

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

Dissertação de Mestrado

**Estudo dos Usos de Gás Natural no Estado de
São Paulo, Considerando-se a Implantação do
Gasoduto Brasil-Bolívia**

Autor: Antônio Carlos Tobias Mendes
Orientador: Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá

SÃO PAULO
agosto, 1996

E
S 620.92
C M 538e
S T - USP
EA
ODERÁ



Sumário

Resumo	i
“Abstract”	ii
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Objeto do estudo	01
1.2 Objetivos	03
1.3 Abrangência do Trabalho e a Organização do Texto	05

Capítulo 2 - O gás natural

2.1 Introdução	08
2.2 O gás natural no Brasil	10
2.3 O potencial de gás natural na América do Sul	13
2.4 Reservas de gás natural no Brasil	15
2.5 A produção de gás natural no Brasil	16
2.6 A oferta de gás natural no Brasil	17
2.7 A demanda de gás natural no Brasil	18
2.8 O gasoduto Brasil-Bolívia	21
2.9 Reservas bolivianas de gás natural	23
2.10 Custo do gasoduto Brasil-Bolívia	25
2.11 Custo de aproveitamento gás natural boliviano	26
2.12 Preço final em São Paulo	27
2.13 Gasoduto Integrado	28

Capítulo 3 - O panorama atual da energia em São Paulo

3.1 Produção de Energia Primária no Estado de São Paulo	29
3.2 Oferta Interna de Insumos Energéticos no Estado de São Paulo	31
3.3 Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos no Estado de São Paulo	33
3.3.1 Bagaço de cana	35
3.3.2 Energia elétrica	39
3.3.3 GLP	44
3.3.4 Óleo Diesel	45

3.3.5 Lenha	47
3.3.6 Óleo combustível	47
3.4. Evolução do Consumo Setorial de Insumos Energéticos	48
3.4.1 Setor industrial	48
3.4.2 Setor comercial	50
3.4.3 Setor residencial	53
3.5 A matriz energética das regiões próximas ao gasoduto Brasil-Bolívia	53
3.6 Consumo total das indústrias da região de Ribeirão Preto	59
3.7 Consumo total das indústrias da região de Matão	60
3.8 Consumo total das indústrias da região de Limeira	61
3.9 Consumo total das indústrias da região de Campinas	62
3.10 Consumo total das indústrias da região de Osasco	62

Capítulo 4 - Distribuição do gás canalizado no Estado de São Paulo

4.1 Distribuição do mercado de gás canalizado dentro dos diversos setores da economia	65
4.2 Comparação de preços dos insumos energéticos com o gás natural	68

Capítulo 5 - Mercado Potencial do Gás Natural Boliviano no Estado de São Paulo

5.1 Insumos energéticos potencialmente substituíveis	74
5.1.1 Óleo combustível	77
5.1.2 Lenha	79
5.1.3 GLP	80
5.1.4 Energia Elétrica	81
5.1.5 Óleo Diesel	83
5.2 A demanda de gás natural nos diversos setores	83
5.2.1 O setor industrial	84
5.2.2 O setor comercial	85
5.2.3 O setor de transportes	86
5.2.4 O setor residencial	87
5.3 A demanda de gás natural por regiões	87
5.3.1 Região de Campinas	90
5.3.2 Região de Limeira	92
5.3.3 Região de Osasco	95
5.3.4 Região de Matão	97
5.3.5 Região de Ribeirão Preto	99
5.4 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda	102

Capítulo 6 - Fatores econômicos

6.1 Introdução	112
6.2 Gasoduto Brasil-Bolívia	113
6.3 Estimativa de investimentos nas ramificações do gasoduto	114

Capítulo 7 - A Cogeração Em Indústrias e no Setor Terciário

7.1 Introdução	118
7.2 Histórico da cogeração	121
7.3 Formas de concepção da cogeração	122
7.4 A questão institucional da geração descentralizada no Brasil	125
7.5 Críticas à legislação vigente	127
7.6 Tecnologias de cogeração	130
7.6.1 Plantas que operam segundo os ciclos “bottoming”	130
7.6.2 Plantas que operam segundo os ciclos “topping”	133
7.6.2.1. Ciclos “topping” com turbinas a vapor	133
7.6.2.2 Ciclos “topping” com turbinas a gás	134
7.6.2.3 Sistemas de ciclo combinado	135
7.6.2.4 Com motores Diesel	137
7.7 Seleção das tecnologias	138
7.8 Fator de utilização de energia	139
7.8 A questão do rendimento energético	140

Capítulo 8 - O impacto ambiental provocado pela utilização do gás natural

8.1 Introdução	148
8.2 Algumas peculiaridades do gás natural	149
8.3 Os poluentes atmosféricos	151
8.3.1 Compostos sulfurosos	154
8.3.2 Compostos nitrogenados	156
8.3.3 Anidrido carbonoso	158
8.3.4 Anidrido carbônico	160
8.4 Utilização de gás natural em fontes fixas	161
8.5 Utilização de gás natural em veículos	163
8.6 Utilizações viáveis para o gás natural	164

Capítulo 9 -

9.1 Conclusões	168
9.2 Recomendações	171
9.3 Políticas energéticas	171

Referências Bibliográficas	172
-----------------------------------	-----

Agradecimentos

Ao Murilo Tadeu Werneck Fagá, amigo e orientador, a quem devo não só a orientação, mas também o apoio para a realização desta dissertação.

Aos meus pais e minha irmã, por tudo que representam para mim e pelo esforço que fizeram para que eu estudasse.

Ao António Carvalho de Sales Luís, de saudosa memória, pelas aulas brilhantes e pelo exemplo de abnegação, coragem e competência.

Ao Isaias de Carvalho Macedo pelos ensinamentos, pela cortesia e pela colaboração.

Ao Adnei Melges de Andrade pela colaboração prestada para a realização dos trabalhos.

À Ieda Correa Gomes, pela valiosa colaboração e por ter me concedido livre acesso aos estudos da Comgás.

À Lecy Pires Colnaghi pelas informações gentilmente cedidas.

A todos os professores e funcionários do IEE.

A todos os amigos e colegas que aqui não são citados nominalmente. A todos que de uma forma ou outra me incentivaram, me ajudaram e em mim confiaram. Muito obrigado!

Por fim, agradeço a Deus por me permitir sentir a beleza da vida.

Dedicatória

Dedico este trabalho à **Simone**, minha esposa, pelo apoio, incentivo e carinho que sempre recebi durante a realização do mesmo e pelos momentos inesquecíveis que desfrutamos juntos, ao longo desses anos de vida em comum. Ao **Adriano**, meu filho, por tudo que me representa, em especial pelas alegrias vividas e pelo amor que nos une.

Esta dissertação analisa o potencial de mercado do gás natural boliviano em trinta e sete municípios paulistas, localizados ao longo do gasoduto ainda em fase de projeto. A partir da análise dos últimos 15 anos da matriz energética, do Estado de São Paulo, é realizada uma extrapolação de tendência do crescimento da demanda de gás natural para os setores industrial, comercial, residencial e de transportes, até o ano 2015. Constata-se que a oferta é menor que a demanda existente e que somente no setor industrial, o gás natural pode substituir diretamente 116 MW de energia elétrica, utilizada no aquecimento de processo.

Este trabalho indica que a cogeração e a produção independente enquanto formas de geração descentralizada, utilizando gás natural e subprodutos da cana, é uma prática mais recomendável que a construção de uma unidade de termogeração centralizada e de grande escala.

Abstract

This work analyses the potential market for the Bolivian natural gas at thirty seven municipalities of the São Paulo State. These municipalities are located on the neighborhood of the proposed pipeline route. Data of the last 15 years allowed the extrapolation natural gas demand trend until the year 2015, for the industrial, commercial, residential and transport sectors. It was concluded that supply is smaller than demand and that is possible to substitute natural gas for 116 MW of currently used electric power in heat processes.

This work indicates that the cogeneration and decentralized independent power production, utilizing natural gas and sugar-cane by-products, is an option more attractive than the construction of a large centralized thermogeneration unit.

Lista de Figuras

Capítulo 2 - O gás natural

2.1 Variação do preço CIF de gás natural (US\$/MBTU)	10
2.2 Utilização de gás natural no Brasil - 1995	12

Capítulo 3 - O panorama atual da energia em São Paulo

3.1 Produção de Energia Primária no Estado de São Paulo	30
3.2 Produção de lenha no Estado de São Paulo	30
3.3 Produção de Energia Primária Renovável	31
3.4 Evolução da Oferta Interna de Energia no Estado de São Paulo	31
3.5 Evolução do Consumo Total de Energia Hidroelétrica em São Paulo	32
3.6 Evolução da Oferta Interna de Gás Natural no Estado de São Paulo	33
3.7 Evolução do Consumo dos Principais Insumos Energéticos	35
3.8 Evolução do Consumo de Bagaço de Cana para a Termoeletricidade	38
3.9 Evolução da Oferta e Consumo de Energia Elétrica no Estado de São Paulo	39
3.10 Evolução do Consumo Setorial de Energia Elétrica	40
3.11 Consumo Setorial de Energia Elétrica (%) - 1980	41
3.12 Consumo Setorial de Energia Elétrica (%) - 1994	41
3.13 Evolução do Consumo de GLP	45
3.14 Percentual de Destinação do Óleo Diesel no Setor de Transportes	46
3.15 Evolução do Consumo de Óleo Diesel	46
3.16 Evolução do Consumo Total de Lenha no Estado de São Paulo	47
3.17 Evolução do Consumo de Óleo Combustível no Estado de São Paulo	48
3.18 Evolução do Consumo Total de Energia no Setor Industrial do Estado	49
3.19 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Industrial - 1980	49
3.20 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Industrial - 1994	50
3.21 Evolução do Consumo dos Principais Insumos Energéticos do Setor Industrial	50
3.22 Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Comercial	51
3.23 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Comercial - 1980	52
3.24 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Comercial - 1994	52
3.25 Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Residencial	53
3.26 Distribuição percentual dos insumos energéticos no setor industrial das regiões próximas ao gasoduto	57

3.27 Total de Insumos Energéticos Substituíveis pelo Gás Natural	57
3.28 Utilização dos Insumos Energéticos no Setor Industrial das Regiões Próximas ao Gasoduto	58
3.29 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial de Ribeirão Preto	59
3.30 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial de Matão	60
3.31 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial de Limeira	62
3.32 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial de Campinas	63
3.33 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial de Osasco	64

Capítulo 4 - Distribuição do gás canalizado no Estado de São Paulo

4.1 Distribuição do gás natural por setor - 1995	66
--	----

Capítulo 5 - Mercado Potencial do Gás Natural Boliviano no Estado de São Paulo

5.1 Demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto Brasil-Bolívia - 1993	75
5.2 Principais demandas de gás natural por óleo combustível - 1993	78
5.3 Os cinco municípios com maiores capacidades de substituição de lenha por gás natural	79
5.4 Percentual de GLP consumido por setor nas regiões estudadas	80
5.5 Demanda percentual de insumos energéticos substituíveis pelo gás no município de Osasco	81
5.6 Percentual de substituição de energia elétrica por gás natural nas diversas regiões	82
5.7 Distribuição da demanda de gás natural nos diversos setores	83
5.8 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial	84
5.9 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor industrial	84
5.10 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor comercial	86
5.11 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor de transportes	86
5.12 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor residencial	87
5.13 Distribuição da demanda de gás natural por região	88
5.14 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Campinas	90

5.15 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Limeira	93
5.16 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Osasco	95
5.17 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Matão	99
5.18 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Ribeirão Preto	102
5.19 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto	104
5.20 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto	104
5.21 Classificação dos 10 municípios com maior demanda de gás natural, 1993	109
5.22 Classificação dos 10 municípios com maior demanda de gás natural, 2015	111

Capítulo 7 - A Cogeração Em Indústrias e no Setor Terciário

7.1 Cogeração com turbina a vapor (ciclo “bottoming”)	131
7.2 Cogeração com turbina a vapor e suplementação de vapor (ciclo “bottoming”)	132
7.3 Cogeração com turbinas a vapor (ciclo “topping”)	134
7.4 Cogeração com turbina a gás (ciclo “topping”)	135
7.5 Cogeração com sistemas de ciclo combinado (ciclo “topping”)	136
7.6 Cogeração com motor Diesel (ciclo “topping”)	137

Lista de Tabelas

Capítulo 2 - O gás natural

2.1	Composição molar do gás natural	08
2.2	Destinação do gás natural (10^6 Nm ³ /dia)	12
2.3	Reservas de gás natural em bilhões de m ³ (1/1/95)	14
2.4	Índices Energo-Econômicos e Sociais dos países do MERCOSUL	14
2.5	Reservas de gás natural no Brasil - Explotáveis provadas (31/12/95)	15
2.6	Produção de gás natural no Brasil em 1995 (10^3 Nm ³ /dia)	16
2.7	Estimativa da oferta de gás natural por Estado (10^6 Nm ³ /dia)	18
2.8	Estimativa da demanda de gás natural por Estado (10^6 Nm ³ /dia)	20
2.9	Participação societária do Gasoduto Brasil-Bolívia (%)	22
2.10	Reservas bolivianas de gás natural	23
2.11	Alguns dados do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia	24
2.12	Previsão de fornecimento de gás natural boliviano	25
2.13	Investimentos (US\$ bilhão)	25
2.14	Custo do gasoduto Brasil-Bolívia (10^6 . US\$)	26
2.15	Preço do gás natural no "city gate"	27

Capítulo 3 - O panorama atual da energia em São Paulo

3.1	Taxa média de crescimento do consumo dos principais insumos energéticos no período de 1980 a 1994 no Estado de São Paulo	34
3.2	Taxa média de crescimento anual de energia elétrica	40
3.3	Insumos energéticos substituíveis por gás natural (Gcal/ano) - 1993	55
3.4	Total de consumo do setor industrial de Ribeirão Preto (Gcal/ano) - 1993	59
3.5	Total de consumo do setor industrial de Matão (Gcal/ano) - 1993	60
3.6	Total de consumo do setor industrial de Limeira (Gcal/ano) - 1993	61
3.7	Total de consumo do setor industrial de Campinas (Gcal/ano) - 1993	63
3.8	Total de consumo do setor industrial de Osasco (Gcal/ano) - 1993	64

Capítulo 4 - Distribuição do gás canalizado no Estado de São Paulo

4.1 Consumo diário de gás canalizado (Nm ³ /dia)	65
4.2 Número de clientes de gás canalizado por setor economicamente ativo	66
4.3 Percentual de clientes por segmento industrial	66
4.4 Percentual de clientes por segmento do grande comércio	67
4.5 Percentual de clientes por segmento do pequeno comércio	67
4.6 MBTU por quantidade de insumo energético	69
4.7 Comparação de preços dos insumos energéticos em relação ao gás natural	70
4.8 Tarifas da COMGÁS para o gás natural	71
4.9 Tarifas especiais da COMGÁS para o gás natural	71
4.10 Prêmio do gás natural pela substituição do óleo combustível	73

Capítulo 5 - Mercado Potencial do Gás Natural Boliviano no Estado de São Paulo

5.1 Insumos energéticos substituíveis por gás natural (Nm ³ /dia) por setor	74
5.2 Relação de empresas interessadas em gás natural para cogeração	77
5.3 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial das regiões próximas ao gasoduto - 1993 (Nm ³ /dia)	85
5.4 Demanda de gás natural nas cinco regiões (Nm ³ /dia) - 1993	89
5.5 Demanda de gás natural para as grandes indústrias da Região de Campinas	91
5.6 Demanda de gás natural para as indústrias médias da Região de Campinas	91
5.7 Demanda de gás natural para as pequenas indústrias da Região de Campinas	91
5.8 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial da Região de Campinas	92
5.9 Demanda de gás natural para as grandes indústrias da Região de Limeira	93
5.10 Demanda de gás natural para as indústrias médias da Região de Limeira	94
5.11 Demanda de gás natural para as pequenas indústrias da Região de Limeira	94
5.12 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial da Região de Limeira	94
5.13 Demanda de gás natural das grandes indústrias da Região de Osasco	96
5.14 Demanda de gás natural das indústrias médias da Região de Osasco	96
5.15 Demanda de gás natural das pequenas indústrias da Região de Osasco	96
5.16 Potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Osasco	96
5.17 Demanda de gás natural nas grandes indústrias da Região de Matão	97
5.18 Demanda de gás natural nas indústrias médias da Região de Matão	98
5.19 Demanda de gás natural nas pequenas indústrias da Região de Matão	98
5.20 Potencial de substituição de gás natural do setor industrial da Região de Matão	98
5.21 Demanda de gás natural nas grandes indústrias da Região de Ribeirão Preto	100
5.22 Demanda de gás natural nas indústrias médias da Região de Ribeirão Preto	101

	viii
5.23 Demanda de gás natural nas pequenas indústrias da Região de Ribeirão Preto	101
5.24 Potencial de substituição do setor industrial da Região de Ribeirão Preto	101
5.25 Taxa de crescimento da demanda setorial de insumos energéticos no Estado de São Paulo	103
5.26 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2000	105
5.27 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2005	106
5.28 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2010	107
5.29 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2015	108
5.30 Os 10 primeiros municípios em demanda de gás natural, em 1993	110
5.31 Os 10 primeiros municípios em demanda de gás natural, em 2015	110

Capítulo 6 - Fatores econômicos

6.1 Índices econômicos do Gasoduto Brasil-Bolívia	113
6.2 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Osasco	115
6.3 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Campinas	116
6.4 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Limeira	116
6.5 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Ribeirão Preto	116
6.6 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Matão	117
6.7 Classificação das regiões	117
6.8 Demanda de gás natural para o setor industrial (Nm ³ /dia) - 1993	117

Capítulo 7 - A Cogeração Em Indústrias e no Setor Terciário

7.1 Relação de produção de eletricidade e vapor	123
7.2 Dimensionamento dos Sistemas de Cogeração para o Setor Terciário	125
7.3 Alguns parâmetros a serem analisados para a seleção de tecnologias de cogeração	139

Capítulo 8 - O impacto ambiental provocado pela utilização do gás natural

8.1 Composição média do ar	153
8.2 Emissão de compostos nitrogenados em fontes fixas (g/GJ)	158

	ix
8.3 Emissão de CO em fontes fixas (g/GJ)	159
8.4 Emissão de CO ₂ (g/GJ)	160
8.5 Percentual de Redução de Emissão de Poluentes Pela Utilização de Gás Natural em Substituição ao Carvão Fóssil e Óleo Combustível	162
8.6 Emissão dos principais poluentes de uma UTE de 1000 MW	162
8.7 Características do gás natural em relação a outros combustíveis	163
8.8 Percentual de Redução de Emissão de Poluentes pela Utilização de Gás Natural em Substituição ao Óleo Diesel em Veículos	165

Capítulo 1

Introdução

1.1 Objeto do estudo

Esta dissertação visa estudar uma destinação otimizada do gás natural, a ser importado da Bolívia e distribuído no Estado de São Paulo. A otimização proposta é realizada em função da demanda existente e das melhores formas de aplicação do gás natural, em termos de usos finais, tendo como base o mercado existente, sem se ater à análise da viabilidade técnico-econômica do empreendimento. Tomamos como hipótese que o gasoduto é um projeto irreversível, sendo nosso interesse analisar quais os melhores usos para o gás natural, dentro do realidade da matriz energética do Estado de São Paulo.

Como é de conhecimento geral, o gás natural é um excelente combustível, não só em termos de eficiência energética, como também sob a óptica ambiental e tem uma significativa variedade de aplicações para as interações sob a forma de calor e de trabalho, sem se considerar a possibilidade de utilizá-lo como matéria-prima para a indústria petroquímica e de fertilizantes. O uso do gás natural como combustível, é muito amplo em inúmeros segmentos da economia, tanto na geração de vapor, como no aquecimento de fornos e de

processos industriais, de uma maneira geral, como na cogeração, tanto em indústrias, como em hospitais, hotéis e condomínios residenciais (PULLIAM, 1989). Além disso, pode também ser utilizado na cocção de alimentos e no aquecimento de água para usos em residências. Como combustível automotivo, pode ser utilizado em motores de ciclo Otto, principalmente nas frotas de táxis e em motores de ciclo Diesel, propiciando uma alternativa válida para a substituição de óleo Diesel em ônibus e caminhões.

No Brasil, o uso de gás natural já é uma prática comum nos pólos industriais heterogêneos e petroquímicos próximos às suas fontes produtoras, como por exemplo nos Pólos Industriais de Cubatão e Camaçari, respectivamente.

O uso de gás natural tem suas prioridades de utilização orientadas pelo DNC - Departamento Nacional de Combustíveis e MME - Ministério das Minas e Energia. A Portaria número 1061, de 03/09/86, estabeleceu, de uma forma tímida e restrita, como uso principal do gás natural, a reinjeção para recuperação secundária do petróleo, a produção de GLP e gasolina natural. Em um segundo grau de prioridade colocou o uso de gás natural como substituto do GLP, como matéria-prima da indústria petroquímica e de fertilizantes e como combustível substituto do óleo Diesel em frotas de ônibus urbanos.

Existem, entretanto, outros usos para o gás natural diferentes desses que, de acordo com a citada portaria do MME, seriam menos prioritários, e segundo a mesma, dependentes de autorização ou aprovação a critério do DNC. Em abril de 1987, com o objetivo de ampliar o leque de opções para o gás natural a CNE - Comissão Nacional de Energia - instituiu, pela primeira vez, no PLANGÁS - Plano Nacional de Gás - metas para o uso de gás natural para a cogeração de energia elétrica e vapor para processos industriais.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo propor as aplicações mais eficientes e racional do ponto de vista energético para o gás natural, considerando-se a realidade do mercado existente (PLE, 1993) e (COPLASA, 1992) . O mercado analisado foi levantado pela COMGÁS, em razão de seu interesse em distribuir o gás natural no interior do Estado de São Paulo, e os dados disponíveis são utilizados nesta dissertação como referências para as soluções propostas.

Dentre as inúmeras aplicações detectadas pelos estudos de mercado constam;

- **setor industrial:** aquecimento de processo, em geral, e de fornos, em particular; geração de vapor e cogeração;
- **setor comercial:** aquecimento de água e cocção de alimentos em hotéis, clubes, restaurantes, supermercados, etc, e cogeração;
- **setor residencial:** cocção e aquecimento de água, e cogeração em condomínios.
- **setor de transportes:** no acionamento de ônibus urbanos, caminhões de frotas municipais e táxis.

Para atender todos esses setores o gás natural substituirá os seguintes insumos energéticos:

- **no setor industrial:** óleo combustível, lenha e carvão vegetal, GLP, óleo Diesel e energia elétrica; sendo importante frisar que a eletricidade pode ser substituída pura e simplesmente pelo gás natural para fins de aquecimento, tanto de fornos, como de processo ou produzida através da cogeração e utilizada como força eletromotriz;
- **no setor comercial:** GLP e energia elétrica;
- **no setor residencial:** GLP e energia elétrica;
- **no setor de transportes:** óleo Diesel.

Na região contemplada o bagaço de cana é o insumo energético mais largamente utilizado no setor industrial. No entanto, afigura-se-nos que a sua substituição não ocorrerá, em função da relação de preço com o gás natural, vista na Tabela 4., a menos que ocorra o seguinte cenário:

- i) haja condições tarifárias propícias para o setor sucro-alcooleiro maximizar a cogeração, utilizando todo o bagaço disponível, além das folhas e pontas;
- ii) como consequência o preço do bagaço de cana será majorado e as indústrias que atualmente o consomem terão de substituí-lo.
- iii) a substituição poderá ser feita pelo óleo combustível ou pelo gás natural, a menos que a legislação ambiental exija que o gás natural, o menos impactante, seja o escolhido para a troca.

Se este cenário se concretizar haverá acréscimo na produção de energia elétrica no Estado de São Paulo e a demanda de gás natural será muito maior que a oferta que atualmente está sendo considerada. Este cenário propõe na realidade a utilização do gás natural para se produzir energia elétrica de forma descentralizada, otimizando a sua aplicação em conjunto com uma melhor administração energética nas usinas de açúcar e álcool. Pois, a concretização deste cenário possibilita:

- maior eficiência energética nas usinas, que será buscada para se auferir maior lucratividade a ser obtida com a venda da energia elétrica gerada a partir da queima do bagaço, folhas e pontas.
- aumentar a demanda de gás natural junto ao setor industrial que atualmente consome bagaço de cana em seus fornos e/ou caldeiras. Como a substituição será mais onerosa, o setor industrial pagará o ônus dessa possível mudança.

Buscaremos também otimizar a utilização do gás natural nos vários segmentos com o maior rendimento possível, propondo-se a cogeração de energia elétrica e vapor de processo nos setores industrial, comercial e residencial. Como a legislação vigente é um dos óbices à nossa proposta, a analisaremos criticamente com sugestões para novas políticas.

1.3 Abrangência do Trabalho e a Organização do Texto

Tendo como objetivo maior a perspectiva de substituição da energia elétrica utilizada para aquecimento em certos processos industriais, da cogeração e da produção independente de

energia elétrica, tanto nas usinas de açúcar e de álcool, como nos setores industrial, comercial e residencial, a partir do gás natural a ser importado da Bolívia, o trabalho foi dividido em três partes. Na primeira delas procura-se mostrar uma macro visão do cenário gasífero no MERCOSUL, no Brasil e em particular, no Estado de São Paulo. Assim, o Capítulo 2 apresenta o contexto em que o gasoduto está inserido e mostra que a única forma dele não ser uma obra de vida efêmera é a sua integração com outros gasodutos provenientes da Argentina e do Peru, pois as reservas bolivianas provadas de gás natural se esgotariam ao término do empreendimento, como veremos.

A segunda parte do trabalho procura mostrar, no Capítulo 3 a matriz energética atual do Estado de São Paulo, que tem como principal questão a ser resolvida o elevação da taxa de crescimento de consumo de energia elétrica em todos os setores, enquanto o crescimento da oferta está estagnado. O Capítulo 4 mostra como se encontra atualmente a distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

Com os dados da evolução de consumo dos diferentes insumos energéticos nos setores econômicos estudados, é realizada, no Capítulo 5 uma extrapolação de tendência do crescimento do consumo dos insumos que podem ser potencialmente substituídos nos municípios paulistas próximos ao gasoduto que transportará o gás natural boliviano até o Rio Grande do Sul.

Finalmente, a terceira parte do trabalho, Capítulo 7, está voltada à análise das alternativas de geração descentralizada de energia em larga escala a partir do gás natural. Sem esquecer que a geração descentralizada requer o esforço das instituições de regulamentação, sob a pena de que a sua inserção em um sistema elétrico não seja feita com um melhor aproveitamento

de seu potencial e de seus benefícios potenciais. No Capítulo 8 é feita uma análise das características das emissões advindas do uso do gás, inclusive na termogeração, comparando-o com outros insumos energéticos, principalmente os de origem fóssil.

Capítulo 2

O gás natural

2.1 Introdução

Dá-se o nome de **gás natural** a uma mistura constituída fundamentalmente por hidrocarbonetos (especialmente metano), que existe na natureza, associado ou não ao petróleo, conforme indicado na Tabela 2.1

Tabela 2.1 Composição molar do gás natural

Constituinte	Composição molar (%)
metano	72,8 a 95,2 %
etano	2,5 a 8,0
propano	0,6 a 2,9
butano	0,13 a 0,66
pentanos	0,00 a 0,44
hexanos e superiores	0,00 a 0,06
anidrido carbônico	0,00 a 1,06
nitrogênio	0,13 a 17,10

Fonte: LUÍS, 1982

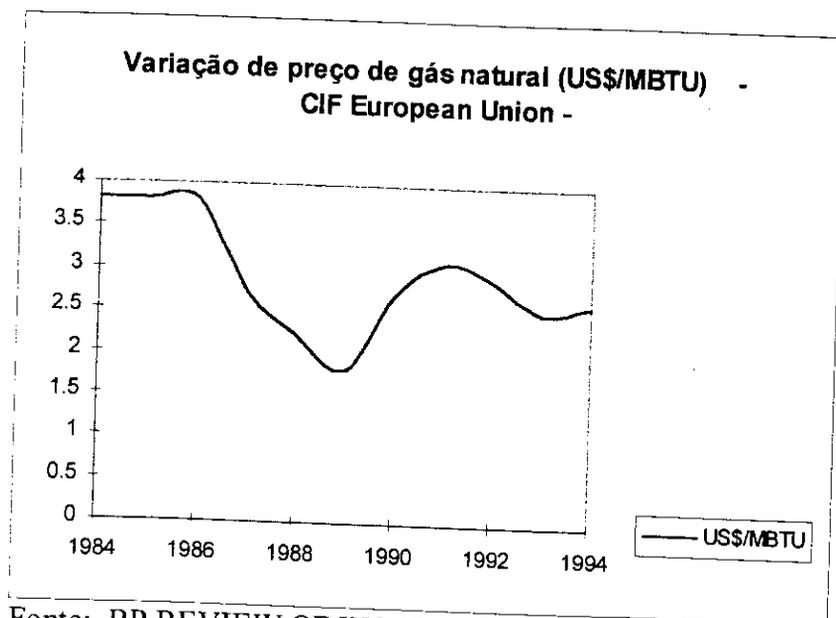
A densidade do gás natural, em relação ao ar, varia entre 0,58 e 0,79 e o valor energético específico médio considerado no Brasil é de **9.256 kcal/Nm³** (BEN, 1995).

O gás natural é denominado **rico** ou **pobre**, dependendo do teor de vapor de gasolina que contém. Rico se o teor for superior a 0,013 litros de vapor de gasolina por Nm³ de gás natural e pobre se for abaixo. Por outro lado é denominado “doce” (sweet) ou “amargo” (sour) conforme *não contém* ou *contém* ácido sulfídrico; assinale-se que, em geral, o gás natural é isento de enxofre.

O gás natural constitui um combustível de utilização fácil e cômoda, podendo a sua combustão ser realizada em aparelhos simples, não deixando resíduos e causando problemas de poluição incomparavelmente menores, que os dos combustíveis fósseis. Por outro lado é uma matéria-prima importante para a indústria química, em especial para a indústria de fertilizantes.

O consumo de gás natural na América Latina cresceu a uma taxa média de 5,8 % a.a., no período de 1974 a 1994 (BP REVIEW OF WORLD GAS, 1995), e no entanto a sua participação na cesta de insumos energéticos ainda é baixa, pois o mercado latino americano, em 1994, representou 3,6% do mercado mundial.

Para se ter noção da variação do preço do gás natural é apresentada na Figura 2.1, a evolução da série histórica do preço CIF, da União Européia, bastante diferente do preço praticado no Estado de São Paulo, como veremos no Capítulo 4.



Fonte: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1995

Figura 2.1 Variação do preço CIF de gás natural (US\$/MBTU)

2.2 O gás natural no Brasil

A utilização do gás natural no Brasil teve início nos campos de Aratu e de Candeias, na Bahia, em 1940, com a sua reinjeção em poços para a obtenção de mais petróleo e para uso como combustível, na Central de Geração de Energia Elétrica de Cotegipe, que permitiu a eletrificação da Via Férrea Federal Leste-Brasileiro, nos trechos Salvador-Alagoinhas e Salvador-Cachoeiras (CARVALHO, 1985). Com o decorrer dos anos começou também a surgir mercado para utilizá-lo como combustível em processos industriais, assim, no final daquela década o gás natural já era vendido a algumas

indústrias têxteis, cerâmicas e cimenteiras, localizadas no Recôncavo Baiano (CECCHI, 1995).

Nas duas décadas posteriores, com o aumento da produção de gás natural, a PETROBRÁS construiu mais duas estações de tratamento para recuperação de frações nobres do petróleo. Em 1971, começou, em nosso país, a utilização do gás natural; como matéria-prima para a indústria de fertilizantes, objetivando a produção de amônia e uréia. O consumo de gás natural aumentou no setor industrial, dois anos depois, com a implantação do Pólo Petroquímico de Camaçari, garantindo a plena absorção do gás produzido na região. A partir de 1975, com a construção do GASEB (Gasoduto Sergipe-Bahia), o gás natural produzido na Plataforma de Sergipe colaborou para a consolidação do Pólo Petroquímico e viabilizou a implantação da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) e de uma UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural), ambas em Sergipe.

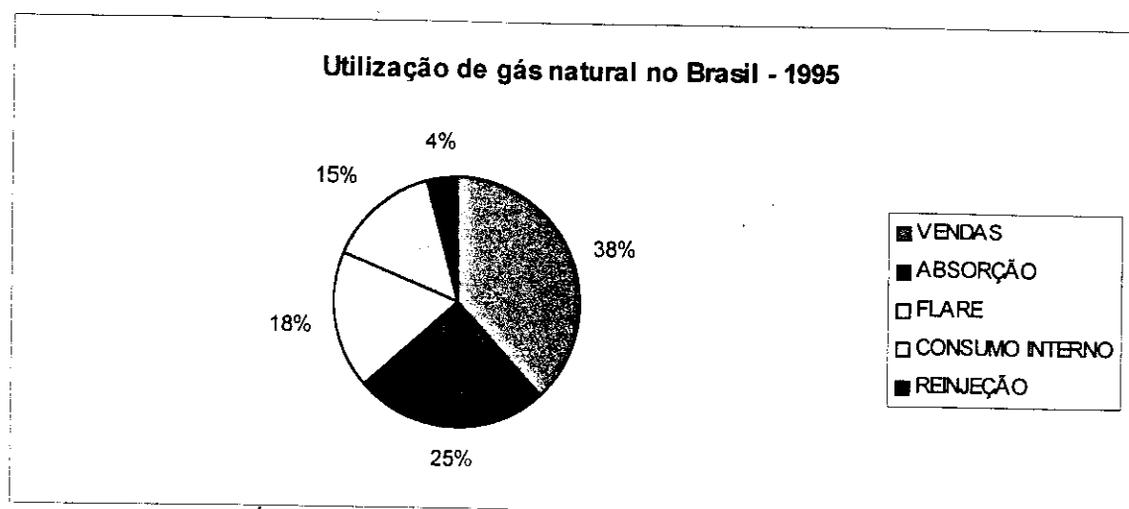
Após os choques de preços do petróleo, no período de 1973 a 1979, a PETROBRÁS optou pela menor dependência da importação de petróleo e derivados, implantando a técnica de produção antecipada do poço que visava à colocação em produção no tempo mínimo (1,5 a 2 anos), impossibilitando um maior reaproveitamento do gás natural (CECCHI, 1995).

Na segunda metade da década de 70 e início dos anos 80, a queima de gás natural na atmosfera chegou a 40%, segundo (CECCHI, 1995) como consequência do programa de auto-suficiência da PETROBRÁS, fato que no entanto não é confirmado pela empresa, conforme mostram a Tabela 2.2 e a Figura 2.2.

Tabela 2.2 - Destinação do gás natural ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{dia}$)

Ano	Produção	Venda	Queima	Consumo Interno, Reinjeção e UPGN
1988	15,968	6,456 (40,4%)	2,891 (18,1%)	6,621 (41,5%)
1993	20,151	8,925 (44,3%)	3,090 (15,3%)	8,136 (40,4%)
1995	22,184	8,429 (38,0%)	3,993 (18,0%)	9,761 (44,0%)

FONTE: PETROBRÁS



Fonte: PETROBRÁS

Figura 2.2 Utilização de gás natural no Brasil - 1995

Na Tabela 2.2 pode-se também observar o crescimento do consumo interno de gás natural, devido ao atendimento das plantas da Nitrofertil de Sergipe e Bahia que usam o gás natural como matéria-prima para a produção de amônia e uréia (COLNAGHI, 1996). Em fevereiro de 1987, a PETROBRÁS assinou um acordo com a COMGÁS, para a concretização do fornecimento de gás natural da Bacia de Campos, a ser distribuído na Grande São Paulo. No mesmo ano, a COMGÁS também iniciou a distribuição no Pólo Industrial de Cubatão, do gás natural proveniente da Bacia de Santos e explorado pela Pecten, subsidiária da Shell.

Assim, na década de 90, o gás natural passou a ser considerado, também pela PETROBRÁS, um insumo energético estratégico e continuará a ter o seu potencial de exploração e distribuição expandido.

Em 1995, a produção de gás natural foi de 22,184 milhões de metros cúbicos por dia (COLNAGHI, 1996), mas apenas 38% foi comercializado e sua penetração na matriz energética atingiu 2%. As metas estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, são de 2,5% a 10%, no ano 2000 e 12%, no ano 2010 (GUINAZU, 1996).

2.3 O potencial de gás natural na América do Sul

Inicialmente consideraremos o Brasil no contexto do novo mercado gasífero sul-americano em reestruturação. Isso porque, ao nosso país cabe um importante papel nesse mercado, pois o seu potencial de demanda o coloca no ponto de convergência para quase todos os projetos de exportação de gás natural da região.

Desde 1º de janeiro de 1995, vigora oficialmente um novo bloco econômico no mundo. Trata-se do MERCOSUL (Mercado Comum do Sul), constituído pelo Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai, como membros efetivos e pela Bolívia e Chile na condição de observadores. Sob a óptica energética, em especial sob o enfoque o gás natural, o MERCOSUL possui recursos capazes de permitir a integração de suas economias, como indicado na Tabela 2.3.

Quanto aos dados econômicos-sociais, mostrados na Tabela 2.4, os países do MERCOSUL, com exceção da Bolívia, possuem um PIB *per capita* relativamente homogêneo. No entanto, esse parâmetro por si só não serve para medir as reais condições de vida de um país. Por isso recorreremos ao IDH - Índice de Desenvolvimento Humano - que classifica os países em termos de condições de vida de sua população, considerando dentre outros fatores a taxa de mortalidade infantil, expectativa de vida, taxa de alfabetização, número de leitos por habitantes, etc e que coloca o Canadá em primeiro lugar e o Brasil na 59ª colocação. Na Tabela 2.4 os países do MERCOSUL estão listados em ordem decrescente, segundo o seu IDH.

Tabela 2.3 - Reservas de gás natural em bilhões de m³ (1/1/95)

País	Provadas	Prováveis	Potencial	Total
Argentina	535	300	1000	1.835
Bolívia	126	54	315	495
Brasil	146	57	39	242
Peru	340	124	141	605
Chile	108	ND	ND	108
Total	1.255	535 (*)	1.495	3.285

Fonte: Secretaria de Energia da Argentina (1/1/95)/ Cedigaz - "Le gaz naturel dans le monde" Edic. 1995/Proyecto gas Camisea (GUINAZU, 1996)

(*) Equivale 0,8 % do mundo.

Tabela 2.4 - Índices Energo-Econômicos e Sociais dos países do MERCOSUL

País	População (10 ⁶ hab)	PIB (10 ⁹ US\$) (1980)	Consumo Final de Energia (10 ⁶ bep)	PIB per capita (US\$/hab)	Consumo Final Per Capta (bep/hab)	Intensidade Energética (bep/10 ⁻³ US\$ PIB)	IDH (*)
URUGUAI	3,2	9,8	15,81	3.100	5,1	2,2	0,880
ARGENTINA	33,5	255,3	232,1	2.700	7,0	2,8	0,833
BRASIL	150,3	466,0	796,5	3.000	5,1	2,8	0,739
PARAGUAI	4,4	7,1	22,6	1.500	5,0	3,9	0,637
CHILE	13,6	46,2	88,82	3.300	6,5	2,2	0,863
BOLÍVIA	6,4	9,2	16,58	1.000	2,2	3,4	0,394

Fonte: Revista Brasileira de Energia Vol. 4 N 2 1995; (*) Índice de Desenvolvimento Humano; Desarrollo Humano: Informe 1992

Como mostra a Tabela 2.4 são grandes as disparidades econômicas e sociais entre os diversos países que compõem o MERCOSUL. Uma série de condicionantes, tais como a deterioração do parque industrial e a não introdução de inovações tecnológicas, aliados à baixa competitividade internacional, abalaram o dinamismo da economia dos países da região. Os índices do consumo final per capita mostram o fraco desempenho das economias e do uso de energia nos países do bloco.

2.4 Reservas de gás natural no Brasil

As reservas provadas de gás natural no Brasil têm crescido ao longo dos últimos 10 anos a uma taxa média anual de 8,7%, (BP REVIEW OF WORLD GAS, 1995) se constituindo predominantemente em gás associado ao petróleo. A Tabela 2.5 mostra as reservas brasileiras exploráveis provadas.

Tabela 2.5 Reservas de gás natural no Brasil (31/12/95)

Bilhões de m³/ Exploráveis Provadas

ESTADO	Gás Associado	Gás Não Associado	Total
Rio de Janeiro	62.131	1.162	63.293
Bahia	13.975	15.276	29.251
Amazonas	14.584	10.074	24.658
Alagoas	1.467	10.806	12.273
Rio Grande do Norte	8.204	2.683	10.887
São Paulo	-	5.464	5.464
Sergipe	3.344	885	4.229
Espírito Santo	882	1.041	1.923
Ceará	1.212	-	1.212
Paraná	500	616	1.116
BRASIL	106.299	48.007	154.306

Fonte: PETROBRÁS

2.5 Produção de gás natural no Brasil

Atualmente a produção de gás natural, segundo (COLNAGHI, 1996) é composta por 72,3% de gás associado ao petróleo e 27,7% de gás não associado, perfazendo um total de $22,184.10^6$ Nm³/dia, dos quais somente $8,43.10^6$ Nm³/dia, são vendidos, isto porque, $3,33.10^6$ Nm³/dia são utilizados para o consumo interno da PETROBRÁS, $5,55.10^6$ Nm³/dia são consumidos nas unidades PGN (Planta de Gás Natural) que retiram os seus componente “ricos” para a produção da gasolina natural, 887.10^3 Nm³/dia são reinjetados nos poços para otimizar a extração de petróleo e $3,99.10^6$ Nm³/dia são queimados no “flare”.

Tabela 2.6 Produção de gás natural no Brasil em 1995 (10^3 Nm³/dia)

Estado	Gás Associado	Gás Não Associado	Total
Rio de Janeiro	7.761	917	8.678
Bahia	2.626	1.823	4.449
Rio Grande do Norte	2.285	32	2.317
Sergipe	1.291	609	1.900
Alagoas	477	1.158	1.635
São Paulo	-	1.264	1.264
Amazonas	706	-	706
Espírito Santo	273	336	609
Paraná	395	-	395
Ceará	231	-	231
Total	16.045	6.139	22.184

Fonte: PETROBRÁS

Segundo (CECCHI, 1995) “espera-se que no futuro a percentagem da produção absorvida pelo mercado aumente, com a redução da queima sem aproveitamento e

minimizando a reinjeção nos poços que é essencial para a produção do petróleo”. No entanto, é bom salientar, que a grande quantidade de gás natural queimado no “flare” deve-se à produção dos poços de Campos, que segundo a PETROBRÁS, não apresentam viabilidade econômica para a sua recuperação e transporte por tubulação em alto mar para posterior comercialização.

2.6 A oferta de gás natural no Brasil

Consideramos, como estimativa de oferta de gás natural, os valores publicados pela Comissão de Viabilização do Aproveitamento de Gás Natural e apresentados na Tabela 2.7, apesar dos valores citados serem díspares, em relação à realidade apresentada pela PETROBRÁS. Sendo a explicação baseada no fato de que, o gás associado tem o seu programa de produção determinado pelas necessidades e condições de produção de petróleo, de forma que os esforços são prioritariamente direcionados no sentido de seu aproveitamento. O gás não associado, por sua vez, tem seu programa de produção independente de programa de produção de óleo, sendo que, de um modo geral, o gás não associado é produzido para suprir o diferencial existente entre a disponibilidade de gás associado e a demanda total. Assim se houver investimento e empenho da PETROBRÁS poderia haver aumento na produção, segundo o relatório da Comissão de Viabilização do Aproveitamento do Gás Natural.

Tabela 2.7 - Estimativa da oferta de gás natural por Estado ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{dia}$)

ESTADO	1996	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amazonas	2,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,7	3,8	4,5	5,0
Ceará	0,1	0,1	0,1	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Rio Grande do Norte	2,0	2,0	1,7	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	---
Alagoas	1,2	1,2	1,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	---	---	---	---
Sergipe	1,4	1,4	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Bahia	3,7	3,7	3,7	3,0	2,0	1,0	0,5	---	---	---	---	---
Espírito Santo	0,7	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	---	---	---	---	---
Rio de Janeiro	5,2	5,2	5,6	5,4	5,2	4,7	4,3	4,0	3,3	3,3	3,3	3,3
São Paulo	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	1,7	1,5
Paraná	0,6	0,6	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	---	---	---
Total	20,2	20,7	20,9	18,1	16,6	17,2	12,9	11,8	10,9	9,5	9,8	9,9

Fonte: Relatório da Comissão de Viabilização do Aproveitamento do Gás Natural

Com relação aos campos a descobrir, a mesma Comissão considerou o Plano Plurianual que engloba a contribuição dos campos que se espera descobrir até o ano 2000, sendo que para as áreas potencialmente produtoras de gás não associado, fica assumido que a exploração das mesmas ocorrerá num período superior a dez anos.

2.7 A demanda de gás natural no Brasil

Os valores da demanda de gás natural por Estado, Região e País, foram obtidos através de um levantamento realizado pela Comissão de Viabilização de Aproveitamento do Gás Natural, mais especificamente por uma subcomissão coordenada pelo Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético com a participação da Associação Brasileira de Empresas e Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), Petróleo Brasileiro

S.A (PETROBRÁS), Secretaria do Desenvolvimento Regional da Presidência da República (SDR/PR), além de representantes dos Estados que atenderam ao convite do Presidente da Comissão.

A quantificação da demanda de gás natural, mostrada na Tabela 2.8 levou em consideração os seguintes segmentos:

- transporte;
- residencial;
- comercial;
- geração de energia elétrica, incluindo cogeração;
- industrial como matéria - prima;
- industrial como energético.

A Comissão de Viabilização de Aproveitamento do Gás Natural considerou o crescimento da demanda segundo os seguintes aspectos:

- crescimento vegetativo desse insumo energético, considerando-se as taxas de crescimento do PIB;
- substituição de outros insumos, onde a localização e viabilidade técnica permitisse a troca.

As taxas de crescimento da economia foram as adotadas pelo Grupo Coordenados do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, e são as seguintes:

- 1993 - 5 %
- 1994 - 5,5 %
- 1995 a 2010 - 6,0%

Além de não ser a forma mais correta de se fazer uma previsão de crescimento da demanda (GOLDEMBERG, 1985), pois deveria fazer alguma consideração sobre os usos finais de energia, as taxas de crescimento adotadas são totalmente descabidas da realidade do crescimento econômico do país. Assim, por esse tipo de previsão de demanda comete-se um erro, não só pela metodologia em si, mas pelo fato de se imaginar o futuro de uma maneira otimista e sem qualquer fundamento e por este motivo não utilizaremos os seus dados nesta dissertação.

Tabela 2.8 - Estimativa da demanda de gás natural por Estado ($10^6 \text{ Nm}^3/\text{dia}$)

ESTADO	1996	1998	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Pará	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	5,0
Amazonas	1,5	1,8	2,0	2,4	2,6	2,8	3,1	3,3	3,5	3,9	4,2	4,4	4,6
Rondonia	0,7	1,0	1,2	1,5	1,7	2,1	2,4	2,7	2,9	3,3	3,5	3,7	4,0
Sub-Total (1)	2,2	2,8	3,2	3,9	4,3	4,9	5,9	6,0	6,4	7,2	7,7	8,1	9,0
Bahia	6,5	8,0	9,2	9,9	10,5	11,0	11,5	12,4	13,0	13,5	14,0	14,5	15,3
Alagoas	1,3	1,5	1,6	1,7	1,8	2,2	2,3	2,5	2,7	2,8	3,0	3,2	3,4
Sergipe	2,1	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2
Sub-Total (2)	9,9	11,7	13,2	14,1	14,9	15,9	16,6	17,8	18,6	19,3	20,0	20,8	21,9
Pernambuco	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,8	5,0	5,2	5,5	5,8	6,1
Ceará	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
Rio G. do Norte	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Paraíba	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Sub-Total (3)	3,4	3,8	4,3	4,8	5,1	5,5	6,0	6,4	6,7	7,1	7,3	7,7	8,3
São Paulo	10,0	14,0	18,2	20,0	22,0	22,5	25,0	27,0	29,0	30,5	32,0	33,0	34,6
Minas Gerais	2,5	3,4	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	13,9
Rio de Janeiro	7,3	9,7	11,9	12,2	12,4	12,6	12,8	13,0	13,1	13,3	13,5	13,6	13,7
Espirito Santo	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Sub-Total (4)	20,3	27,8	34,9	38,1	41,3	43,1	46,9	50,2	53,3	56,1	58,8	61,0	63,6
Santa Catarina	2,3	2,4	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1
Paraná	2,2	2,4	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8
Rio G. do Sul	1,9	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3
Sub-Total (5)	6,4	7,2	8,1	8,7	9,3	9,9	10,5	11,2	12,1	12,6	13,1	13,6	14,2
Total Geral	42,2	53,3	63,7	69,6	74,9	79,3	85,9	91,6	97,1	102,3	106,9	111,2	117,0

Fonte: Comissão de Viabilização do Aproveitamento do Gás Natural

2.8 O gasoduto Brasil-Bolívia

A Bolívia possui uma experiência de 22 anos de exportadora de gás natural para a Argentina e está se preparando para se converter num pólo energético, através da exportação de gás natural e de energia termoelétrica. O projeto boliviano é construir uma rede de gasodutos através dos países do Cone Sul, fato que permitiria a geração de energia elétrica em diversas centrais de alta eficiência e próximas a esse pólo. Os mercados alvos seriam o norte do Chile, sudoeste do Brasil, sul do Peru e norte da Argentina (MOORE, W., 1996).

O eixo desse pólo seria constituído pelos gasodutos: **Argentina-Bolívia** que está em pleno funcionamento, **Brasil-Bolívia**, e o **Transandino** que liga Neuquén, Argentina, a Concepción e Santiago no Chile.

As negociações envolvendo o Projeto do Gasoduto Brasil - Bolívia começaram há 50 anos. As primeiras conversações ocorreram no governo de Getúlio Vargas, na década de 40, quando a Bolívia era presidida por German Busch.

Os entendimentos ganharam novo impulso em 1974, quando os presidentes Ernesto Geisel e Hugo Banzer reiniciaram as negociações, porém com praticamente nenhuma eficácia (NERI, 1996).

Em 26 de novembro de 1991, foi assinado entre os dois governos uma carta de intenções que proporcionou que em 17/08/92, fosse assinado um escopo preliminar do projeto. Em 17 de fevereiro de 1993, os governos dos dois países assinaram uma declaração autorizando o contrato de fornecimento de gás entre a PETROBRÁS e a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (COLNAGHII, 1996).

Em agosto de 1994, os presidentes Itamar Franco, do Brasil e Gonzalo Sanches de Lozada, da Bolívia, assinaram os termos definitivos do acordo. A previsão inicial era de que a operação do gasoduto começasse em 1997.

No acordo de 1994, foi estabelecida a composição acionária das empresas envolvidas na construção e operação do gasoduto, conforme especificado na Tabela 2.9. Do lado brasileiro a PETROBRÁS seria majoritária com participação de 55%, sendo que 4% desse capital seria constituído por empresas privadas brasileiras ainda não definidas, ao lado do consórcio BTB, com 25 %, constituído pelas empresas British Gás (inglesa), Tenneco (norte-americana) e BHP Power (australiana). Pelo lado boliviano o consórcio YPFB/ENRON tem direito a 85%, ficando os 9% restantes para a PETROBRÁS e 6% para a BTB (COLNAGHIL, 1996).

Tabela 2.9 Participação societária do Gasoduto Brasil-Bolívia (%)

Sócio	Cia. Boliviana	Cia. Brasileira	Total
PETROBRÁS	9	55 ^(a)	46
BTB	6	25	21
YPFB/ENRON	85	20	33
TOTAL	20	80	100

Fonte: PETROBRÁS

(a) Inclui 4% da participação de empresas privadas brasileiras ainda não confirmadas.

2.9 Reservas bolivianas de gás natural

As reservas bolivianas, como mostradas na Tabela 2.10, são suficientes para suprir o estabelecido no contrato, desde que metade das reservas consideradas como prováveis sejam comprovadas (COLNAGHI, 1996).

Tabela 2.10 Reservas bolivianas de gás natural

Reservas	Volume de gás natural (10^9 m^3)
Provadas	85
Prováveis	30
Possíveis	27

Certificação: Netherland, Sewell & Associates

Fonte: PETROBRÁS (COLNAGHI, 1996)

Para permitir a importação do gás natural da Bolívia é necessário ampliar a infra-estrutura brasileira de transporte de gás. O gasoduto projetado deverá se integrar à infra-estrutura existente e em construção nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, que interligam os mercados desses Estados com as bacias gasíferas de Campos e Santos. Do lado boliviano, prevê-se a construção de “loops” e estações de compressão.

O gasoduto principal estava inicialmente previsto para ter capacidade de 16.8 milhões de m^3/dia , um diâmetro de 28” e 3400 km de extensão, conectando os campos de gás bolivianos com as regiões sul e sudeste. Pensando na possibilidade de se integrar este

gasoduto com outros que interliguem Brasil, Peru e Argentina, o diâmetro foi aumentado para 32” (COLNAGHI, 1996), conforme mostra a Tabela 2.11.

O gasoduto cruzará a fronteira na cidade de Corumbá e terminará na cidade de Campinas. A partir daí partem dois ramos: um em direção à Guararema-SP para conectar-se ao gasoduto Rio-São Paulo; e outro para o Paraná / Santa Catarina / Rio Grande do Sul, os dados para cada trecho são mostrados na Tabela 2.11.

Tabela 2.11 Alguns dados do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia

Território	Trecho	Comprimento	Diâmetro, espessura (pol.) (*)
Bolívia	1	Rio Grande até cruzar o Rio San Miguel, 280 km	32; 0,406
	2	San Miguel-Puerto-Soarez-Corumbá, 280 km	32; 0,406
Brasil	3	Corumbá-Miranda (cruza os rios Paraguai e Miranda, 200 km	32; 0,451
1º Fase	4	Miranda-Ribas do Rio Pardo-MS 357, 250 km	32; 0,451
	5	Ribas do Rio Pardo-Três Lagoas (cruza o rio Paraná, 250 km	32; 0,451
	6	Três Lagoas-Pongai, 250 km	32; 0,451
	7	Pongai-Campinas (cruza o rio Tietê), 300 km	32; 0,451
	8	Campinas-São Paulo, Guararema, 155 km	24; 0,312
2º Fase	9	Campinas-Ribeirão Branco, 240 km	22; 0,344
	10	Ribeirão Branco-Curitiba, 200 km	22; 0,44
	11	Curitiba-Tijucas, 240 km	18; 0,280
	12	Tijucas-Criciúma, 190 km	16; 0,250
	13	Criciúma-Canoas, 240 km	14; 0,219

Fonte: PETROBRÁS

(*) Todos os trechos são de especificação API 5 L X-70, exceto os trechos 11, 12 e 13 que são API 5 L X-65

16 estações de compressão, sendo 4 compressores por estação e 4500 HP/compressor
29 city gates
500.000t de tubos

A oferta de gás boliviano prevista, a partir de 1999 (primeira fase do projeto) e 2006 (segunda fase do projeto), está mostrada na Tabela 2.12.

Tabela 2.12 Previsão de fornecimento de gás natural boliviano

ANO	VAZÃO (10 ³ Nm ³ /dia)
1999	8.000
2000	9.140
2001	10.285
2002	11.428
2003	12.571
2004	13.714
2005	14.857
2006	16.000

Fonte: PETROBRÁS (GTGAS, 1995)

2.10 Custo do gasoduto Brasil-Bolívia

O investimento global previsto para o gasoduto é de US\$ 1,86 bilhão, financiado conforme o indicado na Tabela 2.13. O custo previsto em equipamentos é de US\$ 1,68 bilhão, conforme mostra a Tabela 2.14.

Tabela 2.13 Investimentos (US\$ bilhão)

AGENTE FINANCEIRO	CAPITAL (10 ⁹ .US\$)
EXPORT CREDIT	0,23
BIRD	0,22
BID	0,30
BNDES e outros	0,30
Outros	0,30
Aporte de capital	0,15
Sub-Total	1,50
PETROBRÁS	0,36
Total	1,86

Fonte: PETROBRÁS (COLNAGHI, 1996)

Tabela 2.14 Custo do gasoduto Brasil-Bolívia (10⁶. US\$)

Trecho	(10 ⁶ .US\$)
Rio Grande-Corumbá	320,140
Corumbá-Campinas	761,023
Campinas-Guararema	57,136
Campinas-Araucária	190,848
Araucária-Florianópolis	106,027
Criciúma-Canoas	75,130
Trechos 1,2,3	1.138,299
Trechos 4,5,6,7	438,521
Total (US\$ de 1994)	1.576,820
Total efetivo (US\$ constante)	1.677,953

Fonte: PETROBRÁS

2.11 Custo de aproveitamento gás natural boliviano

O gás natural boliviano custará US\$0.95/MBTU, no ponto de entrega, em Corumbataí - MS, até o nono ano de fornecimento. A partir do décimo ano o preço sobe para US\$1.00/MBTU e a partir do vigésimo ano o preço contratado vai para US\$1.06/MBTU, resultando num preço médio de US\$1,00/MBTU, ao longo da vida útil do projeto (COLNAGHI, 1996).

Esse preço ficou definido durante a revisão do contrato, em agosto de 1995, revisão esta que também estabelece o que fazer com o volume de gás natural não retirado. Segundo o contrato de “take or pay”, o gás natural negociado e no entanto não retirado, poderá ser consumido após o vigésimo ano de vida do empreendimento. Por esse acordo, o “take or pay” é de 80% (COLNAGHI, 1996).

2.12 Preço final em São Paulo

Considerando-se o preço FOB, de US\$1,00/MBTU, em Rio Grande, na Bolívia, tem-se na Tabela 2.15 a composição de preços para todos os “city gates”, localizados ao longo do gasoduto, ou seja, o preço de fornecimento do gás natural para a posterior distribuição será uniforme.

Tabela 2.15 Preço do gás natural no “city gate”

PREÇO	US\$/MBTU
FOB - Rio Grande (Bolívia)	1,00
Tarifa de Transporte	1,60
Preço no City Gate	2,60

Fonte: PETROBRÁS

Segundo a PETROBRÁS, o gás natural a esse preço cobre todos os custos de projeto e os custos operacionais. Assim, o preço final para o usuário será esse valor, mais o custo de distribuição em cada “city gate”.

Com esses dados de investimentos a TIR preconizada é de 13,5% a.a. nominal ou 17,0% com a alavancagem propiciada pelos empréstimos. A PETROBRÁS considera uma TIR (Taxa Interna de Retorno) real de 14% a.a..

2.13 Gasoduto Integrado

A importação de gás natural da Bolívia deverá ter uma vida curta, em virtude das reservas gasíferas bolivianas serem pequenas. A quantidade comprovada de gás natural boliviano é suficiente para manter a importação ao longo dos vinte anos, conforme já abordado. No entanto, o que deverá ser feito antes da exaustão das reservas bolivianas? O que se pensa é uma integração envolvendo reservas de gás natural do Peru (Camisea), Amazonas (Urucu), Bolívia e Argentina. De tal modo a se construir redes de gasoduto interligando Brasil, Argentina, Bolívia, Chile e Paraguai, no chamado Projeto de Integração do Cone Sul. Assim, o gasoduto Brasil-Bolívia seria apenas um dos trechos do gasoduto de integração.

Se não houver o **gasoduto integrado**, o gasoduto Brasil-Bolívia corre o risco de ser uma obra de vida efêmera, pois ao se exaurirem as reservas bolivianas o gasoduto deixa “a priori” de ter significado.

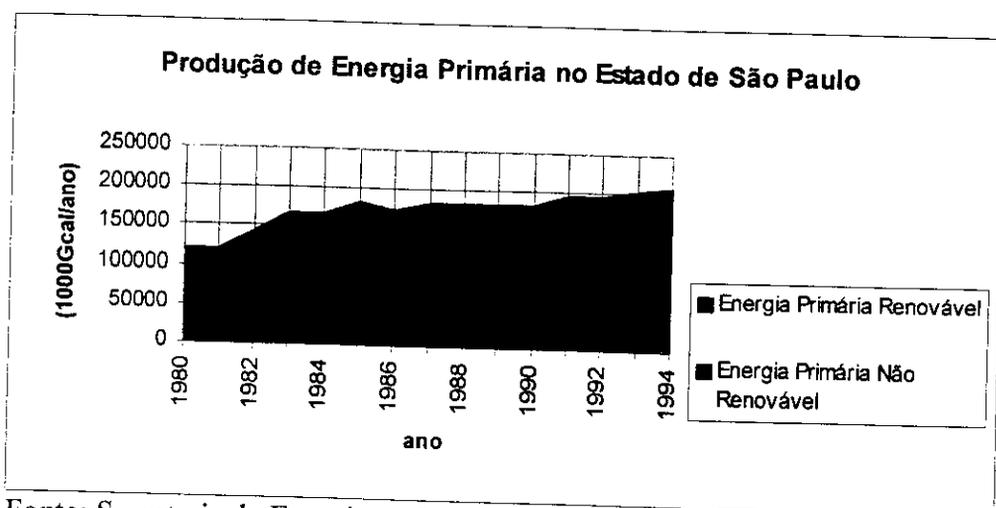
Capítulo 3

O panorama atual da energia em São Paulo

3.1 Produção de Energia Primária no Estado de São Paulo

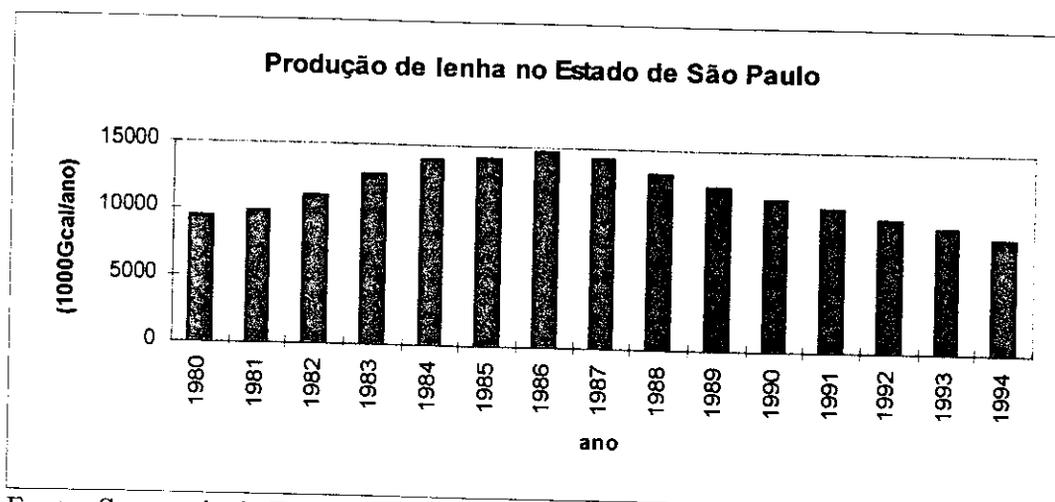
A energia primária utilizada no Estado de São Paulo é quase que totalmente constituída por energia primária renovável, pois o gás natural - único insumo energético não renovável obtido na Bacia de Santos - correspondeu a apenas 2,0% de toda a energia primária produzida, em 1994. No período de 1980 a 1994, como mostra a Figura 3.1, a produção de energia primária, ou seja, basicamente toda a energia renovável, cresceu a uma taxa média de 4,0% a.a., o que significa que se esta taxa se mantiver neste patamar, em meados de 1997 o valor da produção de energia primária deverá ser o dobro da conseguida em 1980, pois a esta taxa, a produção da energia primária duplica a cada 17,7 anos.

No âmbito da biomassa a cana-de-açúcar foi a energia renovável de maior taxa de crescimento da produção no período de 1980 a 1994, atingindo uma média de 5,7% a.a., como mostra a Figura 3.3, enquanto a **lenha** teve a sua **oferta diminuída** a uma taxa média de 3,4%, no período de 1980 a 1994, com ênfase principalmente no período de 1986 a 1994, como ilustrado na Figura 3.2.



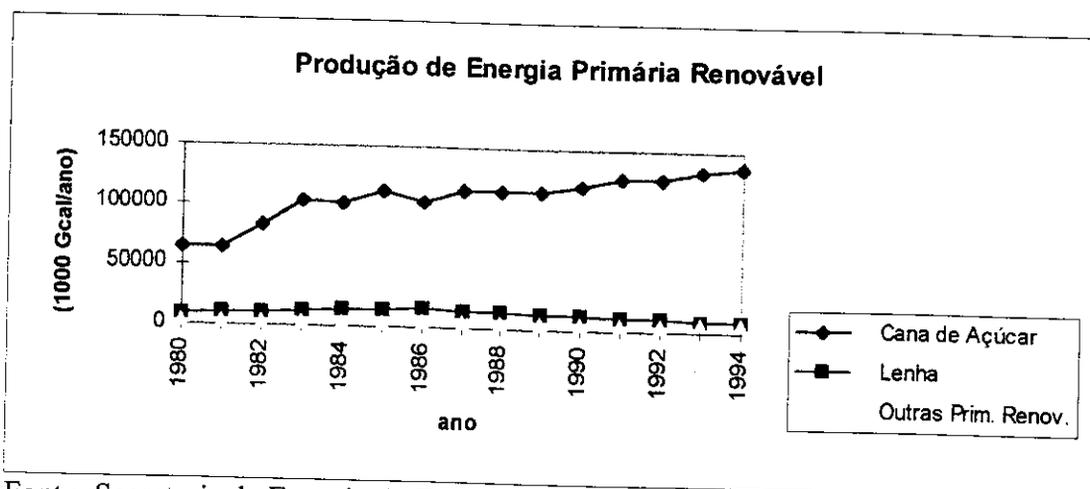
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.1 Produção de Energia Primária no Estado de São Paulo (1980-1994)



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.2 Produção de lenha no Estado de São Paulo (1980-1994)

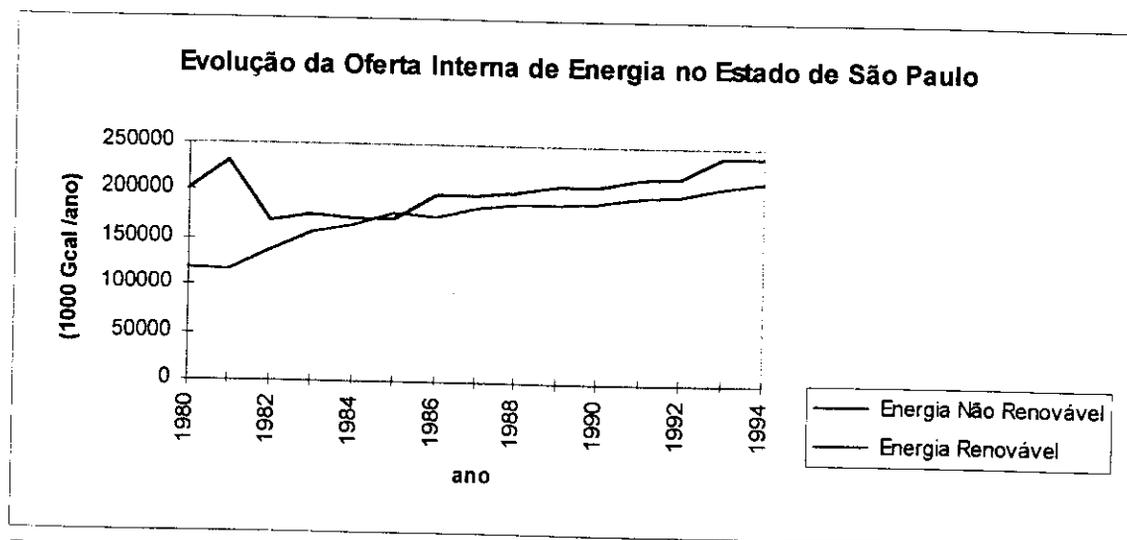


Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.3 Produção de Energia Primária Renovável (1980-1994)

3.2 Oferta Interna de Insumos Energéticos no Estado de São Paulo

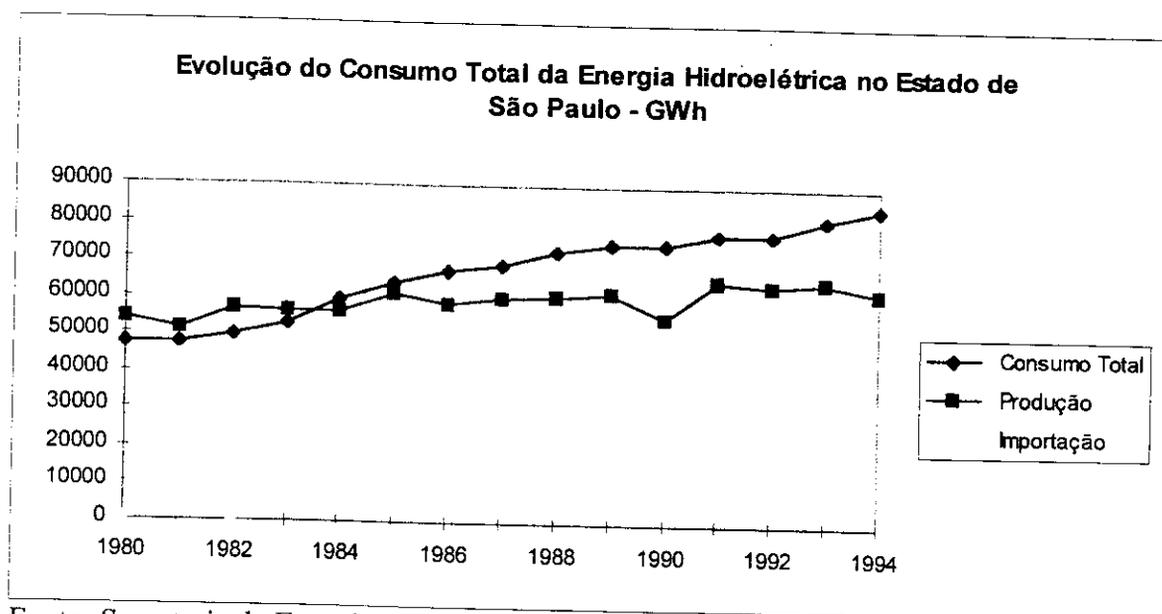
A oferta interna de insumos energéticos no Estado de São Paulo, como mostrada na Figura 3.4, cresceu a uma taxa média de 2,6% a.a. no período de 1980 a 1994, sendo que a taxa de crescimento médio das fontes de insumos energéticos não renováveis cresceu 1,2% a.a. e os insumos energéticos renováveis 4,4% a.a..



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.4 Evolução da Oferta Interna de Energia no Estado de São Paulo (1980-1994)

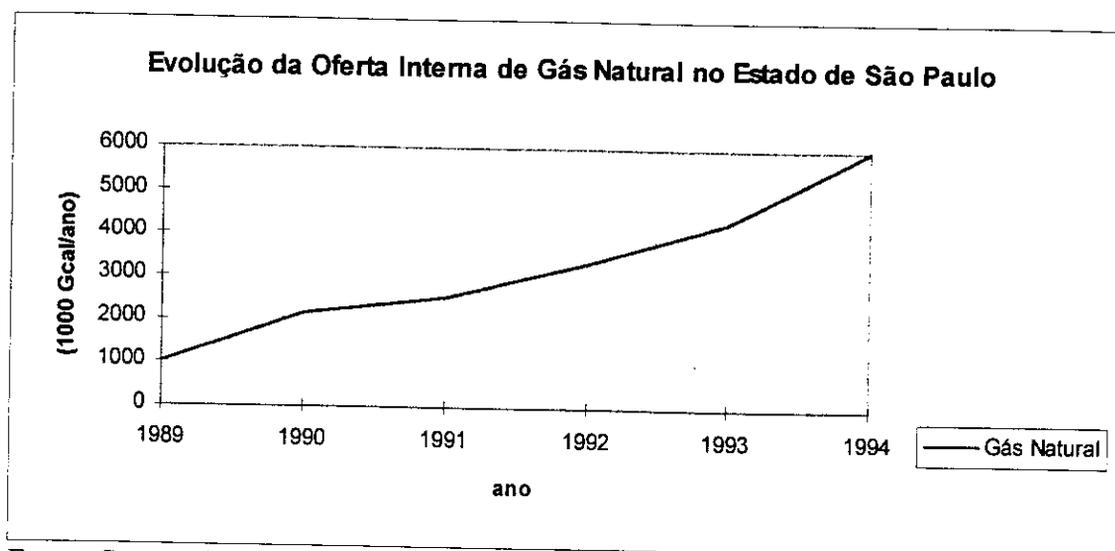
Ao analisarmos a Figura 3.5, observamos que a taxa média anual de crescimento do consumo total de energia hidroelétrica no Estado de São Paulo cresceu 4,0%, no período de 1980 a 1994, enquanto no mesmo período a produção interna cresceu a uma taxa média de 0,9% a.a.. Isso obrigou o crescimento da importação de energia, principalmente a gerada na UHE de Itaipu, a um espantoso valor de taxa média de crescimento de 31,4% a.a.. O que equivale afirmar que se mantidas essas taxas de crescimento, já em 1997, a produção de energia hidroelétrica no Estado de São Paulo será igual a importada.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.5 Evolução do Consumo Total de Energia Hidroelétrica no Estado de São Paulo(1980-1994)

Em 1989, como ilustrado na Figura 3.6, o gás natural da Bacia de Campos passou a ser importado pelo Estado de São Paulo, mais especificamente pela COMGÁS e até 1994 a sua oferta cresceu a uma taxa média de 42,7% a.a., passando de uma oferta diária de 300.000 Nm³/dia, em 1989, para 1.800.000 Nm³/dia, em 1994.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.6 Evolução da Oferta Interna de Gás Natural no Estado de São Paulo (1980-1994)

3.3 Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos no Estado de São Paulo

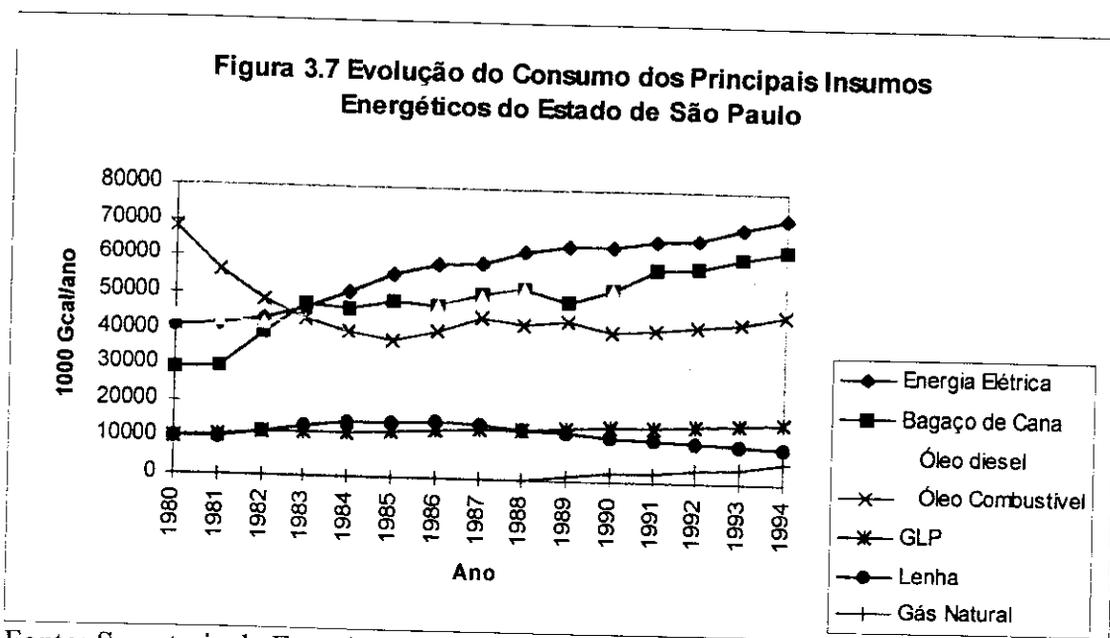
No período de 1980 a 1994 o consumo total de insumos energéticos no Estado de São Paulo cresceu a uma taxa média de 2,46% a.a. De todo o conjunto de insumos energéticos, os que tiveram maiores taxas médias de crescimentos de consumo foram por ordem: o bagaço de cana, a energia elétrica e o GLP, conforme mostra a Tabela 3.1. O óleo combustível e a lenha decresceram a uma taxa média anual de 2,8% e 0,4%, respectivamente, devido à redução de consumo no setor industrial e à penetração do bagaço de cana no mesmo nicho de mercado.

Pela Figura 3.7 pode-se observar que em 1980 o óleo combustível era o insumo energético mais consumido, em segundo lugar o óleo Diesel e em terceiro lugar a energia elétrica. Atualmente a energia elétrica é o insumo energético mais consumido e o óleo combustível é o terceiro colocado. No que tange às quantidades envolvidas entre o óleo combustível e a energia elétrica, houve uma inversão não somente no nível de consumo, mas principalmente no âmbito do valor consumido. Atualmente se consome mais energia elétrica do que se consumia de óleo combustível, em 1980.

Tabela 3.1 - Taxa média de crescimento do consumo dos principais insumos energéticos no período de 1980 a 1994 no Estado de São Paulo.

Insumo Energético	Taxa Média de Crescimento do Consumo Anual (% a.a)
Bagaço de Cana	5,6
Energia Elétrica	4,2
GLP	3,4
Óleo Diesel	1,9
Lenha	(0,4)
Óleo Combustível	(2,8)

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.7 Evolução do Consumo dos Principais Insumos Energéticos

3.3.1 Bagaço de cana

A Figura 3.7 indica a evolução do consumo dos principais insumos energéticos comercializados no Estado de São Paulo, com destaque para o bagaço de cana. Sendo importante salientar que somente uma parte dessa produção, denominada pelo setor sucroalcooleiro de excedente da produção é comercializada como combustível para uso industrial ou empregada como complemento de ração animal.

O emprego de bagaço como complemento para a ração de gado bovino é prática corrente em algumas usinas, embora não haja evidências de que deva ocorrer uma forte expansão desse nicho de mercado a curto prazo. Há também a possibilidade de se utilizar o bagaço

hidrolizado como constituinte de ração para eqüinos com preço mais elevado, no entanto essa utilização é muito restrita, mesmo considerando-se a possibilidade de exportação. Outros usos do bagaço, principalmente como matéria-prima industrial, são menos prováveis. Sabe-se da existência no país de uma planta de produção de furfural, e de pelo menos uma indústria produtora de papel a partir do bagaço.

Uma alternativa que provavelmente representará uma grande aplicação para o bagaço, em termos de médio prazo, pois a tecnologia ainda não disponível comercialmente é a produção de etanol a partir do processo de hidrólise ácida.

A destinação mais usual para o bagaço de cana excedente do processo sucro-alcooleiro é sua utilização como combustível industrial, onde é comercializado com preço bem definido. Segundo (FIESP, 1996) o preço FOB do bagaço de cana utilizado como combustível é de R\$2,13/MBTU. A quantidade comercializada não é contabilizada pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, mas segundo o setor sucro-alcooleiro é relativamente pequena. Na safra de 1995, o excedente de bagaço com 50% de umidade, foi de 3,4 milhões de toneladas, correspondente a 8,0% de todo o bagaço produzido. No entanto se a eficiência energética das usinas sucro-alcooleiras for melhorada estima-se que a quantidade de bagaço excedente seja da ordem de 8,0 a 9,0 milhões de toneladas por safra. (MACEDO, 1996).

Já o estudo realizado por (PLE, 1994) atesta que as indústrias da região próxima ao traçado do gasoduto Brasil-Bolívia já consumiam anualmente como combustível, em 1994, dez milhões de toneladas de bagaço de cana, divergindo totalmente dos dados do setor sucro-alcooleiro. Nesta dissertação, para fins de planejamento trabalharemos num cenário em que

o setor sucro-alcooleiro consiga melhorar a eficiência energética e disponha para o mercado uma quantidade de bagaço em torno de dez milhões de toneladas por safra.

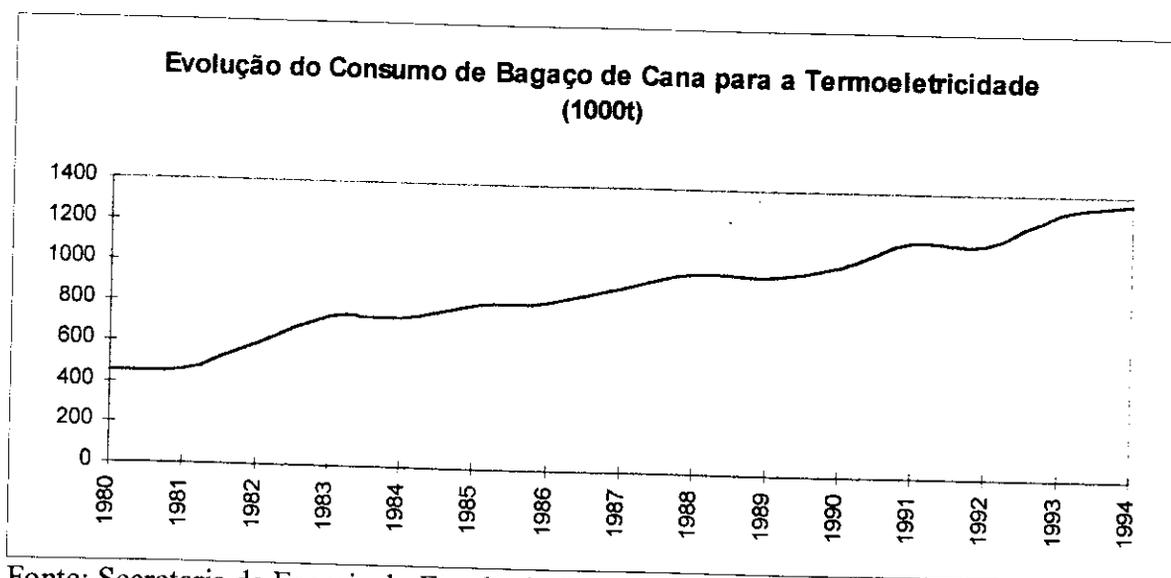
No Estado de São Paulo, como em todos os locais onde há a cultura canavieira, a cana é queimada no campo antes de sua colheita, prática esta que elimina a possibilidade de uso de suas pontas e folhas. As pontas e folhas representam entre 20% a 30% da massa de cana verde e, energeticamente, são equiparáveis ao valor energético do bagaço. Segundo (MACEDO, 1996) a quantidade de pontas e palhas é aproximadamente igual à quantidade total de bagaço gerado. Essa biomassa pode ser utilizada, como combustível nas usinas, em substituição total ou parcial do bagaço, ou ainda em sua complementação.

Em poucos países as pontas e folhas tem sido empregadas como combustível na geração de vapor, sendo que as poucas experiências tem sido feitas em mistura com bagaço (WALTER, 1994).

A utilização de bagaço para geração termoelétrica cresceu, no setor sucro-alcooleiro, a uma taxa média de 8,3% a.a., no período de 1980 a 1994, passando de 447.000t, em 1980 para 1.357 milhões de toneladas em 1994, como ilustra a Figura 3.8. Número esse que mostra o quanto as usinas de açúcar e álcool se adaptaram ao longo dessa década e meia para melhorar o rendimento energético de suas plantas. Isso significa uma capacidade de geração anual de 1079 GWh ou uma potência de 164 MW ($FC = 0,75$), considerando-se um rendimento médio de 30% de uma usina termoelétrica convencional (COELHO, 1992).

Segundo (WALTER, 1994), pode-se obter uma geração de 120,56 kWh/tc, em unidades termogeradoras de 30 MW, com acionamento mecânico das moendas: utilizando turbinas a vapor com dupla extração automática e condensação, ainda não existentes no Brasil, a um

custo de US\$ 944/kW instalado, produzindo 15,57 MW excedente na safra e 18,63 MW fora da safra. Com esta tecnologia é possível gerar, por exemplo, 18.205 GWh, utilizando todo o bagaço obtido na safra de 1995 e oriundo dos 151 milhões de toneladas de cana colhida e mais 44,1% de pontas e folhas. Esse potencial de geração equivale a 21,5% do consumo de energia elétrica do Estado de São Paulo, em 1994.



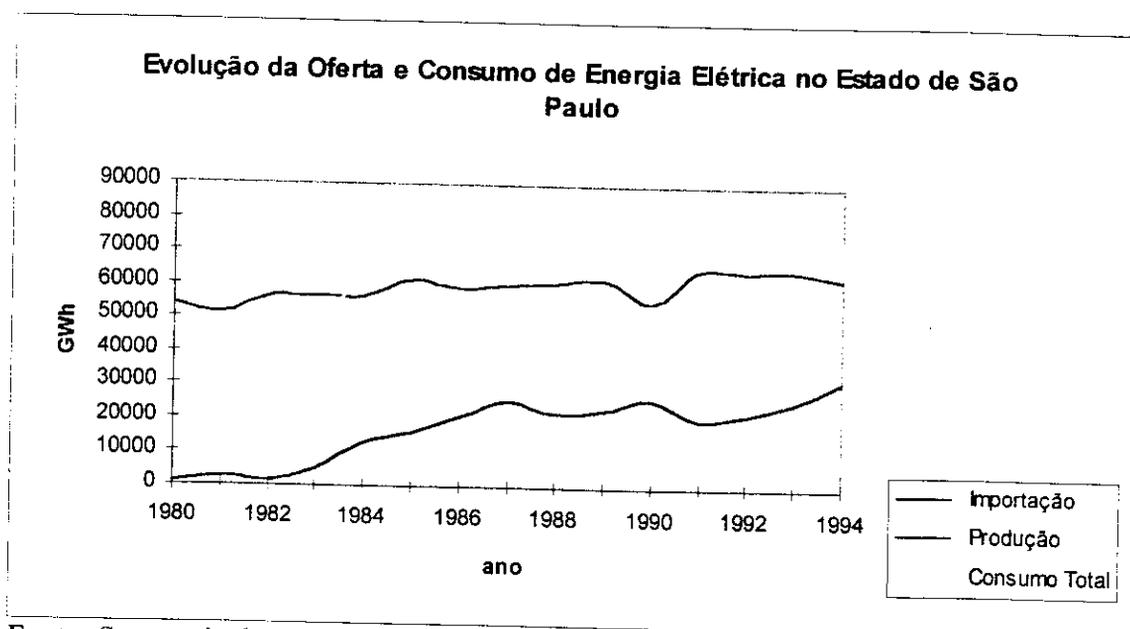
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.8 Evolução do Consumo de Bagaço de Cana para a Termoeletricidade

Em agosto de 1993, o Governo do Estado de São Paulo formalizou um acordo com o setor sucro-alcooleiro, visando o incentivo à cogeração e à produção independente de energia elétrica a partir de subprodutos da cana. As metas definidas através desse programa estabeleceram a viabilização de até 6 GW num horizonte de 15 anos, o que representa cerca de 60% da capacidade de geração de energia elétrica no Estado. Existem metas intermediárias a serem cumpridas de forma que o potencial máximo deva ser alcançado de forma escalonada (WALTER, 1994).

3.3.2. Energia elétrica

Ao se analisar o mercado de energia elétrica no Estado, observa-se que o consumo cresceu, no período de 1980 a 1994, a uma taxa média de 4,2% a.a., como ilustrado na Figura 3.9, enquanto que o consumo dos derivados de petróleo no mesmo período cresceu 0,9% a.a.. Isto significa que com esta taxa de crescimento o consumo se duplicará a cada 16,9 anos, ou seja, em 2012 deverá ser o dobro do efetivado em 1994. Em contrapartida a produção interna de energia elétrica cresceu apenas 1,0% a.a., enquanto a importação cresceu 34,0% a.a..



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

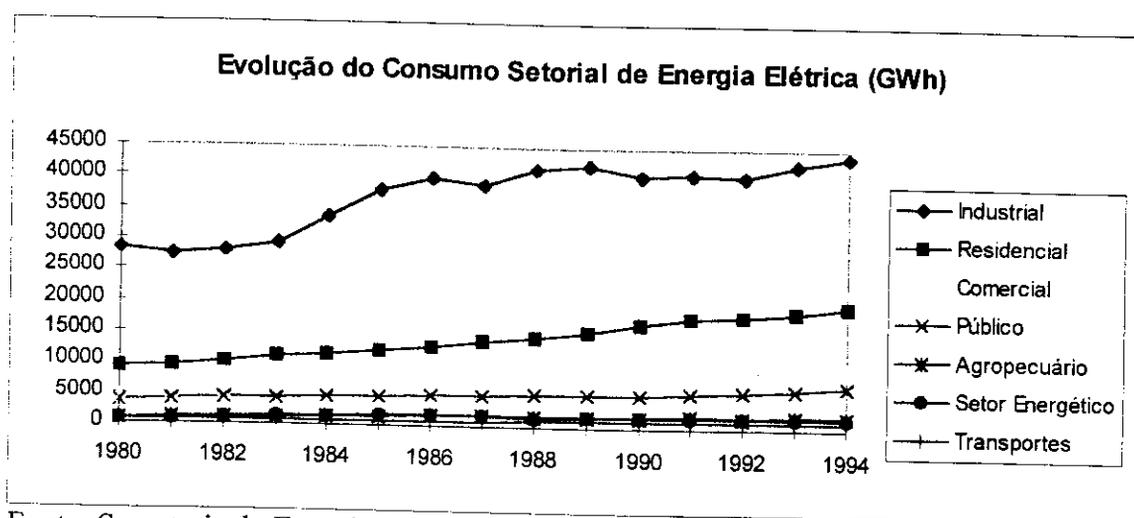
Figura 3.9 Evolução da Oferta e Consumo de Energia Elétrica no Estado de São Paulo

Setorialmente observa-se as taxas médias anuais de crescimento de consumo, indicadas na Tabela 3.2 e ilustradas na Figura 3.10. Se extrapolarmos essas taxas de crescimento para o futuro, supondo que nada seja feito para minimizar o consumo, podemos observar, na

Tabela 3.2, o intervalo de tempo necessário para que o consumo de energia elétrica em cada um dos setores seja duplicado. Isto significa afirmar que o setor elétrico tem sérios problemas a serem resolvidos no âmbito dos usos finais de energia elétrica, pois as taxas médias de crescimento setorial são elevadas e a participação de cada um dos setores muda ao longo dos anos como ilustram as Figuras 3.11 e 3.12.

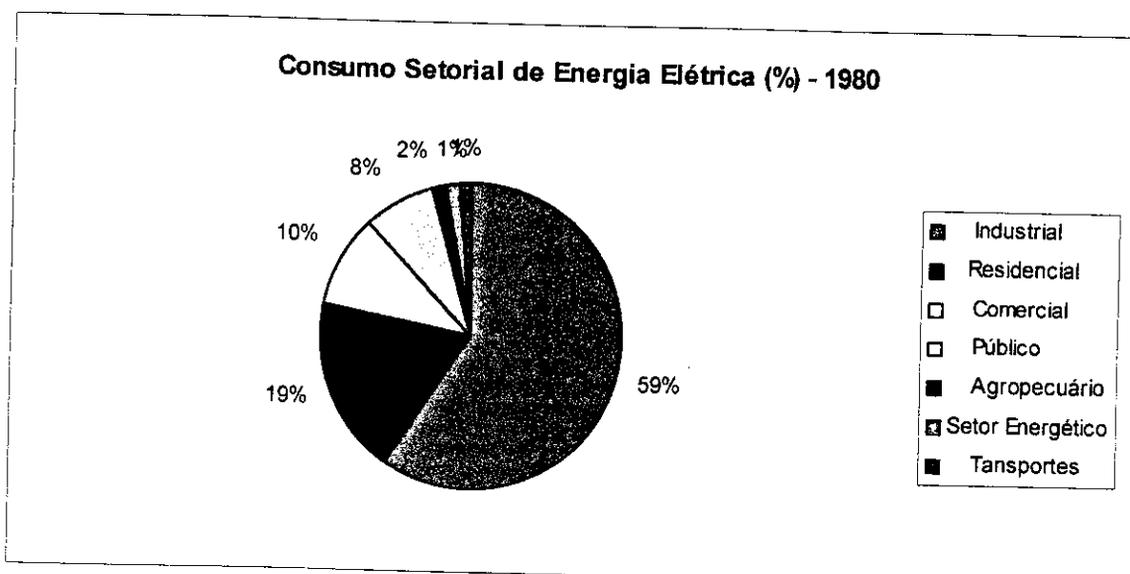
Tabela 3.2 Taxa média de crescimento anual de energia elétrica

Setor de Consumo	Taxa média de crescimento (%) a.a.	Intervalo de tempo necessário para o consumo ser duplicado
Transportes	2.5	28.1
Industrial	3.2	22.0
Público	4.5	15.8
Comercial	5.5	13.0
Residencial	5.7	12.5
Agropecuário	6.3	11.4
Setor Energético	6.9	10.4



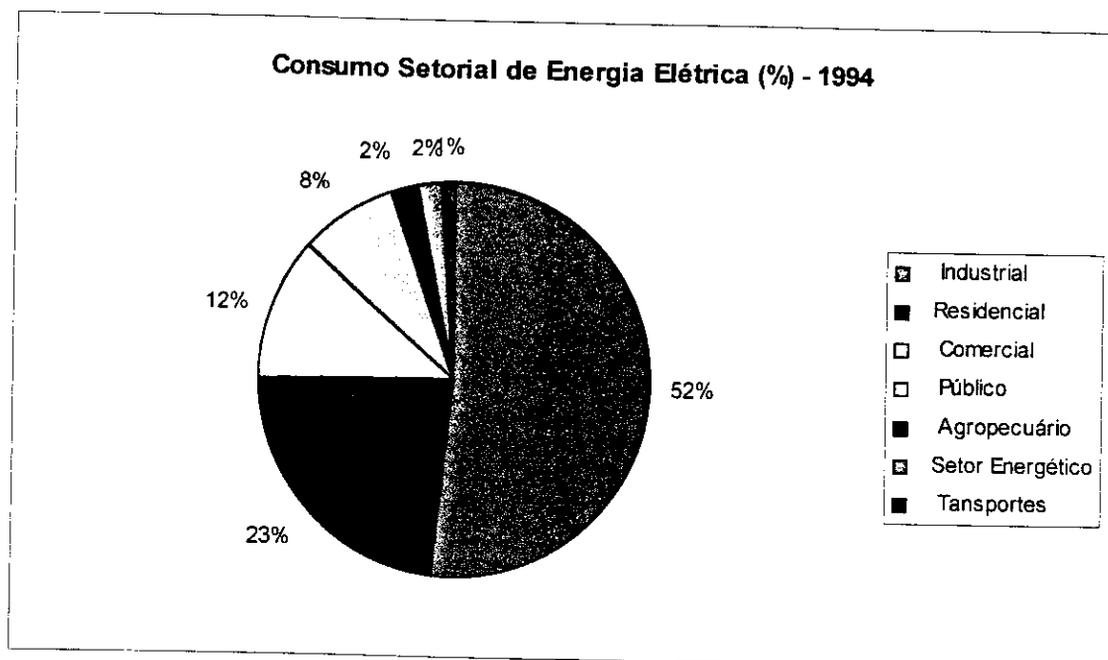
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.10 Evolução do Consumo Setorial de Energia Elétrica



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.11 Consumo Setorial de Energia Elétrica (%) - 1980



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.12 Consumo Setorial de Energia Elétrica (%) - 1994

É importante recordar que no início dos anos 80, o setor elétrico passou a firmar contratos especiais com grandes consumidores para uso de energia elétrica em substituição a derivados de petróleo, num momento em que havia excedente de eletricidade em função da sobre capacidade momentânea e da hidraulicidade favorável. Ao longo dos anos, grandes cargas foram definitivamente incorporadas à demanda industrial, consumindo energia firme. Como as tarifas especiais foram prorrogadas além do que era previsto, o valor médio da tarifa foi ainda mais reduzido.

No Brasil, como na maioria dos países em desenvolvimento, o Governo adotou políticas de combate à inflação baseadas no controle das tarifas dos serviços públicos, que em conjunto com outros fatores que não vale a pena comentar, contribuíram para a deterioração da saúde financeira das empresas do setor. As tarifas de energia elétrica apresentaram uma tendência de queda em valores reais, desde 1975. Em abril de 1993, a tarifa média atingiu o valor de US\$35/MWh, o menor valor em toda a sua história (WALTER, 1994).

Como conseqüência dessa política desastrosa do setor elétrico, observam-se as elevadas taxas de crescimento do consumo de energia elétrica na maioria dos setores de abastecimento, com exceção do setor de transportes, o único aliás que - por questões energéticas - deveria ter taxa elevada de crescimento de consumo, o que promoveria a substituição gradativa do óleo Diesel por energia elétrica. Assim o setor elétrico, além de ter de enfrentar uma série de crises internas, principalmente de ordem financeira, terá também de responder pela duplicação de demanda na próxima década.

Uma questão fundamental que deve ser colocada é que o setor não foi capaz de reagir de forma adequada diante da crise que se acentuou ao longo dos anos. Ao invés de adotar uma

estratégia de redução dos custos operacionais e de seus investimentos, o programa de expansão foi mantido inalterado, em virtude de previsões superavaliadas e antecipação de algumas obras.

Mesmo ocorrendo a paralisação de muitas obras, o esforço de expansão foi mantido, atendendo os interesses dos “lobies”, tanto dos empreiteiros como dos agentes de planejamento do próprio setor. Na impossibilidade de finalizar as obras de acordo com o cronograma original, os sucessivos atrasos geraram despesas que incidiram sobre seus custos, elevando-os muitas vezes, a mais do dobro do valor licitado.

Para se evitar um colapso entre a oferta e o consumo de energia elétrica no futuro uma série de alterações deverão ser feitas na legislação, de modo a:

- (i) ajustar as tarifas a valores que remunerem as empresas do setor;
- (ii) eliminar as tarifas especiais ETST;
- (iii) incentivar a adoção de sistemas de cogeração no setor industrial e terciário.

Havendo a elevação das tarifas o consumo perdulário deverá cair simultaneamente. No momento que houver uma política bem definida sobre tarifas e geração descentralizada, as empresas detentoras de processos industriais energo intensivos se interessarão pela cogeração. No setor residencial e comercial, o aumento da tarifa e a oferta de gás natural, quando possível, tanto para aquecimento, como para cocção, também colaborarão para a redução da taxa de crescimento do consumo.

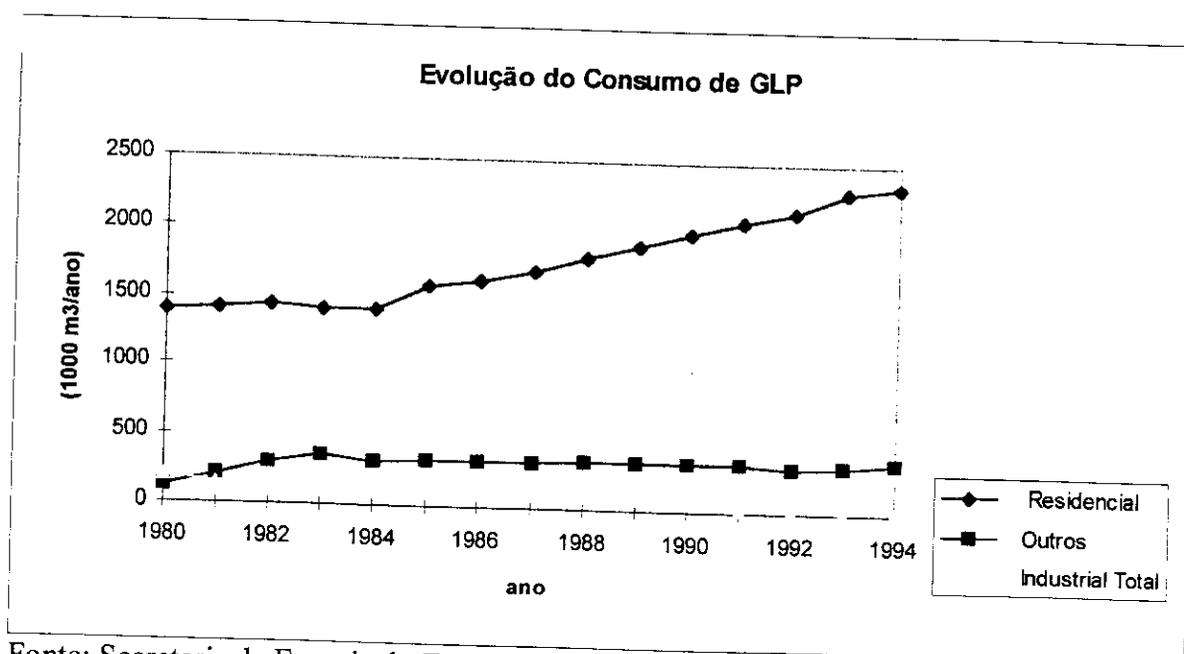
Com relação ao item (iii) vale a pena salientar que a legislação vigente reserva um poder excessivo às concessionárias na tomada de decisões sobre a matéria. As concessionárias não são obrigadas a comprar a energia excedente dos autoprodutores, ao contrário do que foi

definido em outros países, e têm diversos meios para inviabilizar qualquer empreendimento de autoprodução que tenha tal propósito. Os pontos que bem ilustram este último aspecto são:

- a) a não definição de um piso para a negociação das tarifas de compra dos excedentes de energia elétrica dos autoprodutores;
- b) a não explicitação da obrigação de tratamento não discriminatório, por parte da concessionária, aos autoprodutores quanto ao abastecimento emergencial;
- c) definição de padrões de desempenho compatíveis com instalações de grande porte e muito rigorosos para a maioria unidades autoprodutoras menores;
- d) a não valorização da energia elétrica secundária, no caso dos contratos de curta duração, o que limita a atratividade econômica dos investimentos em cogeração. Principalmente nos setores industriais como: sucro-alcooleiro, papel e celulose, químico, alimentos e bebidas e siderurgia.

3.3.3 GLP

O consumo de GLP no Estado, no período de 1980 a 1994, cresceu a uma taxa média anual de 2,6% a.a. Sendo importante frisar que o setor residencial cresceu a uma taxa média anual de 3,8% a.a., não só pelo crescimento vegetativo da população, como também pela substituição da lenha nos municípios que sobrevivem da agricultura, enquanto o **setor industrial decresceu 15,0% a.a.**



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo
Figura 3.13 Evolução do Consumo de GLP

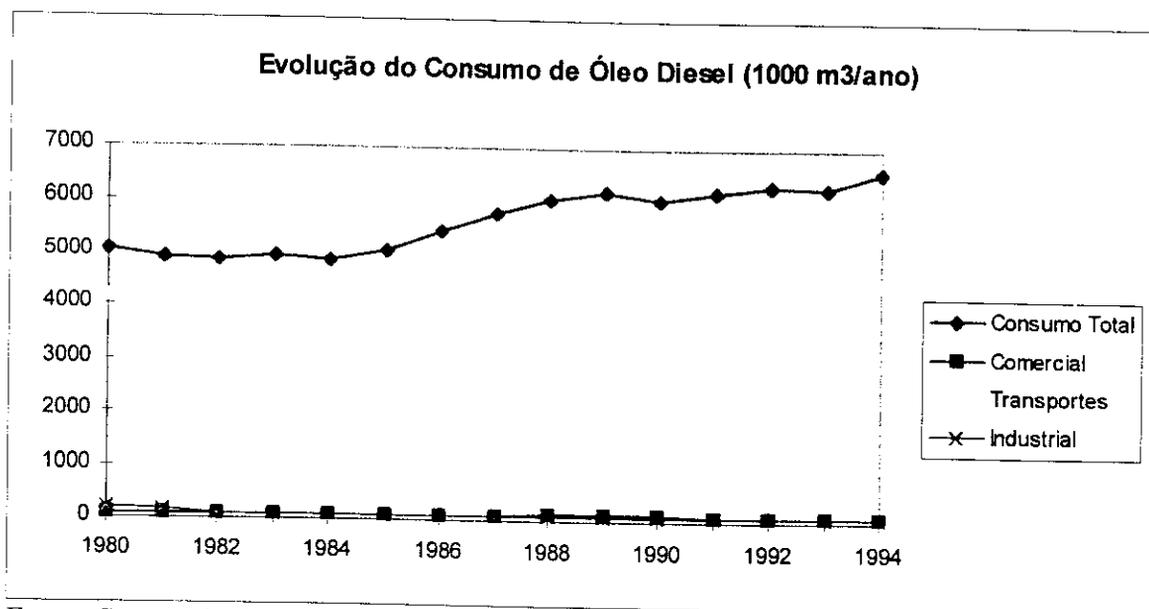
3.3.4 Óleo Diesel

O óleo Diesel consumido no Estado é praticamente todo destinado (95%, em 1994) ao setor de transportes com ênfase para o transporte rodoviário que consome 92%, como mostra a Figura 3.14. A evolução do consumo de óleo Diesel de 1980 a 1994 é mostrada na Figura 3.15.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.14 Percentual de Destinação do Óleo Diesel no Setor de Transportes

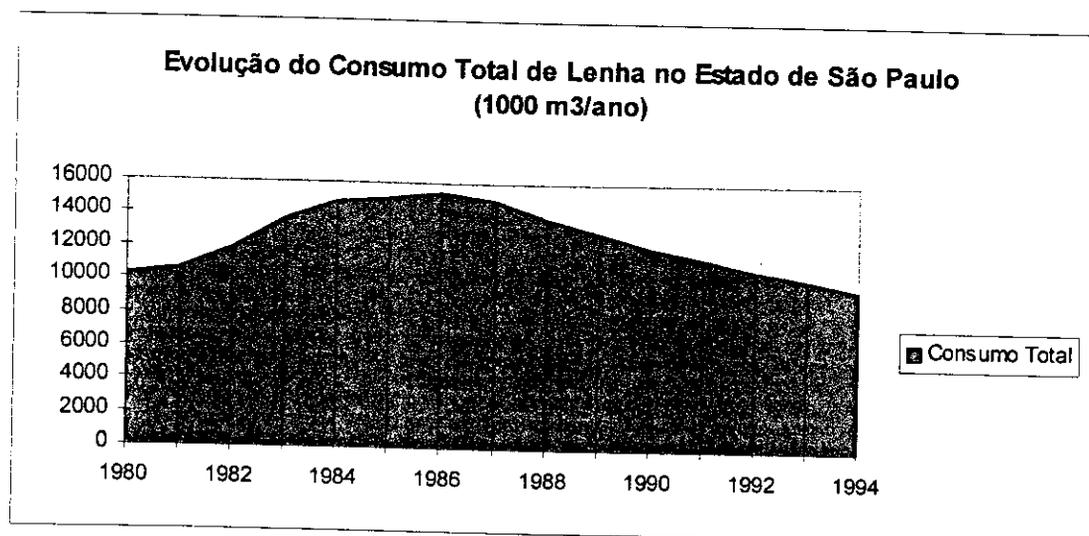


Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.15 Evolução do Consumo de Óleo Diesel

3.3.5 Lenha

O consumo de lenha no Estado, no período de 1980 a 1994, decresceu a uma taxa média de 0,4% a.a., como mostra a Figura 3.16.

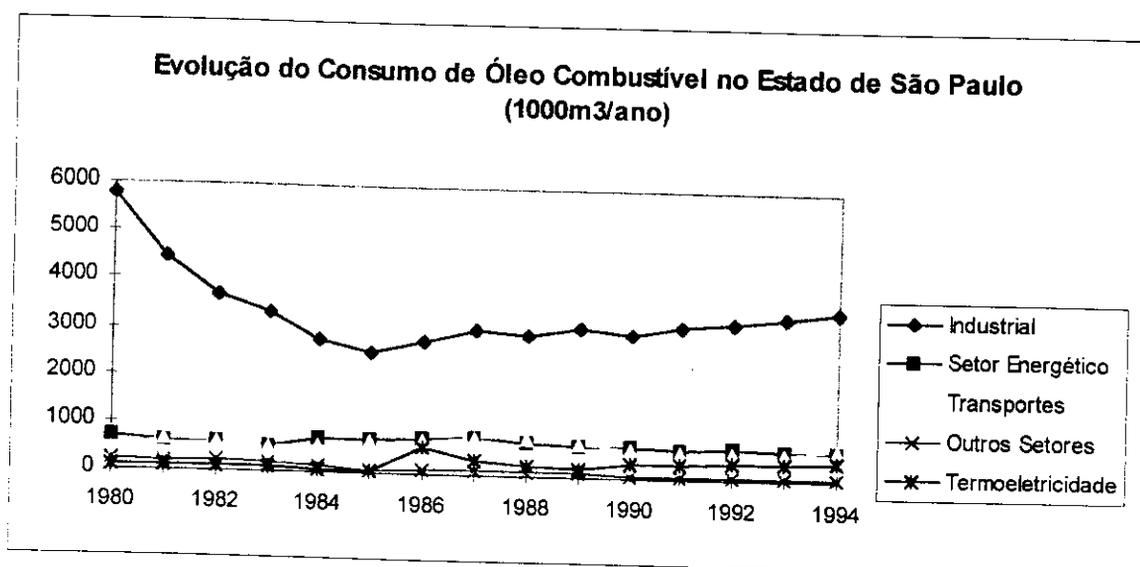


Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.16 Evolução do Consumo Total de Lenha no Estado de São Paulo

3.3.6 Óleo combustível

Durante a segunda metade da década de 70 e a primeira metade dos anos 80, o setor industrial desenvolveu grandes esforços no sentido de reduzir ao máximo o consumo de óleo combustível, em virtude da elevação de seu preço, devido a crise do petróleo. Desta forma o seu consumo reduziu a uma taxa média 2,8% a.a., no período de 1980 a 1994.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.17. Evolução do Consumo de Óleo Combustível no Estado de São Paulo

3.4. Evolução do Consumo Setorial de Insumos Energéticos

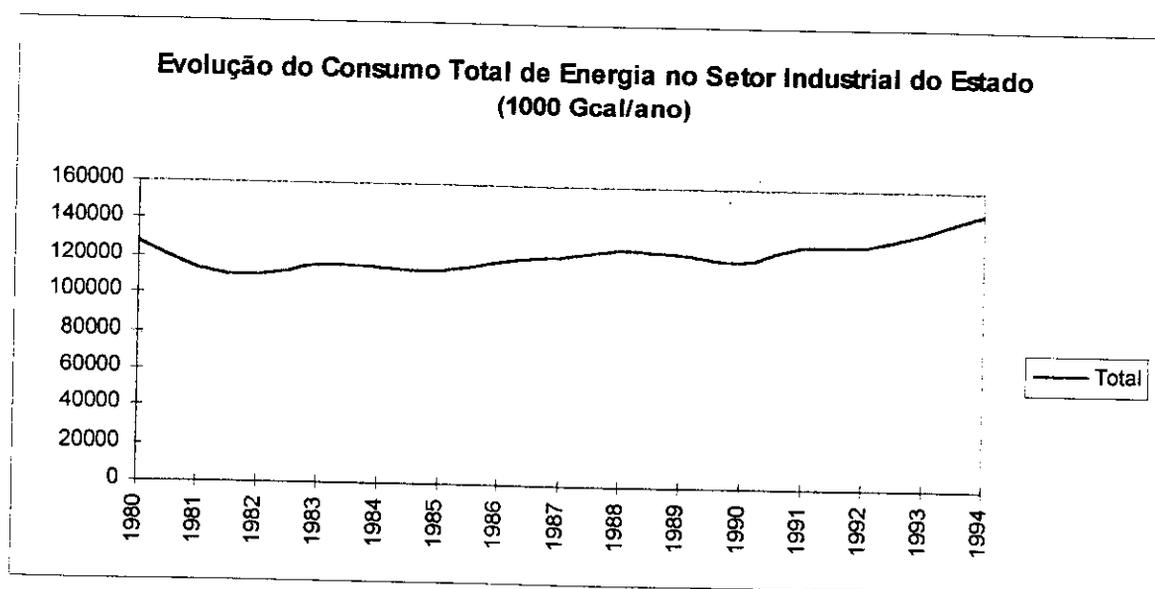
3.4.1 Setor industrial

O consumo total de insumos energéticos no setor industrial cresceu a uma taxa média de 1,1% a.a., no período de 1980 a 1994, como ilustrado na Figura 3.18. Isto, porque houve uma redução do consumo de óleo combustível a uma taxa média de 3,5% a.a. e um crescimento do consumo de energia elétrica de 3,2% a.a..

Enquanto em 1980, o consumo do óleo combustível correspondia à metade de todos os outros insumos, em 1994, a sua participação caiu para 29%. Já a energia elétrica, no mesmo período, teve a sua participação relativa, alterada de 23% para 34%, como pode ser visto nas Figuras 3.19 e 3.20.

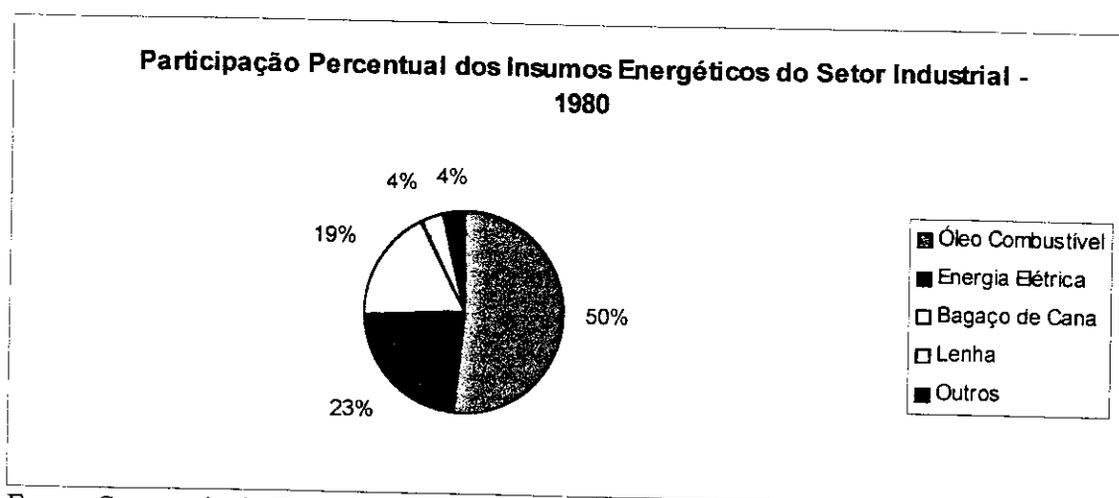
O bagaço de cana foi outro insumo que teve uma alteração substancial na matriz energética do setor industrial, passando de 19%, em 1980, para 31%.

Pode-se afirmar que atualmente no setor industrial paulista há três insumos com participação praticamente igual na matriz energética: a energia elétrica e o bagaço de cana com tendência crescente de consumo e o óleo combustível com tendência de baixa, como ilustra a Figura 3.21.



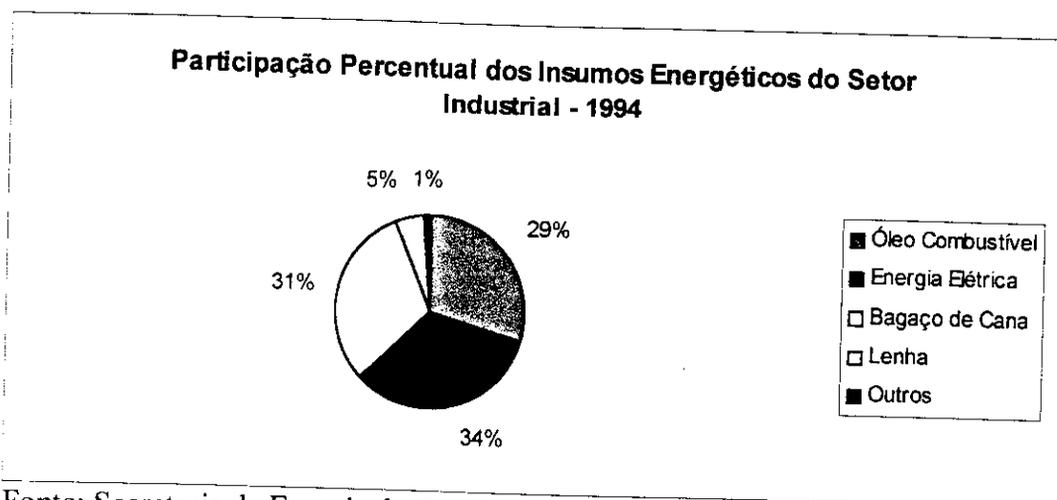
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

3.18 Evolução do Consumo Total de Energia no Setor Industrial do Estado



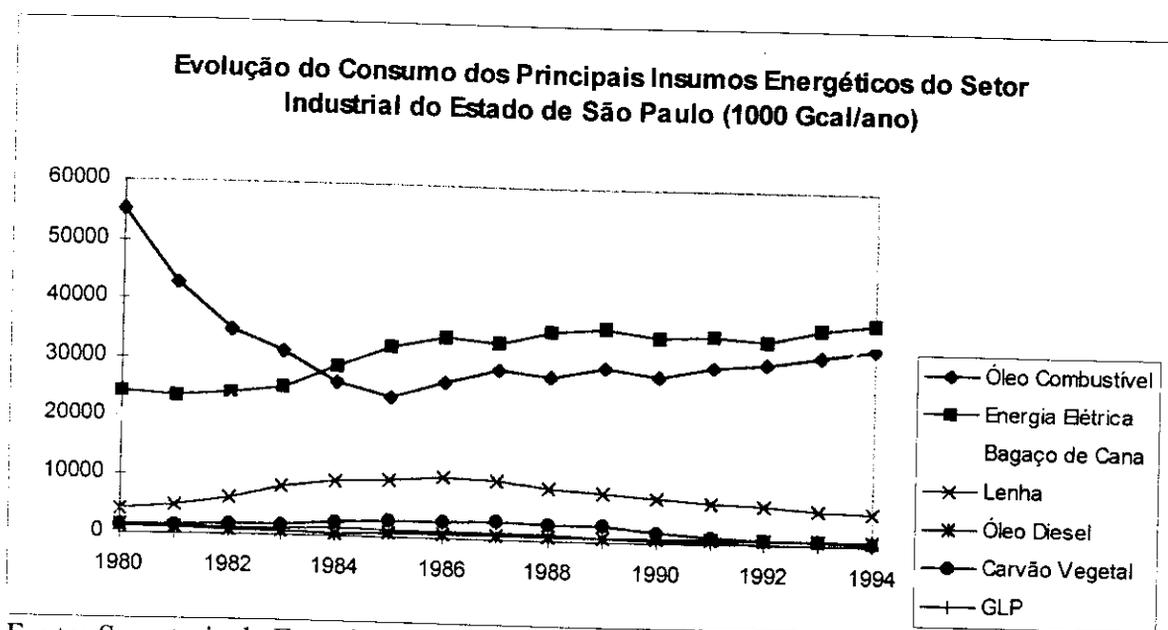
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

3.19 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Industrial - 1980



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

3.20 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Industrial - 1994



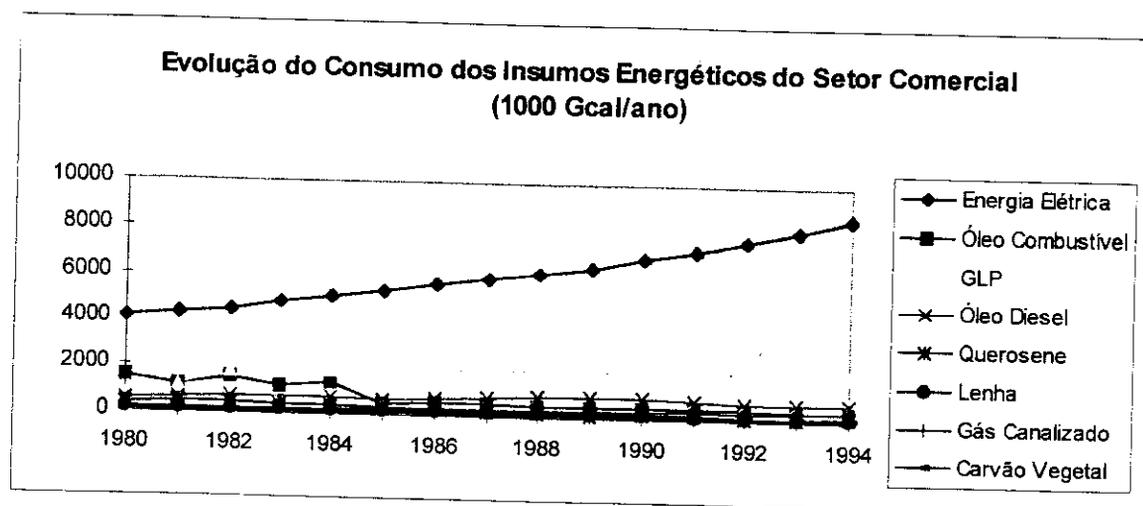
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

3.21 Evolução do Consumo dos Principais Insumos Energéticos do Setor Industrial

3.4.2 Setor comercial

No setor comercial o insumo energético que teve uma maior taxa média de crescimento anual de consumo, foi o GLP, com 8,1%. Em segundo lugar a energia elétrica com 5,4%

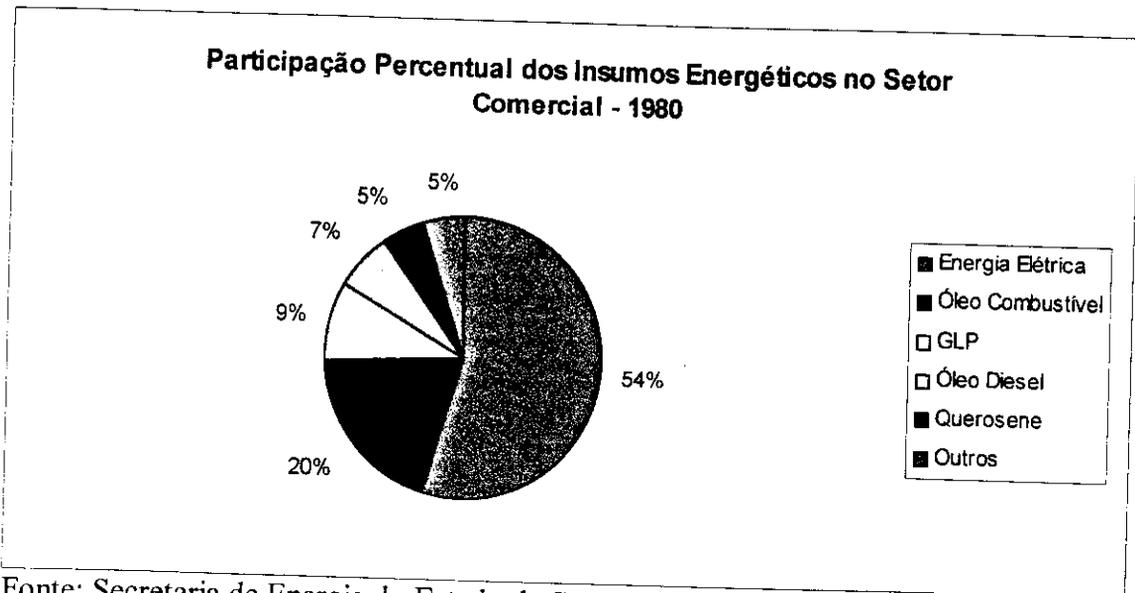
a.a.. No total o consumo do setor cresceu a uma taxa média de 3,6% a.a. A Figura 3.22 mostra a evolução do consumo de todos os insumos energéticos necessários ao setor.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

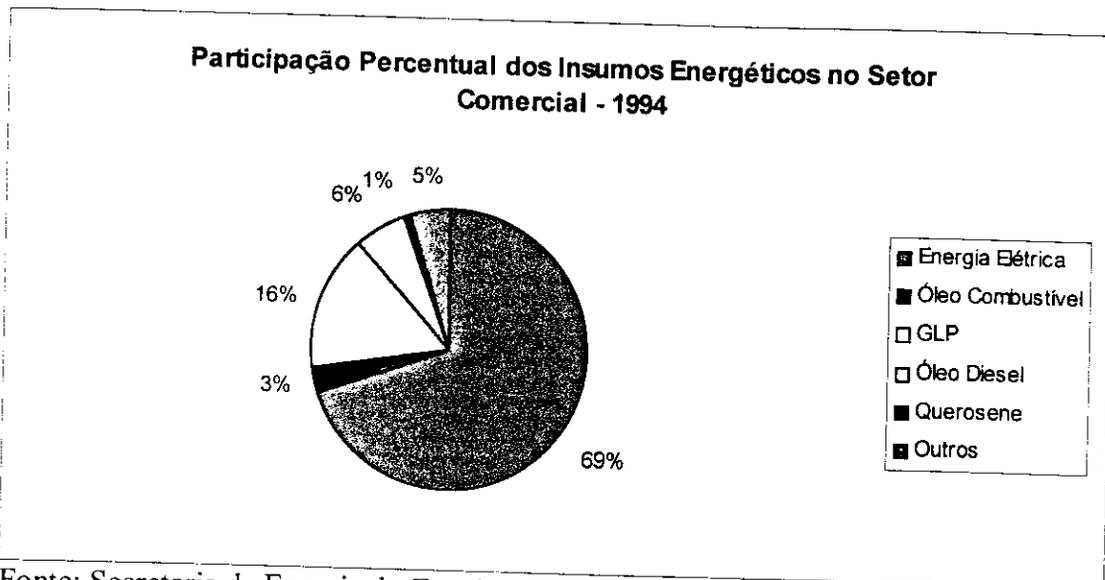
Figura 3.22. Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Comercial

Comparando-se a matriz energética de 1980 e a de 1994, observa-se o crescimento do consumo de energia elétrica e a sua participação no consumo. Inicialmente o consumo de energia elétrica correspondia a 54% e, em 1994, 69%. O GLP também teve, no mesmo período, sua participação alterada de 9% para 16%, como mostram as Figuras 3.23 e 3.24.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.23. Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Comercial - 1980



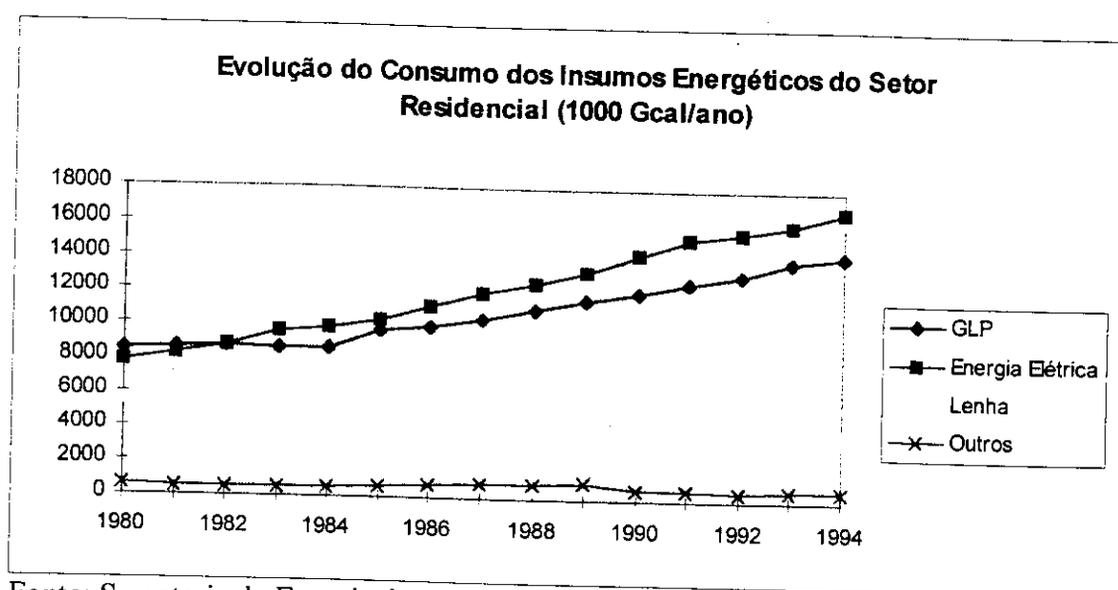
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.24 Participação Percentual dos Insumos Energéticos no Setor Comercial - 1994

3.4.3 Setor residencial

A evolução do consumo do setor residencial cresceu a uma taxa média de 3,3% a.a., no período de 1980 a 1994. A energia elétrica foi o insumo, cujo consumo mais evoluiu, com uma taxa média de crescimento de 5,7% a.a.. Em segundo lugar o GLP com 3,8% a.a.

Em contra partida a lenha teve o seu consumo diminuído a uma taxa média de 2,7% a.a., como mostra a Figura 3.5.



Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 3.25 Evolução do Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Residencial

3.5 A matriz energética das regiões próximas ao gasoduto Brasil-Bolívia

Com o objetivo de se analisar o mercado potencial de gás natural boliviano a COMGÁS contratou a empresa alemã PLE - Pipeline Engineering GmbH, que levantou a demanda de

insumos energéticos das indústrias de 52 municípios próximos à faixa onde passará o gasoduto Brasil-Bolívia. Nesta dissertação foram considerados 37 municípios, pois os restantes possuem demanda inexpressiva de gás natural (PLE, 1993).

No levantamento considerou-se os seguintes usos para o gás natural:

- a) doméstico, incluindo escolas e hospitais.
- b) comercial, como hotéis, restaurantes, clubes, supermercados, etc.
- c) indústrias.

CrITÉRIOS adotados

1. Uso doméstico

As informações foram obtidas junto às prefeituras, considerando-se:

- número de residências no município, adotando-se 5 habitantes/residência e consumo médio de $22,2 \text{ Nm}^3/\text{mês}$, por residência.
- consumo médio por escola: $9 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.
- consumo médio por hospital: $132 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.
- densidade populacional econômica (180 habitante/ha), mínima para a viabilidade econômica, mesmo valor adotado em (COPLASA, 1992).

2. Uso comercial

O número e tipos de estabelecimentos foram levantados juntos às prefeituras municipais

e os coeficientes de consumo foram obtidos junto ao banco de dados da COMGÁS.

3. Uso industrial

As indústrias foram pesquisadas diretamente, através de questionário respondido pelos técnicos das indústrias.

Resultados

O levantamento mostrou que o consumo de insumos energéticos do setor industrial da região, representou, em 1993, 28% de todo o setor industrial do Estado. Esse total é rateado entre 6 diferentes insumos energéticos que “a priori”, poderiam ser substituídos pelo gás natural. A afirmativa está no futuro do pretérito porque a variável preço dos insumos energéticos, acrescido do custo das modificações nas adaptações necessárias à troca dos insumos energéticos, é relevante no momento da substituição. Assim, relacionamos neste capítulo a quantidade dos insumos que são ou poderiam ser utilizados, desde que viável técnico-economicamente.

A relação e a quantidade de insumos energéticos utilizados e que poderiam ser substituídos pelo setor industrial de cada uma das regiões é a mostrada, em ordem decrescente, na Tabela 3.3. A Figura 3.26 mostra um comparativo entre as quantidades de cada insumo no setor industrial.

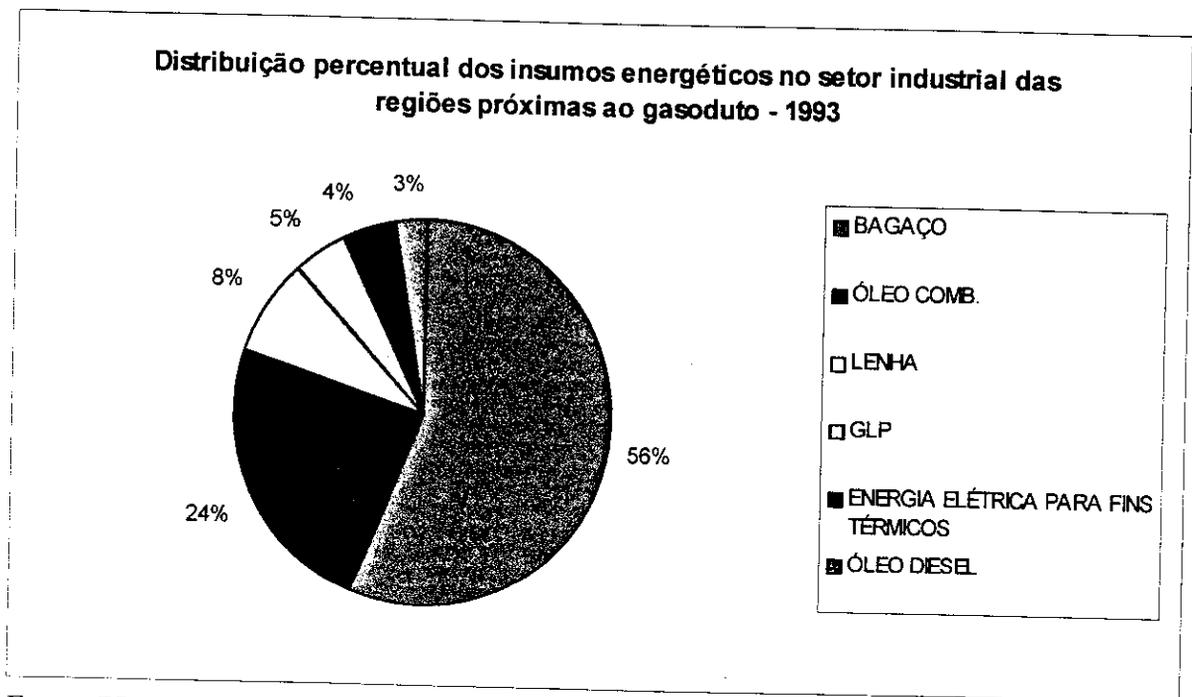
A Figura 3.27 ilustra a importância do setor industrial junto aos demais setores, respondendo por 91,1% do consumo total de insumos energéticos. O setor de transportes participa com 3,6%, o comercial com 3,1% e o residencial com 2,2%.

Tabela 3.3 Insumos energéticos substituíveis por gás natural (Gcal/ano) - 1993

REGIÃO	F. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
RIBEIRÃO PRETO	32.087	763.017	9.323.422	485.327	344.491	56.992	11.005.336
MATÃO	15.288	189.834	8.111.109	1.431.345	137.862	26.212	9.911.650
LIMEIRA	665.498	748.512	4.116.840	3.475.353	131.220	374.561	9.511.984
CAMPINAS	317.999	1.153.220	192.748	2.539.413	300.330	281.721	4.785.431
OSASCO	703.399	199.472	-	1.300.812	119.184	1.121.048	3.443.915
TOTAL	1.734.271(1)	3.054.055(2)	21.744.119(3)	9.232.250(4)	1.033.087(5)	1.860.534(5)	38.658.316

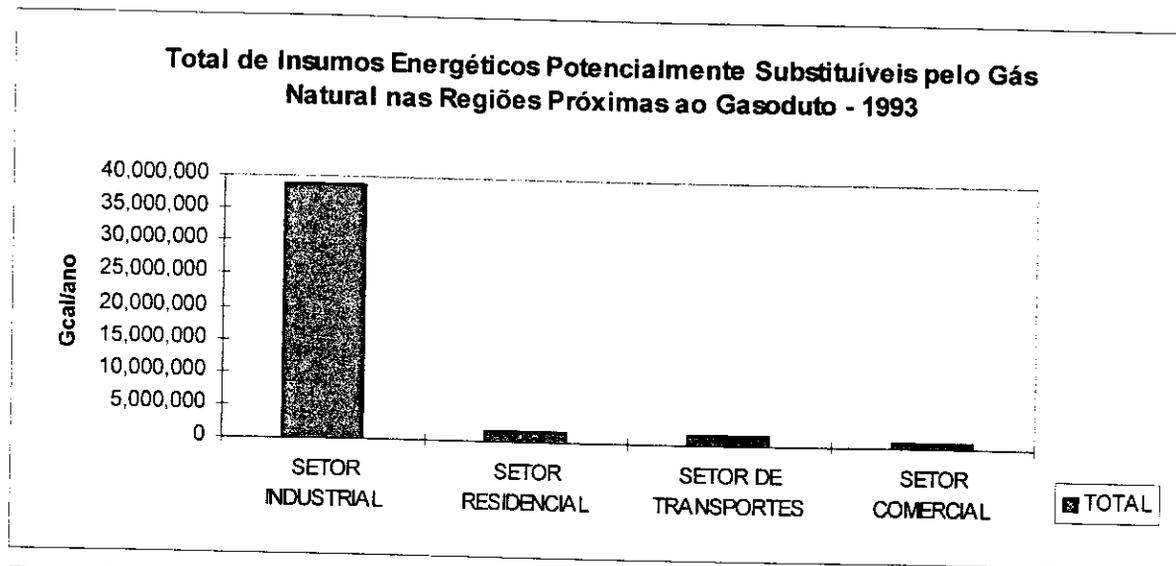
Fonte: PLE

- (1) Energia elétrica utilizada única e exclusivamente para aquecimento de processo industrial, corresponde a 4,8% de toda a energia elétrica consumida pelo setor industrial do Estado de São Paulo e equivale a uma potência instalada de 116 MW (FC = 0,75).
- (2) Corresponde a 50,8% do total de lenha consumido pelo setor industrial do Estado de São Paulo.
- (3) Corresponde a 9,6 milhões de toneladas, equivalente a 74,3% do total consumido pelo setor industrial do Estado de São Paulo (SECRETARIA DE ENERGIA, 1995). No entanto, este valor é 2,82 vezes maior do que o setor sucro-alcooleiro considera disponível para a comercialização (MACEDO, 1996).
- (4) Corresponde a 28,7% do total de óleo combustível pelo setor industrial do Estado de São Paulo.
- (5) Corresponde a valores que o setor consumiria, desde que o preço fosse compatível com o do óleo combustível.



Fonte: PLE

Figura 3.26 Distribuição percentual dos insumos energéticos no setor industrial das regiões próximas ao gasoduto



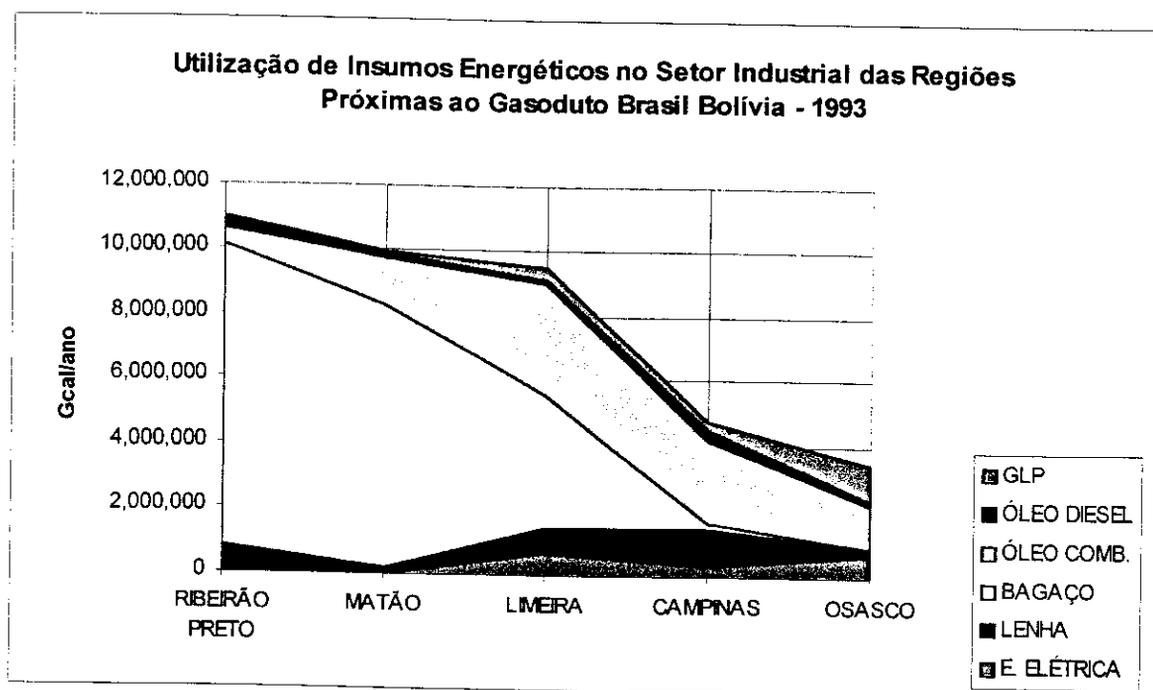
Fonte: PLE

Figura 3.27 Total de Insumos Energéticos Substituíveis pelo Gás Natural

Devido à importância do setor industrial, ele foi estudado, consultando-se as indústrias individualmente e os dados foram classificados segundo a localização e as dimensões das indústrias segundo o número de empregados. A classificação adotada foi a seguinte:

- grandes indústrias: mais de 500 empregados;
- indústrias médias: de 100 a 499 empregados;
- pequenas indústrias: até 99 empregados.

Os municípios estudados foram classificados em regiões geográficas e o consumo total considerado junto aos três tipos de indústrias: grande, médio e pequeno, sendo os consumos regionais mostrados na Figura 3.28.



Fonte: PLE

Figura 3.28 Utilização dos Insumos Energéticos no Setor Industrial das Regiões Próximas ao Gasoduto

3.6 Consumo total das indústrias de Ribeirão Preto

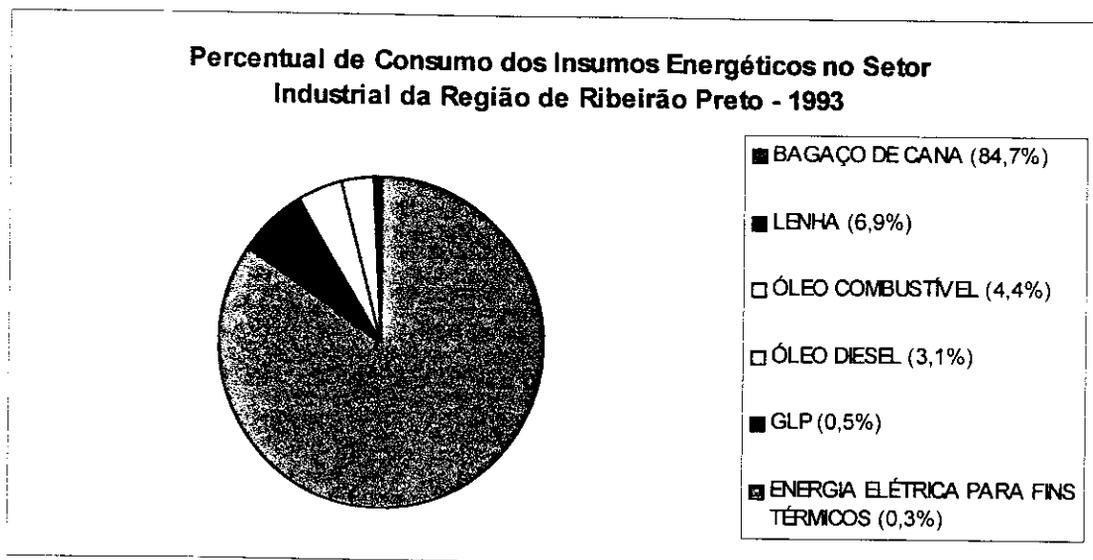
A região de Ribeirão Preto consome o equivalente a 8,0 % de todo o consumo do setor industrial do Estado de São Paulo e 28,5 % do consumido pelas regiões próximas ao gasoduto. A Tabela 3.4 mostra, em ordem decrescente, o potencial de substituição de cada um dos municípios e atenção especial deve ser dada aos 4,1 milhões de toneladas de bagaço de cana consumidos em 1993, e que representam 84,7% de todo o consumo do setor industrial da região, como ilustrado na Figura 3.29.

Tabela 3.4 Total de consumo do setor industrial de Ribeirão Preto - 1993 (Gcal/ano)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SERTÃOZINHO	8.406	43.012	3.845.923	130	220.137	27	4.117.635
PIRASSUNUNGA	-	-	3.107.627	9.533	7.850	878	3.125.888
STA. ROSA VITERBO	-	151.609	1.589.831	94.135	32.627	41	1.868.243
ARARAQUARA	1.490	13.713	780.041	52.930	45.331	1.498	895.003
SÃO CARLOS	18.174	327.599	-	36.342	8.667	7.852	398.634
PORTO FERREIRA	462	72.021	-	214.014	7.965	45.353	339.815
RIBEIRÃO PRETO	3.555	126.408	-	38.001	21.329	1.087	190.380
LEME	-	33.359	-	40.242	585	256	74.442
TOTAL	32.087 (1)	763.017	9.323.422	485.327	344.491	56.992	11.005.336

Fonte: PLE

(1) Equivalente a 2 MW



Fonte: PLE

Figura 3.29 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial da Região de Ribeirão Preto

3.7 Consumo total das indústrias da região de Matão

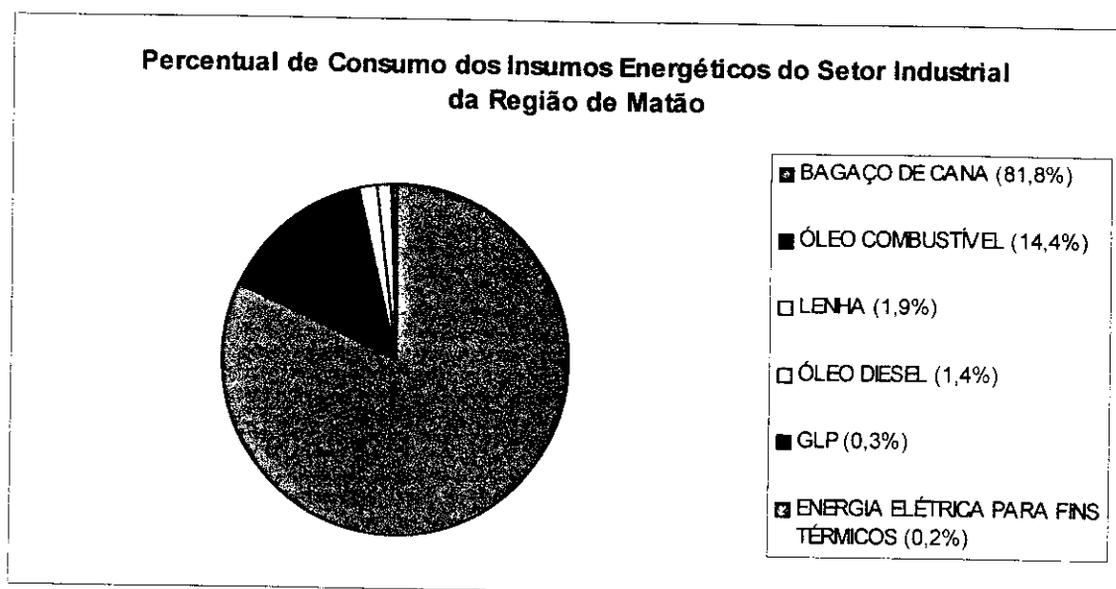
A região de Matão consome o equivalente a 7,2% de todo o consumo do setor industrial do Estado de São Paulo e 25,6 % do consumido pelas regiões próximas ao gasoduto. A Tabela 3.5 mostra, em ordem decrescente, o potencial de substituição de cada um dos municípios e atenção especial deve ser dada aos 3,6 milhões de toneladas de bagaço de cana consumidos em 1993, e que representam 81,8% de todo o consumo do setor industrial da região, como ilustrado na Figura 3.30.

Tabela 3.5 - Total de consumo do setor industrial de Matão(Gcal/ano) - 1993

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MATÃO	-	1.236	5.606.390	1.096.236	45.105	481	6.749.448
ARAÇATUBA	207	65.672	1.358.163	61.386	23.913	16.874	1.526.215
CATANDUVA	10.359	1.545	1.105.930	108.455	601	43	1.226.933
S. J. RIO PRETO	2.810	58.326	-	93.342	36.427	4.291	195.196
BAURU	1.125	17.770	-	36.494	30.029	1.932	87.350
LINS	-	19.545	40.626	4.179	1.236	-	65.586
ANDRADINA	787	25.740	-	31.253	551	2.591	60.922
TOTAL	15.288 (1)	189.834	8.111.109	1.431.345	137.862	26.212	9.911.650

Fonte: PLE

(1) Equivalente a 1 MW



Fonte: PLE

Figura 3.30 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial da Região de Matão

3.8 Consumo total das indústrias da região de Limeira

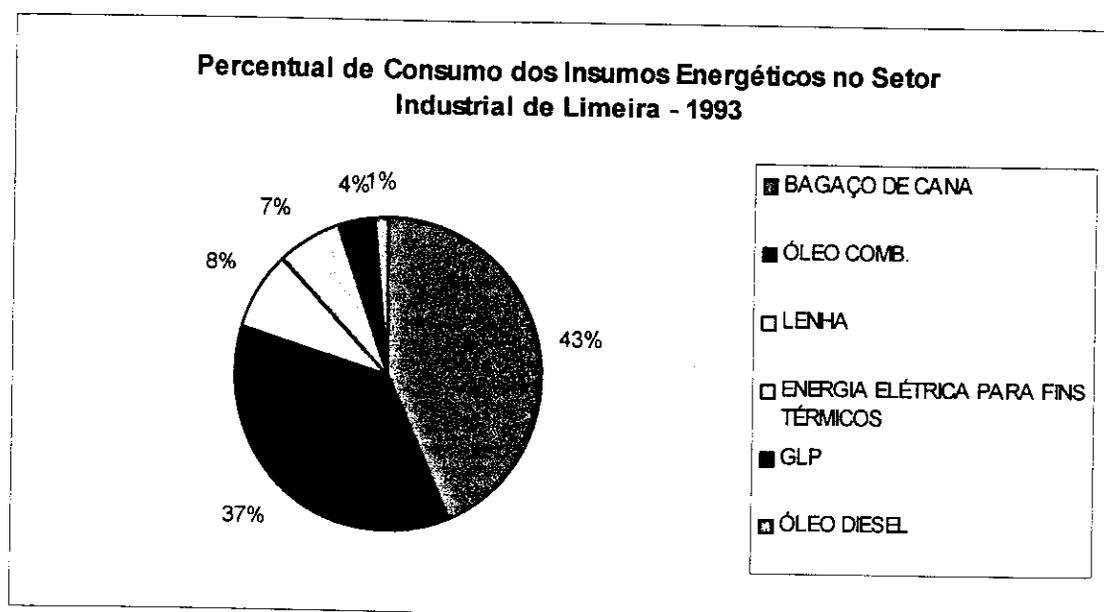
A região de Limeira consome o equivalente a 7,0% de todo o consumo do setor industrial do Estado de São Paulo e 25,0 % do consumido pelas regiões próximas ao gasoduto. A Tabela 3.6 mostra, em ordem decrescente, o potencial de substituição de cada um dos municípios e atenção especial deve ser dada ao 1,8 milhão de toneladas de bagaço de cana consumidos em 1993, e que representam 43,0 % de todo o consumo do setor industrial da região, como ilustrado na Figura 3.31. Outro dado expressivo é a quantidade de energia elétrica utilizada para fins térmicos em processos industriais equivalente a 45 MW (FC = 0,75) e que pode ser substituída por gás natural.

Tabela 3.6 - Total de consumo do setor industrial de Limeira (Gcal/ano) - 1993

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
ARARAS	1.398	88.223	2.089.315	79.688	2.224	1.375	2.262.223
PIRACICABA	9.199	17039	1.692.750	228.811	20.717	31.772	2.000.288
LIMEIRA	265.150	240.210	322.422	617.306	13.752	12.792	1.471.632
PAULÍNIA	37	1544	11.621	1.268.986	35.690	2.411	1.320.289
RIO CLARO	22.242	30815	-	751.797	22.939	251.144	1.078.937
SUMARÉ	297.089	33.784	-	249.599	6.190	5.160	591.822
AMERICANA	7.989	245.320	-	182.770	4.322	4.644	445.045
CORDEROPOIS	-	54.311	-	47.460	10.546	62.235	174.552
STA. B. OESTE	25.036	37266	732	48.936	14.840	3.028	129.838
TOTAL	665.498 (1)	748.512	4.116.840	3.475.353	131.220	374.561	9.511.984

Fonte: PLE

(1) Equivalente a 45 MW (FC = 0,75)



Fonte: PLE

Figura 3.31 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial da Região de Limeira

3.9 Consumo total das indústrias da região de Campinas

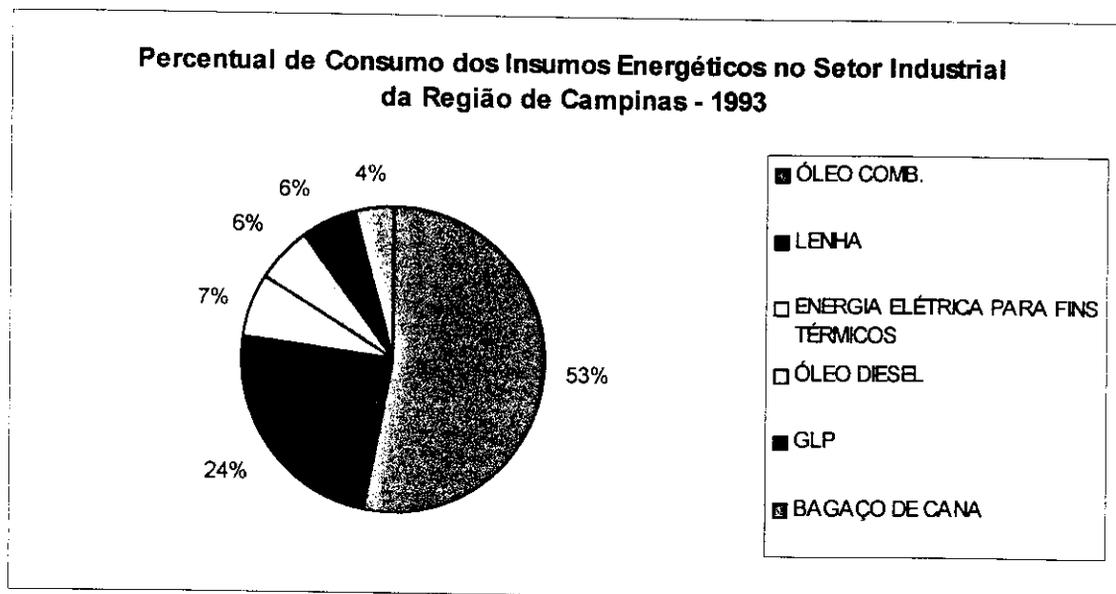
A região de Campinas consome o equivalente a 3,5% de todo o consumo do setor industrial do Estado de São Paulo e 12,5 % do consumido pelas regiões próximas ao gasoduto. A Tabela 3.7 mostra, em ordem decrescente, o potencial de substituição de cada um dos municípios e atenção especial deve ser dada às 254.000 toneladas de óleo combustível consumidas em 1993, e que representam 53,0 % de todo o consumo do setor industrial da região, como ilustrado na Figura 3.31.

Tabela 3.7 - Total de consumo do setor industrial de Campinas (Gcal/ano) - 1993

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MOGI-GUAÇU	86.742	485.199	180.560	774.334	57.412	136.443	1.720.690
AMPARO	5.962	78.867	-	721.738	5.571	2.019	814.157
JUNDIAI	27.588	57.931	5.860	326.300	48.354	96.484	562.517
CAMPINAS	19.621	82.699	6.328	225.914	66.044	12.101	412.707
ITU	9.328	259.618	-	50.979	16.073	17.489	353.487
SALTO	23.427	123.943	-	139.178	14.397	5.091	306.036
VALINHOS	94.115	-	-	122.629	10.569	2.786	230.099
MOGI-MIRIM	7.373	12.665	-	111.565	8.132	1.529	141.264
INDAIATUBA	25.583	13.591	-	32.763	53.233	7.352	132.522
ITATIBA	18.260	38.707	-	34.013	20.545	427	111.952
TOTAL	317.999 (1)	1.153.220	192.748	2.539.413	300.330	281.721	4.785.431

Fonte: PLE

(1) Equivalente a 21 MW (FC = 0,75)



Fonte: PLE

Figura 3.32 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial da Região de Campinas

3.10 Consumo total das indústrias de Osasco

A região de Osasco consome o equivalente a 2,5% de todo o consumo do setor industrial do Estado de São Paulo e 9,0% do consumido pelas regiões próximas ao gasoduto. A

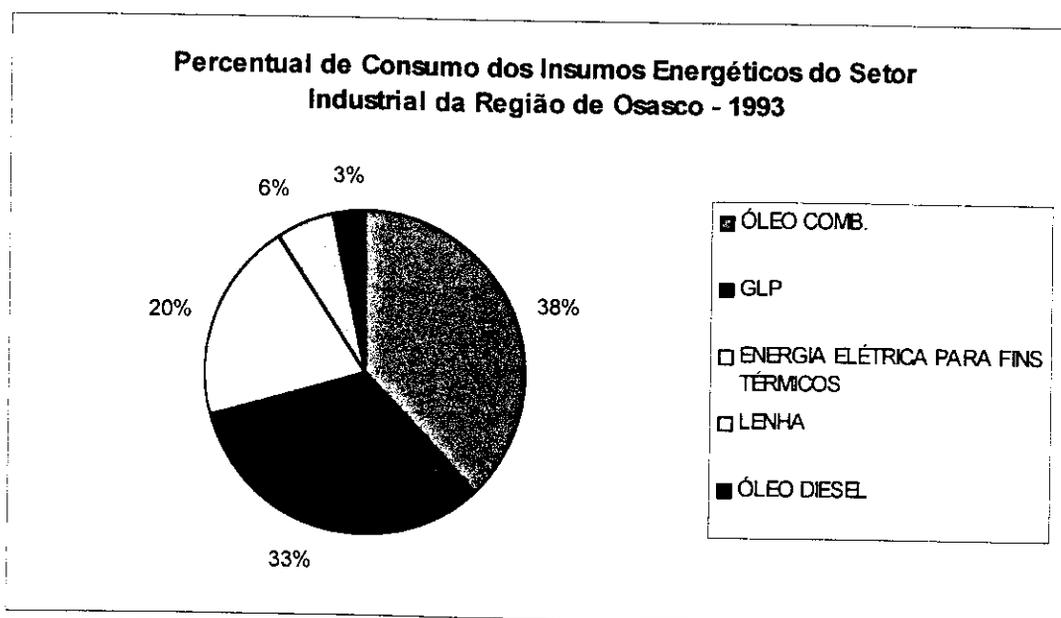
Tabela 3.8 mostra, em ordem decrescente, o potencial de substituição de cada um dos municípios e atenção especial deve ser dada às 173.000 toneladas de GLP consumidas em 1993, e que representam 38,0 % de todo o consumo do setor industrial da região, como ilustrado na Figura 3.32. Outro dado expressivo é a quantidade de energia elétrica utilizada para fins térmicos em processos industriais equivalente a 47 MW (FC = 0,75) e que pode ser substituída por gás natural.

Tabela 3.8 - Total de consumo do setor industrial de Osasco (Gcal/ano) - 1993

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	BAGAÇO	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
OSASCO	346.097	-	-	119.204	31.580	1.089.521	1.586.402
MAIRINQUE	350.362	2.582	-	783.094	33.913	3.568	1.173.519
SOROCABA	6.940	196.890	-	398.514	53.691	27.959	683.994
TOTAL	703.399 (1)	199.472	-	1.300.812	119.184	1.121.048	3.443.915

Fonte: PLE

(1) Equivalente a 47 MW (FC = 0.75)



Fonte: PLE

Figura 3.33 Percentual de Consumo dos Insumos Energéticos do Setor Industrial da Região de Osasco

Capítulo 4

Distribuição do gás canalizado no Estado de São Paulo

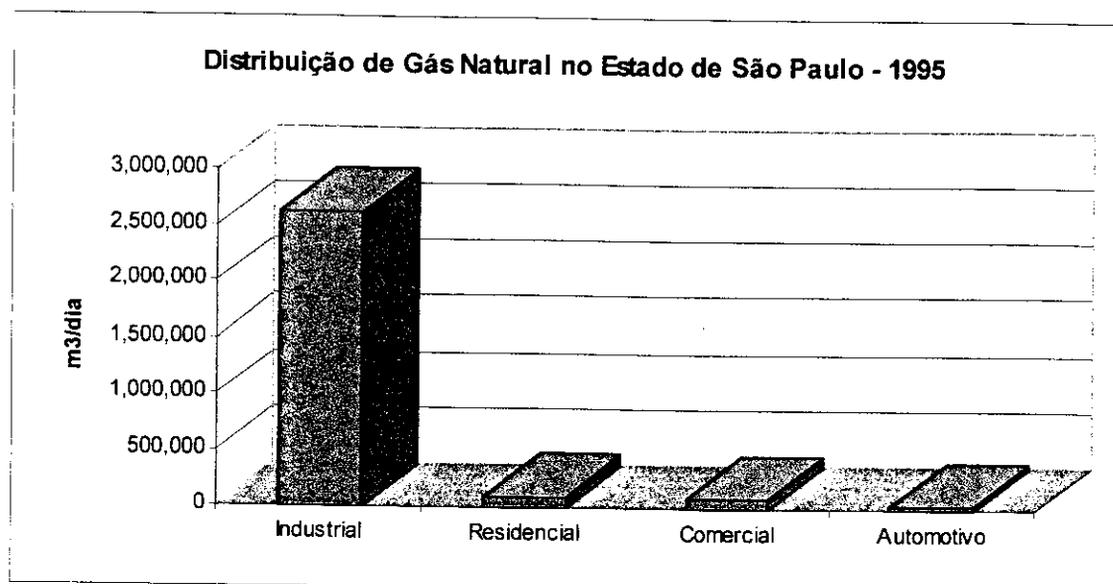
4.1 Distribuição do mercado de gás canalizado dentro dos diversos setores da economia

Atualmente, a COMGÁS, detentora do monopólio de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo, comercializa diariamente **2,97 milhões de metros cúbicos de gás canalizado**, tais como o gás natural, o gás de nafta e o GLP. O gás natural corresponde 96,1% de todo o volume de gás comercializado, sendo o setor industrial o principal consumidor deste insumo energético, como mostram a Tabela 4.1 e a Figura 4.1. No entanto, é o setor residencial que apresenta o maior número de consumidores, com participação crescente do gás natural, como mostra a Tabela 4.2.

Tabela 4.1 Consumo diário de gás canalizado (Nm³/dia)

Tipo de gás	Residencial	Comercial	Industrial	Automotivo	Total	%
Natural	100.670	84.979	2.630.287	38.554	2.851.490	96,1
Nafta	51.577	47.098	11.214	-	109.889	3,7
GLP	4.776	950	-	-	5.726	0,2
Total	157.023	130.027	2.641.501	38.554	2.967.105	100,0

Fonte: COMGÁS - Diretoria de Operações



Fonte: COMGÁS - Diretoria de Operações

Figura 4.1 Distribuição do gás natural por setor - 1995

Tabela 4.2 Número de clientes de gás canalizado por setor economicamente ativo

Tipo de gás	Residencial	Comercial	Industrial	Automotivo	Total
Natural	142.528	2.518	297	13	145.356
Nafta	96.149	3.377	205	--	99.731
GLP	6.020	65	--	--	6.085
Total	244.697	5.960	502	13	251.172

Fonte: COMGÁS - Diretoria de Operações

O setor industrial que possui 502 empresas consumidoras de gás canalizado está subdividido em cinco segmentos, cujas participações são mostradas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 Percentual de consumidores por segmento industrial

Segmento	Participação
Metalúrgico	22.0
Químico	21.0
Vidros e Cristais	15.0
Papel	10.0
Cerâmica	8.0

No grande comércio, que representa 75% do setor comercial, os cinco principais segmentos são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Percentual de clientes por segmento do grande comércio

Segmento	Participação
Lavanderias	37.0
Hospitais e Postos de Saúde	17.0
Hotéis	16.0
Órgãos Públicos	15.0
Clubes	5.0

Fonte: COMGÁS - Diretoria de Operações

Dentro do pequeno comércio os principais consumidores são os mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 Percentual de clientes por segmento do pequeno comércio

Segmento	Participação (%)
Restaurantes e churrascarias	34.0
Bares e lanchonetes	16.0
Lojas	12.0
Escritórios	7.0
Padarias	3.0

Fonte: COMGÁS - Diretoria de Operações

Neste ano, segundo a assessoria da presidência da COMGÁS, a empresa poderá obter, uma quantidade adicional de 0.5 milhão de metros cúbicos por dia e nos próximos dois anos, 2.0 milhões de metros cúbicos diários de gás natural proveniente da Bacia de Campos que por enquanto é queimado ou reinjetado.

Essa oferta suplementar atenderá, segundo a COMGÁS o mercado existente no Vale do Paraíba, mais especificamente em São José dos Campos e na Grande São Paulo. A oferta de gás natural explorado pela Pecten, na Bacia de Santos, segundo a COMGÁS, também deverá ser aumentada, suprindo assim as empresas do Pólo Industrial de Cubatão e a Grande São Paulo.

O gás natural da Bolívia, a ser adquirido, tem o projeto de construção do gasoduto ainda em negociação e provavelmente deverá ser distribuído por volta do ano 2000. No projeto em andamento estão previstas duas fases de fornecimento de gás natural para o Estado de São Paulo. Na **primeira fase** o Estado deverá ser abastecido com **4 milhões de metros cúbicos por dia** e na **segunda fase** o projeto prevê que 7 anos após o início do abastecimento a oferta de gás natural subirá para **7,9 milhões de metros cúbicos por dia**, o que praticamente esgotaria o mercado remanescente de 1995 (GOMES, 1994).

4.2 Comparação de preços dos insumos energéticos com o gás natural

Com o objetivo de comparar os preços dos diferentes insumos energéticos em relação ao valor praticado atualmente para o gás natural no Estado de São Paulo, os convertemos para a unidade R\$/MBTU (real por milhão de BTU) que é a unidade utilizada na comercialização do gás natural. Assim, a Tabela 4.6, apresenta o Valor Energético Específico de cada insumo explicitado a unidade energética BTU - "*British Thermal Unit*" que corresponde a 1.055.06 joules ou 252 calorias e é

equivalente à entalpia necessária para elevar de 1°F (0,56°C) a temperatura de uma massa de água de 1 libra, iniciando-se a operação à temperatura de 39,2°F (4°C).

Tabela 4.6 MBTU por quantidade de insumo energético

Insumo Energético	Contém 1 MBTU
Óleo Combustível	24,6 kg
Bagaço de Cana (50% de umidade)	110,9 kg
Energia Elétrica	292,9 kWh
Gás Natural	270,1 Nm ³
Lenha	75,2 kg
GLP	21,1 kg
Óleo Diesel	23,1 kg

Fonte: BEN, 1995

Para facilitar a compreensão sobre a possível intercambialidade dos diferentes insumos energéticos, pelo menos, com relação aos preços e aos valores energéticos específicos de cada um deles, as indústrias do Estado de São Paulo utilizam os índices publicados pelo Departamento de Infra-Estrutura Industrial da Fiesp/Ciesp, que correlacionam os rendimentos dos diferentes insumos energéticos utilizados pelas indústrias paulistas e os respectivos preços por MBTU, cujos valores são listados na Tabela 4.7. O preço do gás natural que se encontra na Tabela 4.7, só é válido para os novos contratos “take or pay”, firmados pela COMGÁS. As tarifas do gás natural para outros tipos de contrato estão mencionadas nas Tabelas 4.8 e 4.9.

Através da Tabela 4.7 podemos observar as discrepâncias de preços existentes nas tarifas de energia elétrica e a gama enorme de preços para o gás natural. Vale também a pena salientar que o insumo energético de menor preço é o bagaço de cana, que mesmo considerando a

questão dos rendimentos de combustão tem o seu preço equivalente a 58% do preço do gás natural praticado pela COMGÁS para os novos contratos na forma de “take or pay”, como também mostram as Tabelas 4.8 e 4.9.

Tabela 4.7 Comparação de preços dos insumos energéticos em relação ao gás natural

Insumo Energético	Relação de preços com ATE-1A	Preço (R\$/MBTU)	Rendimento	Preço Final (R\$/MBTU)	Relação de preço com o gás natural
Energia Elétrica horossazonal -A4-ponta	39,67	147,04	0,95	154,78	27,69
Energia Elétrica horossazonal -A3a-ponta	34,72	128,69	0,95	135,47	24,23
Energia Elétrica horossazonal - A3 - ponta	27,99	103,74	0,95	109,20	19,53
GLP (Botijão de 13 kg)	22,60	83,78	0,8	104,73	18,74
Energia Elétrica horossazonal - A2 - ponta	18,50	68,58	0,95	72,19	12,91
Energia Elétrica horossazonal -A1 - ponta	14,58	54,04	0,95	56,88	10,18
Energia Elétrica convencional - baixa tensão	11,57	42,88	0,95	45,14	8,07
Energia Elétrica convencional - residencial	7,73	28,67	0,95	30,18	5,40
Energia Elétrica convencional alta tensão	7,48	27,74	0,95	29,19	5,22
Energia Elétrica horossazonal - A4 fora de ponta	4,49	16,63	0,95	17,50	3,13
Óleo Diesel	3,13	11,59	0,75	15,46	2,76
Energia Elétrica horossazonal -A3-fora de ponta	3,56	13,21	0,95	13,91	2,49
Energia Elétrica horossazonal -A2-fora de ponta	3,08	11,43	0,95	12,03	2,15
GLP a granel para a indústria	2,50	9,26	0,8	11,58	2,07
Energia Elétrica horossazonal -A1-fora de ponta	2,72	10,06	0,95	10,59	1,90
Lenha	1,10	4,10	0,6	6,83	1,22
Óleo combustível BTE-1B	1,23	4,56	0,75	6,08	1,09
Gás Natural (Preço do “take or pay” atual)	8,86	4,47	0,80	5,59	1,00
Óleo combustível ATE-1A	1,00	3,71	0,75	4,94	0,88
Energia Elétrica ETST-A3a	1,16	4,30	0,95	4,53	0,81
Energia Elétrica ETST-A4	1,13	4,20	0,95	4,42	0,79
Energia Elétrica ETST-A3	1,10	4,07	0,95	4,28	0,77
Energia Elétrica ETST-A1 e A2	0,97	3,59	0,95	3,78	0,68
Bagaço de cana	0,53	1,95	0,6	3,25	0,58

FONTE: FIESP/CIESP(Departamento de Infra Estrutura Industrial)

Preços praticados desde 31/1/96

(*) Preço válido para os novos contratos de “take or pay”, conforme Tabela 4.9.

Tabela 4.8 Tarifas da COMGÁS para o gás natural

Classes/Nm ³	Valor Fixo (R\$)	Valor Variável (R\$/MBTU)
Até 5	5,55	-
6 a 50	0,58	27,49
51 a 130	9,24	22,85
131 a 1.000	43,46	15,74
1.001 a 5.000	80,19	14,74
5.001 a 50.000	1.224,44	8,68
50.001 a 300.000	6.456,03	5,66
300.001 a 500.000	16.124,15	4,78
500.001 a 1.000.000	16.572,45	4,75
> 1.000.000	17.842,40	4,72

Fonte: FIESP/CIESP

Vigência desde 01/08/95

Tabela 4.9 Tarifas especiais da COMGÁS para o gás natural

Classe	R\$/Nm ³	R\$/MBTU
808 - Take or pay atual	0,164239	4,47
800 - Take or pay	0,144990	3,95
806 - GI-TP	0,144990	3,95
809 - Interruptível	0,144990	3,95
União Carbide	0,131343	3,58
805 - Cogeração	0,129693	3,53
801 - P.Q.U/Copebrás	0,122659	3,36
802 - Automotivo postos	0,123493	3,34
807 - COSIPA	não disponível	não disponível

Fonte: FIESP/CIESP

Observações:

1. Não tem termo fixo.
2. Os valores já incluem o ICMS.
3. O Valor Energético Específico Superior do Gás Natural: 9256 kcal/Nm³ (BEN).
4. Classe 806: gás interruptível e "take or pay" para consumidores que não sofrem penalidade contratual.
5. Classe 808: para novos contratos.

Vigência desde 27/9/95

Para se considerar o potencial de intercambiabilidade do gás natural com os demais insumos energéticos deve-se também acrescentar o custo das novas instalações e o da conversão dos equipamentos na ordem de US\$7,50 a US\$12,00N/m³ consumido diariamente. Isto significa que um consumidor de 30.000 Nm³/dia teria de desembolsar de US\$225 mil a US\$360 mil. Considerando-se uma taxa de desconto de 20% a.a. para o setor privado, esse consumidor tem um acréscimo de US\$0.11 a US\$0.18/MBTU (GOMES, 1994).

É importante salientar que os consumidores do tipo “take or pay” e os interruptíveis, pagam preços que variam desde o valor do preço do óleo combustível ATE-3A, na base, com desconto de 5%, até o preço do óleo combustível ATE 1-A também na base, acrescido do frete de 5%, a depender das faixas de consumo, sem qualquer tipo de prêmio. Em geral, segundo (GOMES, 1994), tem sido prática tarifária comum entre as concessionárias de distribuição atribuir um prêmio em torno de 10% para os consumidores de médio porte e cobrar o preço equivalente ao do óleo combustível ATE-1A, para os grandes consumidores industriais. Ressalte-se ainda que nem todos os grandes consumidores industriais pagam frete sobre o óleo combustível. À medida que o consumo aumenta, o prêmio de 10%, também perde a importância, ou seja, o prêmio do gás natural em relação ao óleo combustível, mostrado na Tabela 4.10, pode variar de zero a 10%, para os grandes consumidores industriais em São Paulo.

Além do preço, dois outros fatores são determinantes na adesão dos consumidores industriais ao gás natural: o maior controle ambiental, aliada a uma possível taxa a ser cobrada dos consumidores de óleo combustível ATE e os investimentos necessários para uso em seus equipamentos.

Tabela 4.10 Prêmio do gás natural pela substituição do óleo combustível

USO FINAL	PRÊMIO SOBRE O PREÇO DO ÓLEO
Caldeiras Grandes	1,04
Caldeiras Pequenas e Médias	1,07
Cerâmica Branca	1,15
Forno de Fusão de Vidro	0,96 a 1,06
Fornos Alta Temperatura	1,21
Fornos de Cal	1,05
Fornos de Reaquecimento (ferro e aço)	1,06
Secadores	1,08

Fonte: (GOMES, 1994)

Capítulo 5

Mercado Potencial do Gás Natural Boliviano no Estado de São Paulo

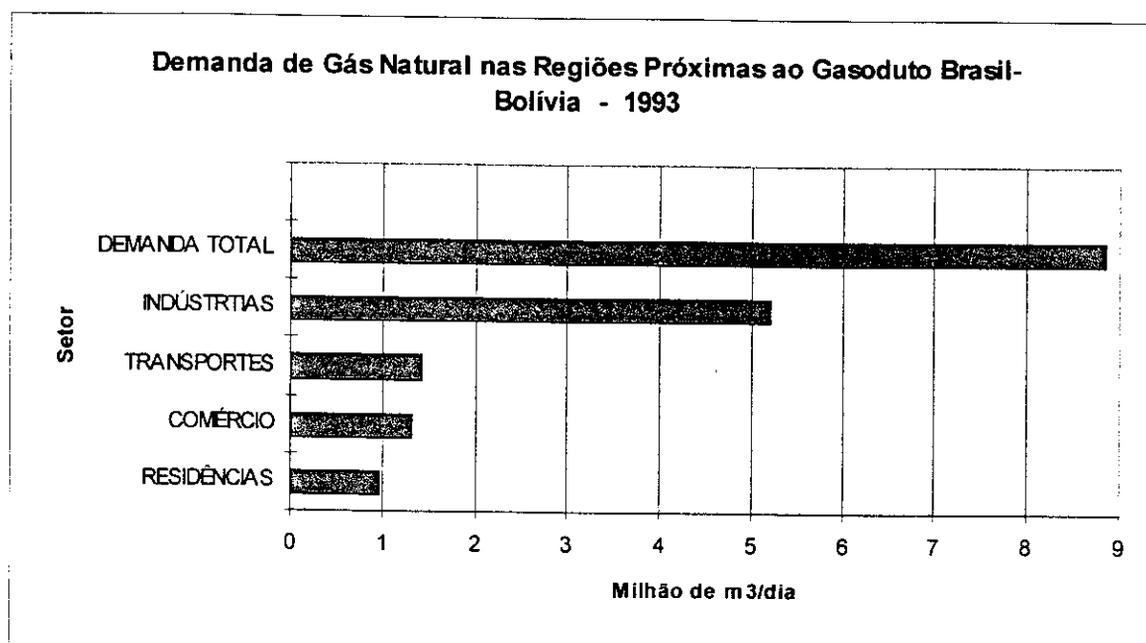
5.1 Insumos energéticos potencialmente substituíveis

O mercado potencial de gás natural das regiões próximas ao gasoduto, analisado neste estudo, considera além do setor industrial, os setores comercial, de transportes e residencial. A demanda baseada em dados levantados por (PLE, 1993) atinge o valor total de 8,8 milhões de metros cúbicos por dia, conforme indica a Tabela 5.1 e ilustra a Figura 5.1, sem se considerar o potencial de substituição do uso do bagaço de cana fora do setor sucroalcooleiro, em virtude dos preços dos insumos energéticos mostrados na Tabela 4.7.

Tabela 5.1 Insumos energéticos substituíveis por gás natural (Nm³/dia) por setor

SETOR	ENERGIA ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMBUSTÍVEL	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
INDUSTRIAL	507.734	1.021.834	2.794.220	311.677	562.620	5.198.085
TRANSPORTES	-	-	-	1.429.864	-	1.429.864
COMERCIAL	272.558	256.335	-	-	769.002	1.297.895
RESIDENCIAL	-	-	-	-	970.311	970.311
TOTAL	780.292	1.278.169	2.794.220	1.741.541	2.301.933	8.896.155

Fonte: PLE



Fonte: PLE

Figura 5.1 Demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto Brasil-Bolívia - 1993

Em termos de preço, o bagaço de cana só poderia ser substituído pelo gás natural dentro do seguinte cenário: o setor elétrico decide por geração termoeétrica descentralizada, negocia tarifas justas com os autoprodutores e o setor sucro-alcooleiro decide investir maciçamente na termogeração. Ocorrendo este cenário, cairá a oferta de bagaço de cana para os consumidores fora do setor sucro-alcooleiro e a demanda crescente elevará o seu preço, tornando exequível a possibilidade de se pensar na sua substituição por gás natural. Considerando a pequena probabilidade da ocorrência deste cenário, descartamos o bagaço de cana do cálculo dos insumos que a médio prazo podem ser substituídos por gás natural. Os valores da Tabela 5.1 denotam a existência de um mercado potencial nos setores pesquisados, acima da própria capacidade de oferta de gás natural, isto porque na primeira

fase do projeto do gasoduto Brasil- Bolívia a oferta para o Estado de São Paulo será de 4 milhões de metros cúbicos por dia. O setor industrial de forma isolada já possui uma demanda acima da oferta, fato este que incentiva a implantação do gasoduto, pois este setor é o mais fácil de ser abastecido a curto e médio prazo, porque o consumo por unidade é maior, comparado com os demais setores, como demonstra a Tabela 4.1 e a Figura 4.1.

Dentro do setor industrial as regiões de Limeira e de Campinas são as que devem ser prioritariamente abastecidas, pois são as que possuem maior demanda. Como elas são vizinhas uma da outra, a demanda de gás natural para o abastecimento de ambas é de 3,1 milhões de metros cúbicos por dia. Praticamente dois terços da demanda é para substituir óleo combustível e o outro terço será rateado entre lenha (14% do total), energia elétrica (12% do total) e GLP (7%).

Nos outros setores ocorre o mesmo fenômeno, as duas regiões em conjunto lideram a demanda de gás natural. Fato este interessante e ao nosso ver excelente para o projeto, pois são as regiões que poderão ser inicialmente abastecidas. Isto porque a PETROBRÁS, segundo (COLNAGHI, 1996) possui uma oferta potencial de 1,5 milhão de metros cúbicos de gás natural proveniente de Campos (RJ), para a região próxima à área de interesse, durante os dois anos que antecederão a instalação do gasoduto Brasil-Bolívia. Isso para criar demanda.

Desta forma isso se viabiliza, pois pode-se inicialmente construir o gasoduto Campinas-Guararema, trazendo o gás de Campos e que futuramente será uma das ramificações do gasoduto principal.

Segundo dados obtidos junto à PETROBRÁS (COLNAGHI, 1996), há seis empresas interessadas na instalação de sistemas de cogeração junto aos seus processos industriais, utilizando como combustível o gás natural, como mostra a Tabela 5.2. O que significa uma demanda de gás natural na ordem de 2,8 milhões de metros cúbicos/dia e um acréscimo de 340 MW de potência instalada no Estado de São Paulo. O interessante é que das seis empresas, cinco estão localizadas nas regiões de Limeira e Campinas, reforçando totalmente a nossa tese. “A priori” basta confirmar o interesse das empresas e formalizar o processo de fornecimento, envolvendo PETROBRÁS, COMGÁS e os clientes interessados.

Tabela 5.2 Relação de empresas interessadas em gás natural para cogeração

Município	Empresa	Potência (MW)	Demanda estimada de gás natural (Nm ³ /dia)
Americana	Goodyear	Não declarado	500.000
Limeira	Ripasa	30	200.000
Limeira	Açúcar União	30	200.000
Matão	Citrosuco	100	Não declarado
Mogi-Guaçu	Champion	100	1.000.000
Mogi-Guaçu	Refinações de Milho Brasil	50	400.000

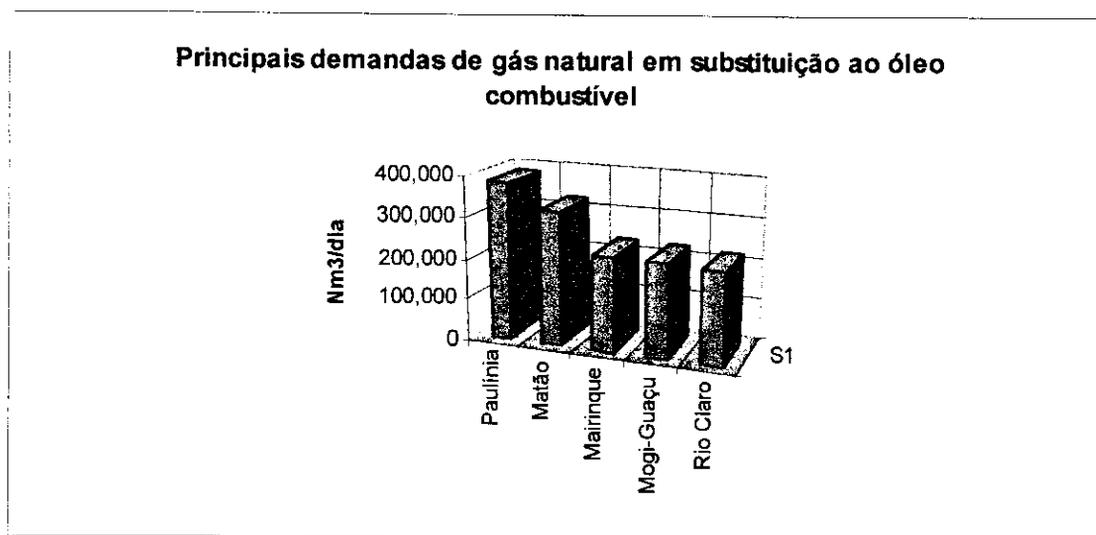
FONTE: PETROBRÁS

Além dessas empresas, há também o interesse da Rhodia, localizada em Paulínia e que atualmente consome resíduo da coluna de vácuo, da Replan. Assim, caso se confirme esse interesse deve-se considerar mais uma unidade de cogeração com capacidade de 19 MW.

5.1.1 Óleo combustível

O óleo combustível é o insumo energético que será substituído em maior quantidade, representando 31% de todo o potencial de substituição e 53% de todo o consumo do setor industrial. A região com maior potencial de substituição é Limeira que em conjunto com Campinas tem a capacidade de substituir 66% de todo o óleo combustível.

Paulínia, como ilustrado na Figura 5.2, é o município com maior capacidade de substituição de óleo combustível e em segundo lugar Matão, conforme mostra o gráfico a seguir, indicando a demanda.

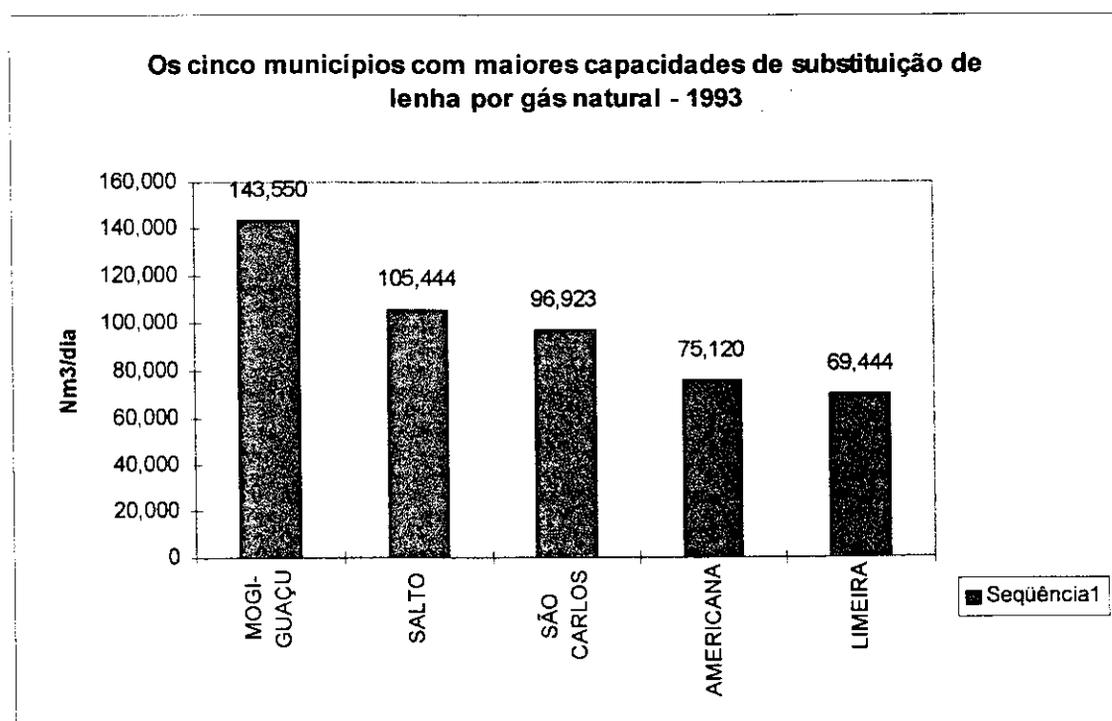


Fonte: PLE

Figura 5.2 Principais demandas de gás natural por óleo combustível - 1993

5.1.2. Lenha

As regiões de Campinas e Limeira também são as que possuem maior capacidade de substituição de lenha por gás natural, 66,5% do total. Os municípios com maiores potenciais de substituição da lenha são os indicados na Figura 5.3.

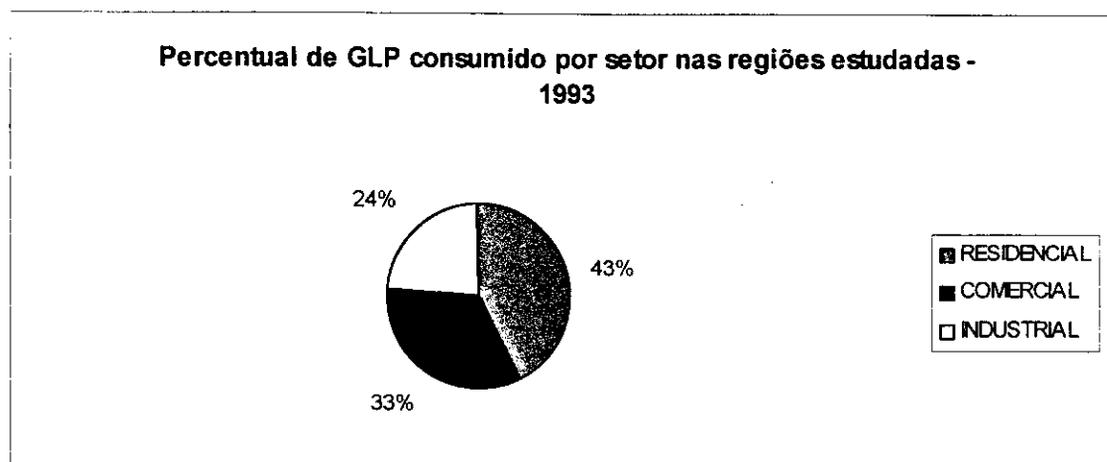


Fonte: PLE

Figura 5.3 Os cinco municípios com maiores capacidades de substituição de lenha por gás natural - 1993

5.1.3 GLP

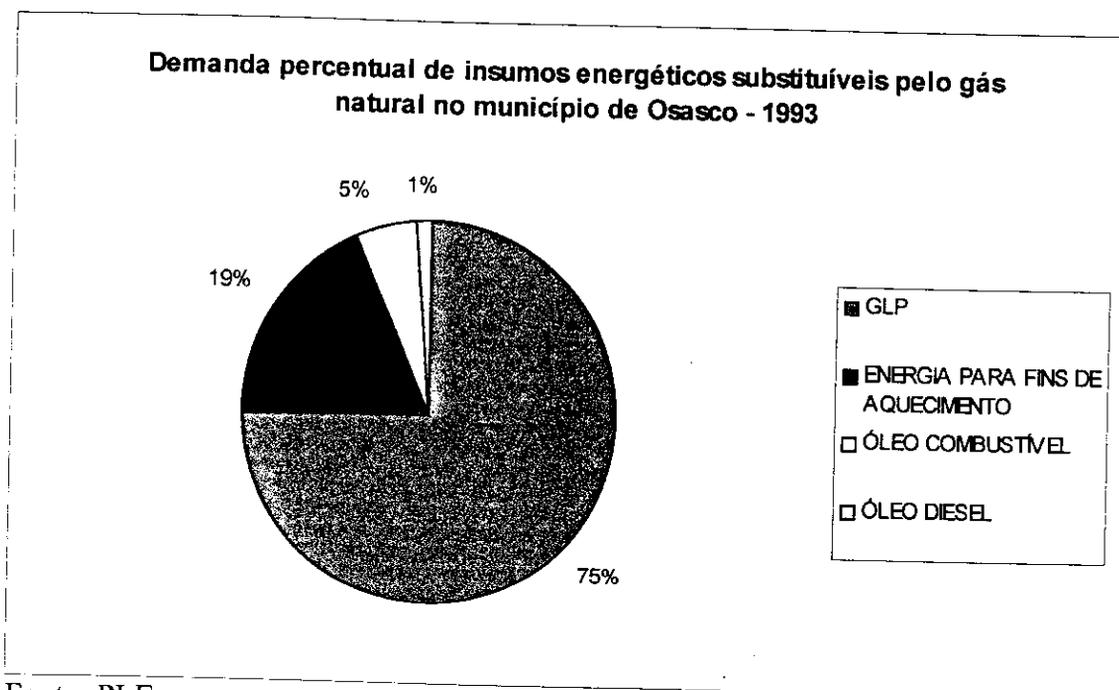
A demanda de gás natural em substituição ao GLP atinge 2,30 milhões de metros cúbicos por dia, considerando-se o setor comercial (33%), residencial (43%) e o setor industrial (24%), conforme ilustra a Figura 5.4.



Fonte: PLE

Figura 5.4 Percentual de GLP consumido por setor nas regiões estudadas 1993

O município de Osasco com um potencial de substituição de 500 mil metros cúbicos por dia de gás natural, é o que tem a maior demanda deste insumo energético, em substituição ao GLP, com uma matriz energética atípica, comparada com os demais municípios das regiões estudadas, como ilustra a Figura 5.5.



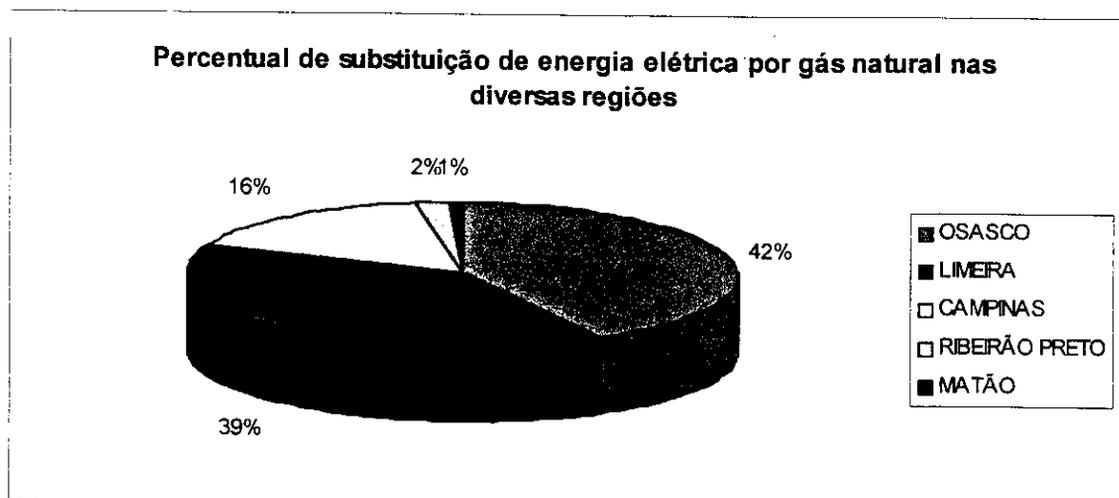
Fonte: PLE

Figura 5.5 Demanda percentual de insumos energéticos substituíveis pelo gás no município de Osasco - 1993

5.1.4 Energia Elétrica

A demanda total de gás natural para substituir energia elétrica, utilizada industrialmente em aquecimento de processo é equivalente a 116 MW ($FC = 0,75$) corresponde a meio milhão de metros cúbicos por dia e está dividida regionalmente conforme ilustra a Figura 5.6. Como vimos, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica é algo preocupante. Agora se imaginarmos que o gás natural seja utilizado numa termoelétrica para geração de energia elétrica com uma eficiência de 45,89% (GTGAS/CTEE/GCPS, 1995) a quantidade necessária será **2,2 vezes maior**, sem considerarmos as possíveis perdas de transmissão de

energia elétrica. Ou seja, não é sensato do ponto de vista técnico-econômico pensar em continuar a suprir esta demanda de energia elétrica por uma geração à base de gás natural, sem cogeração que necessitará de no mínimo 120% a mais deste insumo energético que pode ser diretamente substituído. O correto é o setor elétrico deixar de vender energia elétrica a preços baixos, como visto para a ETST, na Tabela 4.7, pois assim, haverá a substituição da energia elétrica por outro insumo energético, como por exemplo o gás natural, quando estiver disponível.



Fonte: PLE

Figura 5.6 Percentual de substituição de energia elétrica por gás natural nas diversas regiões

Se o gás natural abastecer as regiões de Osasco, Campinas e Limeira, 97% da energia elétrica, utilizada no aquecimento de processo industrial, pode ser substituída.

Em nosso cômputo não está considerado o setor residencial, no entanto, vale a pena salientar que havendo a expansão do mercado de gás é bem possível que se aumente o

número de empresas interessadas no mercado de aquecedores domésticos a gás natural, fato este que ampliaria a demanda do gás natural em substituição à energia elétrica, com a possibilidade, inclusive de reduzir a demanda de eletricidade nos horários de pico, em virtude da substituição do chuveiro elétrico pelo chuveiro a gás.

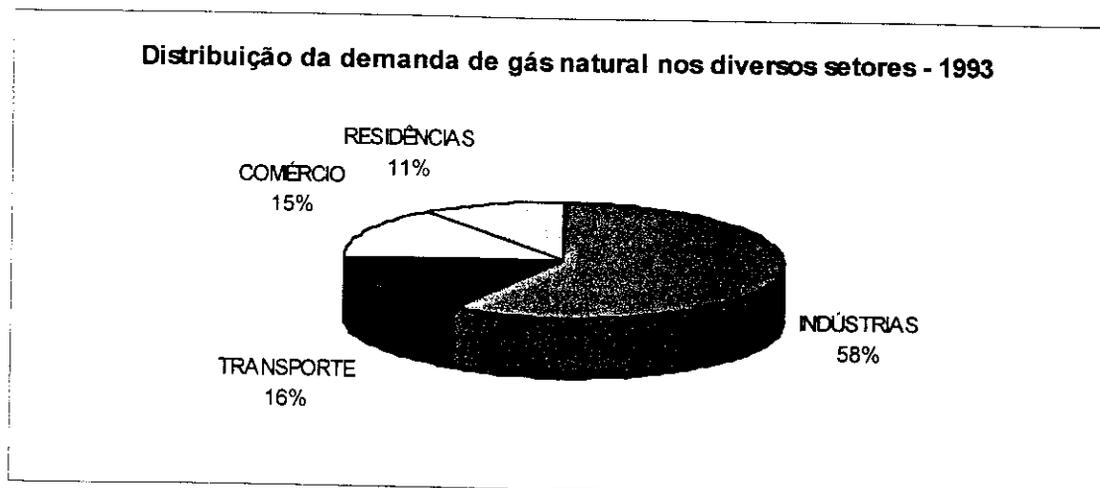
5.1.5 Óleo Diesel

A demanda de gás natural para substituir o óleo Diesel é de 1,74 milhão de metros cúbicos por dia, somando-se o setor de transportes (82%) e o setor industrial.

Em ambos os setores as regiões com maiores quantidades de óleo Diesel a serem substituídas são as de Campinas e Limeira.

5.2 A demanda de gás natural nos diversos setores

A demanda de gás natural nos diversos setores da economia paulista está ilustrada na Figura 5.7, que mostra a preponderância do setor industrial sobre os demais.

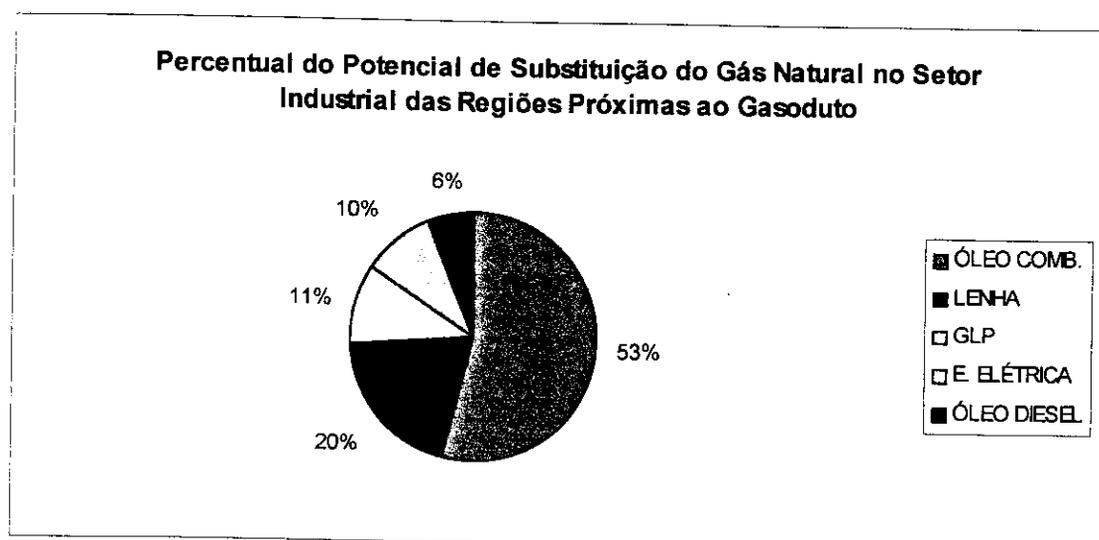


Fonte: PLE

Figura 5.7 Distribuição da demanda de gás natural nos diversos setores

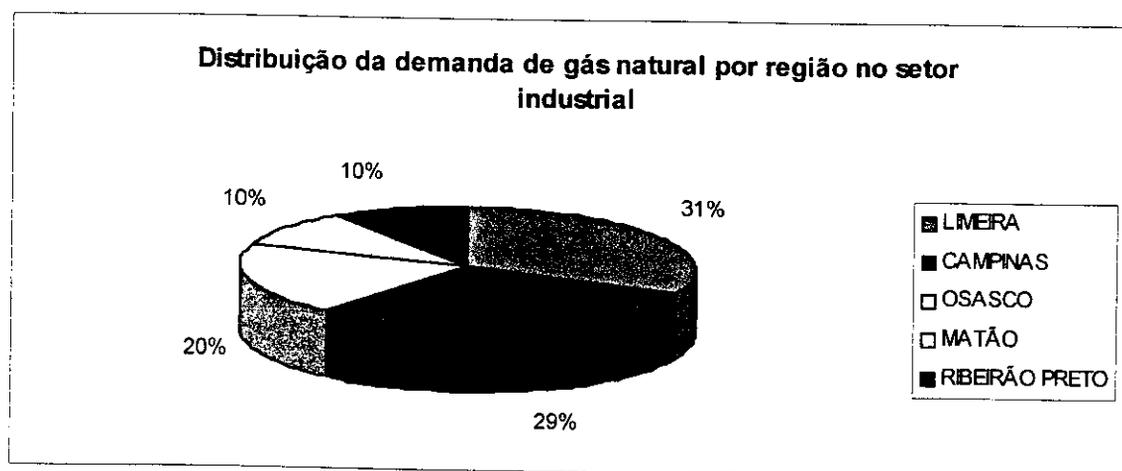
5.2.1 O setor industrial

A demanda do setor industrial é da ordem de 5,2 milhões de metros por dia para substituir os insumos energéticos assinalados na Tabela 5.3 e ilustrados na Figura 5.8.



Fonte: PLE

Figura 5.8 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial



Fonte: PLE

Figura 5.9 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor industrial

O setor industrial segundo (PLE, 1993) é responsável por 58,4% da demanda de gás natural, como mostra a Tabela 5.1 e as regiões que apresentam maior demanda são as de Campinas e Limeira, como ilustra a Figura 5.9.

Tabela 5.3 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial das regiões próximas ao gasoduto - 1993 (Nm³/dia)

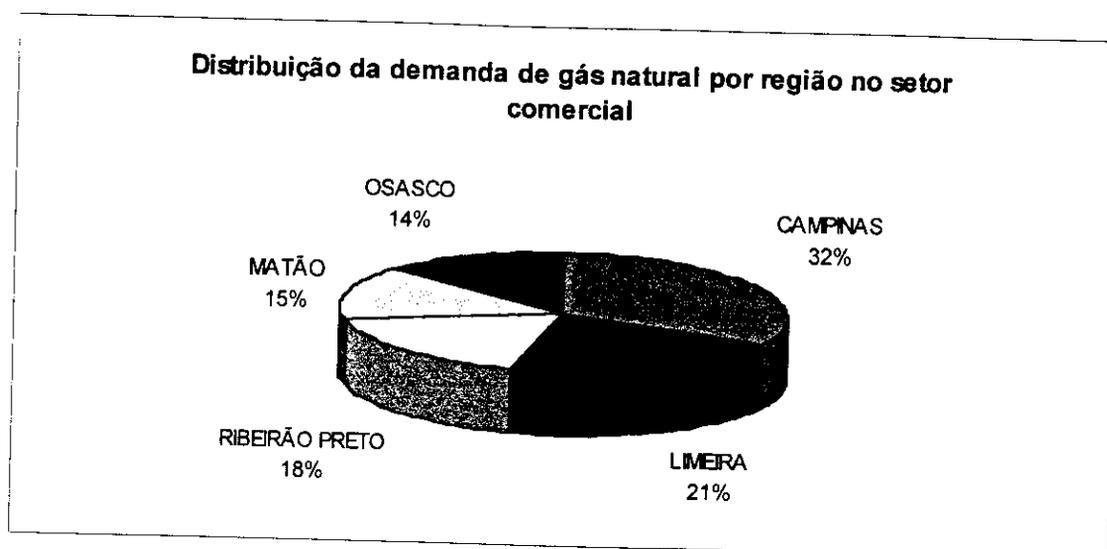
REGIÃO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
LIMEIRA	200.128	232.885	1.044.967	46.764	123.368	1.648.112
CAMPINAS	81.936	446.633	797.334	86.944	82.964	1.495.811
OSASCO	211.653	59.015	384.856	35.261	331.671	1.022.457
MATÃO	4.523	56.164	423.475	40.788	7.755	532.704
R. PRETO	9.494	227.137	143.588	101.920	16.862	499.001
TOTAL	507.734	1.021.834	2.794.220	311.677	562.620	5.198.085

Fonte: PLE

Com exceção da região de Osasco que tem o GLP como o insumo energético mais consumido, as demais regiões consomem mais óleo combustível em seus setores industriais.

5.2.2 O setor comercial

O setor comercial segundo (PLE, 1993) é responsável por 14,6% da demanda de gás natural, como mostra a Tabela 5.1 e as regiões que apresentam maior demanda são as de Campinas e Limeira, como ilustra a Figura 5.10.

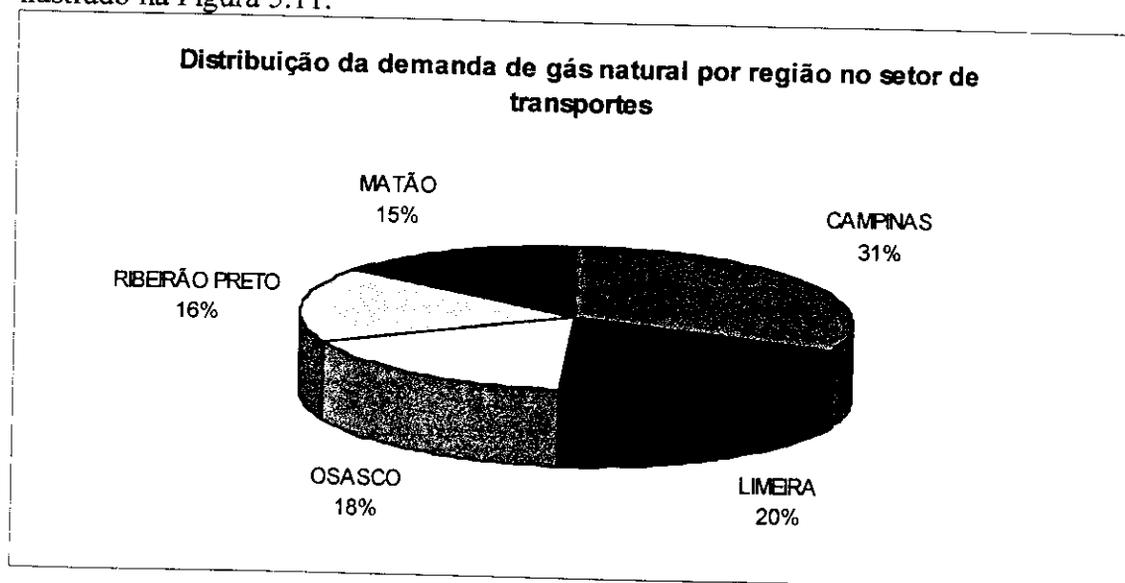


Fonte: PLE

Figura 5.10 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor comercial

5.2.3 O setor de transportes

O setor de transportes é responsável por 16,1% da demanda de gás natural, como mostra a Tabela 5.1 e as regiões que apresentam maior demanda são as de Campinas e Limeira, como ilustrado na Figura 5.11.

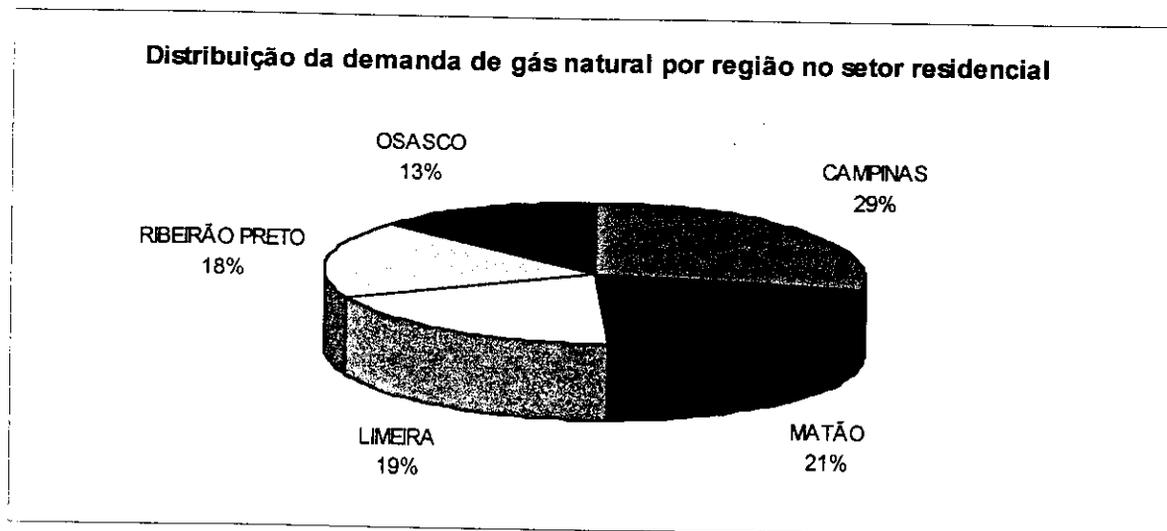


Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Figura 5.11 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor de transportes

5.2.4 O setor residencial

O setor residencial é responsável por 10,9% da demanda de gás natural, como mostra a Tabela 5.1 e as regiões que apresentam maior demanda são as de Campinas e Limeira, como ilustrado na Figura 5.12.



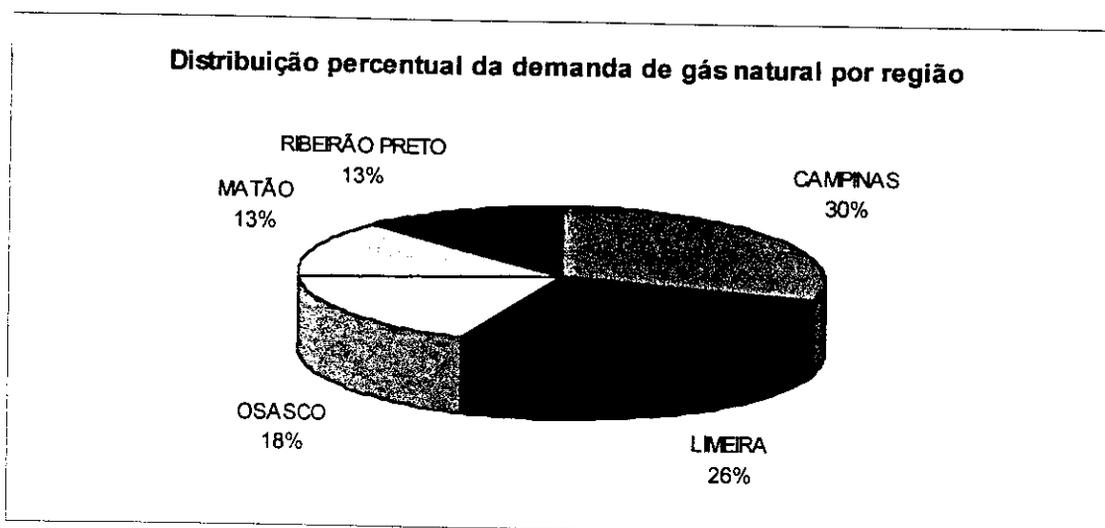
Fonte: PLE

Figura 5.12 Distribuição da demanda de gás natural por região no setor residencial

5.3 A demanda de gás natural por regiões

A demanda total de gás natural é mostrada na Tabela 5.4, e ilustrada na Figura 5.13. As regiões estão ordenadas em ordem decrescente de potencial de demanda, o mesmo ocorrendo para cada município. Se considerarmos a proximidade das regiões de Campinas e Limeira, podemos afirmar que as duas são responsáveis por 56% de toda a demanda de gás

natural. Além disso, Campinas é o ponto central de distribuição do gasoduto, por intermédio de um trecho do gasoduto pode-se ligar a Guararema e receber antecipadamente gás natural vindo de Campos-RJ, com o objetivo de criar demanda. Comunicando-se com a capital, através de um outro trecho do gasoduto que pode se interligar com Osasco, as três regiões, desta forma, perfaz 74% da demanda de gás natural. Assim, se as três regiões ficarem integradas com a capital, viabiliza-se toda a distribuição de gás natural, que pode ser iniciada imediatamente.



Fonte: PLE

Figura 5.13 Distribuição da demanda de gás natural por região

Tabela 5.4 Demanda de gás natural nas cinco regiões (Nm³/dia) - 1993

MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTE	INDÚSTRIAS	TOTAL
CAMPINAS	117.502	211.514	222.028	120.230	671.274
MOGI-GUAÇU	16.391	44.266	24.286	455.660	540.603
JUNDIAÍ	48.807	81.197	82.804	184.655	397.463
AMPARO	7.908	6.864	13.734	240.875	269.381
SALTO	16.260	33.512	13.990	192.669	256.431
ITU	10.544	3.889	24.496	104.582	143.511
VALINHOS	11.354	8.509	16.152	90.543	126.558
INDAIALUBA	20.750	11.354	18.567	31.681	82.352
MOGI-MIRIM	13.781	10.022	16.715	41.794	82.312
HAUBA	8.978	12.815	13.743	33.122	68.658
TOTAL REGIONAL	272.275	423.942	446.515	1.495.811	2.638.543
PAULÍNIA	7.099	32.286	6.851	409.133	455.369
LIMEIRA	30.615	34.870	48.364	335.557	449.406
RIO CLARO	24.926	38.889	38.889	299.208	401.912
SUMARÉ	22.133	35.835	35.835	229.714	323.517
PIRACICABA	39.672	54.079	66.549	100.738	261.038
AMERICANA	22.290	35.783	41.192	132.703	179.061
STA. B. OESTE	22.446	20.149	20.149	42.158	104.902
ARARAS	12.737	13.650	18.916	41.832	87.135
CORDERÓPOLIS	2.662	7.987	2.706	57.068	70.423
TOTAL REGIONAL	184.580	273.528	279.451	1.648.111	2.332.763
OSASCO	80.780	111.421	156.174	468.866	817.241
SOROCABA	44.717	61.679	86.453	204.382	397.231
MAIRINQUE	5.272	3.550	10.177	349.209	368.208
TOTAL REGIONAL	130.769	176.650	252.804	1.022.457	1.582.680
MATÃO	13.121	8.426	12.523	338.183	372.253
BAURU	72.101	72.414	57.829	25.843	228.187
S. J. RIO PRETO	37.773	71.058	60.224	57.750	226.805
ARAÇATUBA	26.894	14.321	37.313	49.720	128.248
CATANDUVA	14.868	798	21.100	35.800	72.566
LINS	30.615	14.165	14.780	7.385	66.945
ANDRADINA	10.017	13.773	12.056	18.024	53.870
TOTAL REGIONAL	205.389	194.955	215.825	532.705	1.148.874
RIBEIRÃO PRETO	64.624	124.288	101.145	56.325	346.382
SÃO CARLOS	28.710	47.580	37.061	117.939	231.290
PORTO FERREIRA	7.543	7.282	9.240	100.537	124.602
ARARAQUARA	26.909	22.785	38.291	34.012	121.997
SERTÃOZINHO	13.259	10.623	17.015	80.388	121.285
STA. ROSA VIEIRO	3.680	2.271	4.163	82.370	92.484
LEME	10.962	6.630	15.269	22.024	54.885
PIRASSUNUNGA	21.611	7.361	13.085	5.403	47.460
TOTAL REGIONAL	177.298	228.820	235.269	498.998	1.140.385
TOTAL GERAL	970.311	1.297.895	1.429.864	5.198.082	8.896.155

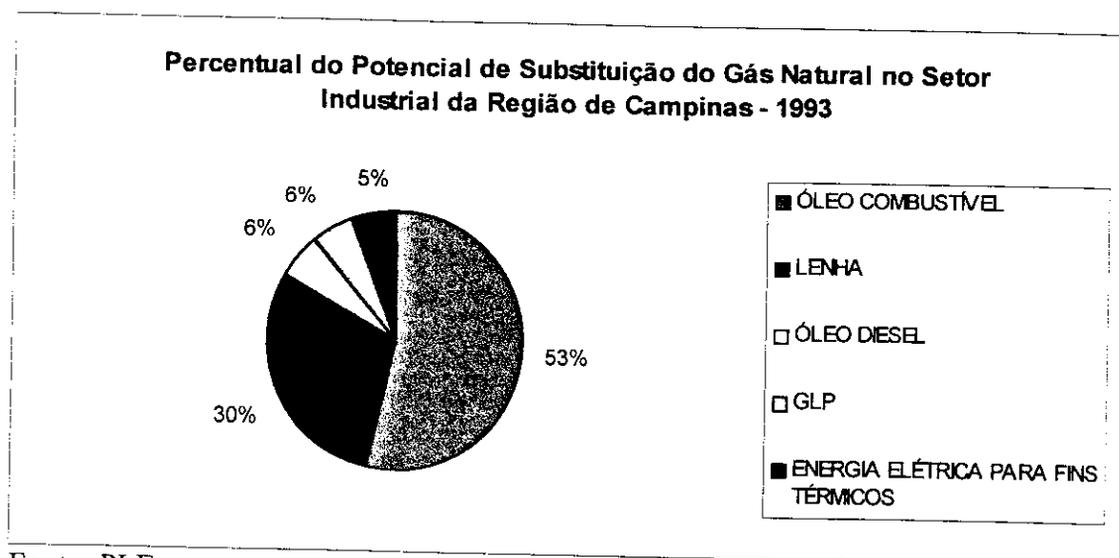
Fonte: PLE e Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

5.3.1 Região de Campinas

A Região de Campinas que compreende 10 municípios tem o maior potencial de demanda de gás natural, 2,6 milhões de metros cúbicos diários, que representam 29,7% da demanda total. O setor industrial é o mais significativo, representando praticamente 16,8% da demanda total, salientando-se que as grandes empresas da região representam 48,8% da demanda de todo o setor industrial ou 27,7% da demanda de toda a região.

Os municípios com maior demanda são Campinas, Mogi-Guaçu e Jundiaí, que representam respectivamente 7,6% , 6,1% e 4,5% da demanda de todos os municípios estudados.

A demanda do setor industrial pode ser melhor compreendida através das Tabelas 5.5, 5.6 , 5.7 e 5.8, e da Figura 5.14.



Fonte: PLE

Figura 5.14 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial de Campinas

Tabela 5.5 Demanda de gás natural para as grandes indústrias (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MOGI-GUAÇU	25.572	137.077	178.421	97	1.627	342.794
SALTO	2.129	105.444	66.129	142	135	173.979
JUNDIAÍ	16.836	3.447	51.769	5.117	11.149	88.318
CAMPINAS	3.229	1.871	45.676	7.538	2.864	61.178
VALINHOS	5.804	-	20.101	2.053	520	28.478
ITU	1.522	13.708	549	379	4.634	20.791
ITATIBA	-	3.946	8	5.345	-	9.299
MOGI-MIRIM	1.530	2.285	339	54	52	4.260
AMPARO	496	-	42	116	261	915
INDAIATUBA	-	-	16	-	123	140
TOTAL	57.119	267.777	363.050	20.841	21.365	730.151

Fonte: PLE

Tabela 5.6 Demanda de gás natural para as indústrias médias (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
AMPARO	1.185	19.191	211.414	1.204	171	233.164
MOGI-GUAÇU	-	4.188	47.281	14.206	30.395	96.070
JUNDIAÍ	11.239	10.083	42.468	6.664	14.727	85.181
MOGI-MIRIM	518	1.188	31.753	696	343	34.499
CAMPINAS	1.905	9.840	14.800	7.176	438	34.159
ITU	1.182	11.520	10.087	1.871	428	25.087
VALINHOS	1.107	55	18.418	1.493	835	21.908
ITATIBA	5.354	5.678	10.020	407	67	21.528
INDAIATUBA	-	-	7.200	393	380	7.974
SALTO	977	-	5.736	282	76	7.072
TOTAL	23.467	61.743	399.178	34.392	47.862	566.642

Fonte: PLE

Tabela 5.7 Demanda de gás natural para as pequenas indústrias (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
ITU	56	51.583	4.446	2.506	113	58.704
VALINHOS	20	36.615	2.659	713	151	40.157
CAMPINAS	672	12.756	6.362	4.825	278	24.893
INDAIATUBA	42	4.021	2.477	15.356	1.671	23.567
MOGI-GUAÇU	91	2.285	3.391	2.683	8.346	16.796
SALTO	154	-	10.444	791	228	11.617
JUNDIAÍ	50	3.610	2.301	2.525	2.670	11.157
AMPARO	83	4.143	2.077	328	165	6.796
MOGI-MIRIM	133	274	915	1.656	57	3.036
ITATIBA	48	1.828	34	326	59	2.296
TOTAL	1.349	117.114	35.107	31.711	13.738	199.018

Fonte: PLE

Tabela 5.8 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial da região de Campinas (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENIA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MOGI-GUAÇU	25.663	143.550	229.093	16.986	40.368	455.660
AMPARO	1.764	23.333	213.532	1.648	597	240.875
SALTO	3.261	105.444	82.309	1.216	439	192.669
JUNDIAÍ	28.126	17.139	96.538	14.306	28.546	184.655
CAMPINAS	5.805	24.467	66.838	19.540	3.580	120.230
ITU	2.760	76.810	15.083	4.755	5.174	104.582
VALINHOS	6.931	36.670	41.177	4.259	1.506	90.543
MOGI-MIRIM	2.181	3.747	33.007	2.406	452	41.794
ITATIBA	5.402	11.452	10.063	6.078	126	33.122
INDAIALUBA	42	4.021	9.693	15.749	2.175	31.681
TOTAL	81.936	446.633	797.334	86.944	82.964	1.495.811

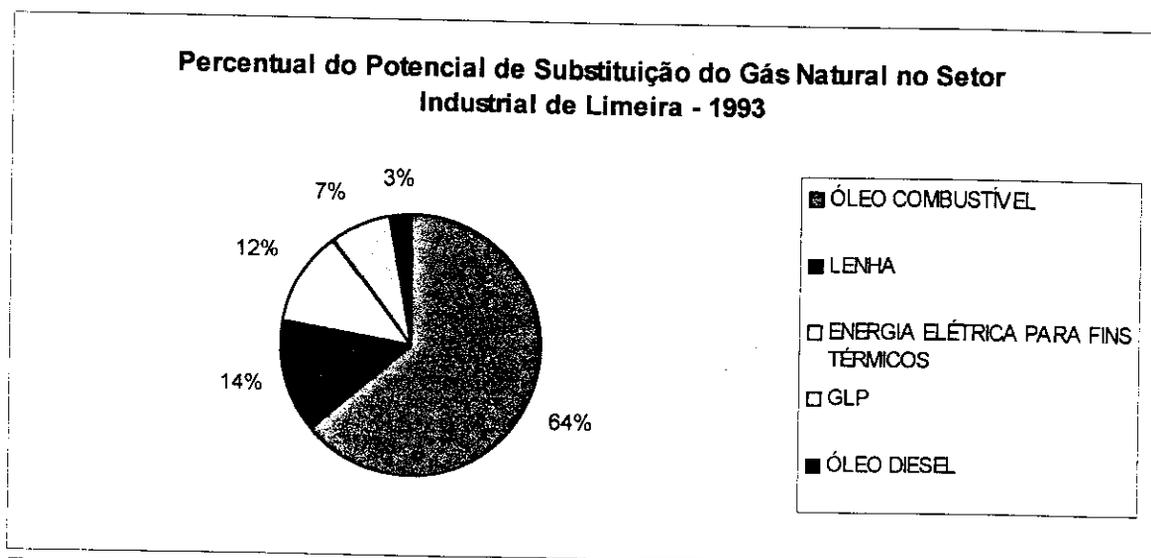
Fonte: PLE

5.3.2 Região de Limeira

A Região de Limeira que compreende 9 municípios tem o segundo maior potencial de demanda de gás natural, 2,3 milhões de metros cúbicos diários, que representam 26,2% da demanda total. O setor industrial é o mais significativo, representando praticamente 18,5% da demanda total, salientando-se que as grande empresas da região representam 76,3% da demanda de todo o setor industrial ou 53,9% da demanda de toda região.

Os municípios com maior demanda são Paulínia (90% da demanda é para o setor industrial), Limeira e Rio Claro, que representam respectivamente 5,1%, 5,1% e 4,5% da demanda de todos os municípios estudados.

A demanda do setor industrial pode ser melhor compreendida através das Tabelas 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12, que mencionam os municípios em ordem decrescente de potencial de demanda e da Figura 5.15.



Fonte: PLE

Figura 5.15 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Limeira

Tabela 5.9 Demanda de gás natural para as grandes indústrias da Região de Limeira (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
PAULÍNIA	11.050	-	360.049	9.899	314	381.313
RIO CLARO	5.442	-	200.822	22	62.575	268.862
LIMEIRA	35.295	18.277	156.973	1.427	2.754	214.726
SUMARÉ	87.094	5.826	50.120	917	839	144.796
AMERICANA	2.356	68.321	32.826	188	126	103.817
PIRACICABA	2.290	191	40.628	1.793	8.747	53.648
CORDEIROPOLIS	-	11.880	14.041	2.827	18.320	47.069
ARARAS	-	18.651	12.645	237	188	31.721
STA. B. OESTE	96	-	8.577	2.393	83	11.149
TOTAL	143.623	123.146	876.682	19.704	93.946	1.257.100

Fonte: PLE

Tabela 5.10 Demanda de gás natural para as indústrias médias da Região de Limeira (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
LIMEIRA	41.121	50.711	25.434	1.610	975	119.851
RIO CLARO	851	4.987	18.693	3.974	214	28.719
PIRACICABA	4	4.599	18.594	1.975	287	25.460
STA. B. OESTE	7.078	11.025	5.387	1.135	797	25.422
SUMARÉ	555	4.170	19.140	544	304	24.712
AMERICANA	-	2.285	20.081	649	1.085	24.100
PAULÍNIA	14	-	15.347	188	391	15.941
ARARAS	404	2.936	6.393	367	10	10.111
CORDEIROPOLIS	-	4.188	-	293	93	4.574
TOTAL	50.027	84.900	129.070	10.736	4.156	278.890

Fonte: PLE

Tabela 5.11 Demanda de gás natural para as pequenas indústrias da Região de Limeira (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SUMARÉ	3.243	13.407	22.459	8.383	12.714	60.206
PIRACICABA	287	4.130	2.910	2.790	11.513	21.630
PAULÍNIA	428	251	8.473	2.362	367	11.880
AMERICANA	9	4.514	-	54	209	9.324
STA. B. OESTE	247	-	4.586	370	384	5.587
CORDEIROPOLIS	2.030	2.080	228	1.031	56	5.426
RIO CLARO	234	-	514	862	15	1.626
LIMEIRA	-	457	43	472	7	979
ARARAS	-	-	-	-	-	-
TOTAL	6.478	24.840	39.213	16.325	25.265	112.122

Fonte: PLE

Tabela 5.12 Potencial de substituição de gás natural no setor industrial da Região de Limeira (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
PAULÍNIA	11,491	251	383,870	12,449	1,072	409,133
LIMEIRA	76,417	69,444	182,450	3,509	3,736	335,556
RIO CLARO	6,528	4,987	220,030	4,859	62,805	299,209
SUMARÉ	90,892	23,402	91,719	9,845	13,857	229,715
AMERICANA	2,365	75,120	52,907	891	1,420	132,703
PIRACICABA	2,581	8,920	62,133	6,558	20,547	100,739
CORDEIROPOLIS	2,030	18,149	14,269	4,151	18,469	57,068
STA. B. OESTE	7,420	11,025	18,550	3,898	1,264	42,157
ARARAS	404	21,587	19,039	604	198	41,832
TOTAL	200,128	232,885	1,044,967	46,764	123,368	1,648,112

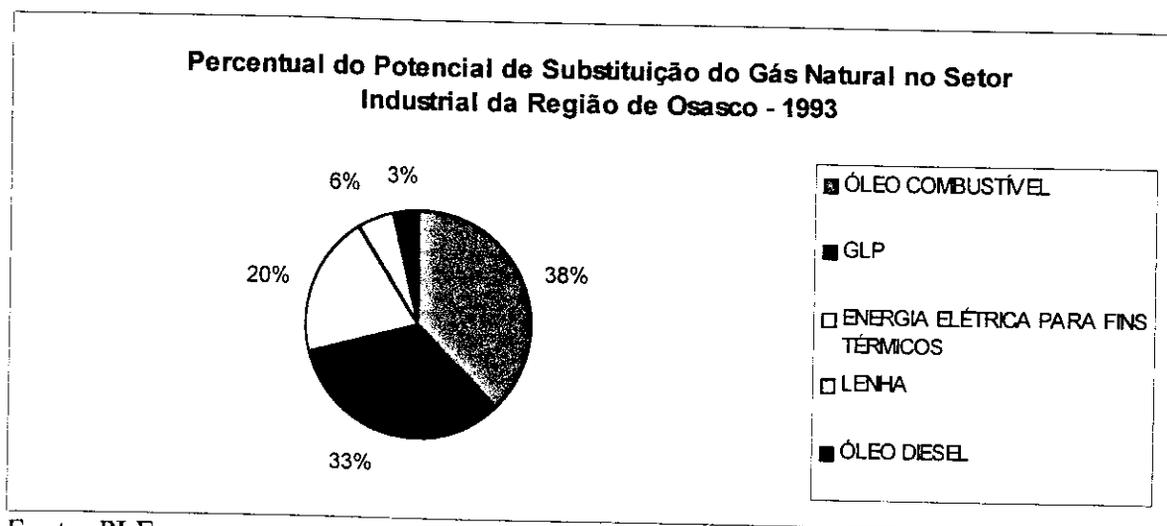
Fonte: PLE

5.3.3 Região de Osasco

A Região de Osasco que compreende 3 municípios tem o terceiro maior potencial de demanda de gás natural, mais especificamente 17,8% da demanda total e uma matriz energética diferente das demais regiões, como pode ser observado na Figura 5.16. O setor industrial é o mais significativo, representando praticamente 11,5% da demanda total, salientando-se que as grandes empresas da região representam 87,6% da demanda de todo o setor industrial ou 56,6% da demanda de toda a região.

Osasco é o município de maior demanda dentre todos os estudados, com 9,2% de toda a demanda, sendo o setor industrial responsável 5,3% de toda a demanda. Salientando-se que 3,6% de toda a demanda, ou seja, 322.300 Nm³/dia é para substituir GLP.

A demanda de gás natural do setor industrial pode ser melhor compreendida através das Tabelas 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16, que mencionam os municípios em ordem decrescente de potencial de demanda.



Fonte: PLE

Figura 5.16 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Osasco

Tabela 5.13 Demanda de gás natural das grandes indústrias da Região de Osasco (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
OSASCO	93.793	-	8.450	2.146	317.907	422.297
MAIRINQUE	97.441	-	222.873	3.232	483	324.030
SOROCABA	8	45.965	97.589	3.055	2.835	149.451
TOTAL	191.242	45.965	328.913	8.434	321.225	895.778

Fonte: PLE

Tabela 5.14 Demanda de gás natural das indústrias médias da Região de Osasco (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SOROCABA	514	10.496	12.664	6.793	5.395	35.861
OSASCO	6.587	-	25.804	1.341	1.105	34.837
MAIRINQUE	6.215	762	8.525	3.232	483	19.217
TOTAL	13.316	11.257	46.992	11.366	6.984	89.915

Fonte: PLE

Tabela 5.15 Demanda de gás natural das pequenas indústrias da Região de Osasco (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SOROCABA	1.532	1.791	7.651	6.036	42	17.052
OSASCO	2.015	-	1.014	5.856	3.331	12.216
MAIRINQUE	1	2	286	3.569	90	3.948
TOTAL	3.549	1.793	8.951	15.461	3.462	33.216

Fonte: PLE

Tabela 5.16 Potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Osasco (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
OSASCO	101.912	-	35.267	9.343	322.343	468.866
MAIRINQUE	105.671	764	231.685	10.033	1.056	349.209
SOROCABA	4.070	58.251	117.904	15.885	8.272	204.382
TOTAL	211.653	59.015	384.856	35.261	331.671	1.022.457

Fonte: PLE

5.3.4 Região de Matão

A Região de Matão que compreende 7 municípios tem o quarto maior potencial de demanda de gás natural, mais especificamente 12,9% da demanda total. O setor industrial é o mais significativo, representando praticamente 6,0% da demanda total, salientando-se que as grande empresas da região representam 66,0% da demanda de todo o setor industrial ou 56,6% da demanda de toda região.

Matão é o município de maior demanda dentre todos os estudados, com 4,2% de toda a demanda, seguido de São José do Rio Preto e Araçatuba.

A demanda de gás natural do setor industrial pode ser melhor compreendida através das Tabelas 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20, que mencionam os municípios em ordem decrescente de potencial de demanda, e da Figura 5.17 que ilustra o percentual de participação de cada insumo energético na matriz do setor industrial da região.

Tabela 5.17 Demanda de gás natural nas grandes indústrias da Região de Matão (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MATÃO	-	-	269.305	11.638	17	280.960
CATANDUVA	3.055	-	31.822	155	-	35.033
ANDRADINA	233	7.615	8.229	8	16	16.101
ARAÇATUBA	39	686	7.385	1.636	81	9.827
BAURU	-	822	-	4.217	-	5.040
LINS	-	3.290	1.130	366	-	4.786
S. J. RIO PRETO	-	-	-	-	-	-
TOTAL	3.326	12.413	317.872	18.021	114	351.746

Fonte: PLE

Tabela 5.18 Demanda de gás natural nas indústrias médias da Região de Matão (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MATÃO	-	366	54.918	1.397	125	56.806
ARAÇATUBA	-	17.488	10.714	4.942	4.903	38.047
S. J. RIO PRETO	188	6.808	25.558	452	250	33.257
BAURU	248	1.663	9.471	4.621	572	16.575
LINS	-	2.356	-	-	-	2.356
ANDRADINA	-	-	1.017	104	751	1.872
CATANDUVA	10	457	258	13	13	751
TOTAL	447	29.137	101.937	11.529	6.614	149.664

Fonte: PLE

Tabela 5.19 Demanda de gás natural nas pequenas indústrias da Região de Matão (Nm³/dia)

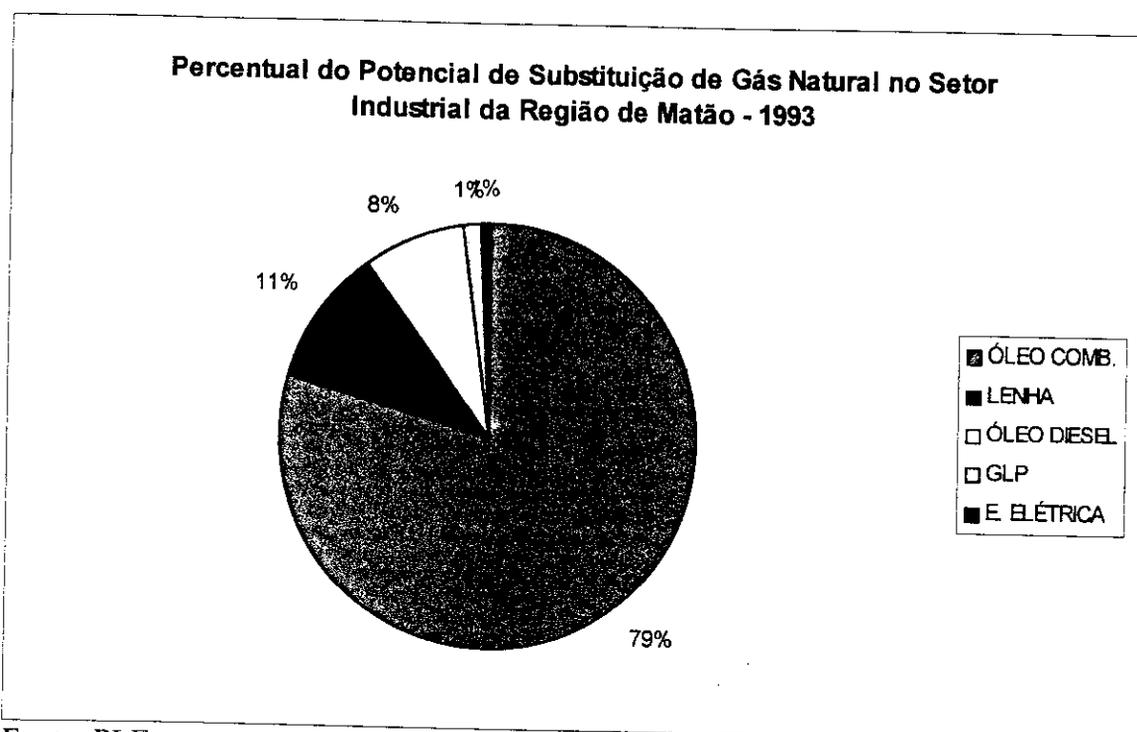
MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
S. J. RIO PRETO	643	10.448	2.058	10.325	1.019	24.493
BAURU	85	2.772	1.326	46	-	4.228
ARAÇATUBA	22	1.257	62	497	8	1.846
MATÃO	-	-	107	309	1	417
LINS	-	137	106	-	-	243
ANDRADINA	-	-	-	51	-	51
CATANDUVA	-	-	7	10	-	17
TOTAL	750	14.614	3.665	11.238	1.028	31.294

Fonte: PLE

Tabela 5.20 Potencial de substituição de gás natural do setor industrial da Região de Matão (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
MATÃO	-	366	324.330	13.345	142	338.183
S. J. RIO PRETO	831	17.256	27.616	10.777	1.270	57.750
ARAÇATUBA	61	19.430	18.162	7.075	4.992	49.720
CATANDUVA	3.065	457	32.087	178	13	35.800
BAURU	333	5.257	10.797	8.884	572	25.843
ANDRADINA	233	7.615	9.246	163	767	18.024
LINS	-	5.783	1.236	366	-	7.385
TOTAL	4.523	56.164	423.475	40.788	7.755	532.704

Fonte: PLE



Fonte: PLE

Figura 5.17 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Matão

5.3.5 Região de Ribeirão Preto

A Região de Ribeirão Preto que compreende 7 municípios tem o menor potencial de demanda de gás natural, mais especificamente 12,8% da demanda total, que representa 1,1 milhão de metros cúbicos diários. O setor industrial é o mais significativo, representando praticamente 5,6% da demanda total, salientando-se que as grande empresas da região

representam 66,0% da demanda de todo o setor industrial ou 56,6% da demanda de toda região.

Ribeirão Preto é o município de maior demanda dentre todos os estudados, com 3,9% de toda a demanda, seguido por São Carlos e Porto Ferreira.

A demanda de gás natural do setor industrial pode ser melhor compreendida através das Tabelas 5.21, 5.22, 5.23 e 5.24, que mencionam os municípios em ordem decrescente de potencial de demanda, e da Figura 5.18 que ilustra o percentual de participação de cada insumo energético na matriz do setor industrial da região.

Tabela 5.21 Demanda de gás natural nas grandes indústrias da Região de Ribeirão Preto (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SERTÃOZINHO	2.167	571	-	45.424	-	48.162
RIBEIRÃO PRETO	764	34.269	9.636	2.688	61	47.417
PORTO FERREIRA	-	-	27.605	-	11.347	38.951
SÃO CARLOS	2.512	6.762	6.861	675	53	16.863
STA. ROSA VITERBO	-	381	-	8.646	4	9.030
LEME	-	1.371	5.087	-	61	6.519
PIRASSUNUNGA	-	-	1.413	1.936	-	3.349
ARARAQUARA	165	2.285	262	104	-	2.815
TOTAL	5.607	45.639	50.863	59.472	11.525	173.106

Fonte: PLE

Tabela 5.22 Demanda de gás natural nas indústrias médias da Região de Ribeirão Preto (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
STA. ROSA VITERBO	-	44.474	27.851	978	9	73.312
PORTO FERREIRA	-	21.308	35.438	2.357	2.067	61.170
SERTÃOZINHO	320	12.154	38	19.692	8	32.212
ARARAQUARA	240	381	15.398	12.209	292	28.520
SÃO CARLOS	2.138	21.157	1.335	951	1.528	27.109
LEME	-	8.499	6.104	104	3	14.710
RIBEIRÃO PRETO	-	-	-	2.498	88	2.586
PIRASSUNUNGA	-	-	610	387	253	1.250
TOTAL	2.698	107.973	86.775	39.175	4.248	240.869

Fonte: PLE

Tabela 5.23 Demanda de gás natural nas pequenas indústrias da Região de Ribeirão Preto (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SÃO CARLOS	728	69.003	2.556	938	742	73.966
RIBEIRÃO PRETO	288	3.130	1.607	1.124	173	6.322
ARARAQUARA	36	1.392	-	1.099	151	2.678
PIRASSUNUNGA	-	-	797	-	7	804
LEME	-	-	715	70	12	796
PORTO FERREIRA	137	-	275	-	4	415
STA. ROSA VITERBO	-	-	-	29	-	29
SERTÃOZINHO	-	-	-	13	-	13
TOTAL	1.188	72.133	5.950	3.273	1.088	83.632

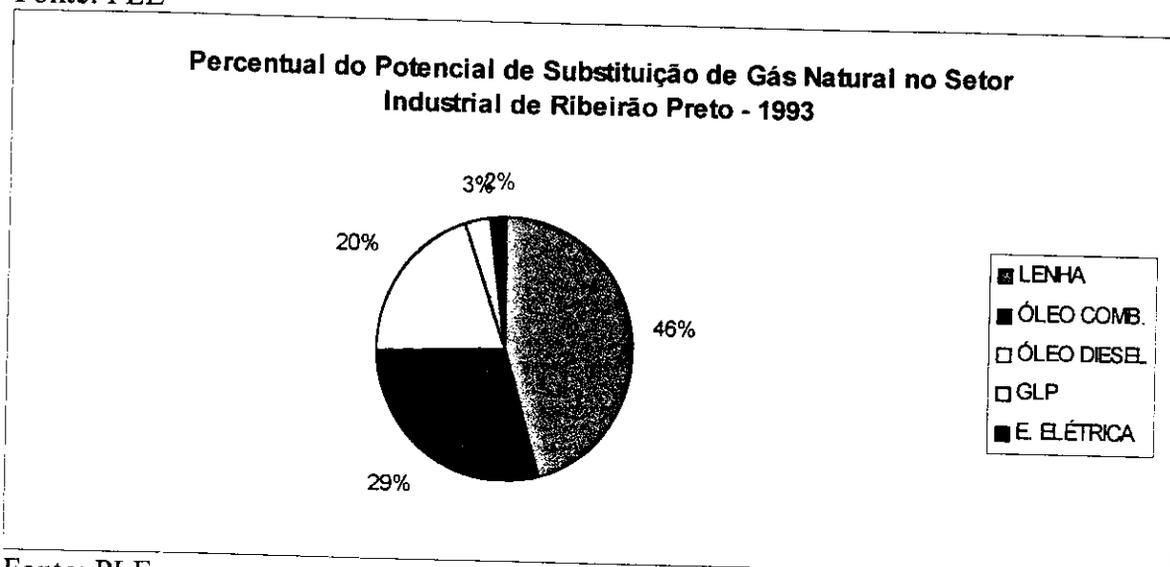
Fonte: PLE

Tabela 5.24 Potencial de substituição do setor industrial da Região de Ribeirão Preto (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
SÃO CARLOS	5.377	96.923	10.752	2.564	2.323	117.939
PORTO FERREIRA	137	21.308	63.318	2.357	13.418	100.537
STA. ROSA VITERBO	-	44.855	27.851	9.653	12	82.370
SERTÃOZINHO	2.487	12.725	38	65.129	8	80.388
RIBEIRÃO PRETO	1.052	37.399	11.243	6.310	322	56.325
ARARAQUARA	441	4.057	15.660	13.412	443	34.012
LEME	-	9.870	11.906	173	76	22.024
PIRASSUNUNGA	-	-	2.820	2.322	260	5.403
TOTAL	9.494	227.137	143.588	101.920	16.862	499.001

Fonte: PLE

Fonte: PLE



Fonte: PLE

Figura: 5.18 Percentual do potencial de substituição do gás natural no setor industrial da Região de Ribeirão Preto

5.4 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda

A extrapolação do crescimento da demanda foi feita de modo conservador, ou seja, imaginando o futuro com os dados do passado. Sabemos que o futuro não é determinista, no entanto, em virtude das taxas de crescimento adotadas serem próximas ao crescimento vegetativo as adotamos convictos que o erro cometido é mínimo.

Poderíamos, ao invés de utilizarmos esta metodologia, termos adotado a extrapolação do crescimento da demanda com base nos usos finais de energia, no entanto as variáveis são tantas que o trabalho fugiria do escopo inicial desta dissertação.

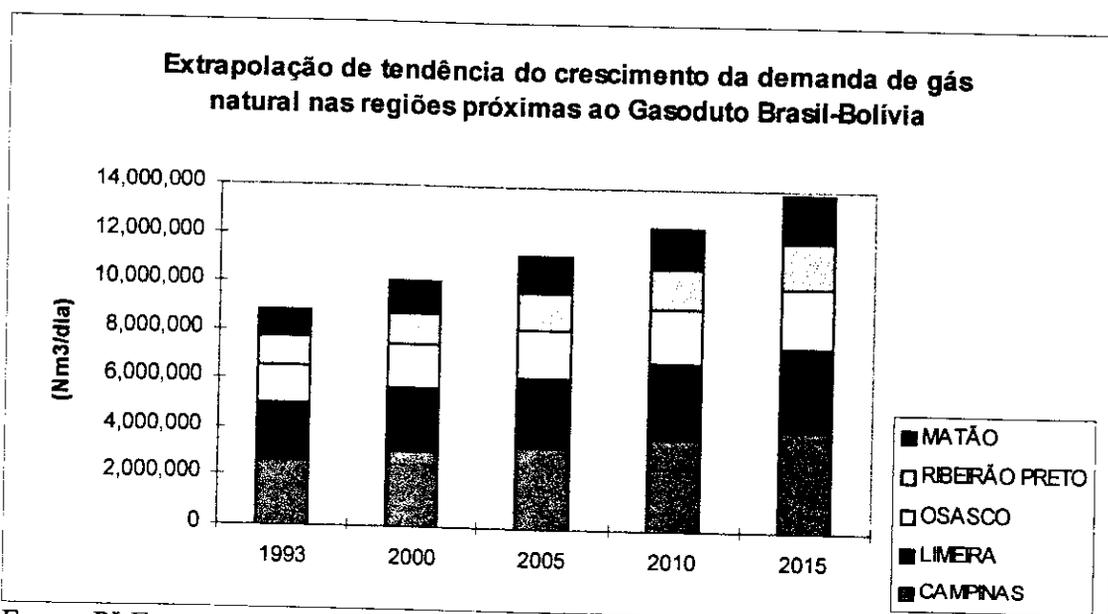
Os dados básicos utilizados estão na matriz energética do Estado de São Paulo (SECRETARIA DE ENERGIA, 1995) e as taxas de crescimento observadas no período de 1980 a 1994 são as mencionadas na Tabela 5.25.

A sinopse do resultado obtido está ilustrada nas Figuras 5.19 e 5.20 que mostram a extrapolação do crescimento da demanda de gás natural nas cinco regiões e nos quatro setores estudados até o ano de 2015.

Tabela 5.25 Taxa de crescimento da demanda setorial de insumos energéticos no Estado de São Paulo (1980 a 1994)

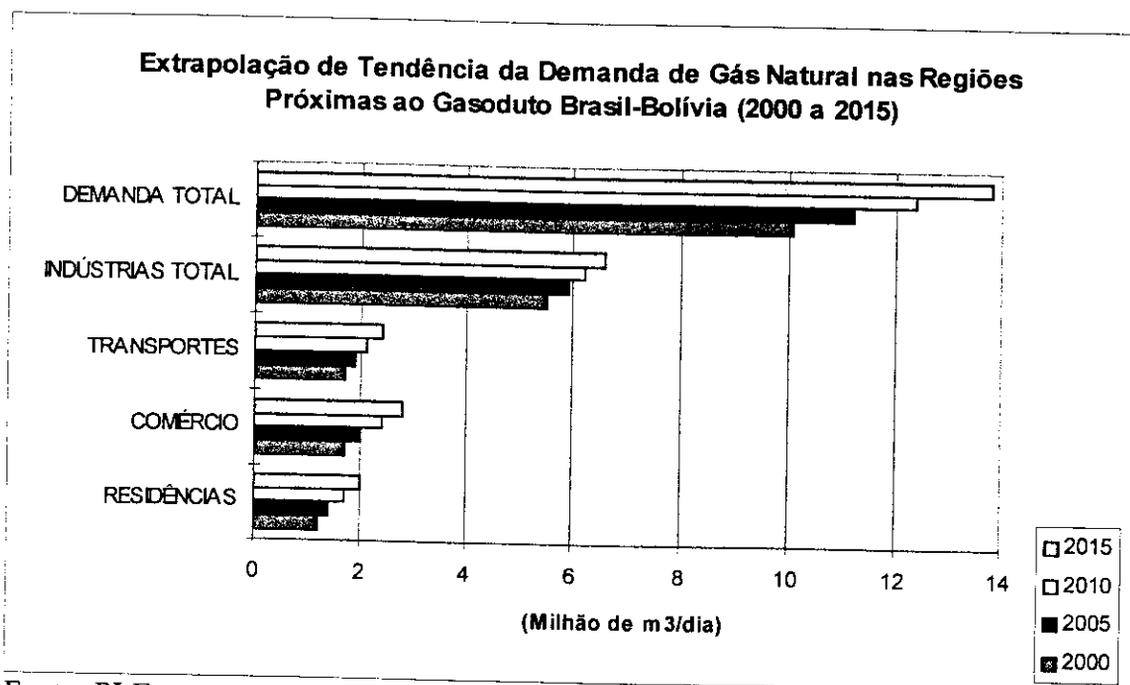
SETOR	(% a.a)
COMERCIAL	3,63
RESIDENCIAL	3,34
TRANSPORTES	2,33
INDUSTRIAL	1,08
TOTAL	1,85

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo



Fonte: PLE

Figura: 5.19 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto



Fonte: PLE

Figura: 5.20 Extrapolação de tendência do crescimento da demanda de gás natural nas regiões próximas ao gasoduto

Tabela 5.26 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2000 (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTE	INDÚSTRIA	TOTAL
RIBEIRÃO PRETO	81.336	159.524	118.845	60.724	420.429
SÃO CARLOS	36.134	61.069	43.547	127.150	267.900
ARARAQUARA	33.868	29.245	44.992	36.668	144.772
PORTO FERREIRA	9.494	9.346	10.857	108.389	138.086
SERTÃOZINHO	16.688	13.635	19.993	86.666	136.981
STA. ROSA VITERBO	4.632	2.915	4.892	88.803	101.241
LEME	13.797	8.510	17.941	23.744	63.992
PIRASSUNUNGA	27.200	9.448	15.375	5.825	57.847
SUB-TOTAL 1	223.147	293.690	276.441	537.970	1.331.249
MATÃO	16.514	10.803	14.715	364.561	406.592
BAURU	90.746	92.838	67.949	27.859	279.393
S. J. RIO PRETO	47.541	91.100	70.763	62.255	271.659
ARAÇATUBA	33.849	18.360	43.843	53.598	149.650
CATANDUVA	18.713	1.023	24.793	38.592	83.121
LINS	38.532	18.160	17.367	7.961	82.020
ANDRADINA	12.607	14.858	14.166	19.430	61.061
SUB-TOTAL 2	258.503	247.142	253.594	574.256	1.333.495
LIMEIRA	38.532	44.756	56.828	361.730	501.846
PAULÍNIA	8.935	41.439	8.050	441.045	499.469
RIO CLARO	31.372	49.914	45.695	322.546	449.527
SUMARÉ	27.857	45.994	42.106	247.632	363.589
PIRACICABA	49.931	69.410	78.195	108.596	306.132
AMERICANA	28.054	45.927	48.401	86.020	208.402
STA. B. OESTE	28.251	25.861	23.675	45.446	123.233
ARARAS	16.031	17.520	22.226	45.095	100.872
CORDEIROPOLIS	3.350	10.251	3.180	61.519	78.301
SUB-TOTAL 3	232.312	351.073	328.355	1.719.630	2.631.370
CAMPINAS	147.900	271.944	260.883	129.608	810.334
MOGI-GUAÇU	20.631	56.913	28.536	491.201	597.282
JUNDIAÍ	61.433	104.395	97.295	199.058	462.181
AMPARO	9.954	8.825	16.137	259.663	294.580
SALTO	20.466	43.086	16.438	207.697	287.688
ITU	13.272	5.000	28.783	112.739	159.794
VALINHOS	14.291	10.940	18.979	97.605	141.815
INDAIATUBA	26.118	14.598	21.816	34.152	96.684
MOGI-MIRIM	17.346	12.885	19.640	45.054	94.925
ITATIBA	11.301	16.476	16.148	35.706	79.630
SUB-TOTAL 4	342.713	545.062	524.655	1.612.484	3.024.914
OSASCO	101.670	143.009	183.504	505.484	933.667
SOROCABA	56.281	79.165	101.582	220.344	457.372
MARINQUE	6.635	4.556	11.958	376.482	399.632
SUBTOTAL	164.586	226.730	297.045	1.102.311	1.790.672
TOTAL	1.221.261	1.663.699	1.680.090	5.546.651	10.111.700

Fonte: PLE

Tabela 5.27 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2005 (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTES	INDÚSTRIA	TOTAL
RIBEIRÃO PRETO	95.854	190.663	133.356	64.076	483.949
SÃO CARLOS	42.584	72.990	48.864	134.169	298.606
ARARAQUARA	39.913	34.953	50.485	38.692	164.044
SERTÃOZINHO	19.667	16.296	22.434	91.450	149.847
PORTO FERREIRA	11.188	11.171	12.183	114.372	148.914
STA. ROSA VITERBO	5.458	3.484	5.489	93.705	108.136
LEME	16.259	10.171	20.132	25.055	71.617
PIRASSUNUNGA	32.055	11.292	17.252	6.147	66.745
SUB-TOTAL 1	262.979	351.019	310.195	567.666	1.491.858
MATÃO	19.462	12.892	16.511	384.685	433.551
BAURU	106.945	110.799	76.246	29.397	323.386
S. J. RIO PRETO	56.027	108.724	79.403	65.691	309.846
ARAÇATUBA	39.891	21.912	49.196	56.557	167.556
LINS	45.410	21.674	19.487	8.400	94.971
CATANDUVA	22.053	1.221	27.820	40.723	91.816
ANDRADINA	14.858	21.074	15.895	20.502	72.329
SUB-TOTAL 2	304.645	298.296	284.558	605.955	1.493.455
LIMEIRA	45.410	53.492	63.766	381.698	544.366
PAULÍNIA	10.530	49.528	9.033	465.391	534.482
RIO CLARO	36.972	59.657	51.274	340.351	488.254
SUMARÉ	32.829	54.972	47.247	261.301	396.350
PIRACICABA	58.844	82.959	87.743	114.590	344.136
AMERICANA	33.062	54.893	54.310	90.768	233.033
STA. B. OESTE	33.293	30.909	26.566	47.955	138.723
ARARAS	18.892	20.940	24.940	47.584	112.356
CORDEIRÓPOLIS	3.948	12.252	3.568	64.915	84.684
SUB-TOTAL 3	273.780	419.603	368.447	1.814.553	2.876.383
CAMPINAS	174.300	325.027	292.737	136.736	928.800
MOGI-GUAÇU	24.314	68.022	32.020	518.218	642.574
JUNDIAÍ	72.399	124.773	109.174	210.006	516.353
AMPARO	11.731	10.548	18.108	273.945	314.331
SALTO	24.120	51.497	18.445	219.121	313.182
ITU	15.641	5.976	32.297	118.940	172.854
VALINHOS	16.842	13.076	21.296	102.974	154.187
INDAIA TUBA	30.780	17.447	24.480	36.030	108.738
MOGI-MIRIM	20.442	15.400	22.038	47.532	105.413
ITATIBA	13.318	19.692	18.120	37.669	88.799
SUB-TOTAL 4	403.887	651.458	588.716	1.701.171	3.345.232
OSASCO	119.818	170.924	205.910	533.387	1.030.039
SOROCABA	66.327	94.618	113.985	232.507	507.438
MAIRINQUE	7.820	5.446	13.418	397.264	423.948
SUBTOTAL	193.964	270.988	333.314	1.163.158	1.961.425
TOTAL	1.439.256	1.991.364	1.885.229	5.852.503	11.168.352

Fonte: PLE

Tabela 5.28 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2010 (Nm³/dia)

MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTES	INDÚSTRIAS	TOTAL
RIBEIRÃO PRETO	112.964	227.880	149.639	67.613	558.096
SÃO CARLOS	50.186	87.237	54.830	141.575	333.828
ARARAQUARA	47.038	41.776	56.650	40.828	186.291
SERTÃOZINHO	23.177	19.477	25.173	96.498	164.325
PORTO FERREIRA	13.185	13.351	13.670	120.685	160.892
STA. ROSA VITERBO	6.433	4.164	6.159	98.878	115.633
LEME	19.162	12.156	22.590	26.438	80.345
PIRASSUNUNGA	37.777	13.496	19.359	6.486	77.117
SUB-TOTAL 1	309.921	419.538	348.069	599.001	1.676.529
MATÃO	22.936	15.387	18.527	405.920	462.769
BAURU	126.034	132.234	85.555	31.019	374.843
S. J. RIO PRETO	66.028	129.758	89.099	69.317	354.202
ARAÇATUBA	47.011	26.151	55.203	59.679	188.044
LINS	53.516	25.866	21.866	8.864	110.113
CATANDUVA	25.990	1.457	31.216	42.971	101.634
ANDRADINA	17.510	25.151	17.836	21.634	82.131
SUB-TOTAL 2	359.024	356.004	319.303	639.404	1.673.735
LIMEIRA	53.516	63.934	71.552	402.768	591.769
PAULÍNIA	12.409	59.196	10.136	491.081	572.821
RIO CLARO	43.571	71.302	57.534	359.138	531.546
SUMARÉ	38.689	65.703	53.016	275.725	433.133
PIRACICABA	69.348	99.153	98.456	120.915	387.872
AMERICANA	38.963	65.608	60.942	95.779	261.291
STA. B. OESTE	39.236	36.943	29.809	50.602	156.591
ARARAS	22.265	25.027	27.985	50.211	125.488
CORDEIROPOLIS	4.653	14.644	4.003	68.498	91.799
SUB-TOTAL 3	322.650	501.509	413.434	1.914.717	3.152.310
CAMPINAS	205.412	388.472	328.480	144.284	1.066.649
MOGI-GUAÇU	28.654	81.300	35.930	546.823	692.707
JUNDIAÍ	85.322	149.129	122.505	221.599	578.554
SALTO	28.425	61.549	20.698	231.216	341.888
AMPARO	13.824	12.607	20.319	289.066	335.816
ITU	18.433	7.143	36.241	125.506	187.321
VALINHOS	19.849	15.628	23.896	108.658	168.030
INDAIATUBA	36.274	20.853	27.469	38.019	122.616
MOGI-MIRIM	24.091	18.407	24.729	50.156	117.383
ITATIBA	15.695	23.536	20.332	39.749	99.312
SUB-TOTAL 4	475.981	778.623	660.598	1.795.076	3.710.277
OSASCO	141.205	204.288.60	231.052	589.500	1.166.045
SOROCABA	78.166	113.087.40	127.903	256.967	576.124
MAIRINQUE	9.216	6.508.90	15.056	439.056	469.837
SUB-TOTAL 5	228.587	323.885	374.011	1.285.523	2.212.006
TOTAL	1.696.163	2.379.559	2.115.416	6.233.720	12.424.857

Fonte: PLE

Tabela 5.29 Extrapolação de tendência da demanda para o ano 2015 (Nm³/dia)

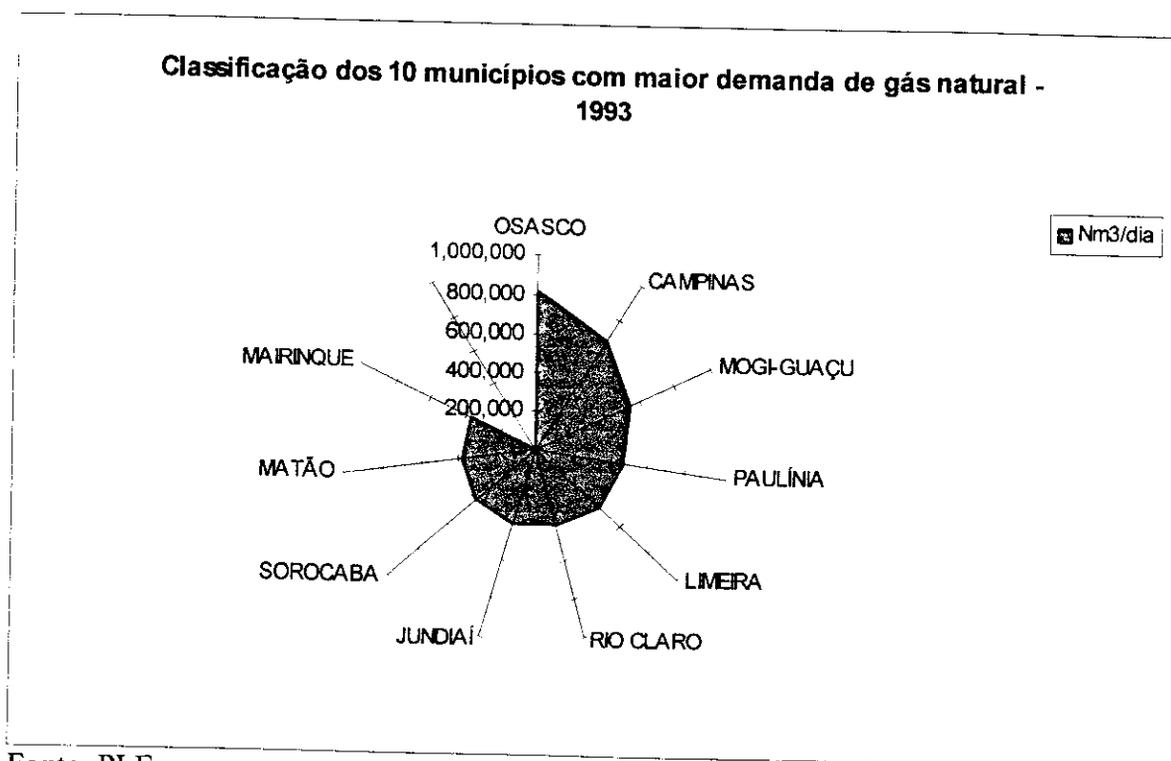
MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTES	INDÚSTRIA	TOTAL
RIBEIRÃO PRETO	133.128	272.362	167.910	71.345	644.746
SÃO CARLOS	59.144	104.266	61.525	149.390	374.324
ARARAQUARA	55.434	49.931	63.567	43.082	212.013
SERTÃOZINHO	27.314	23.279	28.246	101.825	180.665
PORTO FERREIRA	15.539	15.958	15.339	127.347	174.183
STA. ROSA VITERBO	7.581	4.977	6.911	104.336	123.804
LEME	22.582	14.529	25.348	27.897	90.356
PIRASSUNUNGA	44.520	16.131	21.722	6.844	89.216
SUB-TOTAL 1	365.242	501.431	390.569	632.066	1.889.307
MATAÕ	27.030	18.363	20.789	428.326	494.509
BAURU	148.531	157.816	96.002	32.732	435.080
S. J. RIO PRETO	77.814	154.861	99.977	73.143	405.796
ARAÇATUBA	55.403	31.211	61.943	62.973	211.529
LINS	63.068	30.871	24.536	9.353	127.829
CATANDUVA	30.629	1.739	35.028	45.343	112.738
ANDRADINA	20.635	30.016	20.014	22.828	93.494
SUB-TOTAL 2	423.110	424.877	358.290	674.699	1.880.976
LIMEIRA	63.068	76.413	80.289	425.000	644.771
PAULÍNIA	14.624	70.751	11.373	518.188	614.937
RIO CLARO	51.349	85.221	64.559	378.963	580.091
SUMARÉ	45.595	78.528	59.489	290.945	474.557
PIRACICABA	81.726	118.508	110.478	127.590	438.301
AMERICANA	45.918	78.414	68.383	101.066	293.781
STA. B. OESTE	46.240	44.154	33.449	53.395	177.238
ARARAS	26.239	29.912	31.402	52.982	140.536
CORDEIRÓPOLIS	5.484	17.503	4.492	72.280	99.758
SUB-TOTAL 3	380.243	599.404	463.915	2.020.409	3.463.971
CAMPINAS	242.079	464.302	368.587	152.249	1.227.216
MOGI-GUAÇU	33.769	97.170	40.317	577.008	748.264
JUNDIAÍ	100.553	178.238	137.462	233.831	650.084
SALTO	33.499	73.563	23.225	243.979	374.266
AMPARO	16.292	15.067	22.800	305.023	359.182
ITU	21.723	8.537	40.666	132.433	203.359
VALINHOS	23.392	18.678	26.814	114.656	183.540
INDAIALUBA	42.749	24.924	30.823	40.118	138.614
MOGI-MIRIM	28.392	22.000	27.748	52.924	131.064
ITATIBA	18.497	28.131	22.815	41.943	111.385
SUB-TOTAL 4	560.943	930.610	741.257	1.894.164	4.126.974
OSASCO	166.410	244.166	259.263	622.040	1.291.879
SOROCABA	92.119	135.162	143.520	271.152	641.953
MAIRINQUE	10.861	7.779	16.895	463.292	498.827
SUBTOTAL	269.390	387.107	419.678	1.356.484	2.432.659
TOTAL	1.998.928	2.843.430	2.373.708	6.577.821	13.793.886

Fonte: PLE

5.5 Comparação da expectativa de crescimento da demanda por município

Com o objetivo de compararmos a expectativa de crescimento da demanda listamos os 10 principais municípios, em 1993, e aquilo que extrapolamos para 2015.

Os resultados estão mostrados nas Tabelas 5.30 e 5.31 e ilustrados nas Figuras 5.21 e 5.22. Tanto, em 1993, como em 2015, os 10 principais municípios são responsáveis por 55% da demanda, alterando-se apenas a relação deles, pois Matão deixa de estar entre os 10 e em seu lugar entra o município de Ribeirão Preto.



Fonte: PLE

Figura 5.21 Classificação dos 10 municípios com maior demanda de gás natural, 1993

Tabela 5.30 Os 10 primeiros municípios em demanda de gás natural, em 1993

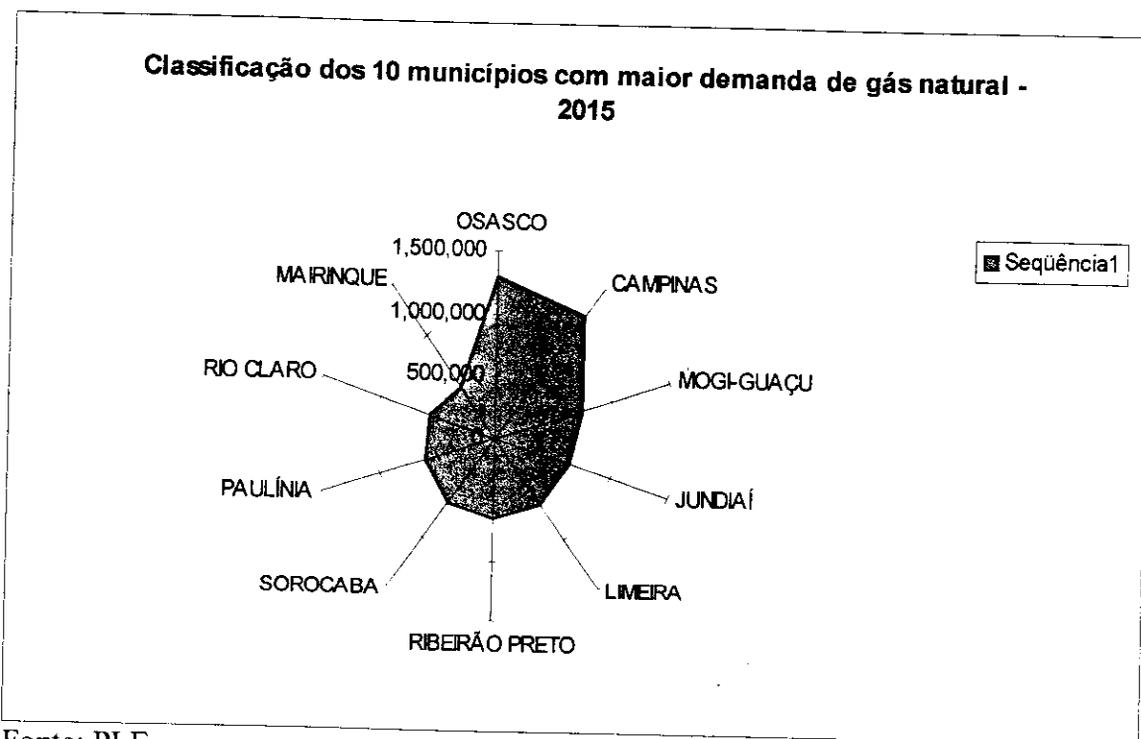
MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTE	INDÚSTRIAS	TOTAL
OSASCO	80.780	111.421	156.174	468.866	817.241
CAMPINAS	117.502	211.514	222.028	120.230	671.274
MOGI-GUAÇU	16.391	44.266	24.286	455.660	540.603
PAULÍNIA	7.099	32.286	6.851	409.133	455.369
LIMEIRA	30.615	34.870	48.364	335.557	449.406
RIO CLARO	24.926	38.889	38.889	299.208	401.912
JUNDIAÍ	48.807	81.197	82.804	184.655	397.463
SOROCABA	44.717	61.679	86.453	204.382	397.231
MATÃO	13.121	8.426	12.523	338.183	372.253
MAIRINQUE	5.272	3.550	10.177	349.209	368.208
TOTAL	389.230	628.098	688.549	3.165.083	4.870.960

Fonte: PLE

Tabela 5.31 Os 10 primeiros municípios em demanda de gás natural, em 2015

MUNICÍPIO	RESIDÊNCIAS	COMÉRCIO	TRANSPORTE	INDÚSTRIAS	TOTAL
OSASCO	166.410	244.166	259.263	622.040	1.291.879
CAMPINAS	242.079	464.302	368.587	152.249	1.227.216
MOGI-GUAÇU	33.769	97.170	40.317	577.008	748.264
JUNDIAÍ	100.553	178.238	137.462	233.831	650.084
LIMEIRA	63.068	76.413	80.289	425.000	644.771
RIBEIRÃO PRETO	133.128	272.362	167.910	71.345	644.746
SOROCABA	92.119	135.162	143.520	271.152	641.953
PAULÍNIA	14.624	70.751	11.373	518.188	614.937
RIO CLARO	51.349	85.221	64.559	378.963	580.091
MAIRINQUE	10.861	7.779	16.895	463.292	498.827
TOTAL	907.960	1.631.564	1.290.175	3.713.068	7.542.768

Fonte: PLE



Fonte: PLE

Figura 5.22 Classificação dos 10 municípios com maior demanda de gás natural, 2015

Capítulo 6

Fatores econômicos

6.1 Introdução

Este capítulo tem o objetivo de otimizar a distribuição de gás natural dentro das duas fases do gasoduto Brasil-Bolívia, de modo a atender os municípios segundo a sua demanda e com os investimentos minimizados em função do comprimento da tubulação necessária para atendê-los.

A pergunta a ser respondida é: a demanda de gás natural para fins diferentes ao da termoelectricidade, de modo que oferta de gás para o Estado de São Paulo (4,0 milhões de metros cúbicos na primeira fase e 8,0 milhões na segunda fase) pode ser totalmente absorvida?

Como vimos no capítulo anterior a demanda existe nos setores industrial, comercial, residencial e de transportes. O que desejamos analisar, neste capítulo, através de alguns fatores econômico, é se a instalação de ramais do gasoduto principal para suprir a demanda podem ser instalados de forma técnico-econômica viável. Para tanto será feita uma comparação dos trechos que abastecem as diferentes regiões em relação ao gasoduto principal.

6.2 Gasoduto Brasil-Bolívia

O fatores econômicos do gasoduto Brasil-Bolívia que serão utilizados para os cálculos da estimativa de investimentos nos trechos de distribuição do gás natural nas regiões consideradas nesta dissertação, são os considerados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Índices econômicos do Gasoduto Brasil-Bolívia

Trecho	Comprimento (km) (L)	Diâmetro (pol.) (ϕ)	(I) 10 ⁶ US\$	I/L/ ϕ (*)
Corumbá-Campinas	1.243	32	761,023	19,13
Campinas-Guararema	155	24	57,136	15,36
Campinas-Araucária	430	22	190,848	20,17
Florianópolis-Criciúma	162	16	66,516	25,66
Criciúma-Canoas	250	14	75,130	21,47

Fonte: PETROBRÁS

(*) Valor médio considerado: 20,37 (US\$/m/pol.)

O fator $(I/L/\phi)$ definido para cada trecho do gasoduto, expressa a relação entre o investimento requerido em US\$, o comprimento em metros e o diâmetro em polegadas. Este fator é indicado para se fazer a estimativa de investimentos em gasodutos e o valor utilizado pela PETROBRÁS, para estimativas preliminares, é 15 (US\$/m/pol.) (COLNAGHI, 1996).

6.3 Estimativa de investimentos nas ramificações do gasoduto

Nesta dissertação estamos utilizando como primeira aproximação de estimativa de investimentos o valor médio dos trechos citados na Tabela 6.1, ou seja, 20,37 (US\$/m/pol.). A estimativa de investimentos considera a demanda de gás natural estimada para o ano 2015, estando implícito nestes cálculos que haverá gás suficiente para suprir a demanda (12,0 milhões de metros cúbicos por dia) que é 50% superior que a oferta (8,0 milhões de metros cúbicos por dia). Esta hipótese considera que em 2015 já deverá ter ocorrido a integração entre os gasodutos da Bolívia e da Argentina.

Nos cálculos foram analisados cada trecho, relativo a cada região estudada, conforme os comprimentos dimensionados pela PLE e os diâmetros por nós dimensionados, segundo o recomendado na literatura para o diâmetro ótimo de uma tubulação (PERRY & CHILTON, 1973).

Durante a análise foram descartados os trechos que deveriam abastecer algumas municípios e que possuíam valores da relação investimento/vazão superiores ao do gasoduto principal. Assim, com o objetivo de se otimizar a distribuição do gás natural sob a óptica técnico econômica, foram descartados os abastecimentos dos seguintes municípios, que possuem pequena demanda e necessitam de alto investimento na construção do “city-gate”:

Região de Ribeirão Preto: Pirassununga, Santa Rosa do Viterbo e Sertãozinho;

Região de Matão: Andradina, Bauru e Catanduva;

Região de Campinas: Amparo.

Assim o conjunto otimizado dos municípios de cada região, em função da distância em relação ao gasoduto principal, ou seja, do menor investimento em tubulação, fica assim definido, conforme indicam as Tabelas 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6.

A Região de Osasco apresenta o menor índice de investimento por vazão de gás natural, seguido das regiões de Campinas e Limeira. Sendo importante salientar que Paulínia, pertencente à Região de Limeira, é o município que apresenta o menor índice de investimento por vazão de gás natural, como pode ser visto na Tabela 6.4. Isto porque o gasoduto deverá ser construído próximo a Paulínia e a demanda do município é relativamente alta, com ênfase para o setor industrial.

Tabela 6.2 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Osasco

MUNICÍPIO	VAZÃO (Nm ³ /dia)(Q)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol.)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)
OSASCO	1.291.879	4	20	1.629	1.26
SOROCABA	641.953	36	18	13.193	20.55
MAIRINQUE	498.827	32	18	11.727	23.51
TOTAL	2.432.659	72		26.549	10,91

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.3 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Campinas

MUNICÍPIO	VAZÃO (Nm ³ /dia) (Q)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol.)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)
MOGI-MIRIM	131.064	7	9	1.283	9,79
CAMPINAS	1.227.216	16	20	6.515	5,31
ITU	203.359	7	12	1.710	8,41
VALINHOS	183.540	10	11	2.240	12,20
MOGI-GUAÇU	748.264	25	18	9.162	12,24
JUNDIAÍ	650.084	27	18	9.895	15,22
INDAIA TUBA	138.614	13	8	2.117	15,28
SALTO	374.266	20	16	6.515	17,41
ITATIBA	111.385	16	7	2.280	20,47
TOTAL	3.767.791	141		41.718	11,07

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.4 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Limeira

MUNICÍPIO	VAZÃO (Nm ³ /dia) (Q)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol.)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)
PAULÍNIA	614.937	5	18	1.832	2,98
SUMARÉ	474.557	10	16	3.258	6,86
STA. B. OESTE	177.238	8	8	1.303	7,35
LIMEIRA	644.771	24	18	8.796	13,64
RIO CLARO	580.091	22	18	8.063	13,90
ARARAS	140.536	12	8	1.955	13,91
CORDEIRÓPOLIS	99.758	10	8	1.629	16,33
PIRACICABA	438.301	23	16	7.492	17,09
AMERICANA	293.781	21	15	6.413	21,83
TOTAL	3.463.971	135		40.740	11,76

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.5 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Ribeirão Preto

MUNICÍPIO	VAZÃO (Nm ³ /dia) (Q)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol.)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)
RIBEIRÃO PRETO	644.746	15	19	5.620	8,72
SÃO CARLOS	374.324	12	16	3.786	10,11
LEME	90.356	7	8	1.104	12,22
ARARAQUARA	212.013	18	12	4.398	20,74
PORTO FERREIRA	174.183	17	12	4.023	23,10
TOTAL	1.495.622	69		18.931	12,66

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.6 Índices técnico-econômicos do “city gate” da Região de Matão

MUNICÍPIO	VAZÃO (Nm ³ /dia) (Q)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol.)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)
LINS	127.829	5	8	814	6.37
MATÃO	494.509	28	18	10.261	20.75
ARAÇATUBA	211.529	20	12	4.886	23.10
TOTAL	833.867	53		15.962	19,14

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.7 Classificação das regiões

REGIÃO	VAZÃO (Nm ³ /d) (Q)	I (10 ³ US\$)	I/Q (US\$/Nm ³ /dia)	COMPRIMENTO (km)
OSASCO	2.432.659	26.549	10.91	72
CAMPINAS	3.767.791	41.718	11.07	141
LIMEIRA	3.463.971	40.740	11.76	135
RIBEIRÃO PRETO	1.495.622	18.931	12.66	69
MATÃO	833.867	15.962	19.14	53
TOTAL	11.993.910	143.900	12,00	470

Fonte: PLE/PETROBRÁS

Tabela 6.8 Demanda de gás natural para o setor industrial (Nm³/dia) - 1993

REGIÃO	E. ELÉTRICA	LENHA	ÓLEO COMB.	ÓLEO DIESEL	GLP	TOTAL
LIMEIRA	200.128	232.885	1.044.967	46.764	123.368	1.648.112
CAMPINAS	80.171	423.300	583.801	85.295	82.366	1.254.933
OSASCO	211.653	59.015	384.856	35.261	331.671	1.022.457
MATÃO	61	25.579	343.728	20.786	5.134	395.288
RIBEIRÃO PRETO	7.007	169.557	112.879	24.816	16.582	330.841
TOTAL	499.020	910.336	2.470.231	212.922	559.121	4.651.631

Fonte: PLE

Capítulo 7

A Cogeração Em Indústrias e no Setor Terciário

7.1 Introdução

O setor elétrico de um modo generalizado está passando por um processo de reformulação de sua base institucional em inúmeros países. Excluindo-se as peculiaridades de cada caso, esse processo caracteriza-se, de uma forma geral, pela procura de uma maior concorrência, tanto no âmbito da geração, como no do atendimento ao consumidor, com uma abertura de espaço, entre outras opções, à produção independente e à venda de energia elétrica excedente de autoprodutores.

A **geração descentralizada**, na forma de **autoprodução**, com ou sem venda de excedentes, e a **produção independente** são alternativas importantes dentro do processo de reorganização dos sistemas elétricos. Nos países desenvolvidos, o principal fator indutor da reestruturação tem sido a busca de maior competição no âmbito da geração, com vistas à redução dos custos de atendimento (WALTER, 1994). Já para os países em desenvolvimento, a questão fundamental tem sido colocada na viabilização de novas opções de geração dentro de um contexto de fortes restrições financeiras que impedem a expansão do sistema segundo as alternativas convencionais.

Dentro da concepção atual dos sistemas elétricos, a geração descentralizada pode ser compreendida como uma opção de atendimento da demanda por unidades de geração de pequeno ou médio porte. Essas unidades localizadas próximas aos pontos de consumo, tanto podem satisfazer toda ou parte da demanda de energia elétrica do mercado em que se inserem (BAJAY & WALTER, 1989).

A geração descentralizada pode ocorrer tanto em sistemas isolados quanto em sistemas interligados (WALTER, 1994). Entendendo-se por **sistema isolado** um sistema elétrico cuja demanda, via de regra relativamente pequena, é atendida exclusivamente pelas centrais de geração localizadas próximas a ele, de forma que a estrutura de suprimento não esteja eletricamente interconectada com outros centros de geração ou redes de transmissão. E **sistema interligado** é um sistema de maiores dimensões que é suprido pela energia elétrica produzida em várias instalações não necessariamente próximas dos consumidores. Nos sistemas interligados a energia elétrica flui por uma rede de transmissão que alimenta as subestações e linhas de transmissão.

Para os sistemas elétricos da maneira como foram concebidos e organizados até alguns anos atrás, a existência de sistemas isolados só é justificada pelos elevados custos de interligação, em função da distância em relação à rede elétrica ou, ainda, em razão da baixa densidade de consumo de comunidades que podem até estar fisicamente próximas da estrutura de transporte do sistema interligado. As áreas de maior densidade populacional são, em geral, servidas por sistemas elétricos interligados, enquanto áreas com população diminuta são tipicamente atendidas por sistemas isolados.

As interconexões elétricas são sempre justificadas em função da maior confiabilidade, das melhores características operacionais e pela diversidade de demanda em função do tempo e da sazonalidade. Um alto grau de interconexão pode ter problemas, face a complexidade de operação e do risco de falhas que podem levar, em casos extremos, a um, “black out” de grandes proporções.

As instalações de geração descentralizada podem ser tanto de propriedade de uma empresa elétrica concessionária, quanto de empresas que geram energia elétrica para auto consumo e/ou para venda à concessionária ou outros consumidores. Desta forma, devemos diferenciar as figuras do autoprodutor e do produtor independente.

Auto produtor de energia elétrica é um consumidor que busca para a sua instalação um fornecimento garantido e econômico, através da geração própria, seja porque não há opção de abastecimento via rede, ou ainda, porque esse tem preço elevado ou fornecimento não confiável.

A autoprodução de energia elétrica já é uma alternativa usual em segmentos industriais ou de serviços, em que o abastecimento elétrico deve ocorrer particularmente sem falhas. A tendência da expansão da autoprodução em alguns países está associada à elevação dos custos de abastecimento convencional por intermédio da rede, à redução da confiabilidade do suprimento ou, ainda, à possibilidade de venda de energia elétrica excedente às concessionárias, desde que em qualquer um desses casos a geração própria represente uma clara vantagem financeira em relação ao atendimento convencional.

O produtor independente de energia elétrica se consubstancia numa instituição juridicamente desvinculada das empresas do setor elétrico, e que no entanto possui e opera

uma instalação de geração de eletricidade e comercializa sua produção com a concessionária local ou outros consumidores. A figura do produtor independente é relativamente recente, mesmo no cenário internacional, tendo surgido a partir da viabilização dos esforços de desregulamentação das atividades do setor, com o propósito de criação de um nicho de mercado concorrido entre diversos produtores de energia elétrica.

7.2 Histórico da Cogeração

A tecnologia da cogeração é conhecida e empregada no aproveitamento das interações sob a forma de calor e de trabalho desde o início deste século. Foi a tecnologia utilizada no início da eletrificação industrial, em particular nos processos industriais energo-intensivos, como meio de se aproveitar das duas formas de interação. Com o passar do tempo e de modo acentuado na década de 50, quando o preço dos insumos energético de uma forma geral e do petróleo, em particular, não incidiam de modo considerável nos custos de produção, a cogeração foi perdendo importância, da mesma maneira que as demais tecnologias de geração de energia elétrica descentralizada, na maioria dos países.

Apesar da tecnologia de cogeração ter sido utilizada antes, o termo cogeração, só começou a ser empregado nos Estados Unidos da América do Norte, nos anos 70 para designar os processos de aproveitamento combinados da interação sob a forma de calor e de trabalho.

Isso porque a crise do petróleo provocou uma tomada de consciência por parte dos engenheiros e técnicos de que a **caldeira** não é um mero acessório da sua usina, mas **é parte integrante de seu próprio processo**; em particular salientou-se a vantagem de se adotar um **sistema misto**, dito de cogeração de vapor e energia elétrica, em que a **eletricidade produzida como subproduto**, além de ser consumida internamente seria introduzida na rede de distribuição, com vantagem para a empresa industrial e para a empresa de distribuição da eletricidade; em particular, esta passa a dispor de uma fonte geradora, num determinado local, sem as inevitáveis “perdas na linha” desde sua central geradora até esse local (LUÍS, 1984).

A cogeração readquiriu importância apenas no início dos anos 80, quando foram decisivas as tendências de desregulamentação da indústria elétrica, em alguns países, e a adoção de políticas de racionalização do uso de insumos energéticos. No final da década passada, mesmo com a queda do preço do petróleo voltou a ser priorizada, em virtude de seu caráter minimizador de impacto ambiental.

7.3 Formas de concepção da cogeração

A otimização do aproveitamento das interações sob a forma de calor e de trabalho pode ser concebida de três formas:

(i) em centrais termoeletricas com o aproveitamento do vapor de baixa pressão, rejeitado no ciclo termodinâmico de aproveitamento da interação sob a forma de trabalho e reaproveitado para ser comercializado junto às instalações industriais próximas.

Nessa concepção a quantidade de vapor liberada é expressiva, podendo atender grande parte ou totalmente, as necessidades energéticas das indústrias da região. Exemplos desta concepção podem ser encontrados em países do Leste Europeu, principalmente na Alemanha, Áustria e países Escandinavos.

(ii) em instalações industriais, particularmente em indústrias químicas, siderúrgicas, refinarias de petróleo, usinas de açúcar e álcool, indústrias de papel e celulose, e indústrias alimentícias de grande porte. A Tabela 7.1 mostra uma média da relação da entalpia aproveitada na interação sob a forma de trabalho (eletricidade) e sob a forma de calor na produção de vapor, no setor industrial da Califórnia, EUA.

Tabela 7.1 Relação de produção de eletricidade e vapor

SUB-SETOR	ELETRICIDADE/VAPOR
Alimentício	0.16
Curtumes	0.42
Elétricos & Eletrônicos	1.26
Indústrias Químicas	0.22
Instrumentos	1.19
Madeira	0.36
Metalurgia	0.30
Papel	0.18
Plásticos	0.64
Refinaria de Petróleo	0.14
Siderurgia	0.30
Têxtil	0.28
Tintas	0.77

Fonte: Pulliam, 1989

A viabilidade técnico-econômica da cogeração em instalações industriais é favorecida na medida em que **a carga térmica for mais significativa e constante** (WALTER, 1994). Tal condição é particularmente verdadeira em indústrias químicas, refinarias de petróleo, siderúrgicas e metalúrgicas de grande porte, indústrias de papel e celulose e grandes plantas de produção de alimentos. Além desse aspecto, a cogeração é igualmente favorecida em **processos onde há um subproduto** que pode ser empregado como combustível; dois exemplos que podem ser mencionados são o das **fábricas de celulose**, a partir do uso da lixívia negra (JORQUERA, 1989), e o das **usinas de açúcar e álcool**, com utilização do bagaço de cana.

(iii) em sistemas integrados de energia encontrados no setor terciário, como mostra a Tabela 7.2, também denominados de “sistemas de energia total”, em virtude do fato de toda entalpia liberada no processo ser aproveitada pelo mesmo sistema. A entalpia recuperada na forma de interação de calor é utilizada para o aquecimento de grandes volumes de água.

As limitações da tecnologia de cogeração neste setor estão associadas às suas próprias características, tais como baixo requerimento de potência, número reduzido de horas de funcionamento e existência de cargas térmicas sazonais. Esses aspectos quase sempre provocam uma fragilidade na viabilidade técnico-econômica do empreendimento, problema esse que está sendo resolvido através da redução de custos de investimentos através da padronização dos sistemas.

Tabela 7.2 Dimensionamento dos Sistemas de Cogeração para o Setor Terciário

Sub-Setor	Potência (kW)	ELETRICIDADE/VAPOR
Condomínios residenciais	50-100	5.0
Escritórios	500-2000	1.7
Hospitais	300-100	0.5
Hotéis/Motéis	100-2000	0.6
Restaurante	50-80	0.6
Shopping Centers	500-1500	5.0
Supermercado	90-120	5.0
Universidades	500-1500	0.6

Fonte: Pulliam, 1989

É importante salientar que acima dos interesses específicos dos empreendedores e do setor elétrico, a cogeração é uma opção tecnológica que pode interessar à sociedade dadas suas vantagens potenciais, sob os aspectos energético e ambiental, e se bem compreendida pelos órgãos governamentais é também vantajosa sob a óptica econômica-financeira.

7.4 A questão institucional da geração descentralizada no Brasil

A aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores foi pela primeira vez regulamentada em 1981, através de um decreto-lei e de uma portaria do DNAEE que trataram exclusivamente da compra de produção excedentária de autoprodutores para abastecimento de sistemas isolados.

Em 1986, a portaria 246 do DNAEE, regulamentou a compra, por um período de 10 anos, da energia excedente de autoprodutores por concessionárias do sistema interligado, limitando o uso de derivados de petróleo, exclusivamente às instalações de cogeração.

Em 1988, o DNAEE tratou das tarifas de compra de energia elétrica excedente de autoprodutores, estabelecendo que o valor negociado entre a concessionária e o produtor “não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo da geração, dos sistemas interligados”.

Em 1989, foram regulamentadas as condições de compra da energia elétrica excedente de autoprodutores, por parte das concessionárias do sistema interligado, em contratos de duração máxima de 1 ano. Ao contrário dos contratos de longo prazo, nos quais é garantida a remuneração de produtor tanto pela energia quanto pela potência colocada à disposição do sistema, nos contratos de curto prazo o produtor só pode ser remunerado pela componente energia, recebendo tão somente pelo menor valor entre o montante contratado e o efetivamente suprido à concessionária. Tal disposição não permite, portanto, a remuneração da energia elétrica secundária produzida pelos sistemas de produção.

As portarias DNAEE 246/88 e 094 e 095 de 1989 tratam de algumas das responsabilidades e direitos do produtor. A especificação dos requisitos de proteção, medição e comunicação na venda de energia excedente devem ser sempre estabelecidos pelas concessionárias e a responsabilidade das despesas associadas a todos esses dispositivos, desde o sistema de produção até o ponto de interconexão, é atribuída ao produtor. Em caso de racionamento elétrico, o excedente do produtor pode ser repassado integralmente a outra unidade de sua propriedade.

7.5 Críticas à legislação vigente

A legislação é genérica quanto ao conceito do sistema e quanto à sua forma de operação, tratando de forma indistinta, quanto à importância, a autoprodução, com ou sem geração de excedentes, a cogeração e a produção exclusiva de energia elétrica, não mencionando sequer a figura do produtor independente.

As concessionárias não são obrigadas a comprar a energia excedente de autoprodutores, ao contrário do que foi definido em vários países (WALTER, 1994) e têm inúmeros meios para inviabilizar qualquer empreendimento de autoprodução que tenha tal propósito. Os tópicos que ilustram esse último aspecto são os seguintes:

- (i) a não definição de um piso para a negociação das tarifas de compra dos excedentes dos autoprodutores;
- (ii) a não explicitação da obrigação de tratamento não discriminatório, por parte da concessionária, aos autoprodutores quanto ao abastecimento emergencial;
- (iii) a definição de padrões de desempenho compatíveis com instalações de grande porte e muito rigorosos para a maioria das unidades de autoprodução, de menor capacidade;
- (iv) a não valorização de energia elétrica secundária, no caso dos contratos de curta duração, o que limita a atratividade econômica dos investimentos em cogeração.

A orientação para que as tarifas de compra de energia elétrica excedente de autoprodutores sejam definidas em função do custo marginal de longo prazo de geração dos sistemas interligados é inadequada em dois aspectos. Primeiro, por reduzir a remuneração da energia entregue ao produtor, deixando unicamente às concessionárias a decisão sobre um eventual reconhecimento dos benefícios da autoprodução sobre os sistemas de transmissão e distribuição. Evidentemente que esse é um ponto vantajoso para as concessionárias na medida em que os custos evitados em áreas específicas são de domínio público e o poder de negociação das concessionárias é muito grande.

O segundo aspecto, também decorrente da orientação de não estimular essa forma de geração, é o não reconhecimento explícito de que a autoprodução, enquanto forma de geração descentralizada, apresenta impactos mais marcantes, se não exclusivos, em âmbito local. Nitidamente os custos marginais dos sistemas interligados não refletem os custos evitados em regiões específicas de uma certa área de concessão. Os custos marginais das sub-regiões das concessionárias seriam, nesse sentido, referências mais adequadas (BAJAY & WALTER, 1989).

Por último podemos questionar o tratamento praticamente equitativo de todo e qualquer produtor, independente de seu porte, de sua localização e, eventualmente, da qualidade de seu suprimento. Deve-se ressaltar que a legislação prevê a diferenciação das tarifas em função da qualidade e confiabilidade do suprimento mas, dentro da preocupação de que seja definido um clima mais favorável à autoprodução, caberiam procedimentos mais agressivos como, por exemplo, a adaptação da figura da “qualificação” usada com sucesso nos EUA. A qualificação, como instrumento de diferenciação dos produtores, também pode agilizar

o trabalho das concessionárias na adoção de procedimentos contratuais e tarifários, motivando o cogeração e garantir uma melhor garantia do suprimento de energia elétrica excedente.

Os cogeração interessados em vender energia elétrica excedente poderiam ser classificados em três categorias:

(i) os que possuem um excedente substancial de energia elétrica e possuem elevada eficiência, poderiam ter a energia elétrica como produto principal:

(ii) os que possuem um excedente moderado de energia elétrica e/ou se caracterizam por eficiência média na geração termoelétrica, poderiam ter a eletricidade classificada como um subproduto:

(iii) os que possuem um pequeno excedente e aleatório ao longo do tempo, ou geram energia elétrica com baixa eficiência, poderiam ter a eletricidade classificada também como um subproduto.

7.6 Tecnologias de cogeração

As tecnologias de cogeração são normalmente classificadas em dois grupos de acordo com a ordem relativa de aproveitamento das interações sob a forma de trabalho e calor, denominados de ciclos “*bottoming*” e “*topping*”.

Os sistemas que operam segundo os ciclos “bottoming” baseiam-se na recuperação de fluxos entálpicos a temperaturas perfeitamente aproveitáveis e que são desperdiçados em processos industriais e que podem ser utilizados na geração de vapor em caldeiras de recuperação; esse vapor é, então, expandido em turbinas de condensação e/ou contrapressão, que acionam geradores de energia elétrica ou outros equipamentos tais como bombas hidráulicas, compressores de ar, etc.

Nos sistemas que operam segundo os ciclos “topping”, fluxos entálpicos a elevadas temperaturas são utilizados na geração de vapor que são aproveitados para gerar energia elétrica através de turbinas a vapor.

7.6.1 Plantas que operam segundo os ciclos “bottoming”

As tecnologias de cogeração “bottoming” concorrem com técnicas de recuperação de fluxos entálpicos, normalmente em efluentes industriais. Nesse sentido, é interessante notar que em

muitos segmentos industriais o potencial de cogeração segundo esses ciclos encontra-se limitado, face aos projetos de gerenciamento de energia já instalados.

As técnicas de recuperação de fluxos entálpicos residuais são consideradas mais vantajosas em relação à cogeração, sob a óptica econômica, para fluidos com temperaturas inferiores a 370°C (HU, 1985). Além da situação em que as correntes residuárias possuem temperaturas mais elevadas, a opção por plantas que operam segundo os ciclos “bottoming” é favorecida nos casos em que há necessidade premente de aproveitamento da interação sob a forma de trabalho.

As tecnologias “bottoming” são mais adequadas para alguns processos industriais tais como os produtores de: cimento, vidro, refratários, siderúrgicas, indústrias metalúrgicas primárias, intermediárias e finais.

Os sistemas que operam segundo o ciclo “bottoming”, esquematizados na Figura 7.1, podem empregar turbinas a vapor, que em geral, são de pequena capacidade, face à quantidade limitada de entalpia disponível, além de possuírem um elevado custo unitário de instalação (US\$ 800/kW a US\$ 1.200/kW) e determinam rendimentos térmicos para o ciclo quase sempre inferiores a 25% (HU, 1985).

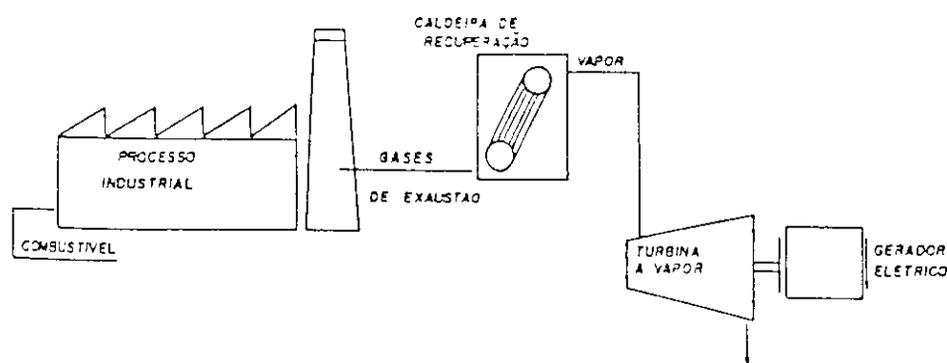


Figura 7.1 Cogeração com turbina a vapor (ciclo “bottoming”)

Uma alternativa para contornar a baixa capacidade de aproveitamento da interação sob a forma de trabalho é o emprego de turbinas a vapor com injeção suplementar de fluxos de vapor, gerados pelo aproveitamento entálpico de reações exotérmicas ou de fluxos entálpicos residuais, como indicado na Figura 7.2 (KOVACIK, 1982).

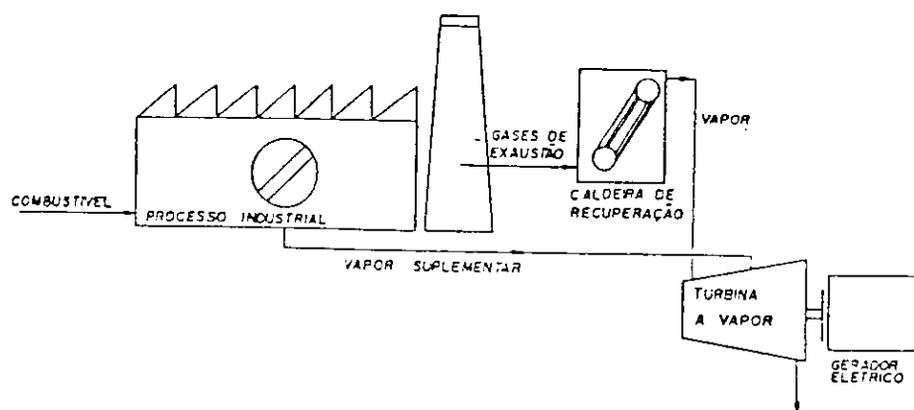


Figura 7.2 Cogeração com turbina a vapor e suplementação de vapor (ciclo “bottoming”)

A tendência é o aproveitamento de fluidos térmicos em substituição ao vapor d’água, com o objetivo de se otimizar o aproveitamento de correntes residuárias com temperatura inferior a 370°C. Por exemplo, com um fluxo de gases a 260°C e a fonte fria a 27°C, pode-se melhorar em 60 a 70% a interação sob a forma de trabalho, utilizando o isobutano como fluido térmico, ao invés de vapor d’água.

7.6.2 Plantas que operam segundo os ciclos “topping”

Nos ciclos “topping” a entalpia contida no vapor e não aproveitada na intenção sob a forma de trabalho para geração de energia elétrica é utilizado para atender os requisitos dos processos industriais. São possíveis ciclos “topping” de cogeração utilizando turbinas a vapor, turbinas a gás e uma combinação delas.

7.6.2.1. Ciclos “topping” com turbinas a vapor

O emprego de turbinas a vapor constitui-se na opção tecnológica de cogeração mais difundida. Vapor a pressões na faixa de 20 a 110 kgf/cm², é utilizado no acionamento de turbinas a vapor para a geração de energia elétrica; vapor residual, na faixa de 2 a 20 kgf/cm², é empregado no aquecimento do processo industrial, como esquematizado na Figura 7.3.

As turbinas empregadas nesses ciclos podem ser de contrapressão ou de extração/condensação. Apesar da baixa eficiência dessas últimas, há alguns pontos vantajosos em sua utilização, em relação às de contrapressão: os arranjos com turbinas a vapor de extração/condensação possibilitam um bom atendimento da demanda de energia elétrica, em unidades em que as necessidades de vapor podem variar muito, ou em plantas onde a interrupção de fornecimento de eletricidade deve ser evitada.

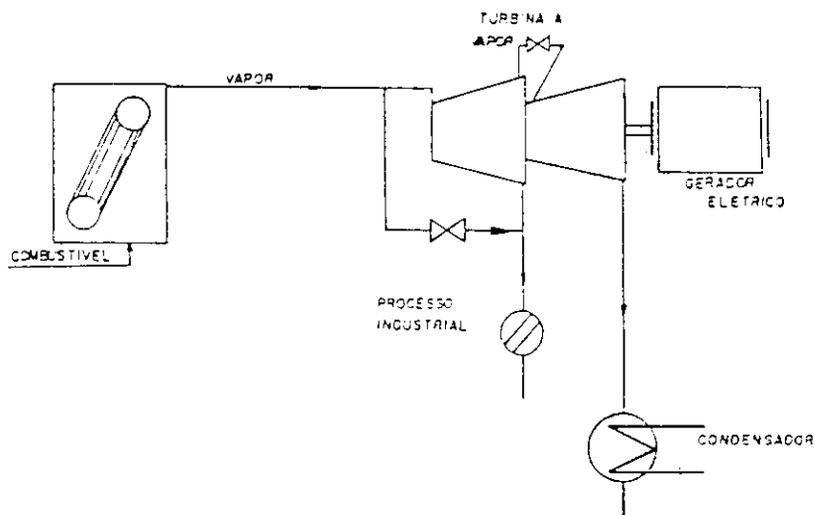


Figura 7.3 Cogeração com turbinas a vapor (ciclo “topping”)

7.6.2.2 Ciclos “topping” com turbinas a gás

As turbinas a gás de ciclo aberto são sistemas de potência relativamente simples, de bom nível de desenvolvimento tecnológico e que permitem uma fácil recuperação da entalpia residual. Numa instalação de cogeração, os gases de exaustão de uma turbina a gás estão normalmente situados na faixa de temperatura que varia de 480 a 600°C, e o fluxo entálpico é aproveitado numa caldeira de recuperação com ou sem queima de combustível suplementar, ou no aquecimento de fluidos de processos industriais, como indicado na Figura 7.4. A combustão suplementar é utilizada quando o balanço energético é insuficiente, considerando-se apenas o fluxo entálpico residual.

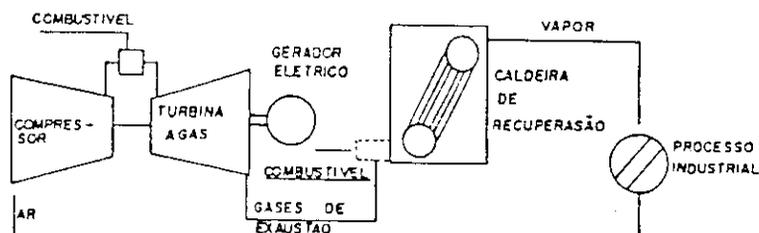


Figura 7.4 Cogeração com turbina a gás (ciclo “topping”)

As turbinas a gás apresentam flexibilidade operacional e facilidade de instalação e expansão do sistema, por serem unidades modulares. Os custos de capital são da ordem de US\$ 500/kW para instalações até 500 kW e cerca de US\$ 300/kW para unidades até 20 MW (HU, 1985). Cerca de 60% dos custos de capital da instalação estão associados à turbina e ao gerador elétrico, cabendo uma parcela de 30% à caldeira de recuperação. (BAJAY & WALTER, 1989).

7.6.2.3 Sistemas de ciclo combinado

Os sistemas de ciclo combinado são formados por turbinas a gás de ciclo aberto, colocadas em série com caldeiras de recuperação com ou sem queima suplementar, nas quais é gerado

vapor a alta ou média pressão, sendo que este é expandido numa turbina de contrapressão. O vapor de escape é, então, utilizado como vapor de processo, como mostra a Figura 7.5. Os sistemas de ciclo combinado apresentam uma grande flexibilidade na relação de produção de energia elétrica e vapor para processo, em virtude das inúmeras possibilidades de arranjo destes sistemas. Em comparação com as tecnologias já mencionadas, a de ciclos combinados permite, de uma maneira geral, um maior aproveitamento da interação sob a forma de trabalho, otimizando a geração de energia elétrica por unidade de entalpia utilizada para o aquecimento do processo industrial.

Com relação aos custos de capital da instalação, cerca de 90% estão associados às turbinas, a gás e a vapor, e aos geradores elétricos (HU, 1985).

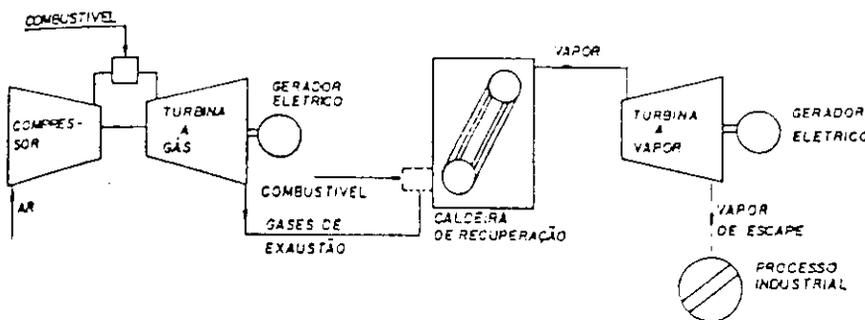


Figura 7.5 Cogeração com sistemas de ciclo combinado (ciclo “topping”)

7.6.2.4 Com motores Diesel

Nos sistemas de cogeração empregando motores Diesel, o a interação sob a forma de calor se dá com o aproveitamento da entalpia contida nos gases de exaustão do motor e/ou no seu fluido de refrigeração, com mostra a Figura 7.6.

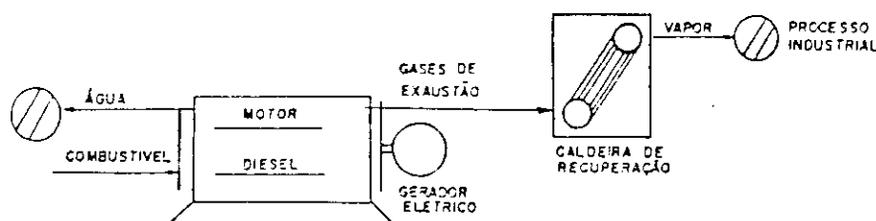


Figura 7.6 Cogeração com motor Diesel (ciclo “topping”)

Esta tecnologia apresenta, de uma forma geral, um rendimento térmico superior às demais com o aproveitamento entálpico dos gases de exaustão numa faixa de temperatura entre 340 e 460°C que permitem uma geração de vapor a baixas pressões, assim como possível aquecimento de água entre 70 e 80°C, através do fluxo de refrigeração do motor (KOVACICK, 1982).

Nos EUA utiliza-se gás natural e destilados leves de petróleo nos sistemas de cogeração com motores Diesel de alta velocidade, com 900 a 1800 rpm e capacidade de produção na faixa de 2500 kW, e óleo Diesel nos de baixa velocidade (120 a 180 rpm), gerando potência na faixa de 75 a 2500 kW. São vantagens dos sistemas de cogeração com motores Diesel,

os curtos períodos requeridos na construção e instalação desses sistemas, a facilidade de manutenção e as possibilidades de construção modular (BAJAY e WALTER, 1989).

7.7 Seleção das tecnologias

A escolha da tecnologia mais adequada a cada aplicação dentre o conjunto de opções tecnicamente viáveis, é um procedimento que deve ser feito de forma cuidadosa e criteriosa quanto aos aspectos a serem considerados.

A primeira questão a ser analisada é a relação entre a quantidade de energia elétrica a ser gerada e a quantidade de vapor a ser aproveitada. Isto porque de uma maneira geral, essas relações não são coincidentes com as relações de demanda de potência e a quantidade de vapor a ser utilizado. A escolha de uma tecnologia em detrimento das demais implica, quase sempre, no atendimento de apenas uma das duas formas de demanda energética.

Torna-se redundante afirmar que os parâmetros técnicos-econômicos devam ser criteriosamente analisados, como os mencionados na Tabela 7.3, que em última análise representam a vantagem relativa de uma tecnologia de cogeração em relação aos sistemas termoelétricos, do ponto de vista exclusivo de utilização de energia, e, segundo, à disponibilidade operacional dos sistemas de cogeração, que influencia a confiabilidade do sistema elétrico e conseqüentemente, o custo final do suprimento.

Tabela 7.3 Alguns parâmetros a serem analisados para a seleção de tecnologias de cogeração

TECNOLOGIA (CICLO "TOPPING")	ELETRICIDADE/VAPOR	INVESTIMENTOS (US\$/kW)	η (%)
Turbinas a vapor	0,10 a 0,26	400 a 1800	33 a 36
Turbinas a gás	0,48 a 0,77	525 a 825	25 a 28
Ciclo combinado	0,60 a 1,19	430 a 950	42 a 46
Motores Diesel	1,19 a 2,39	350 a 1700	36 a 40

Fonte: KOVACICK, 1982

Nota: US\$550/kW a US\$1200/kW para as turbinas a vapor e US\$800/kW a US\$1500/kW para os ciclos Rankine orgânicos, operando segundo ciclos "bottoming" (HU, 1985)

7.8 Fator de utilização de energia

Do ponto de vista energético a atratividade da cogeração reside nas elevadas eficiências globais de conversão ou "fator de utilização de energia" (HORLOCK, 1987), da ordem de 75 a 90%, muito superiores portanto, ao que é verificado quando da geração exclusiva, e em sistemas independentes, de produção de vapor ou de energia elétrica. Sob a óptica do sistema elétrico, a cogeração, nos setores industrial e terciário, como vimos, é uma opção de geração descentralizada de energia elétrica.

É importante salientar que à luz da termodinâmica, o conceito de racionalidade da cogeração pode ser diferenciado, dependendo da concepção analisada. No caso dos sistemas concebidos para a exportação de vapor, a cogeração viabiliza o aumento da eficiência na medida em que são reduzidas as perdas dos ciclo termodinâmico associado à mínima perda de entalpia para o exterior do sistema. Já nos sistemas industriais, nos quais o aquecimento do processo é obtido com eficiências iguais ou superiores a 80%, a cogeração possibilita a redução das irreversibilidades e a valorização energética do combustível.

7.9 A questão do rendimento energético

Neste momento é importante salientar que o ramo de conhecimento científico que suporta o tratamento dos fenômenos térmicos é a termodinâmica, que só começou a adquirir real maturidade no decorrer deste século, quer com as contribuições de Poincaré, Planck e Nernst (no período de 1905 a 1912), quer com as de De Donder e seus discípulos (no período de 1920 a 1945), entre os quais se inclui Prigogine (Prêmio Nobel de Física, em 1977). A análise da literatura publicada revela a grande dificuldade de compreensão que acompanhou o desenvolvimento da termodinâmica e persiste até os dias atuais. A comprovação mais simples e explícita dessa nossa afirmação pode ser obtida como o termo "calor" é usado na literatura, raras vezes usado de forma correta e compatível com o atual conhecimento científico. Na verdade, nessa literatura, o termo "calor" aparece confundido como energia interna, quer como entalpia, quer como entropia, ou como energia ligada.

Nesta dissertação, sempre que nos referimos ao termo "calor", estamos explicitando à "interação sob a forma de calor", pois calor não é uma propriedade do sistema considerado e sim uma grandeza de interação. Sempre que dois corpos são postos em contato térmico a temperaturas diferentes, a entropia flui naturalmente do corpo que se encontra a maior temperatura para o corpo que se encontra a menor temperatura; desse modo, havendo troca de entropia entre os dois sistemas, dá-se a interação sob a forma de calor. Por outras palavras, por meio da interação sob a forma de calor, provoca-se a alteração das temperaturas dos corpos, a qual pode inclusive ser suficiente para provocar mudanças de estado. Por outro lado, sob a forma de corrente entrópica, a interação pode também ser transmitida à distância.

A interação sob a forma de calor envolve, em geral, a intervenção de sistemas especiais a que se dá o nome de fontes térmicas ou termodos. São sistemas de um só grau de liberdade, cujo estado fica completamente definido pela entropia do sistema, e dotados de inércia térmica suficiente tal que a sua temperatura permaneça constante e uniforme, durante a interação com os outros sistemas. Em geral, os dispositivos termodinâmicos contêm duas fontes térmicas: uma que se encontra a maior temperatura, a que se dá o nome de fonte quente e a outra de menor temperatura que recebe o nome de fonte fria.

No que tange à combustão, podemos, em linhas gerais, dizer que uma combustão é um reação química que envolve, num grande número de casos, dois tipos de produtos:

- um o combustível o qual é oxidado;
- o outro, o comburente, constituído, nos casos correntes, pelo oxigênio ou por uma mistura gasosa contendo oxigênio.

Por meio dessa reação, altera-se a natureza química desses produtos (os reagentes), obtendo-se outros produtos, denominados produtos da combustão. Essa reação química constitui um fenômeno irreversível, acompanhada portanto de uma produção positiva de entropia e, conseqüentemente, de **Energia Ligada (T.S)**, pelo que ocorre uma nítida elevação de temperatura dos corpos envolvidos na reação. Por outro lado, sendo diferente a natureza química, a energia interna e a entalpia dos produtos da combustão são diferentes das dos reagentes: a combustão é acompanhada de uma intensa diminuição de entalpia, que caracteriza o valor energético do combustível.

Do ponto de vista prático, de uma combustão resultam produtos que se encontram a elevada temperatura, pelo que estão aptos a fornecer entropia a outros corpos, nomeadamente às

superfícies metálicas das fontes térmicas. Há duas maneiras de utilizar esses produtos da combustão:

- ou provocando o contato direto com os corpos cuja temperatura se pretende aumentar e, então, o equipamento é chamado equipamento de combustão de contato direto (na literatura anglo-americana "direct fired combustion equipment");
- ou provocando o contato direto com superfície metálica da fonte quente e garantindo a constância da sua temperatura, pelo que não há contato direto com os corpos cuja temperatura se pretende aumentar; o equipamento usado é denominado "equipamento de combustão de contato indireto" e contém serpentinas cujas superfícies constituem a fonte quente.

Num equipamento de combustão de contato indireto, funcionando em regime estacionário, os produtos de combustão têm por missão manter constante a temperatura da fonte quente. Os produtos de combustão fornecem naturalmente entropia para a fonte quente, visto estarem a temperatura superior; esse fornecimento de entropia resulta quer de um contato direto com a superfície metálica da fonte quente quer através da emissão das ondas eletromagnéticas. Seja Se o valor da entropia recebida pelo termodo por unidade de tempo, seja Tt o valor médio da temperatura da superfície metálica do termodo. Nessas condições, a **Energia Ligada**, recebida pelo termodo por unidade de tempo, obtém-se multiplicando-

se essas duas quantidades: $(Tt.Se)$. Esse valor $(Tt.Se)$ fornece a medida do efeito útil, por unidade de tempo, obtido nesse equipamento de combustão.

Sendo m a massa de combustível consumida por unidade de tempo e H o valor energético do combustível usado, o valor energético consumido no equipamento de combustão, por unidade de tempo, é dado pelo produto dessas duas quantidades: $m \cdot H$. Define-se, então, a eficiência térmica de um equipamento de combustão pela relação entre o efeito útil obtido e o valor energético consumido, ambos reportados à unidade de tempo; isto é, representando por η a eficiência térmica tem-se:

$$\eta = Tt \cdot Se / m \cdot H \quad (1)$$

O valor dessa eficiência térmica depende de variadíssimos fatores, tais como a geometria do equipamento de combustão, e à forma como são "vistos" pelos "fumos de combustão" e o material quer dos termodos quer das paredes do equipamento de combustão, além, naturalmente do próprio tipo de combustível utilizado. Este assunto é na realidade muito complexo e deve ser analisado caso a caso.

Na prática, pela facilidade de se conseguir os valores das propriedades, medimos a eficiência térmica de um equipamento de combustão, calculando a relação entre a variação de entalpia, sofrida durante o aquecimento $(t_f - t_i)$, do produto a ser aquecido (de calor específico c_p e de massa M) e a entalpia liberada durante a queima do combustível, ou seja:

$$\eta = M \cdot c_p \cdot (t_f - t_i) / m \cdot H \quad (2)$$

É de salientar que os produtos de combustão, após terem exercido a sua função no equipamento de combustão, ainda se encontram a uma temperatura elevada em relação à temperatura ambiente e possuem um patrimônio energético relativamente apreciável. Em grande número de casos a tecnologia atual permite a recuperação de parte desse patrimônio energético dos "fumos de combustão", à saída dos equipamentos de combustão; a metodologia utilizada, na maior parte dos casos é idêntica à anteriormente descrita: esses gases vão, sucessivamente garantindo a constância da temperatura de outros termodos, sendo naturalmente cada vez menor a temperatura dos sucessivos termodos.

Como já foi explicitado anteriormente, um termodo é, por exemplo, a superfície metálica de um tubo ou de um serpentina, no interior do qual circula um fluido (líquido ou gás). Estando o termodo a temperatura superior à temperatura do fluido, fornece-lhe realmente entropia: esse fluido fica, assim, a uma temperatura próxima à temperatura do termodo e transporta consigo energia ligada, estando, portanto, apto a fornecê-la outros termodos (fontes frias). Por outras palavras, a transmissão à distância da interação sob a forma de calor é, então, feita através desse fluido.

Termodinamicamente, o **rendimento de uma máquina térmica ideal**, descrita pelo **Ciclo de Carnot**, depende somente da temperatura das fontes, entre as quais funciona o sistema.

Uma máquina de Carnot é considerada ideal porque:

- o ciclo é reversível, ou seja, a **produção de entropia** no interior do sistema é **nula**;
- o sistema só **troca entropia** com o exterior quando está em contato com a **fonte quente ou fria**;

- no decorrer do contato com a fonte quente ou com a fonte fria, a **temperatura do sistema** mantém-se **constante e sensivelmente igual** à temperatura da fonte com a qual está em contato; na realidade a sua temperatura é **ligeiramente maior** se está a **fornecer** entropia à fonte ou é **ligeiramente menor** se está a **receber** entropia da fonte, mas a diferença é tão pequena que se pode considerar como igual.

Assim, se durante a troca de entropia entre uma fonte quente e uma fonte fria, considerar-se idealmente a existência de um Ciclo de Carnot (onde a soma das interações sob a forma de trabalho e de calor se anulam) pode-se, sem se perder a idéia do que é um ciclo termodinâmico, escrever que a eficiência térmica num equipamento de combustão é:

$$n = (Tq - Tf) / Tq \quad (3)$$

- Numa unidade de cogeração o desempenho é afetado, do ponto de vista termodinâmico, por certos parâmetros de projeto. O rendimento térmico, por exemplo, para uma instalação sem regeneração e sem reaquecimento do vapor, procedimentos injustificáveis, do ponto de vista técnico-econômico, é função:
 - do nível de pressão e da temperatura do vapor gerado;
 - do nível de pressão no escape das turbinas;
 - da eficiência das turbinas de vapor.

A determinação da pressão e da temperatura de geração do vapor afeta tanto o desempenho termodinâmico da instalação quanto as condições relativas ao vapor de escape. Essas condições podem ser traduzidas, por um lado, na maximização da relação - σ - entre a interação sob a forma de trabalho - τ - e a interação sob a forma de calor - Q - e, por outro, no atendimento da restrição associada à mínima temperatura - ou mínimo título - de vapor de processo. Como estamos nos referindo a fluxos, tem então que τ origina a potência produzida pela instalação (**P**) em (kW) e **H** é o fluxo entálpico destinado ao processo, expresso em (kJ/s) assim para um sistema de cogeração tem-se:

$$\sigma = P/H \quad (4)$$

MARECKI (1988) afirma que σ tem, na prática, uma região de ótimo que corresponderia à solução mais adequada do ponto de vista termodinâmico, que é função à demanda do vapor de processo e à própria operação da turbina a vapor.

WALTER (1994) mostra que σ é função do rendimento térmico do ciclo termodinâmico e das várias eficiências de uma instalação de cogeração:

$$\sigma = (\eta_t \cdot \eta_{is} \cdot \eta_m \cdot \eta_{ge}) / (1 - \eta_t \cdot \eta_{is}) \quad (5)$$

onde

η_t \equiv rendimento térmico do ciclo termodinâmico

η_{is} \equiv eficiência isoentrópica de expansão da turbina a vapor

η_m \equiv eficiência mecânica

η_{ge} \equiv eficiência do gerador elétrico

Assim, como a pressão de geração do vapor afeta o rendimento térmico do ciclo termodinâmico, para os demais parâmetros constantes, quanto maior a pressão do vapor gerado maior o valor de σ . Como uma unidade de cogeração tem seu custo unitário - investimento por unidade de potência instalada - bastante influenciado pelo fator de escala a solução para sistemas de cogeração de baixa potência é a redução de custos de capital pela adoção de equipamentos de menor custo, que significa equipamentos que operam com menor pressão e temperatura e turbinas menos eficientes, ou seja, sistema também menos eficientes.

Capítulo 8

O impacto ambiental provocado pela utilização do gás natural

8.1 Introdução

Neste capítulo são analisadas as características físico-químicas do gás natural, bem como as peculiaridades de sua combustão. São mencionadas as características dos gases emitidos durante a sua queima em diversos equipamentos e em diversas aplicações (automotivo, aquecimento, geração de vapor) de inúmeros setores econômicos.

Comparamos a capacidade poluidora do gás natural com outros insumos energéticos como o óleo Diesel, carvão fóssil e óleo combustível. Mostraremos que a utilização do gás natural é benéfica, sob o ponto de vista da redução da carga poluidora, quando comparada com a combustão de insumos energéticos de origem fóssil em:

- usos automotivos;
- aquecimento industrial;
- aquecimento no setor residencial;
- cocção;
- e geração de energia elétrica em sistemas de cogeração e usinas termoelétricas.

8.2 Algumas peculiaridades do gás natural

De acordo com o REGULAMENTO TÉCNICO CNP - 23 / 87 , as especificações do gás natural para uso industrial e automotivo são as seguintes:

• densidade relativa ao ar, 20 °C	0,60 a 0,81
• enxofre total (mg / Nm ³)	110 (máximo)
• ácido sulfúrico (mg/Nm ³)	29 (máximo)
• nitrogênio e anidrido carbônico (%)	6 (máximo)
• Valor Energético Específico a 20 °C, 1 atm (kcal / Nm ³)	
	Inferior 7.600 a 11.500
	Superior 8.500 a 12.500

Valores esses que denotam a baixa capacidade poluidora do gás natural quando comparado aos combustíveis usuais de origem fóssil, principalmente no que tange à emissão de gases sulfurosos, em virtude de seu baixo teor de enxofre.

Para traçar um comparativo entre pontos fortes e fracos do gás natural pode se dizer que aspectos positivos à utilização ao gás natural são basicamente, os seguintes:

- A combustão é mais facilmente realizada, em virtude do combustível se encontrar no estado gasoso. Assim, a reação química entre os constituintes do gás natural e o

oxigênio é muito mais fácil de ser completamente realizada, quando comparada com a de outros combustíveis líquidos ou sólidos.

Sendo a reação química mais facilmente realizada, isto significa que o rendimento de combustão é maior que o dos combustíveis líquidos ou sólidos.

- Sendo a combustão do gás natural mais eficiente, não há a emissão de fuligem (carbono que não reagiu com o oxigênio do ar).
- O baixo teor de enxofre, propicia por consequência, pequena emissão de anidrido sulfuroso (SO_2), que ao reagir com o oxigênio atmosférico dá origem ao anidrido sulfúrico (SO_3), que combinado com o vapor d'água atmosférico forma o ácido sulfúrico (H_2SO_4), um dos principais constituintes da chuva ácida que castiga tanto as cidades como todos os tipos de vegetação.
- Em virtude de sua composição química, mostrada na Tabela 8.1, o gás natural emite menos quantidade de anidrido carbônico (CO_2) que os demais combustíveis fósseis, por conseguinte contribui menos para o aumento do efeito estufa em nosso planeta.
- A combustão do gás natural propicia menor emissão de hidrocarbonetos (metano, em particular) quando comparada com a de outros combustíveis, isso porque a sua combustão é mais eficiente.

- Por ser mais leve que o ar dilui-se rapidamente, reduzindo o impacto ambiental no caso de um vazamento por acidente.
- Pode facilmente substituir o óleo Diesel em frotas cativas de transporte coletivo.
- Pode substituir o óleo combustível e o carvão fóssil em usos industriais e termoelétricos.

O ponto vulnerável da utilização do gás natural é a possibilidade de vazamento, que proporciona o aumento do efeito estufa, em virtude da presença do metano, que absorve mais radiação infravermelha que o anidrido carbônico, apesar de possuir um tempo de vida na atmosfera (10 anos) inferior ao do CO₂ (50 - 200 anos). Segundo (WESTRHOLM, 1991), a contribuição mundial de metano oriundo do gás natural atinge 50 milhões de toneladas por ano, enquanto a emissão de metano pelos arrozais de todo mundo pode atingir o valor de 200 milhões de toneladas anuais.

8.3 Os poluentes atmosféricos

Tendo-se uma noção da composição natural da atmosfera terrestre pode-se melhor compreender a importância das substâncias, que as inúmeras atividades do homem acrescentam constantemente no ar que respiramos. Nos deteremos, essencialmente, à camada inferior da atmosfera (troposfera) e das interações gasosas que se realizam até 12

aproximadamente 100 km e sobre a qual se encontra a ionosfera, onde a radiação ultravioleta, proveniente do sol, provoca reações fotoquímicas.

A composição mássica e molar média da troposfera, no que diz respeito aos componentes naturais está mostrada na Tabela 8.1.

Além desses componentes constantes, há outros, também de origem natural, cuja concentração pode apresentar grandes variações. O ar saturado de umidade a 20 °C contém 17.118 g/m³ de vapor de água; conseqüentemente, o ar quente, pode conter aproximadamente de 5.000 p.p.m a 20.000 p.p.m a mais de vapor de água. No ar frio, a concentração de vapor pode ser um décimo dessas cifras.

Outros componentes gasosos de origem natural e de concentração variável são : os óxidos de nitrogênio (NO_x) produzidos pelas descargas elétricas durante as tempestades; o anidrido sulfuroso (SO₂), o ácido fluorídrico (HF) e ácido clorídrico (HCl), provenientes das erupções vulcânicas; o ácido sulfídrico (H₂S) e o metano (CH₄), que escapa das acumulações de gás natural ou dos vulcões, ou que resulta do metabolismo de certo tipo de bactérias; e o ozônio (O₃), produzido fotoquimicamente ou por descargas elétricas.

As partículas sólidas ou gotículas de origem natural, que se encontram na atmosfera, são construídas por materiais do solo, da vegetação e do mar, transportados pelo vento, por poeiras materiais e por esporos de bactérias e pólen. A concentração dessas substâncias, salvo na proximidade imediata de seus lugares de origem, é sumamente pequena e normalmente inferior a 1 p.p.m, no caso dos gases.

Tabela 8.1 Composição média do ar

Componentes Gasosos	Composição mássica mg / kg de ar ou p.p.m	Composição Molar
Nitrogênio (N ₂)	755.100,00	780.900,000
Oxigênio (O ₂)	231.500,00	209.500,000
Argônio (Ar)	12.800,00	9.300,000
Anidrido Carbônico (CO ₂)	460,00	272,020
Neônio (Ne)	12,50	18,000
Hélio (He)	0,72	5,200
Metano (CH ₄)	1,20	2,200
Criptônio (Kr)	2,90	1,000
Anidrido Nitroso (NO)	1,50	1,000
Hidrogênio (H ₂)	0,30	0,500
Xenônio (Xe)	0,36	0,080

Fonte: Perry & Chilton

Os poluentes atmosféricos podem ser classificados quanto a origem como primários (emitidos diretamente pelas fontes) e secundários (formados na atmosfera, por reações químicas entre os poluentes primários e os constituintes normais do ar). Podem também ser diretamente responsabilizados pelos:

- odores e redução de visibilidade;
- prejuízos à saúde, como: irritação do aparelho respiratório, olhos e outros órgãos, efeitos tóxicos gerais agudos, efeitos mutagênicos ou cancerogênicos;
- prejuízos ao meio ambiente; como: sujidade dos materiais, corrosão, redução da produtividade agrícola, etc...

8.3.1 Compostos sulfurosos

A presença de gases sulfurosos no ar atmosférico pode ser responsável por uma série de distúrbios fisiológicos no homem, em animais e também em plantas. A inalação do anidrido sulfuroso (SO_2), que é um dos mais freqüentes contaminantes atmosféricos, mesmo em concentrações muito baixas, provoca espasmos passageiros dos músculos lisos dos bronquíolos pulmonares; aumentando-se progressivamente essas concentrações, observa-se o aumento da secreção mucosa nas vias respiratórias superiores e depois inflamações graves na mucosa. Todos esses sintomas são agravados quando o ar é frio. Está também demonstrada a redução do movimento ciliar no trato respiratório, movimento esse que tem por função expulsar o excesso de muco e partículas estranhas. Todos esses efeitos atuam de maneira prejudicial à respiração e à função dos pulmões. A exposição contínua da população a esse gás, desenvolve uma resistência moderada. Em alguns casos, entretanto, ocorre o contrário, isto é, a presença constante do gás provoca aumento de sensibilidade, como uma reação alérgica. Em certas condições o SO_2 pode transformar-se em SO_3 , por ação catalítica de metais e mediante absorção da radiação solar, que reagindo com H_2O dá origem ao H_2SO_4 (ácido sulfúrico de elevada ação corrosiva sobre metais de construção, estruturas metálicas, condutores elétricos, etc). Materiais de construção calcária, empregados na construção de edifícios e obras de arte, tais como mármore, cimento e tintas à base de cal, podem ser danificados por reação com SO_2 . Nesse caso, forma-se o sulfato de cálcio (CaSO_4), que possui um maior volume de moléculas que o calcário (CaCO_3), provocando a

sua desagregação. Esse efeito é particularmente notório em afrescos antigos, pois a tinta utilizada era feita à base de calcário. Madeiras são prejudicadas em sua resistência pela formação de sulfitos que reagem com a lignina, tal como é feito industrialmente na produção de polpa de celulose. Livros são particularmente danificados pelos compostos sulfurosos: as páginas tornam-se amareladas e perdem a resistência, por ação do ácido sulfúrico, que causa hidrólise ácida da celulose ou a formação de ácidos lignossulfônicos com a lignina do papel. Couros são também danificados, perdendo sua resistência mecânica e flexibilidade, por hidrólise de suas proteínas causadas pelo ácido sulfúrico. Rótulos de garrafas produzidos com tintas à base de óxidos de chumbo, sofrem também ataque do SO_3 adquirindo o aspecto de sujas.

Compostos sulfurosos, tais como o SO_2 e o H_2S , encontram-se em concentrações variáveis no ar de todos os centros urbanos e são percebidos pelo olfato, em concentrações que variam de 0,035 a 0,10 p.p.m. O H_2S é originado, geralmente, de atividades biológicas, tal como a decomposição de gás de coqueria. O ácido sulfídrico (H_2S) despreendido em rios severamente poluídos por esgotos, como os rios Tietê, Pinheiros e Tamanduateí, em São Paulo, pode se oxidado a SO_2 , constituindo também fonte desse poluente. Possivelmente, essa transformação se dê por combinação com o ozônio ou com o oxigênio atômico, resultante da dissociação fotoquímica do ozônio.

Com o incremento da utilização do gás natural, estima-se uma redução de 46.000 t/ano de emissão de SO_2 , nos municípios considerados nesta dissertação.

8.3.2 Compostos nitrogenados

Não está perfeitamente demonstrado que o monóxido de nitrogênio (NO) constitua perigo à saúde nas concentrações em que se encontra no ar das cidades. Entretanto, o dióxido de nitrogênio (NO_2) é altamente tóxico ao homem. As concentrações de NO_2 nas metrópoles situam-se entre 0,15 a 0,25 p.p.m, sendo 0,5 p.p.m o limite sobre o qual aparecem dificuldades respiratórias. Após um número de horas acentuado, mesmo em teores baixos de NO_2 , também provoca graves problemas respiratórios, principalmente em crianças. Uma exposição drástica ao NO_2 reduz a capacidade de oxigenação dos pulmões e aumenta os problemas respiratórios. Além de irritante das mucosas, provocando uma espécie de enfisema pulmonar, ele pode ser transformado em nitroaminas, nos pulmões, algumas das quais são conhecidas como carcinogênicas potenciais. Transferindo para o sangue, o NO_2 pode ainda constituir causa de metemoglobinemia (TODD & SANFORD & DAVIDSOHN, 1982). Sobre os vegetais os NO_x agem como inibidores de fotossíntese e podem também provocar lesões nas folhas. Entretanto, tais efeitos só se tornam sensíveis em presença de concentrações bem mais elevadas que as normalmente são encontradas na atmosfera das cidades. O NO_2 pode ainda exercer ação oxidante sobre tintas, descolorindo pinturas e tecidos, plásticos e borracha, além de ser responsável por uma parte das colorações amarronzadas do ar poluído ou da fumaça.

Os NO_x , assim como o ozônio, são constituídos do chamado "smog fotoquímico", ou névoa originada pela ação das radiações solares sobre os gases de combustão expelidos

principalmente pelos veículos automotores. O NO pode também ser produzido por fotodissociação do N_2O (anidrido nitroso) que é formado principalmente no solo por ação bacteriana. No entanto, suas principais fontes são a oxidação da amônia e a combustão em alta temperatura, por oxidação do nitrogênio do ar usado na queima do óleo combustível. Em dias de intensa radiação solar, o NO é oxidado a NO_2 . O fenômeno pode-se agravar quando ocorre inversão térmica. Nessas condições os gases expelidos pelos veículos e indústrias ficam retidos sob uma redoma invisível e, sob a ação das radiações solares, constituindo em matéria-prima para uma série de reações fotoquímicas, das quais se originam cerca de 100 diferentes espécies compostos químicos, irritantes aos olhos e de ação carcinogênica.

A Tabela 8.2 mostra a emissão de NO_x em fontes fixas, onde pode se observar o quanto o gás natural é poluente nas indústrias cimenteiras, que não foram contempladas no estudo de mercado inserido nesta dissertação. Concomitantemente o gás natural é o que menos emite NO_x nos aquecedores de água utilizados nos setores comercial e residencial, bem como a sua utilização no setor industrial.

Segundo (LEGGET, 1992), 47% da produção de NO_x é oriunda dos veículos automotivos. Todavia em cidades mais densamente povoadas a participação da emissão dos veículos é mais contundente, agravando ainda mais os problemas provocados pelas emissões gasosas

Tabela 8.2 - Emissão de compostos nitrogenados em fontes fixas (g/GJ)

Aplicação	Processo/Equipamento	Carvão Fóssil	Óleo Combustível	Gás Natural
Industrial	Cimento	455	535	1050
	Química Têxtil, Curtume, Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose	280	165	65
Termoelétrica	Carvão Pulverizado	740	-----	-----
	Leito Fluidizado	220	-----	-----
	Caldeiras	ND	205	250
	Ciclo Combinado Turbinas	-----	-----	175
	Ciclo Simples Turbinas	-----	-----	175
Residencial / Comercial	Aquecedores	215	165	45

Fonte: (OCDE , 1991)

8.3.3 Anidrido carbonoso

O anidrido carbonoso ou monóxido de carbono (CO) é o mais abundante poluente gasoso existente na atmosfera das cidades de todo planeta. Ele é um gás inodoro, incolor pouco reativo e menos denso que o ar. Quando inalado se combina com a hemoglobina, formando a carboxi-hemoglobina e bloqueando o transporte de oxigênio pelo sangue, o que causa a morte por asfixia, quando metade das hemoglobinas são transformadas em carboxi-hemoglobina. As reações de incorporação do CO ao sangue são reversíveis, dessa forma a pessoa para se recuperar precisa respirar ar isento de CO. As pessoas com problemas nas coronárias são as maiores vítimas desse poluente, pois basta uma taxa de 2,5 % de carboxi-hemoglobina para terem graves crises.

A principal fonte de emissão de CO é a combustão de carvão fóssil e derivados do petróleo. Segundo estudo realizado pela OCDE, nos países que a constituem, 66 % da emissão de CO são produzidos por veículos automotivos e restante por fontes fixas. Pela Tabela 8.3 pode-se observar o baixo grau de contaminação do gás natural, principalmente quando utilizado em aquecedores de água. Calcula-se que a emissão atual de CO proveniente de veículos esteja na casa 200.10^6 t/ano e se as tecnologias não forem modificadas essa emissão subirá 20 % nos próximos 30 anos.

Segundo medições realizadas pela CETESB, em São Paulo, a utilização de gás natural em veículos reduz em média 21 % o nível de emissão de CO, quando comparado com a combustão de gasolina (JENS, 1992).

Tabela 8.3 - Emissão de CO em fontes fixas (g/GJ)

Aplicação	Processo/Equipamento	Combustível Carvão Fóssil	Óleo Combustível	Gás Natural
Industrial	Cimento	70	80	80
	Química Têxtil, Curtume, Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose	155	15	15
Termoelétrica	Carvão Pulverizado	10	-----	-----
	Leito Fluidizado	ND	-----	-----
	Caldeiras	-----	15	20
	Ciclo Combinado	-----	-----	30
	Ciclo Simples	-----	-----	30
Residencial / Comercial	Aquecedores	170	15	10

Fonte: (OCDE , 1991)

8.3.4 Anidrido carbônico

O anidrido carbônico (CO₂) é o principal responsável pelo efeito estufa e o gás natural é o combustível de que menos contribui na emissão de CO₂ (OCDE, 1991), como mostra a Tabela 8.4.

Tabela 8.4 - Emissão de CO₂ (g/GJ)

Aplicação	Processo/Equipamento	Combustível Carvão Fóssil	Óleo Combustível	Gás Natural
Industrial	Cimento	219.200	203.100	56.100
	Química Têxtil, Curtume, Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose	94.200	73.800	56.100
Termoelétrica	Carvão Pulverizado	94.200	-----	-----
	Leito Fluidizado	94.200	-----	-----
	Caldeiras	94.200	73.800	56.100
	Ciclo Combinado	94.200	-----	56.100
	Ciclo Simples	94.200	-----	56.100
Residencial / Comercial	Aquecedores	94.200	73.800	56.100 (*)

Fonte: OCDE, 1991

(*) GLP = 62.500

Segundo a conferência de Toronto de 1988, todas as nações devem reduzir as emissões de CO₂ em 20 % até 2005. No caso brasileiro a estratégia tende estar voltada para a eficiência de uso final, bem como para escolha de insumos energéticos menos emissores de CO₂ e uso de biomassa (JOHANSSON, T. B., KELLY, H., REDDY, A. K. N., WILLIAMS, R. H. - RENEWABLE ENERGY, 1993, página 914). Pela Tabela 8.4 observa-se que o gás natural

emite 24 % e 40 % menos CO₂ que o óleo combustível e o carvão fóssil, respectivamente. A Tabela 8.4 também mostra que a substituição do óleo Diesel pelo gás natural permite a redução de 18 % na emissão de gás carbônico e que a substituição de GLP por gás natural para uso comercial e residencial diminui a emissão de CO₂ em 10%.

8.4 Utilização de gás natural em fontes fixas

Denomina-se fonte fixa todo equipamento solidário ao solo que produz interação sob a forma de trabalho ou calor. Neste caso as interações sob a forma de calor ocorrem para aquecimento do processo e / ou geração de vapor d'água. A interação sob a forma de trabalho é destinada ao acionamento de turbinas para geração de energia elétrica. Analisando-se a Tabela 8.5 constata-se que o gás natural, sob a óptica de não-emissão de poluentes é indicado prioritariamente para os seguintes setores na substituição de carvão fóssil e óleo combustível:

- Comercial / residencial
- Industrial (exceto cimento)
- Cogeração
- Termoelétrica.

Através da Tabela 8.6 podemos comparar o impacto ambiental provocado por três UTE de 1000 MW, abastecidas por carvão fóssil, óleo combustível e gás natural.

Tabela 8.5 - Percentual de Redução de Emissão de Poluentes Pela Utilização de Gás Natural em Substituição ao Carvão Fóssil e Óleo Combustível

Aplicação	Processo/Equipamento	Redução de Emissão na Substituição de:					
		Carvão Fóssil			Óleo Combustível		
		NO _x	CO	CO ₂	NO _x	CO	CO ₂
Industrial	Cimento	131 ⁽¹⁾	15 ⁽¹⁾	74	96 ⁽¹⁾	SA	72
	Química, Têxtil, Curtume, cimento e Bebidas, Papel e Celulose	77	94	40	61	SA	24
Termoelétrica	Carvão Pulverizado (2)	76	200 ⁽¹⁾	40	-----	----	-----
	Leito Fluidizado	20	(ND)	40	-----	----	-----
	Caldeiras (2)	ND	ND	40	15	SA	24
Residencial / Comercial	Aquecedores	79	94	40	73	33	24

Fonte: OCDE, 1991

(1) Aumento

(2) Substituído por Turbina a Gás

SA = Sem Alteração

Tabela 8.6 Emissão dos principais poluentes de uma UTE de 1000 MW

Combustível	Consumo de combustível (t/ano)	SO ₂ (t/ano)	NO _x (t/ano)	CO ₂ (t/ano)	MP (t/ano)
Carvão fóssil (1% de enxofre)	2.500.000	40.000	30.000	7.400.000	1.500
Óleo combustível (3% de enxofre)	2.000.000	80.000	14.000	5.700.000	5.400
Gás natural	2.000.000	20	15.000	4.400.000	150

Fonte: Mastino, 1989

MP = Material Particulado

8.5 Utilização de gás natural em veículos

O óleo Diesel é um combustível chave na matriz energética paulista no que tange ao setor de transportes e encontrar um substituto viável, do ponto de vista técnico-econômico e ambiental é uma necessidade premente. O gás natural apresenta-se como um sucedâneo à altura do óleo Diesel como mostra a Tabela 8.7.

Tabela 8.7 - Características do gás natural em relação a outros combustíveis

Características Principais	Unidades	Gás Natural	Gasolina	Diesel	GLP	Etanol
Temperatura de ignição em mistura com o ar	°C	630/750	280/430	250/430	410/500	392
Faixa de Inflamabilidade em mistura com o ar	% molar	5,0 / 15,0	1,4/7,6	0,7/5,0	2,0/9,0	3,3/19,0
Velocidade de combustão	cm/s	23/36	33/47	33/47	32/44	44
Octanagem	OCT	125/130	60/90	10/30	90/100	90
Valor Energético Específico	kcal/kg	11.730	11.230	10.830	11.730	7.090
Massa Específica	kg / m ³	0,784	738	839	2,08	789

Fontes: (1) Perry / Chelton - Chemical Engineer's Handbook - 5 th Edition - Mc. Graw Hill

(2) Balanço Energético Nacional - BEN, 1995.

As características do gás natural, vistas no Tabela 8.7 mostram que a sua utilização propicia as seguintes vantagens em relação aos derivados de petróleo e o etanol:

- Temperatura de ignição superior, o que torna mais seguro quanto ao manuseio, evitando explosão fora do tempo (antes da centelha), pelo contato com as paredes aquecidas do motor;
- Faixa de inflamabilidade muito estreita e sendo mais leve que o ar, em caso de vazamento, tem rápida dissipação na atmosfera, que reduz a probabilidade de ocorrência de concentrações de gás, na faixa de 5,5%, e os riscos de acidentes em ambientes ventilados;
- Octanagem superior, que permite ao motor trabalhar com taxas de compressão mais elevadas, melhorando o rendimento, indicado para carro a álcool;
- Valor Energético Específico elevado, fato que permite uma maior interação sob a forma de trabalho;
- Não é tóxico nem irritante;
- É um combustível limpo e seco, que deixa baixos teores de resíduos de combustão na atmosfera, diminuindo a condensação de vapores e de depósitos de carbono, nas velas e peças móveis, contribuindo para o aumento da vida útil do motor;

- É menos impactante que o Diesel, em teores ambientais (WESTRHOLM, R., EGEBÄCK, K.E, 1991) e (OCDE, 1986);
- Possui como combustível, um desenvolvimento tecnológico suficientemente dominado, o que permite seu uso com eficiência e segurança;
- Pode ser utilizado em " Kits " em motores Diesel.

Pelos dados mostrados no Tabela 8.8 observa-se a vantagem na utilização de gás natural em veículos.

Tabela 8.8 - Percentual de Redução de Emissão de Poluentes pela Utilização de Gás Natural em Substituição ao Óleo Diesel em Veículos

Poluente	Redução (%)	
	Média	Maior Valor
CO	76	35
CO ₂	18	18
Hidrocarbonetos	47	4

Fonte: CETESB (JENS, C. P, 1992)

O uso de gás natural apresenta as seguintes desvantagens que precisam ser sanadas pela indústria automobilística:

- Reduz a potência, exigindo motores maiores para manter o mesmo desempenho;
- Apresenta dificuldades de estocagem em sua forma comprimida, ocupando grandes volumes; no veículo, esse fato reduz a autonomia e o espaço disponível para a carga.

- Aumenta o desgaste dos pneus devido ao elevado peso dos cilindros de armazenamento do gás comprimido.
- Os "Kits" para motores a Diesel analisados pela CETESB apresentaram problemas de perda de potência, falha na marcha lenta, aquecimento do motor e desregulagem quanto a emissão de poluentes.
- Dificulta, pelo grande volume ocupado em sua forma comprimida e pelo peso dos cilindros, o transporte de grandes quantidades a grandes distâncias por caminhão.

8.6 Utilizações viáveis para o gás natural

Ao se analisar o poder impactante do gás natural ao meio ambiente conclui-se que o mesmo pode ter inúmeras aplicações que ajudam a melhorar as condições ambientais e inclusive reduzir a emissão dos gases provocadores do efeito estufa. Assim sendo, listamos as aplicações que podem ser realizadas com o gás natural.

Em cidades que possuem gasoduto:

- Uso industrial em simples combustão ou na cogeração: indústria química, têxtil, curtume, alimentos e bebida, siderúrgica e papel e celulose;
- Uso comercial em cogeração: restaurante, condomínio residencial, supermercado,

hotéis, shopping centers, escritórios;

- Uso residencial, substituindo GLP;
- Uso automotivo, substituindo óleo Diesel;
- Frota de ônibus urbano (motor de Ciclo Otto);
- Frota de caminhões da prefeitura (motor de Ciclo Otto);
- Frota de táxis.

Capítulo 9

Considerações finais

9.1 Conclusões

O gás natural, como vimos, pode ser plenamente utilizado para substituir outros insumos energéticos, inclusive a energia elétrica usada para aquecimento de processo ou para aquecimento em residências. Além disso pode ser utilizado em cogeração em processos industriais ou no setor terciário sem riscos de contaminação ambiental.

Esta dissertação conclui que a oferta de gás natural boliviano pode suprir totalmente a demanda existente no interior do Estado de São Paulo, sem a necessidade da instalação de termoelétricas a gás. Isso porque na região estudada há grandes consumidores industriais que poderiam negociar contratos de “take or pay” elevados com a COMGÁS.

Além disso, a utilização do gás natural não seria somente para aquecimento de processo, substituição de energia elétrica para fins térmicos ou geração de vapor isoladamente, mas principalmente na instalação de unidades de cogeração em indústrias da região, como os casos detectados e apontados nesta dissertação. Esta conclusão não se deve somente às citações bibliográficas, mas também porque as indústrias situadas nos municípios a serem

abastecidos pelo gás natural boliviano desejam investir nesta tecnologia, inclusive para vender eletricidade às concessionárias, desde que as regras contratuais sejam condizentes com o momento em que vivemos.

A realidade energética do Estado de São Paulo mostra um crescimento no consumo de energia elétrica em todos os setores da economia, devido principalmente ao baixo preço desse insumo energético. Isso propicia uma importação crescente de energia elétrica e para evitar uma futura e previsível crise na oferta há uma proposta de termogeração em grande escala, utilizando o gás natural da Bolívia, o que segundo este estudo não é necessário. Pois a eficiência termodinâmica de uma unidade de cogeração está em torno de 80%, contra 50% de uma excelente UTE.

Vimos também que a produção de energia elétrica em larga escala a partir dos subprodutos da cana-de-açúcar, em sistemas de cogeração ou de geração termoelétrica, como produção independente, é uma rota viável de grande potencial econômico, que se pode concretizar em uma ou duas décadas. Ocorrendo este cenário deixa de haver disponibilidade de bagaço de cana para ser queimado em outros processos industriais, fato este que aumentaria ainda mais a demanda de gás natural. Deste modo, se o setor elétrico remunerar adequadamente o produtor independente, haverá a implantação de unidades de cogeração utilizando gás natural e bagaço de cana, que de maneira sinérgica contribuirão para aumentar ainda mais a demanda de gás natural.

Parte dos óbices a essas alternativas de geração descentralizada de energia elétrica é decorrente de uma postura conservadora dos segmentos econômicos diretamente envolvidos. O setor elétrico, por outro lado, inerte a uma postura de conservadorismo

mantém-se refratário à geração descentralizada, fato que se evidencia nas tomadas de decisões, tanto em termos de planejamento da expansão como nas atitudes das concessionárias de suprimento elétrico. Imaginar, no momento, que o setor possa tomar decisões que melhorem os usos finais da energia elétrica é acreditar em utopia. Preso a uma visão ultrapassada, a única solução vista pelo setor é buscar meios para a geração em larga escala e nunca pensar em enobrecer o produto através de uma aplicação mais eficiente e tecnologicamente mais eficaz.

Conjuntamente, o setor público também não tem criado condições propícias à implantação e expansão da cogeração e produção independente, através da elaboração de mecanismos de fomento, num posicionamento mais efetivo das ações de regulamentação e da intermediação eficaz entre as partes envolvidas, deixando a sociedade com a angústia de um problema que os setores responsáveis não resolveram a contento.

Assim a geração e a comercialização de energia elétrica excedente a partir do gás natural e dos subprodutos da cana, além de ter condições de ser competitiva em relação à geração termoelétrica de grande escala surge, também, como uma opção de investimento e como uma solução para o abastecimento energético. O investimento poderá ser de baixo risco, principalmente se os empreendimentos forem viabilizados na forma de “parcerias” e a solução energética de baixo impacto ambiental poderá ser duradoura, propiciando a integração dos países do Cone Sul através de gasodutos.

9.2 Recomendações

- Levantamento do potencial de cogeração e de produção independente de energia elétrica, usando gás natural nos diversos setores industriais e terciários.
- Levantamento do potencial de cogeração e de produção independente de energia elétrica a partir dos subprodutos da cana.
- Análise dos custos de produção de energia elétrica, em função das condições operacionais de cada sistema.
- Análise do impacto da cogeração e da geração independente na economia paulista.

9.3 Políticas energéticas

- Adoção de políticas visando a implementação de usos finais mais eficientes e eficazes de energia elétrica no Estado de São Paulo.

Efetivar a abertura da rede elétrica para produtores independentes, de forma geral, e de cogeneradores, em particular.

Referências Bibliográficas

- BAJAY, S.V. e WALTER, A.C.S., Geração Descentralizada de Energia Elétrica. Anais do I Simpósio Brasileiro sobre Co-Geração de Energia na Indústria. Campinas, 1989.
- BP- REVIEW OF WORLF GAS. The British Petroleum Company plc. England, 1995.
- CARVALHO, F.C - Gás Natural no Brasil. Anais do Seminário Alternativas Para Uma Política Energética. CPFL.Campinas. 1985.
- CECCHI, J. C.. O gás natural na América Latina, no Brasil e no Estado do Rio de Janeiro - Algumas Considerações - CADERNOS DE ENERGIA - ENERGE, Junho, 1995.
- COELHO, S. T.. Avaliação da cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana em sistemas de gaseificador/turbina a gás. Tese de Mestrado. IEE-USP, 1992.
- COLNAGHI, L.P..(GASB/PETROBRÁS). Comunicação pessoal, maio/1996.
- COMGÁS, Diretoria de Operações. Ação Comercial abril/1995. Relatório Interno. São Paulo. Abril, 1995.
- COPLASA - O Mercado Captável de Gás Natural No Estado de São Paulo, COMGÁS, 1992.
- CVAGN- Comissão de Viabilização do Aproveitamento do Gás Ntural. Relatório Interno. Brasília. 1993
- FIESP. CIESP. Energéticos - Suplemento de Notícias, pp 05, 226/02/96.
- GOLDEMBERG, J. - Uma Estratégia Energética Para a América Latina Orientada Para os Usos Finais da Energia. Anais do Seminário Alternativas Para Uma Política Energética. CPFL. Canpinas. 1985.
- GOMES, I. C.. Preços de Gás Natural Boliviano: A Ótica do Mercado COMGÁS. São Paulo. Dezembro, 1994.

- GTGAS/CTEE/GCPS - Gasoduto Brasil-Bolívia: Análise da Competitividade Econômica e Oportunidade da Inserção de Termoelétricas a Gás Natural no Programa de Expansão do Parque Gerador Interligado S/SE/CO. CESP. SÃO PAULO, 1995.
- GUINAZU, P. A.-Perspectivas para la integración del gas en el Cono Sur de Latino America. Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana. Vol. 2 Numero 2. Abril 1996.
- HORLOCH, J.H.. Cogeneration, Reston Publishing Co., Reston, USA, 1985.
- HU, S.D.. Cogeneration, Reston Publishing Co., USA, 1985.
- JENS, C. P.. Aspectos Ambientais da Utilização de Gás Natural. III Congresso Brasileiro de Gás. CETESB. São Paulo, 1992.
- JOHANSSON, T. B., KELLY, H., REDDY, A. K. N., WILLIAMS, R. H. - RENEWABLE ENERGY Sources for Fuels and Electricity. Islan Press. Washington, USA. 1993.
- JORQUERA, C.. Cogeração na Indústria de Papel e Celulose. I Simpósio Brasileiro Sobre Co-geração de Energia na Indústria. UNICAMP, 1989.
- KOVACIK, J. M.. Cogeneration in Turner. W. C. (ed.), Energy Management Handbook, John Wiley, New York, USA, 1982.
- LEGGET, J. Aquecimento Global - Relatório Greenpeace. Editora da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 1992.
- LUÍS, A.C.S.. A Energia e as Estratégias Propostas para o Brasil. Fundação Salim Farah Maluf. São Paulo, 1982.
- LUÍS, A.C.S.. Curso de Administração de Energia na Indústria. Instituto de Engenharia. São Paulo, 1984.
- MACEDO, I. C..(Centro de Tecnologia COPERSUCAR). Comunicação pessoal, 1996
- MARECKI, J.. Combined Heat & Power: Generating Systems, Peter Peregrinus Ltd., London, U. K.. 1988.

- MASTINO, G.. Energia e Innovazione, maggio 1989.
- MOORE, W. Gas del Cono Sur - Bolivia pugna por conertirse en el polo de distribución del Cono Sur. Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana. Vol. 2 Numero 2. Abril 1996.
- NERI, E. & MANDIM, A. M. Acordo Brasil-Bolívia. **Folha de São Paulo**, Caderno I, pp. 6,05/02/96.
- OCDE, IE A. Greenhouse Gas Emissions - The Energy Dimensions .OCDE / IE A / 1991
- OCDE. Incidences Sur L'environnement Des Transports Automobiles - Le Project Compass De L'OCDE . Paris, 1986
- PERRY, R.H & CHILTON, C. H.. Chemical Engineer's Handbook. McGraw-Hill Kogakusha, Ltd. Fifth Edition. Tokio. 1973.
- PLE- Pipeline Engineering GmbH. Feasibility Study Assessment of Market Potential - Basic Design Study and Investment Estimate for Lateral Connection, Kallenbergtrasse 5, D-4300 Essen 1, Federal Republic of Germany, April, 1993.
- PULLIAM, E. R. Cogeneration: The California Experience. Energy Science Laboratories. I - Simpósio Brasileiro Cogeração de Energia na Indústria. UNICAMP. Campinas, 1989.
- SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO - Balanço Energético do Estado de São Paulo - 1995, Ano Base 1994. São Paulo, 1995.
- TODD & SANFORD & DAVIDSOHN. Diagnósticos Clínicos e Conduta Terapêutica por Exames Laboratoriais. 16º Edição. Editora Manole Ltda. 1982. Vol. 1, p.p. 954.
- WALTER, A. C. S.. Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro. Tese de Doutorado. UNICAMP. Campinas, 1994.
- WESTRHOLM, R., EGEBÄCK, K.E. Impact of fuels on Diesel Exhaust Emissions - A chemical and biological characterizaton. Swedish Environmental Protection Agency. Report 3968. 1991.