Brasil: O caso do gasoduto Bolívia – Brasil (Gasbol). XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2006.



- International Energy Agency. South American Gas: Daring to Tap the Bounty, 2003.
- Kennedy, J.L. Oil and Gas Pipeline Fundamentals, 2nd ed., Oklahoma, 1993.
- Krause, G. G. & Pinto Jr, H. Q. Estrutura e regulação do mercado de gás natural: especificidades do caso brasileiro. Nota Técnica nº 004 (ANP), Rio de Janeiro, 1998.
- Laureano, F.H.G. A Indústria de Gás Natural no Brasil e a Viabilização de seu Desenvolvimento. Universidade Federal do Rio de Janeiro, instituto de Economia, Monografia de bacharelado, 2002.
- Mathias, M. C. P. P.; Costa, H. H. L. M. & Cecchi, J. C. Desafios Para A Integração Gasífera Na América Do Sul. Rio Oil and Gas 2006, Rio de Janeiro, 2006.
- Morais, M. S. Tarifação combinada de redes de gás e eletricidade. Universidade Federal de Itajubá, Tese de Doutorado, 2005.
- Nogueira, L. A. H. Análise da utilização de energia na produção de álcool de cana de açúcar. Tese de doutorado em Engenharia Mecânica / Unicamp. Campinas, 1987.
- Nogueira, L. A. H. Determinação do custo energético. Universidade Federal de Itajubá, Artigo, Itajubá, 1986.
- Perico, A. C. S.; Fainguelernt, D.; Nogueira, L. A. H.; Rocha, C. R. Custo Energético na implantação de sistemas de transporte e distribuição de gás natural. V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília, 2006.
- Perico, A. C. S.; Fainguelernt, D.; Nogueira, L. A. H.; Rocha, C. R. Transporte de energia: uma análise comparativa dos custos energéticos entre transporte de gás em dutos e de eletricidade em linhas de transmissão. Rio Oil and Gás, Rio de Janeiro, 2006.
- Real, R. V. Fatores condicionantes ao desenvolvimento de projeto de GNL para o cone sul: uma alternativa para a monetização das reservas de gás da região. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

Santos, E.M. Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. Annablume, Fapesp, Petrobrás, São Paulo, 2002.

Sauer, I. Política de Gás Natural no Brasil – A Petrobrás e o desenvolvimento o mercado. XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2006.

Silveira, R. Condições para o Marco Regulatório do Gás Natural. ABEGÁS, X ENERJ, Rio de Janeiro, 2006.

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Gasoduto Bolívia-Brasil– Informações à ANP – Relatório de simulações. [www.tbq.com.br](http://www.tbq.com.br)

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Gasoduto Bolívia-Brasil: Informações técnicas do lado brasileiro. [www.tbq.com.br](http://www.tbq.com.br)

[www.abegas.org.br](http://www.abegas.org.br) – Acessado em outubro de 2006.

[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Acessado em junho de 2006.

[www.bp.com](http://www.bp.com) – Acessado em Novembro de 2006.

[www.comgas.com.br](http://www.comgas.com.br) - Composição do Gás Natural: Gasoduto Bolívia Brasil. Acessado em setembro de 2005.

[www.ctgás.com.br](http://www.ctgás.com.br) – Centro de Tecnologia do Gás - Acessado em abril de 2006 e 2007.

[www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br) – Acessado em abril de 2006.

[www.ipea.gov.br](http://www.ipea.gov.br) – Acessado em agosto de 2005 e agosto de 2007.

[www.tbq.com.br](http://www.tbq.com.br) – Transportadora Brasileira gasoduto Bolívia – Brasil – Acessado em abril de 2006.

[www.transpetro.com.br](http://www.transpetro.com.br) - Petrobrás Transporte SA – Acessado em junho de 2006.

# ANEXO I - MAPAS DE PRODUÇÃO, RESERVAS E INFRA-ESTRUTURA DO TRANSPORTE DE GN NA AMÉRICA LATINA



**Figura 1 – Principais bacias de GN na América do Sul**

Fonte: International Energy Agency (2003)

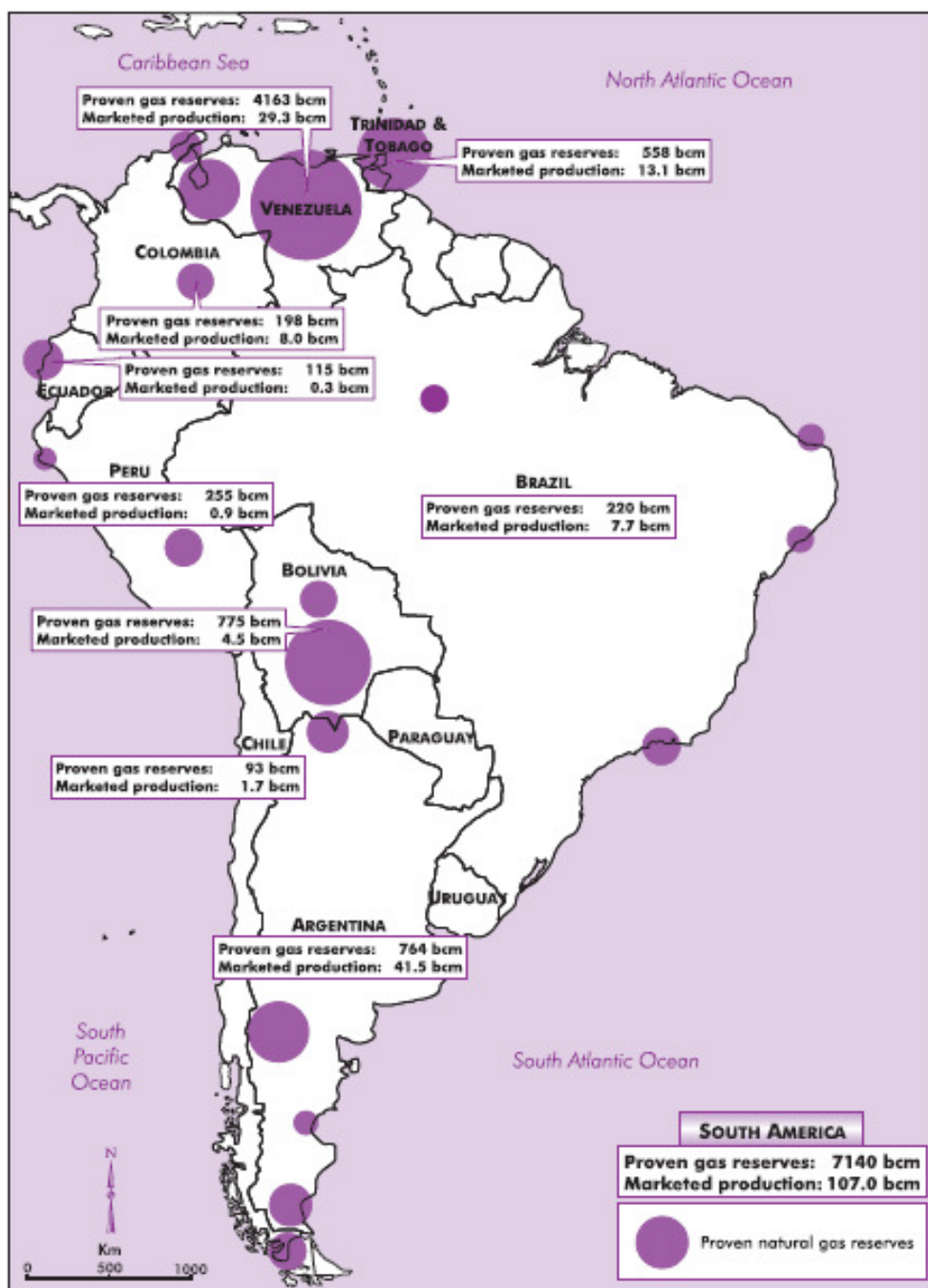


Figura 2 – Reservas e produção de GN da América do Sul (2001)

Fonte: International Energy Agency (2003)



Figura 3 – Gasodutos que atravessam a América do Sul (2002)

Fonte: International Energy Agency (2003)

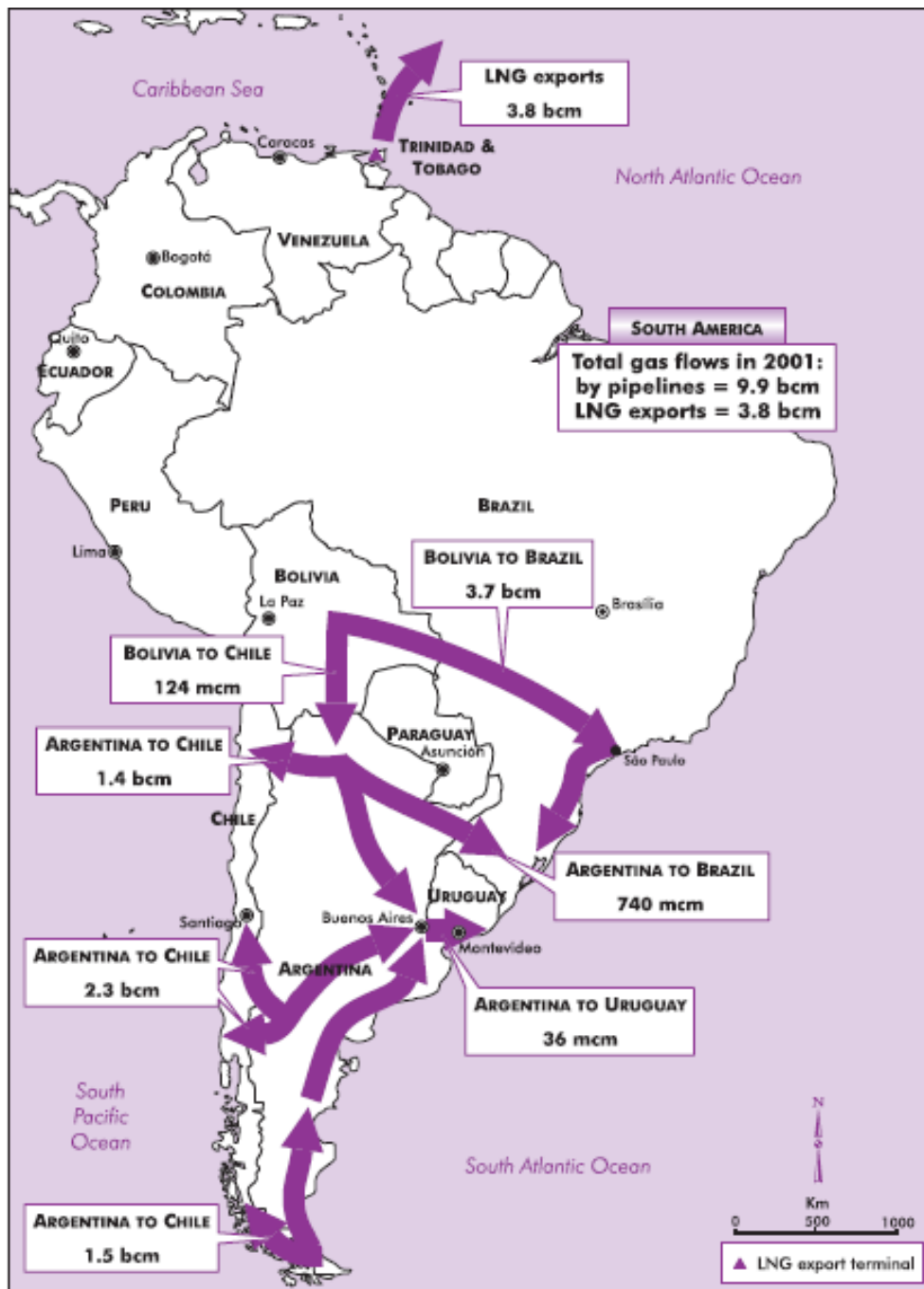


Figura 4 – Fluxos de GN que atravessam a América do Sul (2001)

Fonte: International Energy Agency (2003)

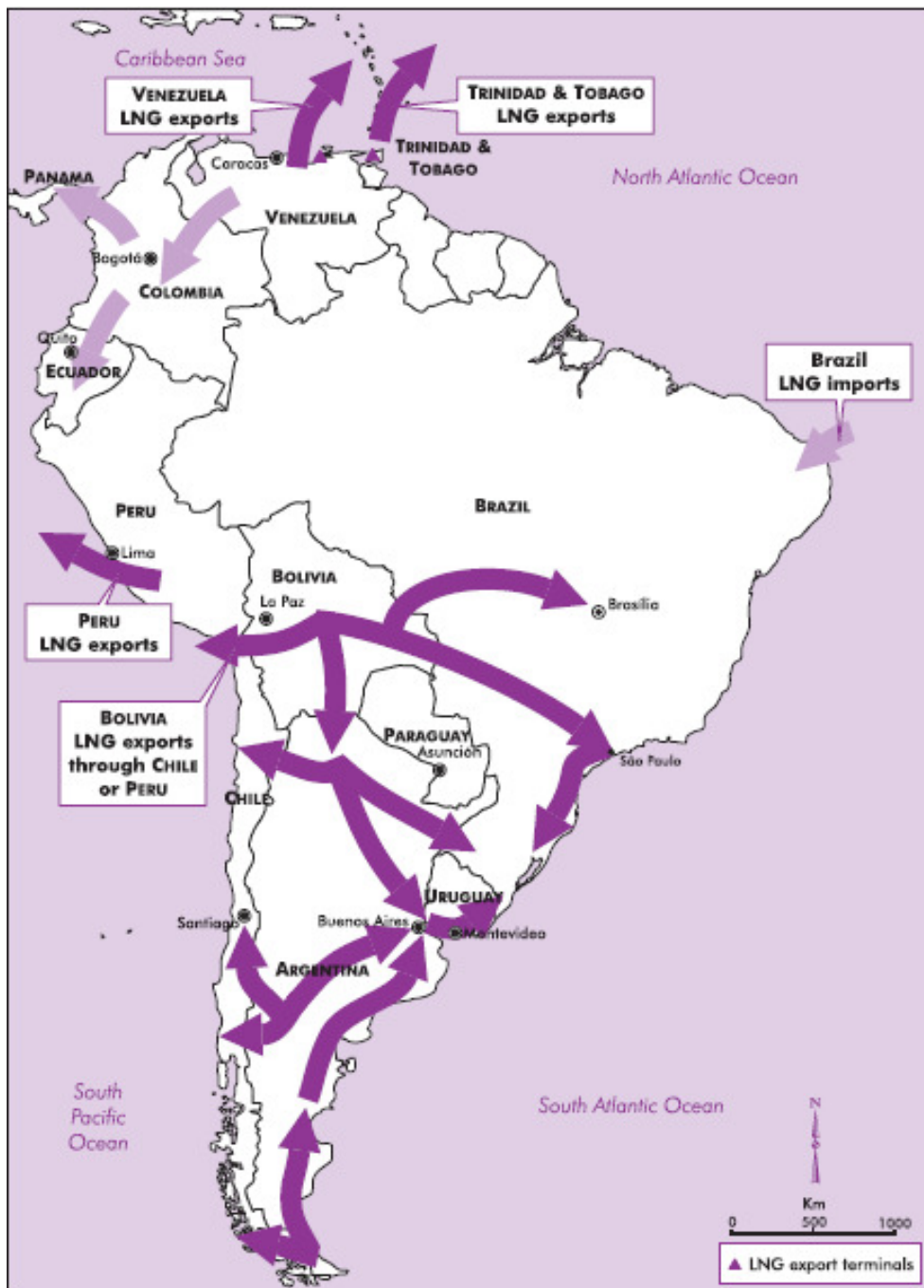
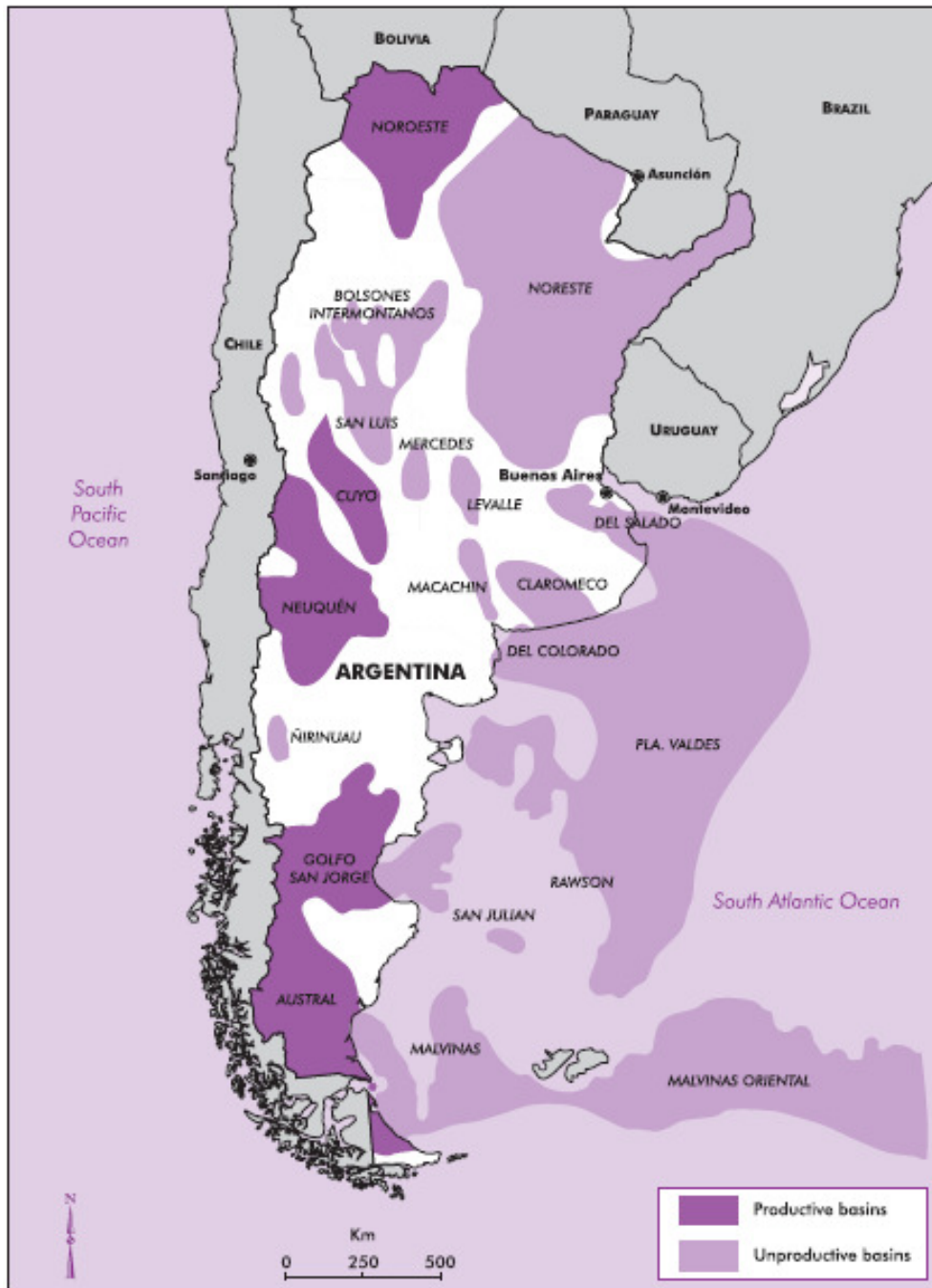


Figura 5 – Fluxos de GN na América do Sul projetados para 2010

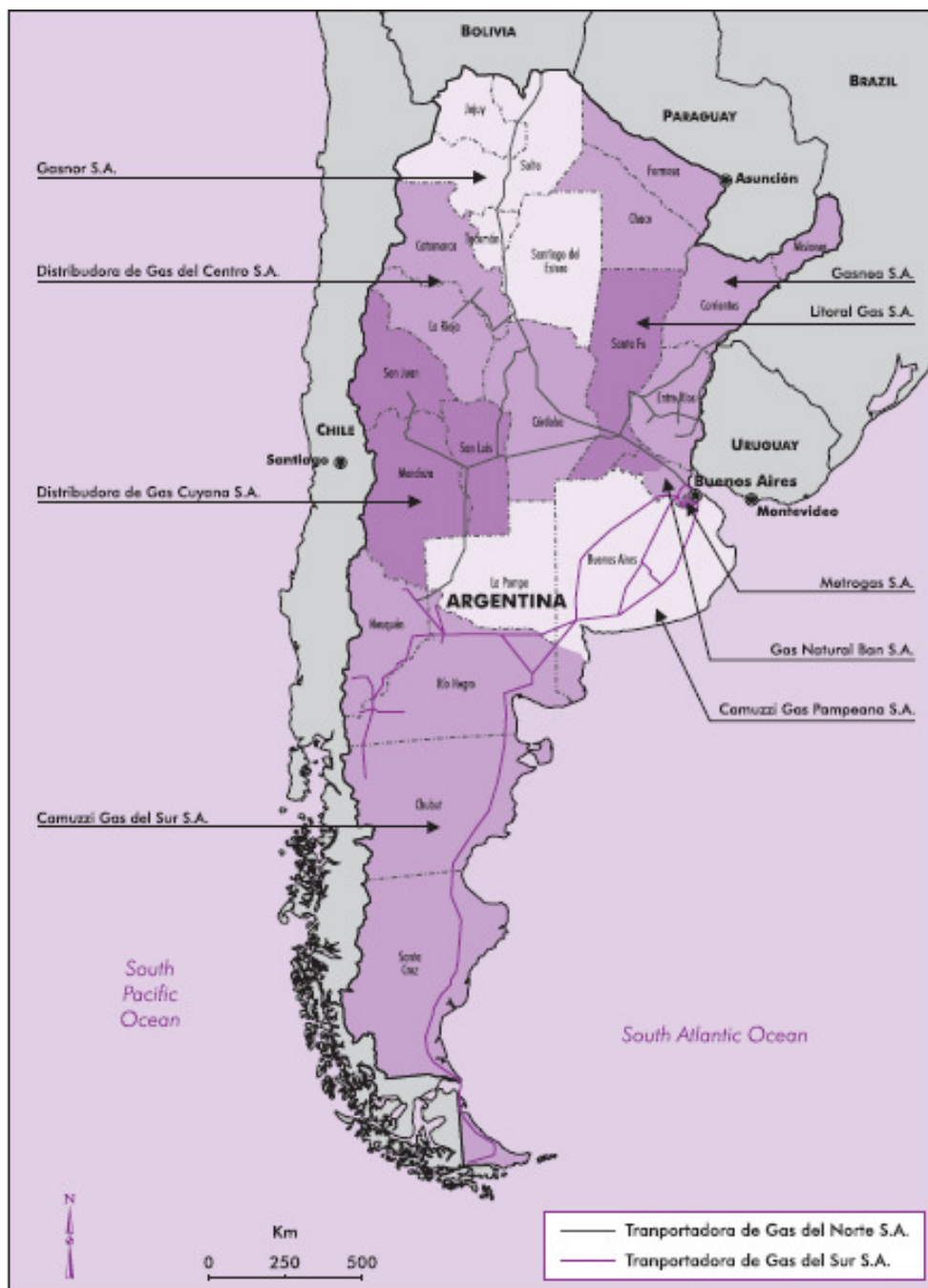
Fonte: International Energy Agency (2003)



**Figura 6 – Bacias de GN da Argentina**

Fonte: International Energy Agency (2003)





**Figura 7 – Redes de transporte e distribuição de GN na Argentina (2002)**

Fonte: International Energy Agency (2003)

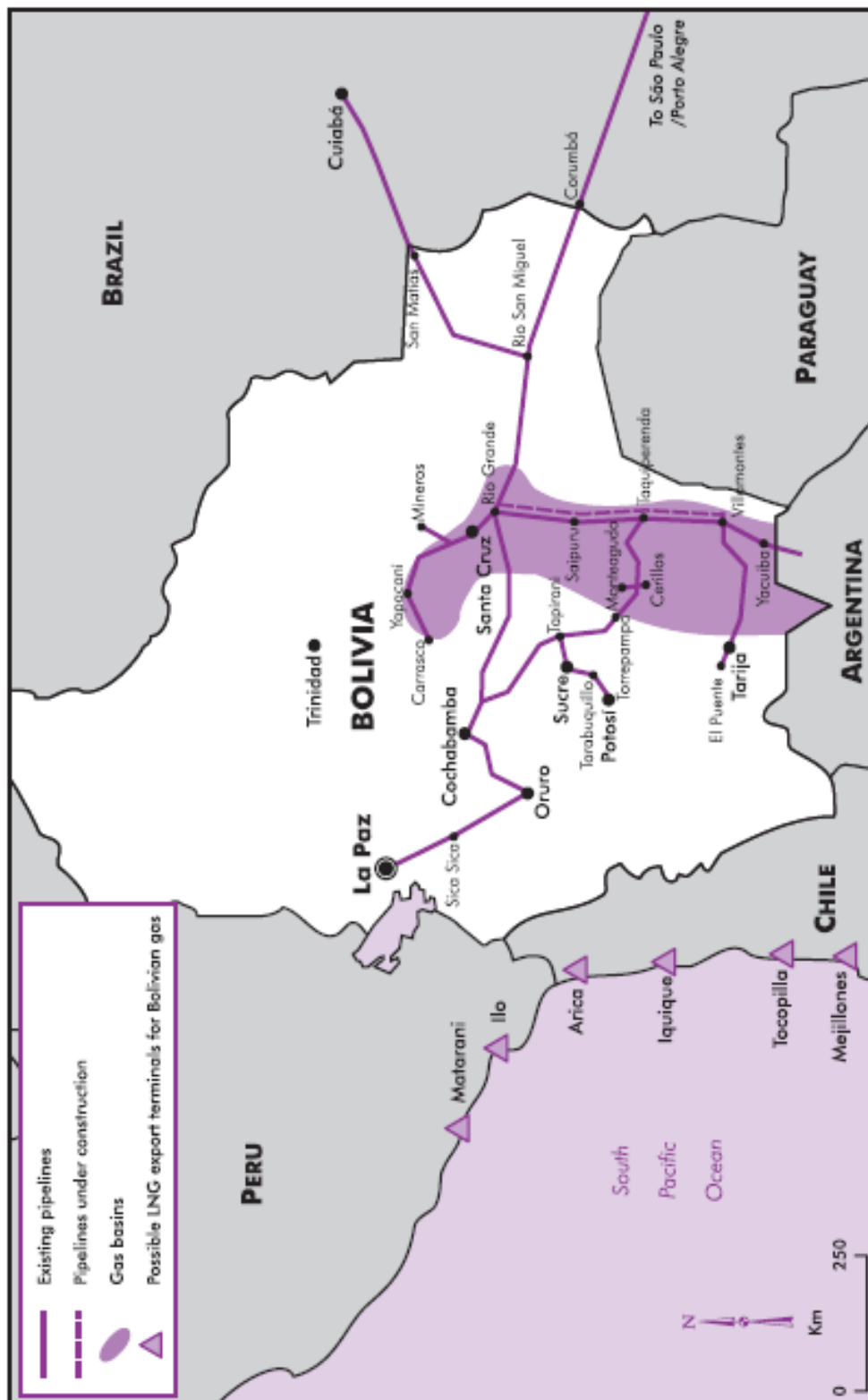


Figura 8 – Bacias de GN e infra-estrutura de transporte na Bolívia (2002)

Fonte: International Energy Agency (2003)

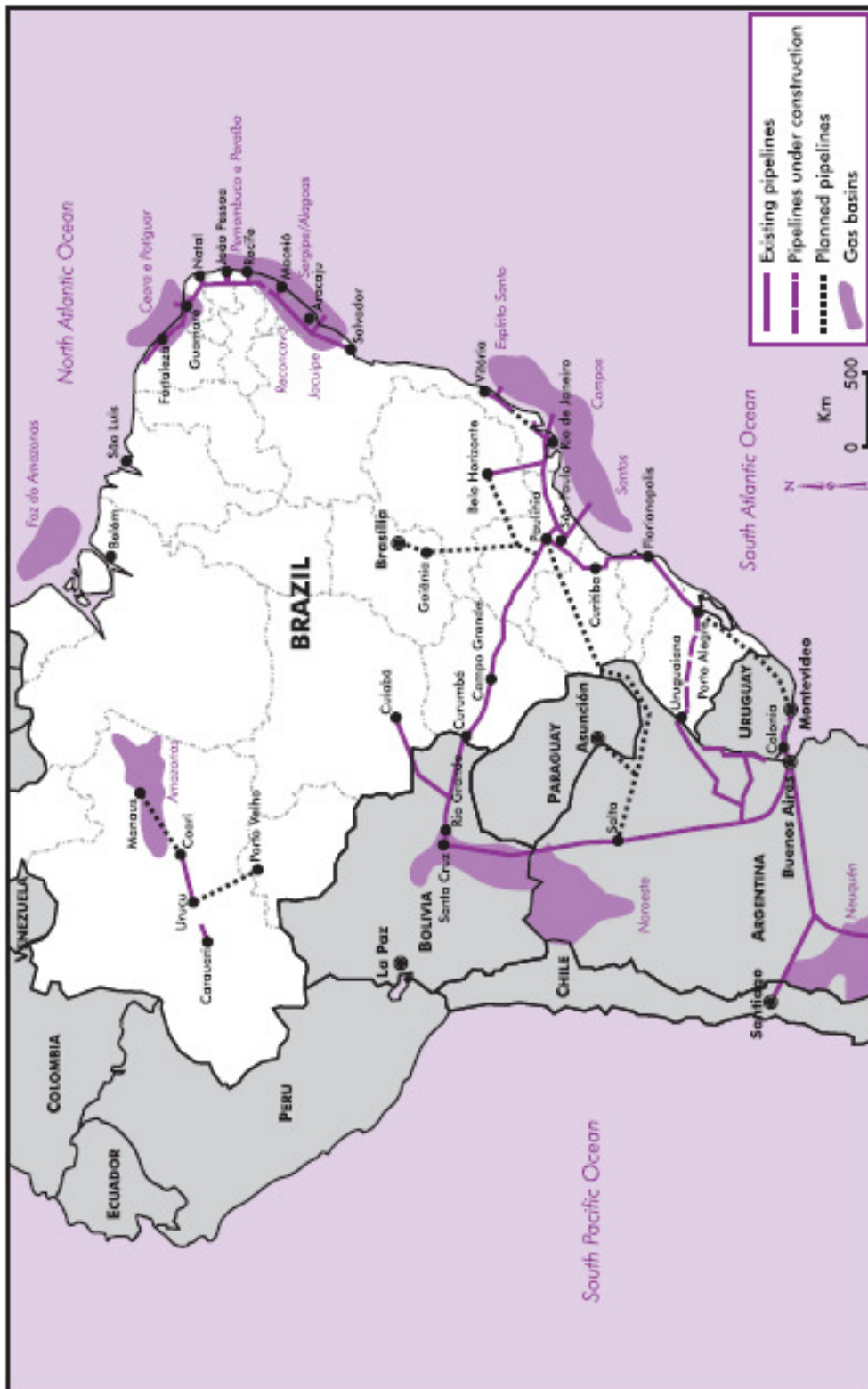


Figura 9 – Reservas de GN e redes de transporte no Brasil (2002)

Fonte: International Energy Agency (2003)

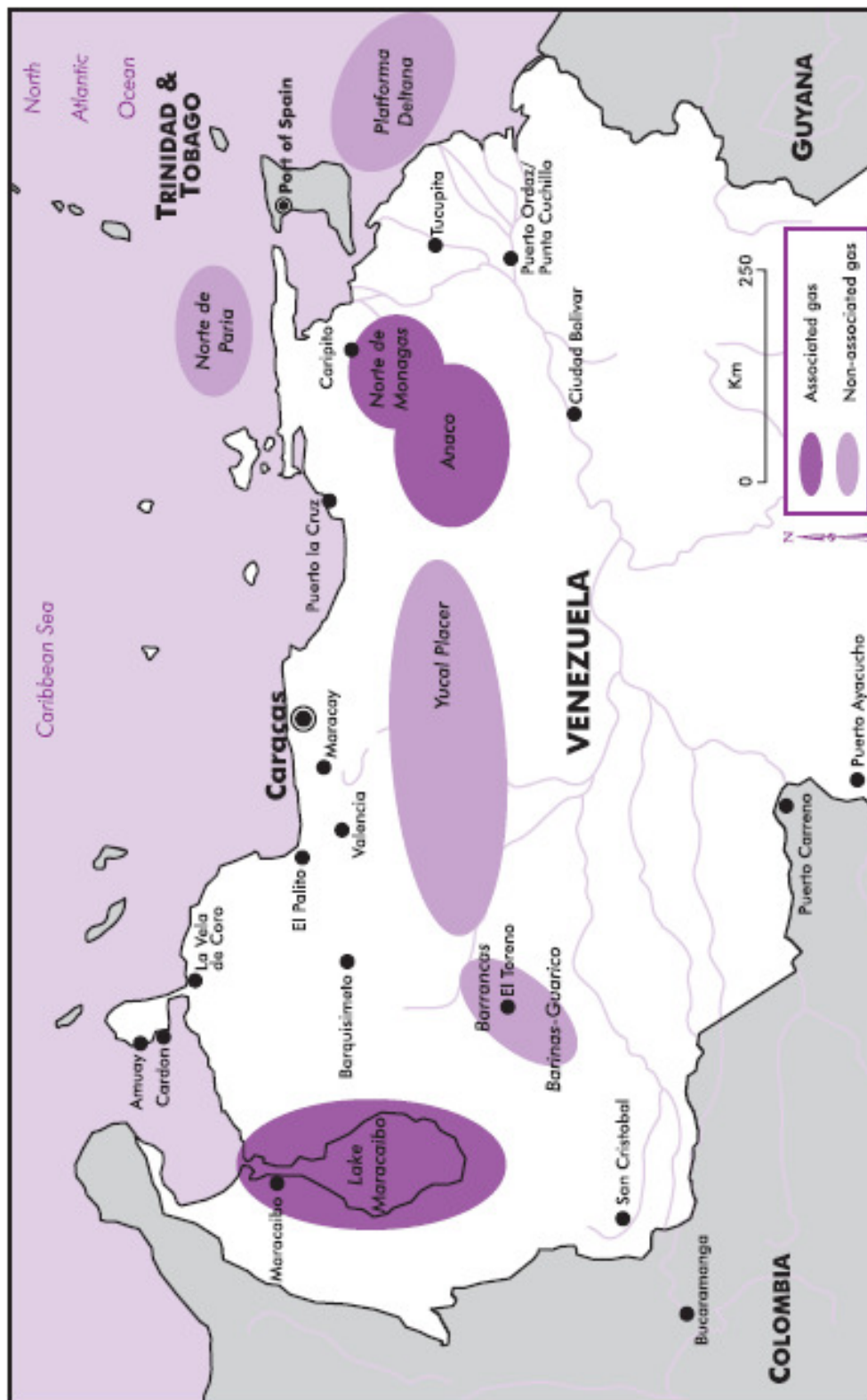


Figura 10 – Bacias de GN na Venezuela

Fonte: International Energy Agency (2003)

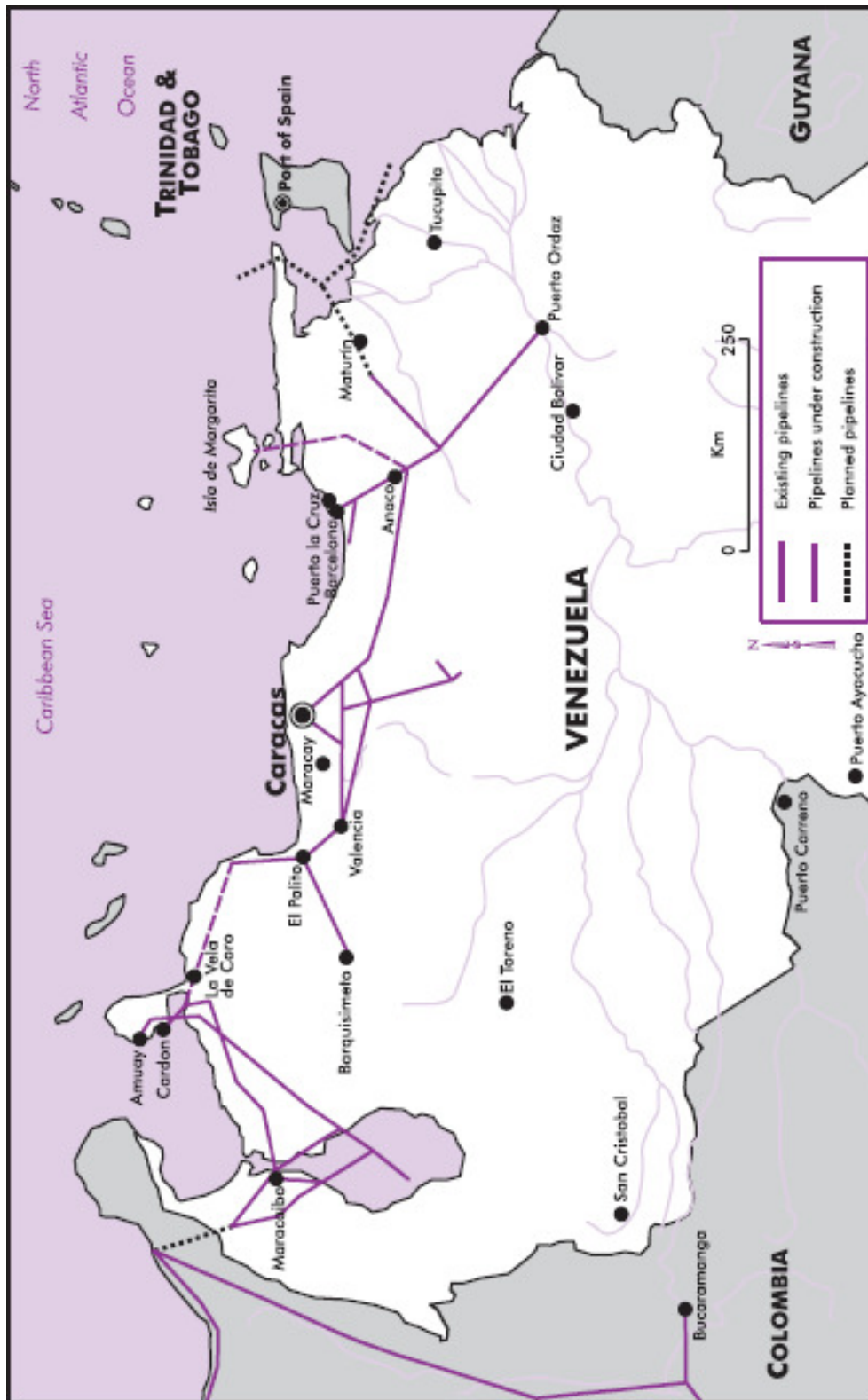


Figura 11 - Infra-estrutura de transporte na Venezuela (2001)

Fonte: International Energy Agency (2003)