

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
ENGENHARIA AMBIENTAL

**Inventário das Emissões Atmosféricas Ambientais do Transporte
de Gás Natural via Gasoduto, Estações de Compressão e *City
Gates*.**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo

Área de Concentração: Engenharia
Ambiental

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Patrícia H.L.S.
Matai

Aluna Soraia Regina Pereira

São Paulo
2008

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 : Esquema de uma UPGN	14
Figura 2: Usos do gás natural.....	17
Figura 3: Pólos de produção da Bacia de Santos.....	18
Figura 4: Representação de uma estação de compressão	20
Figura 5: Gasbol.....	23

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Ciclo de vida de gases de efeito estufa.....	8
Tabela 2: Composição típica de gás natural associado, não associado e processado	11
Tabela 3: Demanda nacional de gás natural.....	17
Tabela 4: Fator de emissão por equipamento.....	29
Tabela 5: Resultados das emissões fugitivas em <i>city gate</i>	30
Tabela 6: Resultados das emissões fugitivas em estação de compressão.....	31
Tabela 7: Resultados das emissões fugitivas em gasoduto.....	32
Tabela 8: Resultados das emissões fugitivas anuais totais no sistema Gasbol.....	33

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Matriz Energética Mundial (2006).....	16
Gráfico 2: Matriz Energética Nacional (2006).....	16
Gráfico 3: Distribuição das emissões fugitivas no sistema Gasbol.....	33

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANP- Agência Nacional de Petróleo
- BEN – Balanço Energético Nacional
- BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CTGás – Centro de Tecnologia do Gás
- GEE – Gases de Efeito Estufa
- GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
- GNC – Gás Natural Comprimido
- Gasbol – Gasoduto Brasil Bolívia
- GTB – Gás Transboliviano S.A
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- IEA – Agência Internacional de Energia
- IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre mudanças climáticas)
- LGN – Líquidos de Gás Natural
- TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
- UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
- U.S.EPA – Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos
- CH4 – metano
- NOx – óxido de nitrogênio
- CO2 – dióxido de carbono
- N2O – óxido nitroso
- CO – monóxido de carbono
- SOx – óxido de enxofre
- SO2 – dióxido de enxofre
- CO – monóxido de carbono

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. OBJETIVO	7
2.1 Objetivos específicos.....	7
3. JUSTIFICATIVA.....	8
4. REVISÃO DA LITERATURA.....	10
4.1 Definição.....	10
4.2 Composição do Gás Natural.....	10
4.3 Cadeia Produtiva.....	12
4.4 Vantagens do gás natural	15
4.5 Operação: Gasoduto, Estação de Compressão e <i>City Gates</i>	19
4.6 Gasbol.....	21
4.7 Emissões Ambientais relacionadas ao transporte via gasoduto...	24
4.7.1 Métodos de medição de Emissões Estacionárias.....	25
4.7.2 Método das emissões não estacionárias.....	25
4.7.3 Emissões Fugitivas.....	26
4.7.4 Emissões de Vents.....	27
4.7.5 Emissões de Combustão.....	27
5. METODOLOGIA.....	28
6. RESULTADOS	30
7. DISCUSSÃO.....	35
8. CONCLUSÃO.....	38
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40

AGRADECIMENTOS

A Professora Patrícia H. L. S Matai, pela orientação e pelo constante estímulo durante todo o trabalho.

Ao Programa de Recursos Humanos da Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustiveis -- PRH-ANP/04, pela concessão de bolsa de Iniciação Científica que possibilitou a realização completa deste trabalho.

A todos que colaboraram direta e indiretamente, na execução deste trabalho.

1. INTRODUÇÃO

Todos os combustíveis são considerados poluentes, porém, durante a queima, o gás natural é considerado um combustível mais atrativo, quando comparado com outros, por não conter partículas sólidas e material inorgânico, apresentar pequenas quantidades de enxofre e, principalmente, emitir baixas quantidades de CO₂ por unidade de produção de energia (HOMER, 1993).

O transporte do gás natural por gasoduto é o meio mais apropriado para realizar o abastecimento ininterrupto de gás natural até a distribuição aos consumidores finais. No entanto, esse gás pode ser emitido para a atmosfera por fontes fugitivas e por algumas fontes pontuais, sendo que essas emissões apresentam efeitos adversos ao meio ambiente pois o gás metano (CH₄), que é o principal componente do gás natural, é um dos gases causadores do efeito estufa.

O presente trabalho refere-se a um inventário de emissões atmosféricas ambientais do transporte de gás natural via gasoduto visando também as estações de compressão e *city Gates* (estação de entrega) existentes no Gasbol (Gasoduto Brasil Bolívia). O inventário foi realizado a partir da metodologia de dados de fatores de emissões da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (U.S.EPA) pela determinação de emissões fugitivas em equipamentos. Este inventário pretende conhecer as quantidades de gás natural emitidas para a atmosfera e contribuir para estudos sobre a minimização de emissões advindas do gás natural.

2. Objetivo Geral

Dada a importância do uso do gás natural como combustível na matriz energética brasileira e os danos causados ao meio ambiente pelo metano (CH₄), seu principal componente, o presente estudo teve por objetivo a realização de um inventário de emissões do gás natural durante o transporte via gasoduto, buscando, para isso, quantificar suas emissões e identificar as oportunidades de mitigá-las.

2.1 Objetivos específicos

- Descrição do modo de transporte do gás natural via gasoduto;
- Descrição das estações de compressão e *city Gates*;
- Identificação dos locais/equipamentos onde podem ocorrer as emissões de gás natural para a atmosfera;
- Descrição dos tipos de emissões possíveis durante o transporte;
- Definição das fronteiras do sistema em estudo;
- Coleta de dados para o inventário;
- Identificação das medidas de mitigação e controle

3. Justificativa

Os principais tipos de emissões provenientes de sistemas que utilizam gás natural são CO₂, CH₄ e NOx. Este último é liberado em menor escala durante a combustão, o que resulta em uma quantidade não significativa em comparação com as emissões de CO₂ e CH₄ e, portanto, não será abordada neste estudo.

A Tabela 1 apresenta os resultados de uma análise do ciclo de emissões dos Gases de Efeito Estufa na indústria do gás natural em termos de equivalência de CO₂, a porcentagem de emissão de CO₂ corresponde a 99,4%, enquanto a porcentagem de CH₄ é de 0,6%; mas como a potência de aquecimento global do CH₄ é 21 vezes maior que a potência do CO₂, as emissões de CH₄ correspondem a 12% do total das emissões de CO₂.

Tabela 1: Ciclo de vida de gases de efeito de estufa

	Emissão (g/kWh)	GEE na tabela	GEE com CO ₂	valor (gCO ₂ e/kWh)	Contribuição para o total de emissões de CO ₂ (%)
CO ₂	439,7	99,4	1	439,7	88,1
CH ₄	2,8	0,6	21	59,2	11,9
N ₂ O	0,00073	0,0002	310	0,2	0,04

(1) GEE – Gases de Efeito Estufa

Fonte: IEA, Information Paper, 2003. Emission reductions in the Natural Gas sector through project – based mechanisms.

A concentração atmosférica dos gases que provocam o efeito estufa aumentou nos últimos 250 anos e continua aumentando devido à ação do homem (BNDES, 2007). No recém divulgado relatório do IPCC AR4 sobre a base científica das mudanças climáticas também chega a essa conclusão, com mais de 90% de confiança, afirmando-se que o aquecimento global dos últimos 50 anos é causado pelas atividades humanas.

Há um grande crescimento do mercado mundial de gás natural, pois este já ocupa a terceira posição na matriz energética mundial, gerando grande potencial de crescimento do seu uso como fonte energética no mercado mundial e nacional. Assim, já que nem todos os países possuem reservas significativas de gás, seu transporte é fundamental para seu uso.

O transporte de gás natural atravessa grandes extensões, percorre cidades, estados, países e continentes. Desse modo, este trabalho tem como foco a medida das emissões de CH₄, já que se está tratando do transporte do gás natural – o que significa que os poluentes de sua queima em relação aos efeitos locais não serão considerados.

De acordo com a EPA (Environmental Protection Agency), a Agência de Proteção Ambiental norte-americana, em 2002 a etapa do transporte de gás natural correspondeu a 40% do total das emissões antropogênicas do metano, pois durante o transporte, pode haver emissões de gás natural diretamente para a atmosfera. O metano apresenta um alto potencial de contribuição para o aquecimento global do planeta e, de acordo com GWP (1), o metano é mais prejudicial do que o dióxido de carbono em cerca de 21 vezes.

Por outro lado, tem sido um grande desafio encontrar meios de suprir a crescente demanda de energia sem promover alterações na estabilidade do clima do planeta. Assim, conhecendo as quantidades de gases emitidos para a atmosfera e os possíveis pontos de emissões, é possível controlá-las através de desenvolvimento tecnológico dos locais críticos, visando prevenção de acidentes e identificando as oportunidades de mitigá-las.

1) Global Warming Potencial – índice usado para comparar a contribuição de cada gás para o aquecimento global do planeta, sendo estabelecido de acordo com a combinação da força radiativa por molécula do gás na atmosfera e o seu tempo de residência.

GWP CO₂ (100 anos) = 1

GWP CH₄ (100 anos) = 21

4. Revisão da Literatura

4.1. Definição

Tal como o petróleo, o gás natural resulta da degradação da matéria orgânica de forma anaeróbica, matéria orgânica oriunda de quantidades extraordinárias de microorganismos que, nos tempos pré-históricos, acumulavam-se nas águas litorâneas dos mares da época. Devido aos movimentos de acomodação da crosta terrestre, essa matéria orgânica foi soterrada e, por isso, sua degradação se deu a altas temperaturas e sob fortes pressões (ABREL, 2003).

A atividade de exploração de gás natural está associada ou não à produção de petróleo.

O gás associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás (isto é, uma parte superior da acumulação rochosa, onde a concentração de gás é superior à concentração de outros fluidos como água e óleo). Nessas condições, o gás é reinjetado no reservatório e usado para manter a pressão.

O gás não associado é aquele que no reservatório, está livre ou junto a pequenas quantidades de óleo. Neste caso, só se justifica comercialmente produzir o gás. Vale ressaltar que as maiores ocorrências de gás natural no mundo são de gás não associado (RIGOLIN, 2007).

4.2. Composição do Gás Natural

A composição do gás natural pode variar dependendo da fonte da qual é extraído. Nessa composição predomina o metano (CH_4) e, normalmente, o gás natural apresenta baixos teores de impurezas como nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), água e compostos de enxofre (SANTOS, 2002).

A Tabela 2 apresenta composições típicas do gás natural associado e não associado comparados com o gás após o processamento realizado em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

TABELA 2: Composição típica de Gás Natural associado, não associado e processado

COMPOSIÇÃO TÍPICA DE GÁS NATURAL				
ELEMENTOS ASSOCIADO ¹	N.ASSOCIADO ²	PROCESSADO ³	PROCESSADO ⁴	
METANO (C ₁)	78,74	87,12	88,56	91,8
ETANO (C ₂)	5,66	6,35	9,17	5,58
PROPANO (C ₃)	3,97	2,91	0,42	0,97
I-BUTANO(i-C ₄)	1,44	0,52	-	0,03
N-BUTANO (n-C ₄)	3,06	0,87	-	0,02
I-PENTANO (i-C ₅)	1,09	0,25	-	0,1
N-PENTANO (n-C ₅)	1,84	0,23	-	-
HEXANO (C ₆)	1,8	0,18	-	-
SUPERIORES (C ₇₊)	1,7	0,2	-	-
NITROGÊNIO (N ₂)	0,28	1,13	1,2	1,42
DIOXIDO DE CARBONO (CO ₂)	0,43	0,24	0,65	0,08
TOTAL	100	100	100	100

¹ Gás do campo de Marlin, Bacia de Campos, RJ.

² Gás do campo de Merluza, Bacia de Santos, SP.

³ Saída de UPGN-Candeias, BA

⁴ Gás do Gasbol -Distribuído pela COMGÁS, SP

Fonte: PETROBRAS – CONPET; COMGÁS.

O gás natural é incolor e inodoro, queimando com uma chama quase imperceptível, razão pela qual é obrigatória a adição de um odorante, em sua fase de distribuição, que não altere suas condições de uso, mas permita perceber com maior facilidade, pelo cheiro pronunciado, algum eventual vazamento.

As especificações do gás, importado ou nacional, são regidas pela

PORTRARIA Nº 104, DE 8 DE JULHO DE 2002, da ANP (Agência Nacional do Petróleo) e Regulamento Técnico ANP Nº 3/2002.

4.3. Cadeia Produtiva

De acordo com Salgado (2004), a cadeia produtiva do gás natural compreende quatro segmentos: Exploração e Produção; Condicionamento e Processamento; Transporte ou Transmissões e Distribuição e Comercialização.

- Exploração e Produção

A primeira etapa da indústria de petróleo e gás natural é a exploração, que está, por sua vez, dividida em pesquisa e perfuração. A pesquisa levanta os diversos fatores que indicam a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos, tais como: presença de rochas geradoras responsáveis pela geração dos hidrocarbonetos; presença de rochas porosas e permeáveis que permitem receber os hidrocarbonetos em seus espaços vazios; presença de trapas que tenham capacidade de armazenar grandes quantidades de hidrocarbonetos; e rochas selantes que não deixam os hidrocarbonetos se perderem na superfície. Uma vez identificado todos esses fatores é feita a perfuração do poço (ANP, 2004).

Após confirmada a existência de petróleo e gás natural, inicia-se a fase de desenvolvimento do campo e de produção do hidrocarboneto. Nas unidades de produção, parte do gás é utilizado como *gas lift* (método de elevação artificial de petróleo empregado em aplicações *onshore*), e o restante pode ser consumido internamente na geração de eletricidade e vapor, queimado em *flares* e escoado para as Unidades de Processamento de Gas Natural (UPGNs) ou pode ser enviado para consumo direto (ANP, 2003).

- Condicionamento e Processamento

A parcela do gás natural produzida é conduzida por meio de gasodutos até as UPGNs onde é tratada.

Tanto o gás natural associado como o não associado precisam ser inicialmente tratados. Nesse tratamento constituem-se no que se costuma denominar de gás natural úmido, já que contêm em suspensão pequenas quantidades de hidrocarbonetos, que são líquidos nas condições atmosféricas de pressão e temperatura (Cardoso, 2004, p. 190). Esse gás natural úmido é composto principalmente por metano, etano e, em menores proporções, de propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular, apresentando contaminantes tais como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

O tratamento inicial é denominado secagem do gás natural (normalmente realizado junto à jazida) e é feito em Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) conforme apresentado na figura 1, resultando, de um lado, gás natural seco e, de outro, líquidos de gás natural (LGN).

Durante o processo de secagem do gás natural nas UPGN são também removidos contaminantes ou reduzidos seus teores para atender às especificações demandadas pelo mercado.

O gás natural seco (forma pela qual normalmente ele é comercializado) é composto de uma mistura de metano e etano, com reduzidíssimas proporções de outros hidrocarbonetos e de contaminantes. A proporção de metano nesta mistura é, normalmente, de 80% a 95%.

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

- Gás liquefeito de petróleo (GLP) – propano e butano, usados no Brasil principalmente como combustível doméstico;
- Gasolina natural – pentanos e hidrocarbonetos de maior peso molecular utilizada para a formulação de gasolinhas automotivas e como

matéria-prima para as unidades petroquímicas na produção de olefinas (eteno e propeno).

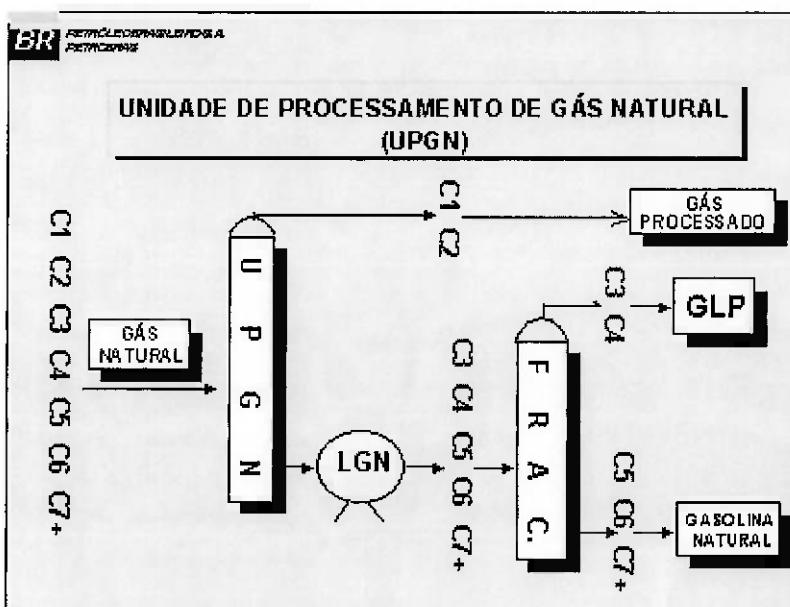


Figura 1: Esquema de uma UPGN

Fonte: site BR Distribuidora SA

- Transporte ou Transmissão

Das UPGNs, o gás seco é transportado até os pontos de entrega para as empresas distribuidoras ou diretamente para um grande consumidor. O transporte do gás natural pode ser feito por meio de dutos, em cilindros de alta pressão (como GNC – gás natural comprimido ou no estado líquido, como GNL – gás natural liquefeito), ou por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos (ANP, 2003).

A etapa do transporte é o objetivo deste estudo. Nesta são identificados três diferentes tipos de segmentos: Gasoduto, Estações de Compressão e City Gates, que serão destacados posteriormente.

- Distribuição e comercialização

Após a etapa de transporte, o gás natural pode ser comprado pelas concessionárias de distribuição estaduais e então ser vendido para os consumidores

finais a partir dos ramais de distribuição. O gás das distribuidoras é proveniente do segmento de transporte, porém, com a pressão reduzida para que a entrega ao consumidor possa ser realizada por pequenas redes de dutos que operam com volume reduzido de gás e tubulações com diâmetros inferiores aos gasodutos (CTPETRo, 2003).

4.4. Vantagens do gás natural

A queima de qualquer combustível gera produtos poluentes para o meio ambiente. O resultado da queima desses produtos são as emissões de Monóxido de Carbono (CO), Óxido de Nitrogênio (NOx) e Dióxido de carbono (CO₂) e Óxido de Enxofre (SOx).

Durante sua queima, o gás natural é considerado o combustível fóssil de maior excelência quando comparado com outros combustíveis. Na série de artigos World Bank Discussion Papers n. 190, "Natural Gas in Developing Countries", John Homer (1993, p. 14) afirma que existem três características principais sobre essa fonte que o faz assumir a condição de "combustível limpo". São elas: não contém partículas sólidas ou material inorgânico e, por isso, não permite a ascensão de partículas para emissão de poluentes ou para a produção de cinzas; contém normalmente uma pequena quantidade de enxofre e, logo, não permite a ascensão de partículas para os tipos de emissão do SO₂ característica da combustão do carvão e dos combustíveis a base de óleo e emite baixas quantidades de CO₂ por unidade de produção de energia.

Na Matriz Energética Mundial (Gráfico 1) verifica-se que o mercado mundial de gás natural ocupa a terceira posição por quantidade de uso.

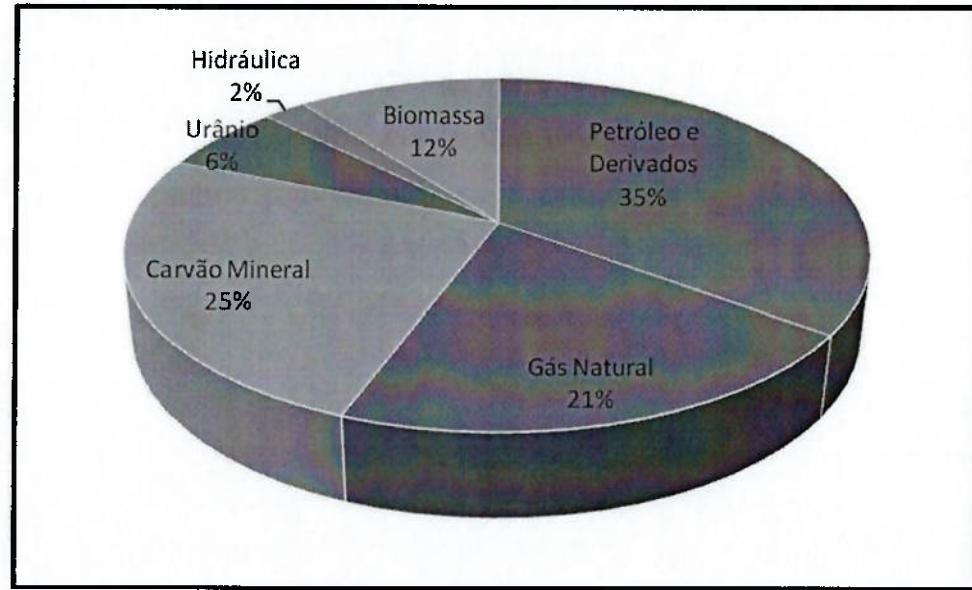


Gráfico 1: Matriz Energética Mundial (2006)

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2006

Na Matriz Energética Nacional (Gráfico 2), o gás natural ocupa a quarta posição. Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) o gás natural é o energético que apresenta as maiores taxas de crescimento: subiu de 3,7% em 1998 para 9,6% em 2006. Este crescimento ocorreu principalmente pela substituição do óleo combustível na indústria e aumento do uso no transporte automotivo.

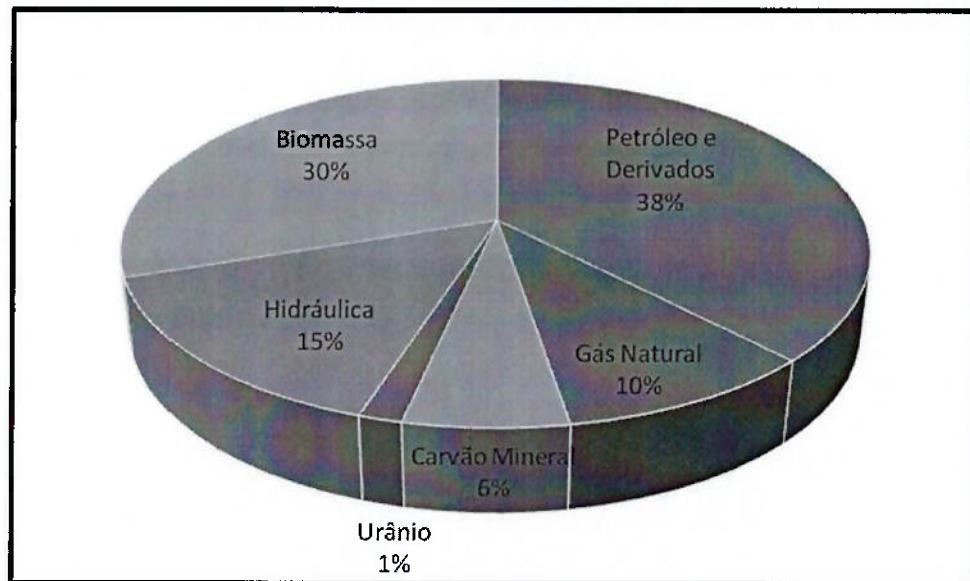


Gráfico 2: Matriz Energética Nacional (2006)

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2006

As reservas de gás natural no continente não são distribuídas de forma uniforme entre os países, sendo necessário fazer o transporte deste gás para abastecimento de países com poucas reservas. O transporte do gás natural é feito por Gasoduto, Rodoviário, Ferroviário e por via marítima ou uma combinação dos meios.

Na figura 2 (Usos do gás natural) mostra-se a quantidade de gás usada por setor; ressalta-se que o setor de transporte utiliza 80% do total.

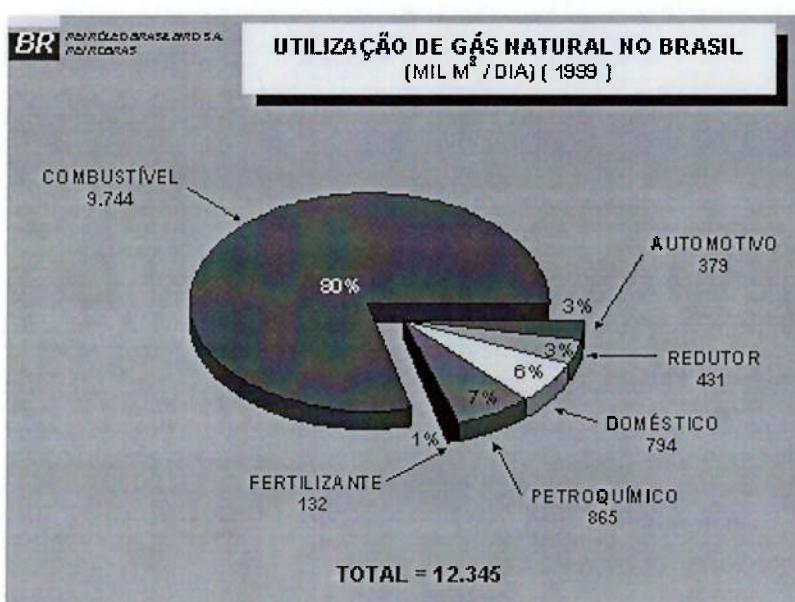


Figura 2 – Usos do gás natural/
Fonte: site BR, 1999

A estimativa de mercado para uso do gás natural para o ano de 2015 feito pela Petrobrás com base nas reservas encontradas é destacado na tabela abaixo.

Tabela 3: Demanda Nacional de Gás Natural

Estimativa de mercado 2015	milhões m ³ /dia
Industrial	41 a 43
Veicular	14 a 20
Residencial, comercial e serviços	6 a 8
Térmicas e consumo interno Petrobras	40 a 55
total	101 a 127

Fonte: Petrobrás, 2006

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2007 com dados do ano base de 2006, a quantidade de gás natural ofertado no território nacional foi de 48,5 milhões de m³/dia. A quantidade de gás importado da Bolívia é de 13 milhões de m³/dia e tem capacidade de importação de 30 m³/dia.

Com as novas descobertas de reservas na Bacia de Santos, a Petrobrás estabeleceu um Plano Diretor para Desenvolvimento da Produção de Gás Natural e Petróleo da Bacia de Santos que prevê a mais nova unidade de exploração e produção que será instalada na cidade de Santos (SP). A Petrobras e seus parceiros deverão investir cerca de US\$ 18 bilhões, nos próximos 10 anos, em atividades de exploração e produção naquela Bacia.(Petrobrás, 2006)

O Plano Diretor prevê um acréscimo de cerca de 12 milhões de m³/dia no fornecimento de gás ao mercado do Sudeste, já a partir do segundo semestre de 2008. Até o final de 2010, esse volume deverá elevar-se para aproximadamente 30 milhões de m³/dia.

A localização dos cinco Pólos de Produção está apresentada na figura 3.

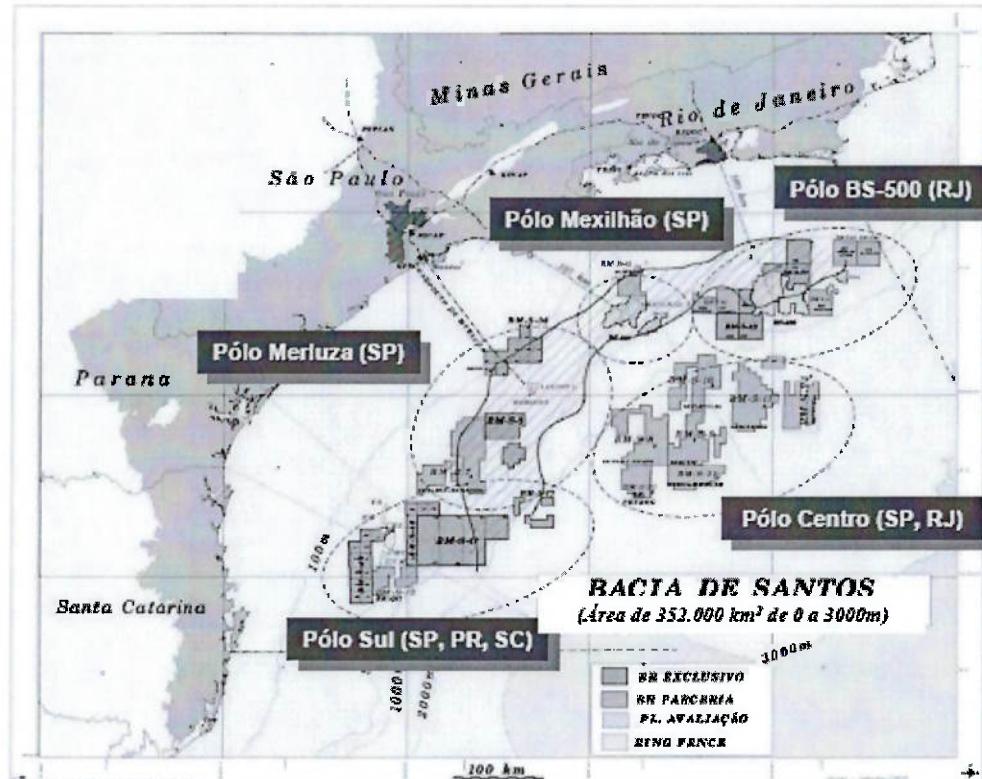


Figura 3 : Pólos de produção da Bacia de Santos
Fonte: Petrobrás, 2006

4.5 Operação: Gasoduto, Estação de Compressão e City Gates

De acordo com Salgado (2004), o transporte do gás natural por gasoduto é o meio mais conveniente para realizar o abastecimento ininterrupto de gás natural a partir da distribuição aos consumidores finais. Os diâmetros dos gasodutos principais variam entre 16 a 42 polegadas, já as ramificações da linha principal geralmente possuem diâmetros entre 6 e 16 polegadas (RIGOLIN, 2007).

Os dutos de transporte de gás são, em sua maioria, produzidos em segmentos de aço unidos através de soldas especiais e revestidos com uma camada protetora que varia de acordo com o local por onde o duto vai passar. Ao longo da maior parte dos gasodutos há válvulas de bloqueio automático para manutenção preventiva e para isolar trechos no caso de ruptura.

As valas que são abertas para a passagem do gasoduto possuem profundidade entre 1 e 4 metros. Os segmentos dos dutos são soldados uns aos outros e colocados no interior da vala. Para aferição de seu desempenho realiza-se um teste hidrostático que consiste em preencher com água à mesma pressão que o gás ficará durante a operação do duto para verificar se não há falhas ou fissuras ao longo do gasoduto. Após serem realizados os testes, o duto é coberto pela camada de terra que foi retirada da Val; sinalizações de segurança são espalhadas por todo o trajeto do gasoduto (RIGOLIN, 2007).

Os gasodutos devem ser delimitados pela faixa de servidão (10 metros de cada lado). Esse local deve estar sempre limpo, visível e com os acessos livres de obstáculos e detritos. O objetivo da faixa de servidão é delimitar o traçado do gasoduto, protegê-lo e identificar os locais de instalação dos equipamentos de controle e operação e impedir escavações, construções, ocupações e obras em geral no limite da faixa.

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

são os elementos motores e de controle do sistema de transporte de gás.
(CTGÁS,2008)

A figura 4 mostra esquematicamente esta operação. Na parte superior está indicada a variação da pressão que cai ao longo da tubulação, tornando necessária uma estação de compressão para eleva-la e assim sucessivamente até o ponto de destino.

Nos dutos de transporte de longa distância, as pressões usuais podem atingir de 100 a 150 kg/cm² logo após a estação de compressão, caindo, ao longo do duto, até cerca de 30 a 40 kg/cm², quando haverá outra estação de compressão. Este ciclo pode se repetir várias vezes, permitindo atingir distâncias praticamente ilimitadas.

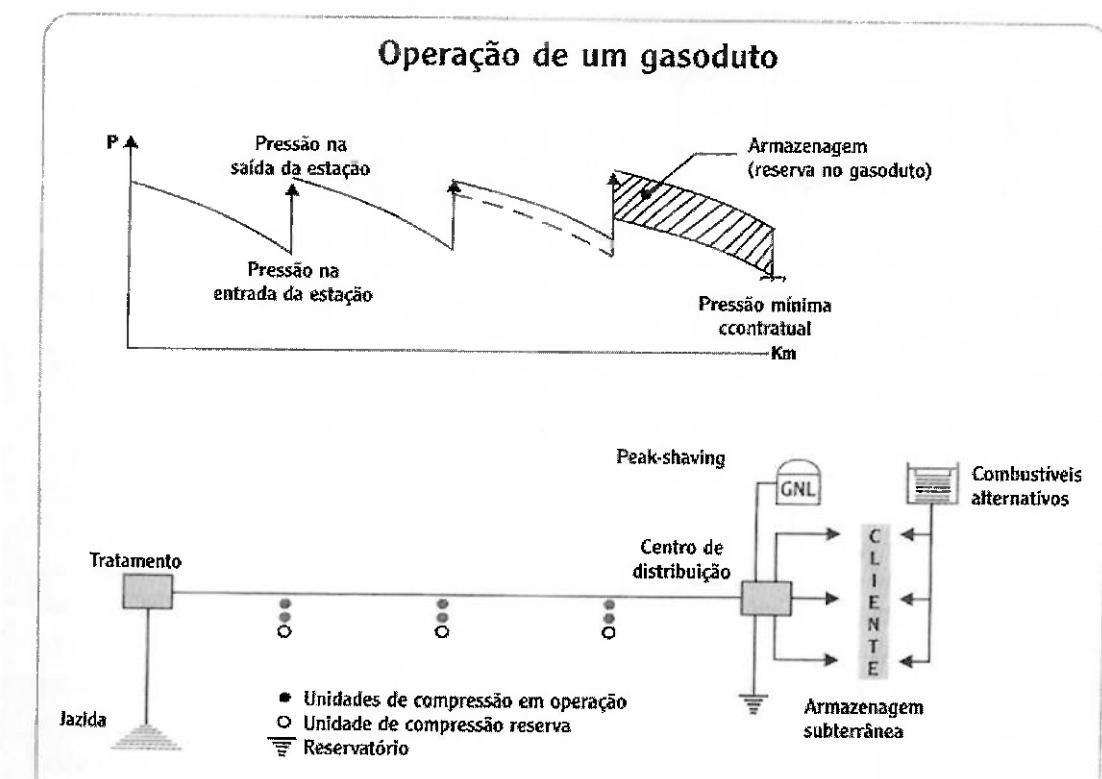


Figura 4 Representação de uma estação de compressão

Fonte: site CTGÁS, 2008

Normalmente as estações de compressão estão localizadas a cada 150 a 600 km (CTGÁS, 2008).

Os *city gates* (responsáveis pela filtragem, aquecimento, regulagem de pressão e medição do volume de gás fornecido), além de determinar a composição do gás a partir de análise por um cromatografia, são estações de entrega do gás na região de interesse. Também conhecidos como estação de redução de pressão e de medição, são compostos por válvulas de redução de pressão, de bloqueio automático e/ou alívio de pressão. Esse tipo de estação é instalado em cada ponto de entrega com o objetivo de adequar a pressão para o uso. Os medidores de vazão também servem para registrar o gás natural consumido (Transpetro, 2004).

4.6 O Gasbol

No início da década de 90, em resposta às demandas de setores da sociedade, o governo brasileiro concluiu análise completa das necessidades futuras de energia do País. O "Reexame da Matriz Energética Nacional" recomendava a elevação da participação do gás natural na matriz energética dos 2% em 1990 para, no mínimo, 4,5% em 2000 e 6 % em 2010. Posteriormente, a Comissão do Gás, criada em julho de 1991 com objetivo de propor diretrizes e indicar as ações a serem adotadas para viabilizar a maior utilização do gás natural, recomendou que a Secretaria Nacional de Energia devesse, entre outras providências:

promover as ações necessárias no sentido de viabilizar, técnica e economicamente, no menor prazo possível, a importação de gás natural da Bolívia, para o atendimento dos mercados dos Estados da Região Sudeste, da Região Sul e do Estado do Mato Grosso do Sul

Além disso, "a Petrobras deveria retomar os estudos para importação de gás da Argentina, via gasoduto, e de outras fontes sob a forma de gás natural liquefeito (GNL), visando a complementação da oferta nacional". O relatório da Comissão, que foi aprovado pelo Presidente da República em março de 1993, apresentava a meta de 12% de participação do gás natural no consumo de energia primária no Brasil em 2010.

A importação de gás da Bolívia apresentou-se como a melhor alternativa entre as opções consideradas para aumentar a oferta de gás no País, considerando-se também aspectos de política externa do Brasil e a possibilidade de integração futura com os campos produtores de gás da Argentina e o de Camisea no Peru.

Para construção e operação do gasoduto foram constituídas duas companhias: uma do lado boliviano, a Gas Transboliviano S.A. (GTB) e outra do lado brasileiro, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG). Ambas as empresas têm sociedade com a Petrobras, através de sua subsidiária Gaspetro - Petrobras Gás S.A. (Ex-Petrofertil); a BBPP Holdings Ltda, formada pela Broken Hill Proprietary Company - BHP, El Paso Energy e British Gas Americas Inc.; a Enron (Bolívia) C.V.; a Shell e Fundos de Pensão Bolivianos.

-O TRECHO BOLIVIANO

O Gasoduto começa na localidade boliviana de Rio Grande (um povoado com apenas 400 habitantes de origem indígena), a 40 quilômetros ao sul de Santa Cruz de la Sierra e se estende por 557 km até Porto Suárez, na fronteira com o Brasil (site TBG)

-O TRECHO BRASILEIRO

O Gasoduto entra em solo brasileiro por Corumbá, Mato Grosso do Sul. A partir daí, o transporte do gás natural é de responsabilidade da TBG.

No Mato Grosso do Sul o gasoduto atravessa 11 municípios – 6 rodovias, 1 ferrovia; 385 propriedades; 9 rios Em São Paulo, passa por 71 municípios, 30 rodovias; 9 ferrovias; 1.336 propriedades; 11 rios. No Paraná passa por 13 municípios; 4 rodovias; 1 ferrovia; 581 propriedades e 1 rio. Em Santa Catarina passa por 27 municípios, 10 rodovias; 2.150 propriedades e 7 rios.



Figura 5 - Gasbol

Fonte: Site Gasnet

E for fim no Rio Grande do Sul passa por 15 municípios, 6 rodovias; 522 propriedades e 1 rio.

A extensão total do Gasbol é de: 3.150 km (557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil). (fonte: site TBG)

A capacidade total de fornecimento no Gasbol é de 30,08 milhões de metros cúbicos (equivalentes a 200 mil barris/dia de petróleo).

O volume total de gás natural transportado pela TBG em 2007 foi de 9,68 bilhões de m³, o que corresponde a 26,5 milhões de m³/dia, um crescimento de 8,5% sobre os números atingidos em 2006. (Relatório Anual 2007 – TBG).

Operam no sistema 19 estações de compressão (4 na Bolívia e 15 no Brasil), ao longo do trecho Bolívia-Brasil possui 40 *city Gates* instaladas.

4.7. Emissões Ambientais relacionadas ao transporte via gasoduto

A indústria do gás natural é dividida em três etapas que vão desde a extração do produto nos campos, até sua distribuição para os consumidores finais. Dentre essas etapas está o transporte que se subdivide em três segmentos cujas atividades desenvolvidas têm o potencial de provocar impactos sobre o meio ambiente (Salgado, 2004).

- Impactos ambientais causados por emissões de gases para a atmosfera (gases de efeito estufa e gases poluentes);
- Impactos associados à geração de ruídos;
- Impactos associados à geração de resíduos sólidos.

Os impactos associados à geração de ruídos não são foco deste trabalho porque as instalações estão em zonas não urbanas, e os impactos associados à geração de resíduos sólidos também não é foco deste trabalho.

Segundo SALGADO, 2004, os impactos ambientais relacionados ao transporte de gás natural são causados principalmente por emissões de gases para a atmosfera (gases de efeito estufa e gases poluentes).

As emissões que podem ocorrer durante o transporte de gás natural via gasoduto podem ser classificadas como emissões estacionárias, não estacionárias, fugitivas, *vents* e provenientes da combustão.

4.7.1 Métodos de medição de Emissões Estacionárias

As emissões estacionárias resultam de vazamentos não intencionais oriundos de superfícies seladas. Os métodos mais comumente utilizados para a medição deste tipo são: Método de Medida de Componente e Método do Gás Traçador.

O método da medida de componente consiste em determinar a emissão em válvulas, selos e outras conexões, seguida pela sua soma (de todos os componentes de uma dada instalação) com a finalidade de se estimar o volume (ou massa) total das emissões. Normalmente, a abordagem consiste em se efetuar a medição dos vazamentos de diversos componentes selecionados aleatoriamente, e determinar uma taxa de emissão média ou fator de emissão para cada um dos tipos de componentes.

O método do gás traçador consiste na liberação de um gás (usualmente hexafluoreto de enxofre) numa taxa constante, em local próximo à fonte de emissão, e na posterior medição das concentrações de metano e de gás traçador no ar à jusante. Assumindo-se a completa mistura do metano com o gás traçador, além de dispersão idêntica de ambos os gases, a razão das concentrações de gás traçador e metano no ar deverá ser igual à razão da concentração de gás traçador no metano no ponto de emissão. Desta forma, a taxa de emissão de metano poderá ser calculada. Este método é muito utilizado para a estimativa de emissões em *city gates*.

4.7.2 Método das emissões não estacionárias

Para o caso de algumas fontes de emissão, tais como liberações de metano durante manutenções e/ou inspeções, de forma geral estão disponíveis nas empresas séries históricas de registros, e desta forma, pode ser feito um cálculo razoável de emissões anuais. Por outro lado, muitas outras formas de emissões não estacionárias não são registradas pelas empresas e, precisam, portanto, ser calculadas.

Cada fonte de emissões não estacionária requer a coleta de dados e a determinação de uma equação matemática particular que permita a quantificação das emissões médias anuais. De forma geral, todas as fontes não estacionárias de emissões requerem a disponibilização das seguintes informações:

- Caracterização técnica detalhada das fontes e identificação de parâmetros importantes que afetam as emissões;
- Dados de vários locais, que permitam o cálculo da emissão total de metano, por evento, a partir da utilização das equações correspondentes;
- dados de freqüência das liberações de metano para a atmosfera.

A estimativa de emissões da manutenção de rotina de um gasoduto é um exemplo de emissões calculadas para uma fonte não estacionária. Nesse caso, o volume, a pressão e a temperatura do gás contido no duto, antes da liberação, são utilizados para o cálculo das perdas quando do evento da operação de manutenção. Adicionalmente, uma freqüência média deste tipo de evento será necessária para o cálculo das perdas anuais.

Em alguns casos, as emissões por evento de algumas fontes estacionárias são medidas. Os dados de emissão gerados podem ser então, combinados com outros dados para quantificar as emissões anuais destas fontes. Alguns exemplos de onde tais medições podem ser feitas incluem a exaustão dos compressores e de equipamentos pneumáticos a gás.

4.7.3 Emissões Fugitivas

De acordo com SALGADO, 2004, as emissões fugitivas são causadas por vazamentos em equipamentos não intencionais oriundos de superfícies seladas, tais como compressores, *packings* e *gaskets*, ou oriundas de gasodutos subterrâneos com problemas de corrosão e/ou de problemas nas conexões.

Emissões fugitivas são geralmente medidas pelo método dos componentes, método do gás traçador ou do encapsulamento (bagging).

. 4.7.4 Emissões de Vents

São emissões previstas em projeto ou operacionais. Exemplos deste tipo de emissão incluem: emissões contínuas de *vents* de processo, operação de manutenção tais como *blowDowns*; e pequenas fontes individuais de emissão, tais como *vents* pneumáticos.

4.7.5 Emissões de Combustão

As emissões de combustão podem resultar da queima incompleta do metano em queimadores, *flares* e motores.

Este trabalho trata apenas das emissões fugitivas.

5. Metodologia

O inventário foi realizado a partir de dados de fatores de emissões da agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (U.S. EPA) usando a publicação de número: EPA – 453/R-95-017 com título: 1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates (Protocolo para estimativa de emissões por vazamento em equipamentos).

O fator de emissão (Tabela 4 – Fator de emissão por equipamento) é um valor representativo para cada equipamento que relaciona a quantidade de um poluente liberado para a atmosfera (emissões fugitivas) com uma atividade associada à mesma.

Para obter os valores dos fatores de emissão foi usado o método do encapsulamento (*bagging*). Esse método consiste em isolar o equipamento que será analisado com o ensacamento do mesmo e, posterior medida da concentração dos poluentes por equipamentos e procedimentos labororiais.

Por meio do uso do fator de emissão obtém-se a emissão total conforme a equação:

$$E = F * N * f * t$$

Onde:

E= emissão total de uma substância (kg ano^{-1});

F= fração de uma substância;

N= número de fontes;

f= fator de emissão ($\text{kg h}^{-1} \text{fonte}^{-1}$);

t= tempo de operação (h ano^{-1}).

Tabela 4 Fator de emissão por equipamento

Equipamento	serviço	fator de emissão (kg/h)
Válvulas	Gás	4.5E-03
	O petróleo pesado	8.4E-06
	Óleo leve	2.5E-03
	Água / óleo	9.8E-05
Selagem de bombas	Gás	2.4E-03
	O petróleo pesado	NA (*)
	Óleo leve	1.3E-02
	Água / óleo	2.4E-05
outros (**)	Gás	8.8E-03
	O petróleo pesado	3.2E-05
	Óleo leve	7.5E-03
	Água / óleo	1.4E-02
Conectores	Gás	2.0E-04
	O petróleo pesado	7.5E-06
	Óleo leve	2.1E-04
	Água / óleo	1.1E-04
Flanges	Gás	3.9E-04
	O petróleo pesado	3.9E-07
	Óleo leve	1.1E-04
	Água / óleo	2.9E-06
Linhas abertas/fechadas	Gás	2.0E-03
	O petróleo pesado	1.4E-04
	Óleo leve	1.4E-03
	Água / óleo	2.5E-04

Fonte: U.S. EPA

(*) "NA" indica que não foram encontrados dados suficientes para desenvolver o referido fator de emissão

(**) O "outros" tipo de equipamento deve ser aplicada para qualquer equipamento tipo diferente de conectores, flanges, abertos em linhas, bombas ou válvulas.

6. Resultados

O projeto trata do gás natural proveniente da Bolívia e transportado no Gasoduto Gasbol pela TBG, de forma que a fração da substância referente ao CH₄ adotada na fórmula para cálculo do fator de emissão é 0,918 (Petrobrás, 2008).

City Gate

A quantidade de equipamentos foi levantada a partir de uma planta do *City Gate* concedida pela TBG na biblioteca de sua filial em Campinas. Para os equipamentos listados na tabela 5, foram utilizados os fatores de emissão (U.S. EPA 1995) apresentados na tabela 4 (fator de emissão por equipamento).

De posse da quantidade de equipamentos e o fator de emissão obtiveram-se as emissões totais por fonte.

A tabela 5 abaixo refere-se aos resultados das emissões fugitivas obtidos no *City Gate*.

Tabela 5 Resultados das emissões fugitivas anuais em um *city gate*.

City Gate			
Equipamento	Quantidade	Fator de emissão (kg/h)	Emissões totais (kg/ano)
Válvulas	21	0,0045	0,08675
Selagem de bombas	0	0,0024	0,00000
Conectores	51	0,0002	0,00936
Flanges	38	0,00039	0,01360
Outros	1886	0,0088	15,23586
total	1996		15,34558

Contabilizando o número de equipamentos com emissão e o tempo de operação (h/ano) de um *city gate*, obteve-se um valor total de emissão anual de metano (CH₄) de 15,34 Kg.

Avaliando a distribuição total das emissões fugitivas geradas, verificou-se que os outros equipamentos foram responsáveis por 99% das emissões fugitivas do city gate.

De acordo com o Diretor de Planejamento da TBG Campinas, todos os *city gates* operam em pressões equivalentes e, portanto, possuem números de equipamentos similares, em todo o sistema da Gasbol operam 40 *city gates*. (TBG, 2008). Dessa forma, a quantidade total de metano emitido pelo *city gate* por ano é de 813,823 Kg.

Estação de Compressão

A quantidade de equipamentos foi levantada a partir da planta de uma Estação de Compressão concedida pela TBG na biblioteca de sua filial em Campinas. Não foi disponibilizada cópia da planta. Para os equipamentos listados na tabela 6, foram utilizados os fatores de emissão (U.S. EPA 1995) apresentados na tabela 4 (fator de emissão por equipamento).

De posse da quantidade de equipamentos e o fator de emissão obtiveram-se as emissões totais por fonte.

A tabela 6 refere-se aos resultados das emissões fugitivas obtidos na Estação de Compressão.

Tabela 6 - Resultados das emissões fugitivas anuais de uma Estação de Compressão

Estação de Compressão			
Equipamento	Quantidade	Fator de emissão (kg/h)	Emissões totais (kg/ano)
Válvulas	20	0,0045	0,0826
Selagem de bombas	8	0,0024	0,0176
Conectores	60	0,0002	0,0110
Flanges	64	0,00039	0,0229
Outros	2125	0,0088	17,1666
total			17,3008

Contabilizando o número de equipamentos com emissão e o tempo de operação (h/ano) de uma estação de compressão, obteve-se um valor total de emissão anual de metano (CH₄) de 17,30 Kg.

Avaliando a distribuição total das emissões fugitivas geradas, verificou-se que os outros equipamentos foram responsáveis por 99% das emissões fugitivas da estação de compressão.

De acordo com o Diretor de Planejamento da TBG Campinas, as estações de compressão não tem projetos parecidos, e como no acervo da biblioteca não constavam todas as plantas das 16 estações de compressão que operam no sistema, não foi possível fazer a contagem de todos os equipamentos em todas as plantas. Para o trabalho foi considerado que as estações são similares, o que gera uma quantidade total de poluente emitido pela estação de compressão por ano de 276,81 Kg.

Gasoduto

Para o cálculo do total de emissões no Gasoduto foram consideradas apenas as válvulas de bloqueio. Na tabela 7 estão apresentados os resultados obtidos através da aplicação da fórmula do fator de emissão.

Tabela 7 Resultados das emissões fugitivas totais anuais em válvulas

Gasoduto			
Equipamento	Quantidade	Fator de emissão (kg/h)	Emissões totais (kg/ano)
Válvulas	1	0,0045	0,00413

Durante o percurso do Gasbol estão em operação 115 válvulas de bloqueio. O resultado do total de emissão fugitiva anual obtido no gasoduto é de 0,47 Kg

Síntese dos resultados

A soma total de perdas anuais de CH₄ no sistema é de 891,11 Kg (Tabela 8).

Tabela 8 - Resultados das emissões fugitivas anuais totais no sistema Gasbol

	quantidade	emissão unitária anual (kg)	emissão total anual do sistema (kg)
City Gate	40	15,345582	613,823
Est. Compressão	16	17,300775	276,812
Gasoduto	115	0,004131	0,475
Total			891,111

A maior contribuição unitária acontece na estação de compressão, mas como o número de *city gates* é superior ao de estações de compressão, então, no total, as emissões dos *city gates* correspondem a 69% das emissões totais anuais, seguido pelas estações de compressão com 31%, como pode ser observado na gráfico 3.

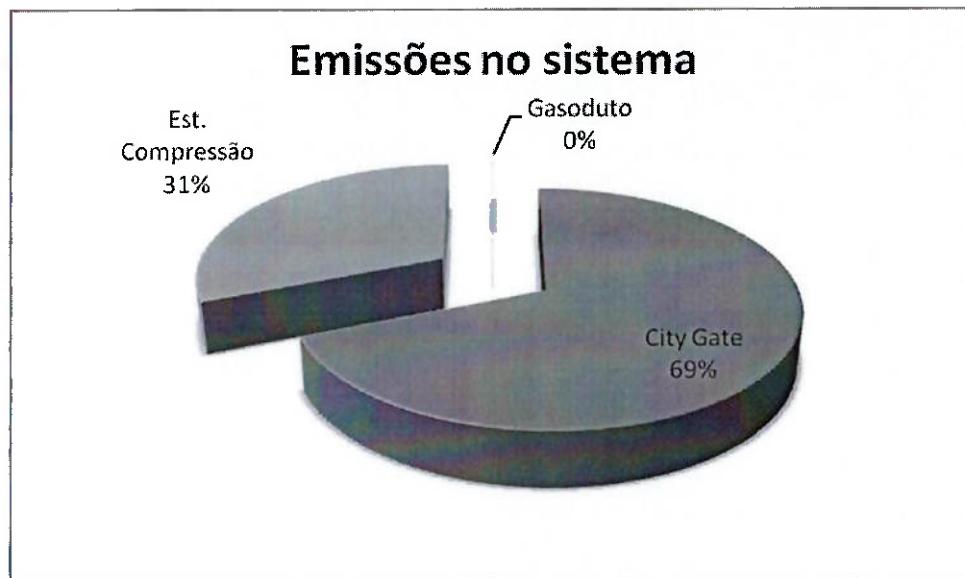


Gráfico 3: Distribuição das emissões fugitivas anuais no sistema Gasbol.

Com base no inventário realizado conclui-se que o maior responsável pelas emissões que ocorrem no transporte de gás natural via Gasoduto (Gasbol) são as emissões fugitivas no *city gate* em destaque o os outros equipamentos, pela sua

superior quantidade como equipamento crítico. Essas emissões equivalem a 18.713 Kg de CO₂ equivalente.

7. DISCUSSÃO

O trabalho apresentou uma estimativa das emissões fugitivas no Gasbol. Deve-se ressaltar que não foi realizado um inventário total das emissões porque para isso teriam que ser consideradas as emissões associadas à produção nos poços de gás, eventuais vazamentos, emissões vinculadas às UPGN, na distribuição deste energético e uso final.

A metodologia utilizada é internacional, foi elaborada para as condições da região de sua origem. Seria necessário revisar e adequar a metodologia para uso nacional, pois o maior número de equipamentos (considerados outros na metodologia) existentes nas estações de compressão e city Gates não possui fator de emissão individual, o que pode prejudicar o resultado final das emissões.

As estimativas de fatores de emissão são de difícil obtenção por necessitar de grande investimento financeiro, e como não existe uma lei que obrigue as empresas nacionais terem dados de seus inventários, não será criada em curto prazo uma metodologia segura para uso nacional.

Os países em desenvolvimento como é o caso do Brasil, não são obrigados a reduzir as suas emissões e nem de inventariar na primeira fase do Protocolo de Quioto, que vai até 2012.

Ainda existe carência de legislação nacional que obrigue as empresas obter os seus inventários de GEE e principalmente limitar suas emissões. A possível inclusão do Brasil no conjunto de países que teriam metas a cumprir na segunda fase do Protocolo de Quioto, certamente envolverá a atualização de inventários de GEE e a negociação de metas para os setores principais, como o de energia. Somente a partir desta data será possível obter os valores dos inventários e verificar ano a ano se está sendo diminuída a quantidade de GEE lançada para a atmosfera.

As empresas que possuem inventário o fazem por livre vontade, como por exemplo a Petrobrás que já verifica vantagens em fazer o inventário de suas emissões pois serve de ferramenta de gestão empresarial e torna possível a gerência de suas atividades e com isso demonstra a sua responsabilidade com o ambiente e a sociedade.

No inventário de emissões de GEE da Petrobrás foi publicado o valor referente as emissões atmosféricas do metano no ano de 2003 igual a 105.419 toneladas. Nesse inventário as emissões fugitivas não são contabilizadas em separado.

Com posse das quantidades de parte de sua operação, a empresa responsável pode identificar suas próprias interferências negativas no ambiente e mitigá-las, implicando em um novo tipo de relacionamento com o meio ambiente e consequentemente com a sociedade.

Propostas para Trabalhos Futuros

O Brasil possui área territorial de 8.514.876 km², população de 169.779.170 habitantes segundo censo do IBGE realizado em 2000, e um potencia de uso do gás natural superior a 100 milhões de metros cúbicos nos próximos anos. Após dar início a segunda etapa do protocolo de Quioto, será necessário inventariar as emissões de todo o sistema do gás natural, então seria de fundamental importância se fosse feito um estudo das estimativas das emissões em todos os modos de transporte (gasoduto, GNL, GNC e Navio) do gás com o intuito de comparar qual desses modais emite menor quantidade de metano para a atmosfera e fazer a implantação desses modais não considerando apenas aspectos financeiros, e sim com o pensamento voltado para o desenvolvimento sustentável, de forma que seja feita a escolha pelo modo de transporte com menor potencial poluidor.

Medidas de mitigação e controle:

Na selagem de bombas, seria necessário implementar programas de detecção de vazamento e reparos;

Nas Válvulas e flanges seria necessária a realização de manutenção periódica;

Fazer uma vistoria periódicas com equipamentos que detectam vazamento de gás natural nas unidades de city gate e estação de compressão.

O gás natural é inodoro, e apenas as empresas de distribuição são obrigadas a acrescer o odorizante no gás antes da entrega, então vazamentos no sistema de transporte via gasoduto só são detectados por ruído. Para detecção e controle de vazamentos, seria ideal o uso deste odorizante já na saída das UPGN.

8. CONCLUSÃO

Os objetivos principais deste trabalho foram quantificar as emissões fugitivas do gás metano e identificar oportunidades de redução das mesmas para o transporte de gás natural via gasoduto, estação de compressão e *city gates*. Através da utilização da metodologia da U.S. EPA foi possível quantificar as emissões do Gasbol.

Desta forma, é possível afirmar que o trabalho cumpriu o seu objetivo.

Após este inventário, a empresa responsável pelo transporte do gás, conhecendo algumas das principais fontes de emissões poderá monitorá-las, para verificar se as estimativas estão corretas, e caso estejam, realizar modificações e tomar providências com o intuito de amenizar e/ou eliminar as emissões de gases.

A confecção de um inventário de emissões de GEE é um importante passo inicial que uma companhia deve tomar no sentido de construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas.

Finalmente, a essência da solução do problema das mudanças climáticas, assim como de toda questão ambiental, econômica e social, está na reavaliação dos valores que fundamentam o atual sistema de produção econômica. Por mais que se criem mecanismos jurídicos e econômicos para enfrentar o problema, sem essa necessária reflexão, provavelmente as mudanças, se acontecerem, serão em ritmo mais lento que o necessário para a sustentabilidade da vida humana na Terra. Em outras palavras, o modo de vida da sociedade deve ser repensado. A manutenção da opção atual pelo uso intensivo dos combustíveis fósseis vai levar a sociedade a uma situação insustentável num futuro próximo.

Alcançar plenamente o desenvolvimento sustentável permanece como uma meta ideal e, talvez, inatingível. Uma estratégia menos ambiciosa, porém mais focalizada e factível, seria “fazer um desenvolvimento mais sustentável”.

Este estudo não pretende desaprovar o uso do gás natural na matriz energética, pelo contrário, pretende que este combustível fóssil seja aproveitado de forma adequada. A comprovada disponibilidade de reservas de gás natural no território nacional e em países vizinhos não pode ser negligenciada. No entanto, é fundamental que esteja presente a preocupação com o potencial aumento de intensificação do efeito estufa.

A conclusão principal é a de que este energético deve ser usado de forma inteligente e racional pois já é comprovado que o uso do gás natural se justifica pela sua “queima mais limpa” quando comparado com outros combustíveis fósseis e o carvão. Dessa forma, as emissões fugitivas determinarão se o uso do gás natural mitiga ou favorece o efeito estufa.

No mais, o estudo possibilitou um grande aprendizado pessoal.

9. Referências Bibliográficas

- GALVÃO, L.C.R; GRIMONI, J. A. B; UDAETA, M. E. M – Iniciação a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo – Editora da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- SCHWYTER, ANTON ALTINO – A Regulação da Distribuição de Gás Natural em São Paulo, questões e desafios, São Paulo, 2001
- MARTÍNEZ, A. RAFAEL – Impactos Sócio ambientais Gerados pela Construção de Gasodutos de Transporte em Áreas Tropicais Sensíveis – Proposta visando uma integração energética Sul Americana menos impactante, São Paulo, 2004
- CARRERA ZAMALLOA, GUIDO – Avaliação das Alternativas Tecnológicas (GNL e GTL) para a viabilização de Jazidas de Gás Natural remotas em Países em desenvolvimento, estudo de caso: Jazidas de Camisea no Peru, São Paulo, 2004
- RECHELO, NETO – GNL para Suprimento Interno e Exportação versus Gasodutos: oportunidade, Ameaças e Mito, São Paulo
- SILVA, FABIANA IONTA ANDRADE – Desmitificando o Gás Natural, São Paulo
- MOSCARDI, JEAN PROST – Impactos Ambientais decorrentes de vazamento de Gás Natural de baixa e média pressões, na área urbana central do município de São Paulo, 2005
- SALGADO, VIVIAN GULLO – Indicadores de Ecoeficiência para o Transporte de Gás Natural, Rio de Janeiro, 2004.
- CHEHEBE, J.R.B., Análise de Ciclo de Vida de produto: ferramenta gerencial da ISO14000. Rio de Janeiro, Qualitymark, 1998.

CURRAN, M.A., Environment life-cycle assessment, New York, McGraw-Hill, 1996,
73 p.

MATAI, P.H.L.S. - Notas de aula da disciplina Petróleo Instituto de
Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2002.

NEIVA, Jucy – Conheça o Petróleo – Editora Ao Livro Técnico, 5ª edição, Rio de Janeiro, 1986.

NORMA ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR ISO 14040 –
Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura.
Comitê Brasileiro de Gestão Ambiental, Rio de Janeiro, 2001.

www.petrobras.com.br (diversas datas de acesso)

GALVÃO, L.C.R; GRIMONI, J. A.B; Udaeta, M.E.M.- Iniciação a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo – Editora da Universidade de São Paulo

IEA, Natural Gas Prospects 2010, " 1986; The Institute of Applied Energy. "Report of the Corroborative Study of Assessment of the Impact of Thermal Power Plants on the Atmosphere," March, 1990

IEA, Information Paper, 2003." Emission reductions in the Natural Gas sector through project – based mechanisms.

IPCC, Climate Change 2007, "Synthesis Report Summary for Policymakers.

Abreu, Percy Louzada de; Martinez, José Antonio. Gás natural o combustível do novo milênio. Porto Alegre, 2003. 82 p.