

ROGER EDUARDO SCHIEFLER SILVA

PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NA REGIÃO SUL DO BRASIL

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Especialista, do Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, da Universidade Federal do Paraná, LACTEC e CEHPAR.

Orientador: Prof^a. Fábio Ramos

Nota: 9,0

Fábio Ramos

22/março/03

CURITIBA
2002

PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NA REGIÃO SUL DO BRASIL



JUNHO/2002

SUMÁRIO

RESUMO	IV
1. INTRODUÇÃO	1
2. PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL	4
2.1 Perspectivas de Demanda de Gás natural no Paraná	4
2.2 Perspectivas de Demanda de Gás natural em Santa Catarina	8
2.3 Perspectivas de Demanda de Gás natural no Rio Grande do Sul	11
3. MERCADOS DA REGIÃO SUL	14
3.1 Outros Segmentos de Mercado	18
3.1.1 Restaurantes	18
3.1.2 Pequenos Estabelecimentos Comerciais	18
3.1.3 Grandes Estabelecimentos Privados	18
3.1.4 Estabelecimentos Públicos	19
3.1.5 Rede Pública de Ensino	19
3.1.6 Pequenos Consumidores Industriais	19
3.1.7 Grandes Consumidores Industriais	19
3.2 Análise de Mercado	19
3.2.1 Fatores que Influem na Decisão do Consumidor	19
3.2.2 Conhecimentos do Consumidor	20
3.2.3 Possibilidade de Conversão de Equipamentos	20
3.2.4 Evolução do Mercado Residencial	21
3.2.5 Evolução do Mercado da Região Sul	21
3.2.6 Evolução do Mercado de Veículos Movidos a Gás	22
4. SETOR ELÉTRICO	24
4.1 Projeção de Demanda de Eletricidade	23
4.2 Termelétricas	25
4.3 Autogeradores e Cogeneradores	33
5. PREÇOS E TARIFAS	34
5.1 Objetivos	35
5.2 O Preço do Gás Natural Referência Analítica	35
5.3 O Preço do Gás Natural de Produção Nacional no Curto Prazo	36
5.4 O Preço do Gás Natural na Entrada do Gasoduto de Transporte	37
5.5 Tarifa de Transporte	38
5.6 O Preço do Gás Natural Importado	38
5.7 O Preço do Gás Natural no Longo Prazo	39
5.8 O Potencial do Mercado de Gás Natural	41
5.9 A Região Sul	47
6. CONCLUSÕES	55
GLOSSÁRIO	56
REFERÊNCIAS	57
ANEXOS	58

RESUMO

A indústria de gás não utilizava inicialmente o gás natural, mas sim, o gás manufacturado a partir da queima do carvão. Este combustível foi introduzido nas grandes cidades a partir de 1812, na Inglaterra. Em 1916, os Estados Unidos começaram a utilizar o gás pela primeira vez numa cidade; cinco anos mais tarde, o primeiro uso do gás natural era registrado em Fredonia, New York (EUA), possibilitando toda uma nova distribuição na indústria. O primeiro gasoduto de longa distância (14 ou 16 polegadas e 600 km) foi colocado em operação entre Louisiana e Texas, em 1925, fato que pode ser considerado como o início da moderna indústria de gás natural. No Brasil com a produção do Gás Nacional e a possibilidade de importação do Gás da Bolívia e da Argentina abriram-se perspectivas para o aumento de demanda de Gás Natural no Brasil. A análise de Preços e Mercado para os novos consumidores do gás natural, bem como, a pesquisa dos fatores que influenciam a expansão e aspectos da política governamental em vigor também estão expostos no texto desta monografia. Para conseguirmos uma análise exaustiva porém com conclusões viáveis delimitamos o estudo de demanda de Gás Natural ao mercado da região Sul e seus estados, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Dentre estes fatos, o mercado da região Sul possui 15,5 % da população Brasileira e 18,0 % de seu PIB, o que justifica um estudo exclusivo para o mercado desta região.

1. INTRODUÇÃO

O suprimento de gás no Brasil, atualmente se resume a três fontes:

Gás Nacional (via Petrobras) - A produção em 1999 foi de 32,6 milhões de m³/dia, sendo que 20,1 milhões de m³/dia foram destinados para o consumo. O gás nacional é disponibilizado aos estados do Nordeste e do Sudeste. As reservas medidas de gás no Brasil em 1999, de acordo com os critérios da Society of Petroleum Engineers (SPE) e do World Petroleum Congress (WPC) são de 231,2 bilhões de m³.

Gás da Bolívia (via TBG) - A TBG, Empresa Transportadora do Gasoduto Bolívia Brasil S.A. possui a seguinte composição acionária: Petrobras, através da Gaspetro 51%, BBPP Holdings (British Gas, El Paso Energy, TotalFina) 29%, Transredes 12%, Enron e Shell 4% cada. Este gás é disponibilizado aos Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O contrato prevê a compra de 30 milhões de m³/dia.

Gás da Argentina (via TSB) - A TSB possui os seguintes acionistas: Techint, Ipiranga, Repsol-YPF, Total e Petrobras. Este gás tem como finalidade suprir a Usina Termelétrica de Uruguaiana, com um consumo da ordem de 2,8 milhões de m³/dia.

As Figuras 1 e 2 a seguir, mostram o sistema de gasodutos existente atualmente no país.

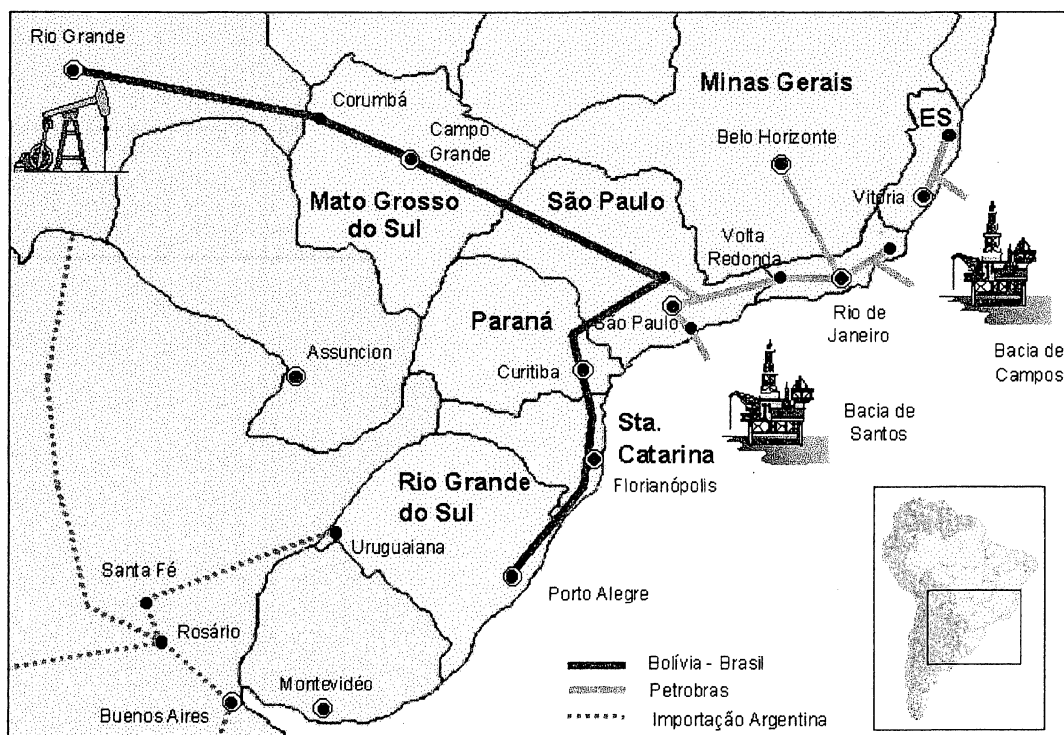


Figura 1 – Suprimento atual de gás (Centro-Sul do Brasil)

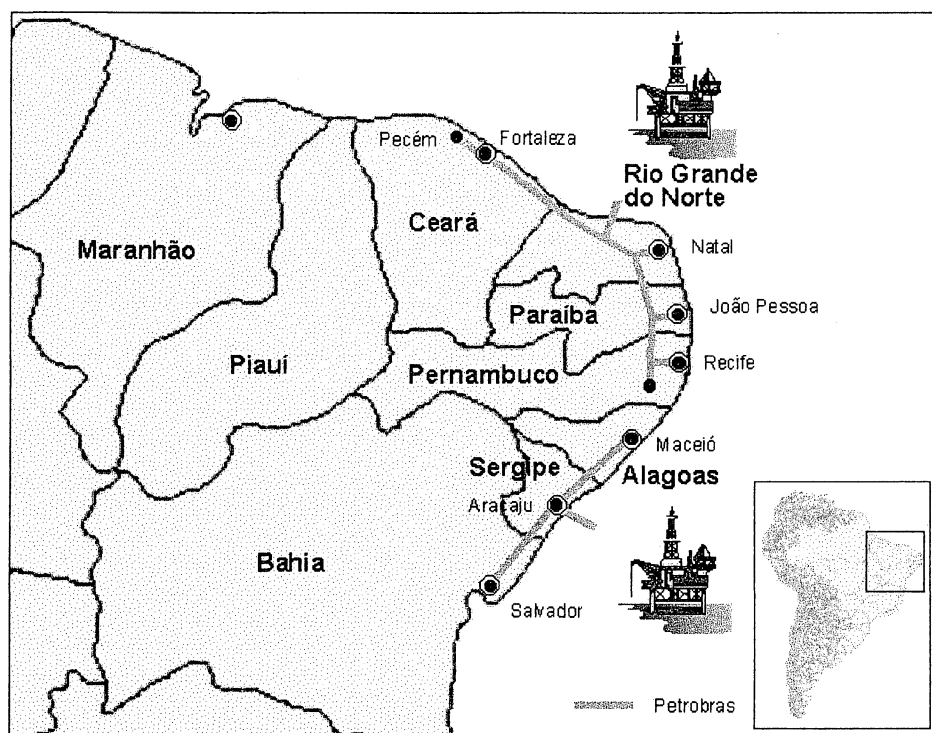


Figura 2 – Suprimento atual de gás (Nordeste do Brasil)

Estas fontes de suprimento deverão ser bastante ampliadas, pois a ANP licitou diversos blocos para prospecção e exploração de óleo e gás.

Além da produção interna, existem diversos projetos de gasodutos de gás oriundos da Argentina, conforme mapa a seguir:

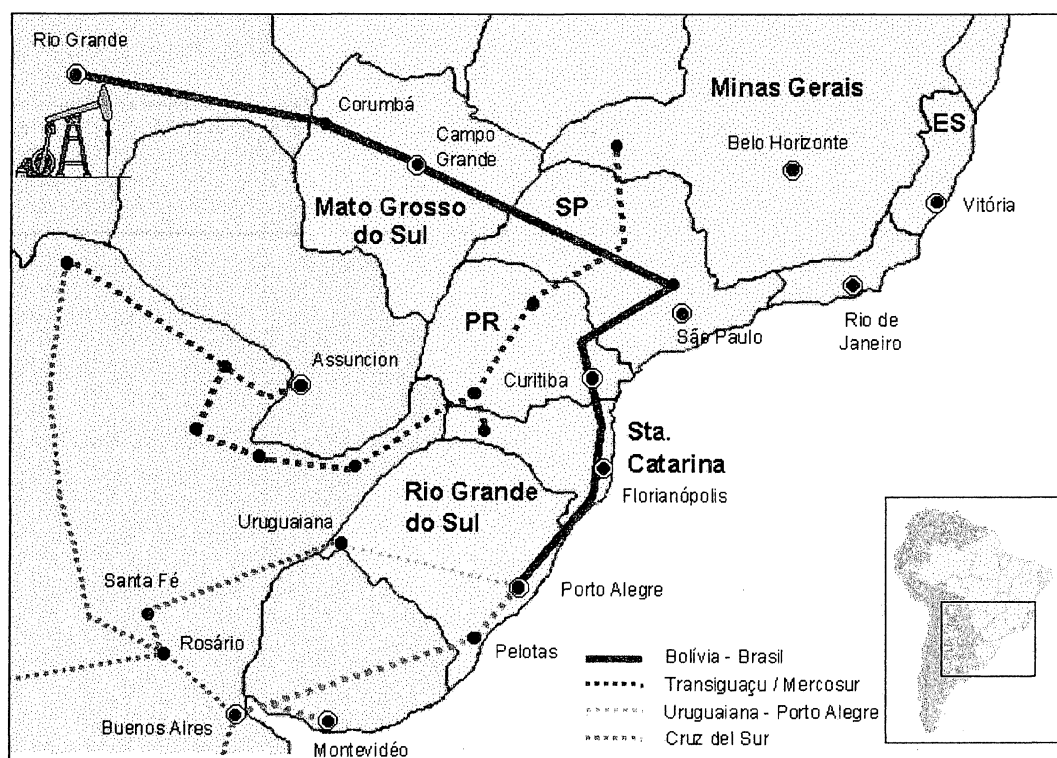


Figura 3 – Possibilidades de importação de gás da Argentina

Atualmente estão registrados na ANP 6 solicitações de importação de gás, que perfazem 65,71 milhões m³/dia, conforme quadro a seguir:

Quadro 1 – Solicitações de importação de gás natural

Empresa	Origem	Início	Volume (m³/dia)	Mercado
Sulgás	Argentina	2000	15.000.000	RS
Gaspetro	Bolívia	1999	30.000.000	Sul/Sudeste
EPE	Argentina	2000	2.210.000	UTE Cuiabá
GCO	Bolívia	2001	2.500.000	UTE Cuiabá II
Enersil	Bolívia	2000	1.000.000	RJ/MG
Pan American	Argentina	2003	15.000.000	RS/SC/PR

As novas rotas de Gasodutos que aumentam as oportunidades de comercialização do gás natural na Região Sul do Brasil motivaram o presente trabalho, que realiza uma análise de Preços e Mercado para os novos consumidores do gás natural.

As oportunidades de novos empreendimentos às vezes esquecidas são também lembradas no fim de nossa análise.

Profundamente ligado a Indústria de Energia Elétrica estima-se que o gás natural será fonte de 16 % da Energia Elétrica produzida no Brasil em 2010.

Os fatores importantes para o aumento do consumo de gás natural, bem como, as perspectivas para o mercado de consumidores da Região Sul serão demonstrados ao longo deste trabalho.

2. PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL

2.1 Perspectivas de Demanda de Gás Natural no Paraná

A COMPAGAS é a empresa distribuidora de gás canalizado no Estado do Paraná, tendo como sócios a COPEL (51%), a BR Distribuidora (24,5%), e a ENRON (24,13%), por meio da DUTOPAR (24,5%).

A empresa começou a operar em outubro de 1998, com o Gás de Refinaria, oriundo da REPAR (Refinaria Presidente Getúlio Vargas em Araucária), atendendo empresas situadas nos municípios de Araucária, Curitiba e Campo Largo.

A partir de 28/03/2000, a empresa paranaense passou a receber o gás boliviano, oportunidade em que acelerou o seu programa de obras, buscando captar novos consumidores no menor espaço de tempo possível. A Figura abaixo mostra a evolução das vendas de gás da COMPAGAS:

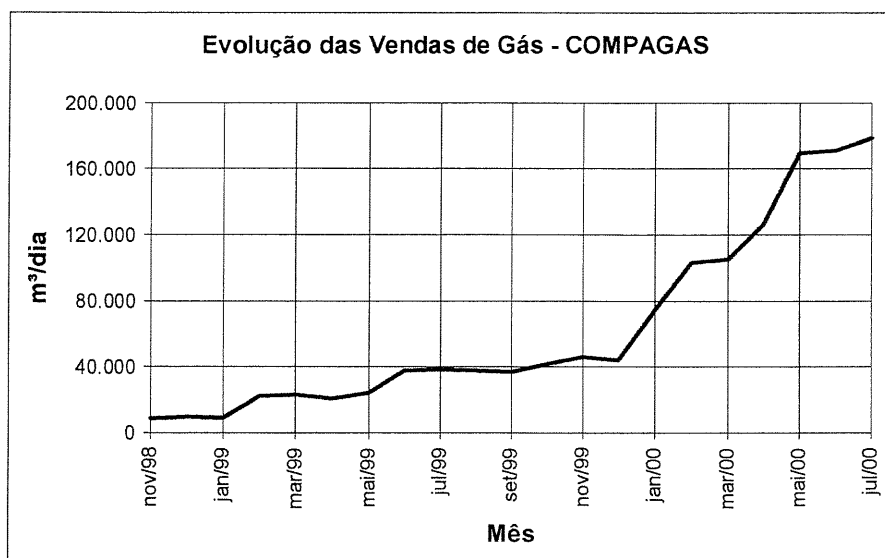


Figura 4 - Evolução de vendas de gás da COMPAGAS

A COMPAGAS tem contratado com a GASPETRO, 1.000.000 m³/dia, durante o primeiro ano, contado a partir do encerramento do período de testes do gás boliviano, aumentando para 1.900.000 m³/dia no oitavo ano, conforme Quadro a seguir:

Quadro 2 - Volumes contratados pela COMPAGAS

Ano	Volume (m³/dia)
01	1.000.000
02	1.100.000
03	1.200.000
04	1.300.000
05	1.450.000
06	1.600.000
07	1.750.000
08/20	1.900.000

Para cumprir as metas de comercialização do gás boliviano de acordo com os volumes que estão sendo renegociados, a COMPAGAS está concluindo as obras para o atendimento de indústrias dos municípios de Araucária, Curitiba, Campo Largo, Balsa Nova, Palmeira, Ponta Grossa e São José dos Pinhais.

Serão construídos 295 km (incluindo os ramais para as empresas), dos quais 80% estão concluídos. Nestas obras estão previstos investimentos da ordem de R\$ 65 milhões.

O mercado potencial da Região Metropolitana de Curitiba, Palmeira e Ponta Grossa é de 1.200.000 m³/dia, sendo captável num primeiro momento cerca de 870.000 m³/dia.

A Figura abaixo mostra a participação dos segmentos industriais da Região Metropolitana de Curitiba, Palmeira e Ponta Grossa, no mercado de gás natural:

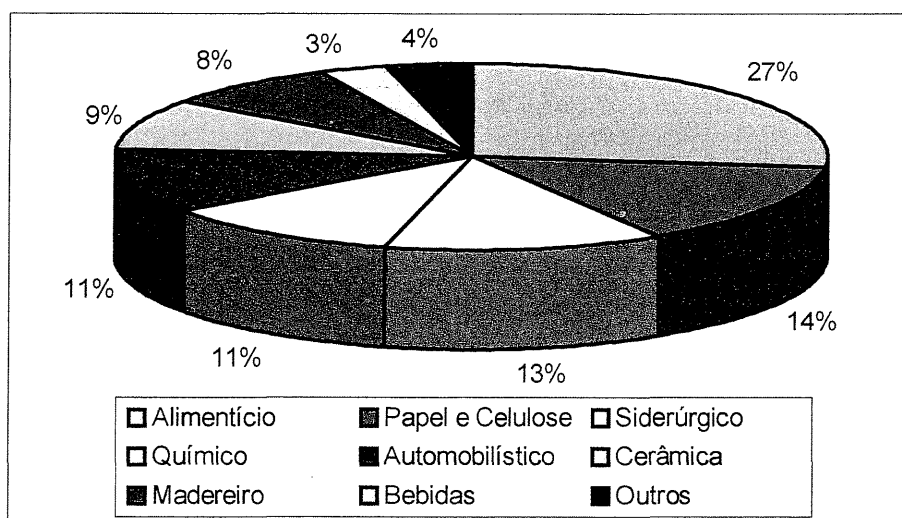


Figura 5 - Mercado Industrial de gás na RM Curitiba, Palmeira e Ponta Grossa

Paralelamente às obras em execução, a COMPAGAS está desenvolvendo estudos de viabilidade para a distribuição urbana (domiciliar, comercial e veicular) no município de Curitiba, bem como para o atendimento industrial de outras regiões do Estado.

Relativamente à Rede de Distribuição Urbana de Curitiba, estão em construção 109 km de rede (incluindo ramais) para o atendimento de bolsões existentes nos bairros Bigorriho, Água Verde, Batel e Centro, com investimentos da ordem de R\$ 16 milhões. Esta rede potencialmente pode atender a cerca de 30.000 consumidores (entre residenciais e comerciais), com um consumo da ordem de 40.000 m³/dia.

Além do atendimento residencial, esta rede terá condições de atender diversos postos de revenda de gás natural veicular.

A frota de ônibus operantes em Curitiba é de 1.354 veículos, sendo passível de ser convertidos para gás 922 veículos, o que representa um

consumo potencial de 115.000 m³/dia. Embora este mercado seja importante, e sob o ponto de vista ecológico muito interessante, existem muitas dificuldades para se materializar, pelos investimentos exigidos (ônibus a gás cerca de 30% mais caro), manutenção pouco mais cara, e principalmente pela destinação dos ônibus após a sua vida útil.

A frota de táxi de Curitiba é de 2.250 veículos, apresentando um potencial de consumo da ordem de 28.000 m³/dia.

Com relação às outras regiões do Paraná, a COMPAGAS, após realizar pesquisas de mercado, vem aprofundando seus estudos no sentido de escolha de traçados, elaboração de EIA/RIMA, pesquisando eventuais fontes de suprimento para as mais diversas regiões do Estado, a saber:

1. Região Norte do Estado (Eixo Londrina-Maringá)

- Mercado potencial de 417.000 m³/dia para fins industriais e de 2.100.000 m³/dia para fins termelétricos.
- Foram concluídos os estudos de traçado e o EIA/RIMA da Rede de Distribuição.
- Foram concluídos os estudos de traçados de Penápolis-Londrina e de Mato Rico-Londrina.
- Estão em elaboração os EIA/RIMA de Penápolis-Londrina e de Mato Rico-Londrina.

2. Região Papeleira (Telêmaco Borba, Arapoti e Jaguariaiva)

- Mercado potencial de 910.000 m³/dia para cogeração e de 110.000 m³/dia para fins industriais.
- Está contratado os estudos de traçados e os EIA/RIMA de Londrina-Telêmaco Borba e de Doutor Ulysses-Telêmaco Borba.

3. Região de Paranaguá.

- Mercado potencial atual de 106.000 m³/dia para fins industriais.
- Estudos de traçado e EIA/RIMA de Araucária-Paranaguá concluídos.

4. Região de Piên.

- Mercado potencial de 115.000 m³/dia para cogeração.
- Em estudos preliminares.

5. Região do Oeste.

- Mercado potencial para fins industriais de 30.000 m³/dia em, Pato Branco, 100.000 m³/dia em Cascavel/Toledo, 122.000 m³/dia em Guarapuava.
- Mercado potencial para o ano de 2005 de 2.100.000 m³/dia em Pato Branco para fins termelétricos e de 2.100.000 m³/dia em Cascavel.
- Verificando possíveis fontes de suprimento.

Estes dados foram obtidos por meio de pesquisa de campo, sendo considerado como mercado potencial o consumo de energia para fins térmicos (geração de vapor e ou/calor – caldeiras, fornos, etc.), de empresas cujo porte, ou proximidade de um núcleo industrial, sejam potencialmente viáveis para o suprimento de gás natural.

O mapa a seguir fornecem mais elementos e uma visão espacial dos mercados do Estado do Paraná.

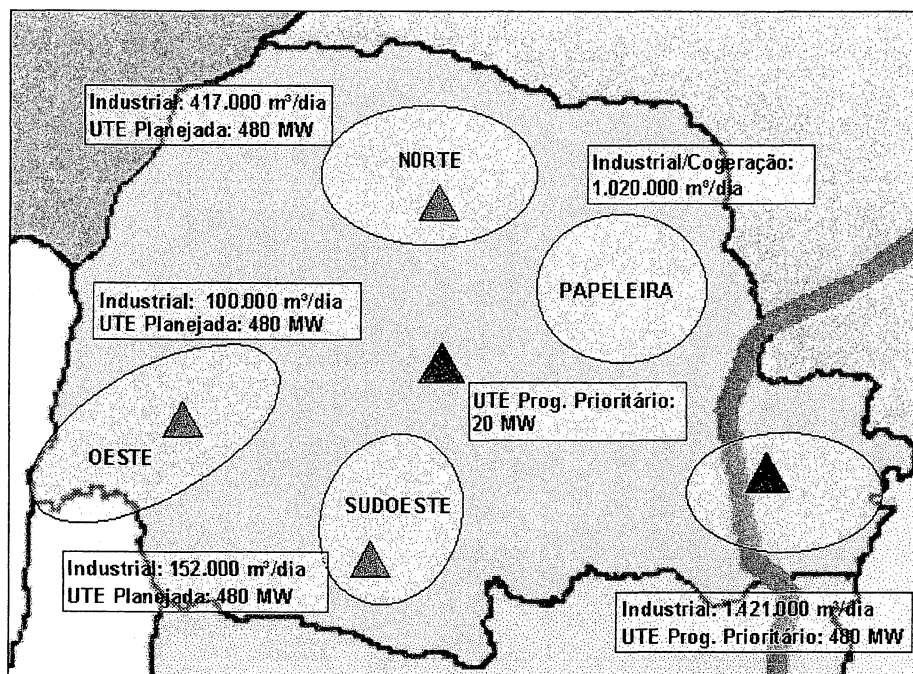


Figura 6 - Mercado Industrial Potencial do Paraná

2.2 Perspectivas de Demanda de Gás Natural em Santa Catarina

A empresa distribuidora de Gás Canalizado em Santa Catarina é a SCGÁS que tem a seguinte composição acionária: Governo do Estado (51% das ações ordinárias), BR Distribuidora (23%), GASPART (23%) e INFRAGÁS (de empresários catarinenses, 3%).

A SCGÁS começou a operar em abril de 2000, a partir da chegada do gás boliviano. A Figura a seguir mostra a evolução mensal de suas vendas:

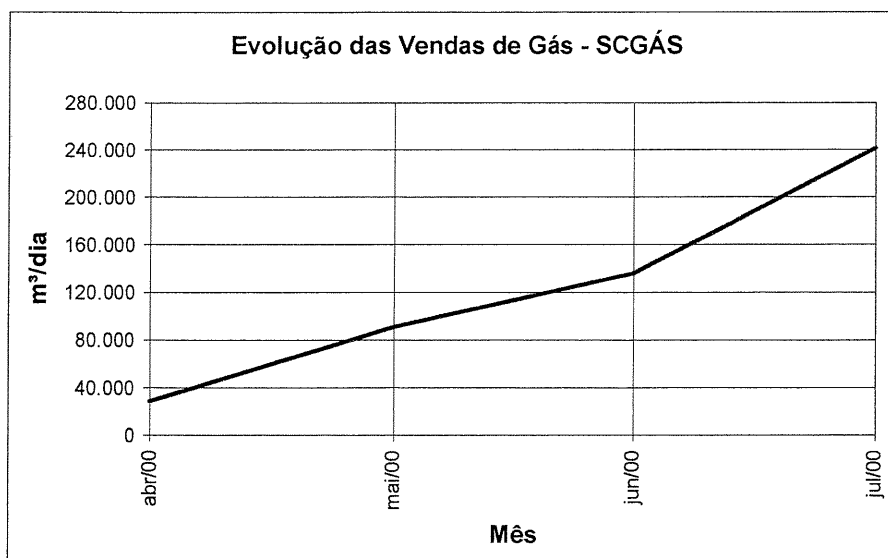


Figura 7 - Vendas de Gás da SCGÁS

A SCGÁS tem contratado com a GASPETRO um volume de 2,3 milhão de m³/dia, a partir do oitavo ano de operação do Gasoduto Bolívia-Brasil em Santa Catarina. Após o período de testes, o volume contratado para o primeiro ano é de 1,8 milhão de m³/dia.

O Quadro a seguir, reproduz os volumes de gás boliviano contratados pela SCGÁS junto à GASPETRO:

Quadro 3 - Volumes contratados pela SCGÁS

Ano	Volume (m³/dia)
01	1.800.000
02	1.850.000
03	1.900.000
04	2.000.000
05	2.050.000
06	2.150.000
07	2.200.000
08/20	2.300.000

Além desses volumes, a SCGÁS está contratando o suprimento de 1.800.000 m³/dia para a Usina Termelétrica de Joinville, que deveria ter uma potência instalada de 300 MW, porém foi ampliada para 330 MW.

A primeira etapa do programa de obras da SCGÁS prevê a construção de 268 km de rede de distribuição, com um investimento da ordem de R\$ 59 milhões, sendo que 95% estão concluídas.

A rede de distribuição foi dividida em quatro regiões, cujos dados podem ser verificados no Quadro a seguir:

Quadro 4 - Rede de Distribuição da SCGÁS

Região	Extensão	Investimento	Municípios atendidos
A	54 km	R\$ 15 milhões	Joinville, Guaramirim, Jaraguá do Sul
B	105 km	R\$ 20 milhões	Blumenau, Gaspar, Brusque, Indaial, Timbó
C	20 km	R\$ 5 milhões	Florianópolis, Tijucas
D	89 km	R\$ 19 milhões	Criciúma, Tubarão, Nova Veneza, Içara, Cocal do Sul, Morro da Fumaça, Içara, Urussanga, Forquilha

O mercado industrial de gás natural abrangido pelas quatro regiões da primeira etapa de obras é da ordem de 1.780.000 m³/dia. Estes dados foram obtidos por meio de pesquisa de campo, considerando as empresas potencialmente viáveis para o suprimento de gás natural. A segmentação por ramo industrial deste volume pode ser verificado na Figura abaixo:

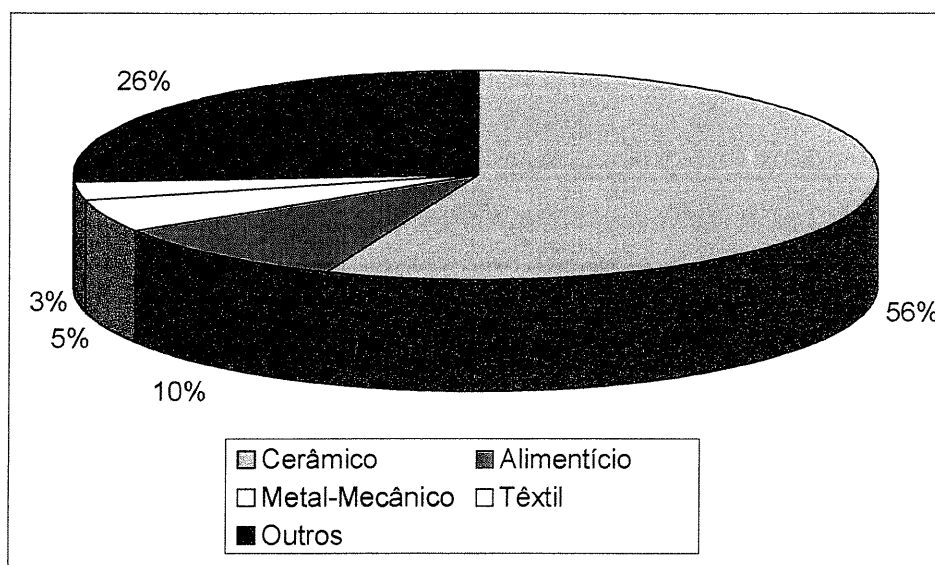


Figura 8 - Mercado Industrial de gás na Região do Litoral de Santa Catarina

Paralelamente à primeira etapa de obras, a SCGÁS está se preparando para executar um ramal ligando Joinville à São Francisco do Sul, para o atendimento da empresa Usinor, que recentemente confirmou a implementação de uma unidade industrial de grande porte naquele município.

Os planos da SCGÁS não se limitam ao atendimento direto ao setor industrial. A empresa espera que sejam desenvolvidos programas de cogeração em indústrias, hospitais e shopping-centers. É estimado um potencial de demanda em cogeração de 150.000 m³/dia em indústrias e de 120.000 m³/dia no setor comercial.

A SCGÁS também está finalizando os estudos para a implantação de postos de abastecimento de Gás Natural nas regiões de Blumenau, Joinville e Grande Florianópolis. Estes estudos têm como objetivo avaliar a demanda de cada região, buscando implantar o número de postos que realmente atendam a necessidade da população e dos visitantes de cada região.

Relativamente ao setor domiciliar, a estimativa de consumo para as cidades de Blumenau, Joinville e Criciúma é da ordem de 30.000 m³/dia, considerando bolsões urbanos cuja densidade de unidades domiciliares permitam a competitividade do Gás Natural. A implementação destes projetos, porém, não deverão ocorrer antes de 2002.

Embora os projetos atuais sejam voltados ao litoral, em face das proximidades do GASBOL, a SCGÁS também tem planos de levar o Gás Natural para outras regiões de Santa Catarina, para tanto, levantou, em pesquisa de campo, os mercados potenciais em empresas cujo porte e usos finais viabilizam o suprimento de gás natural. Também tem participado de negociações com produtores e transportadores argentinos interessados em implementar projetos de suprimento de gás para a Região Oeste dos Estados do Sul do país.

Quadro 5 - Mercados de Gás no Oeste, Meio Oeste e Planalto Serrano

Região	Cidades abrangidas	Mercado Potencial (m ³ /dia)	Combustíveis
Oeste	Chapecó, Xaxim, Xanxere, Seara Maravilha, Quilombo, Faxinal dos Guedes, São Miguel do Oeste	335.000	Lenha – 91,0% GLP – 3,2% OC1A – 3,2%
Meio Oeste	Joaçaba, Caçador, Bonita, Herval Concórdia, Fraiburgo, Vargem, Videira, Capinzal, Treze Tílias, Catanduvas, Pinheiro Preto	570.000	Lenha – 88,0% OC1A – 3,7%
Planalto Serrano	Otacílio Costa, Correia Pinto Lages	530.000	OC3A – 43,0% Lenha – 51,0%
TOTAL		1.435.000	

O mapa a seguir fornecem mais elementos e uma visão espacial dos mercados do Estado de Santa Catarina.

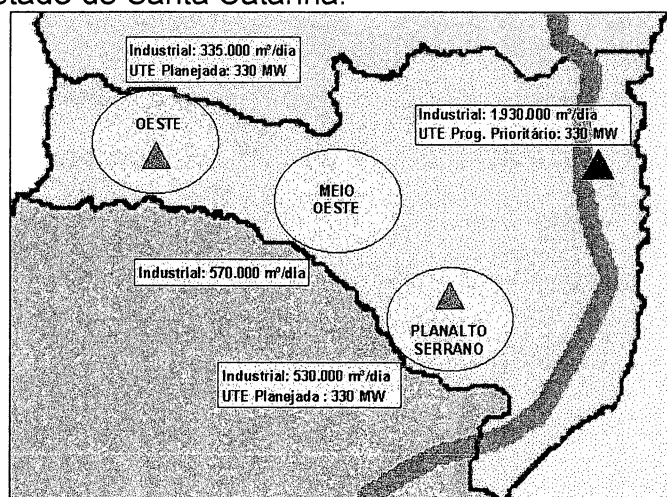


Figura 9 - Mercado Industrial Potencial de Santa Catarina

2.3 Perspectivas de Demanda de Gás Natural no Rio Grande do Sul

A SULGÁS é a empresa distribuidora de Gás Canalizado no Rio Grande do Sul, sendo controlada pelo Governo do Estado, com 51% das ações ordinárias, tendo como sócia a BR Distribuidora com 49%.

A SULGÁS começou a operar em Janeiro de 1997, com Gás de Refinaria da REFAP (Refinaria Alberto Pasqualini em Canoas), e, a partir da chegada do gás boliviano, a empresa passou a comercializá-lo em Maio/2000. A Figura a seguir mostra a evolução mensal das vendas da SULGÁS:

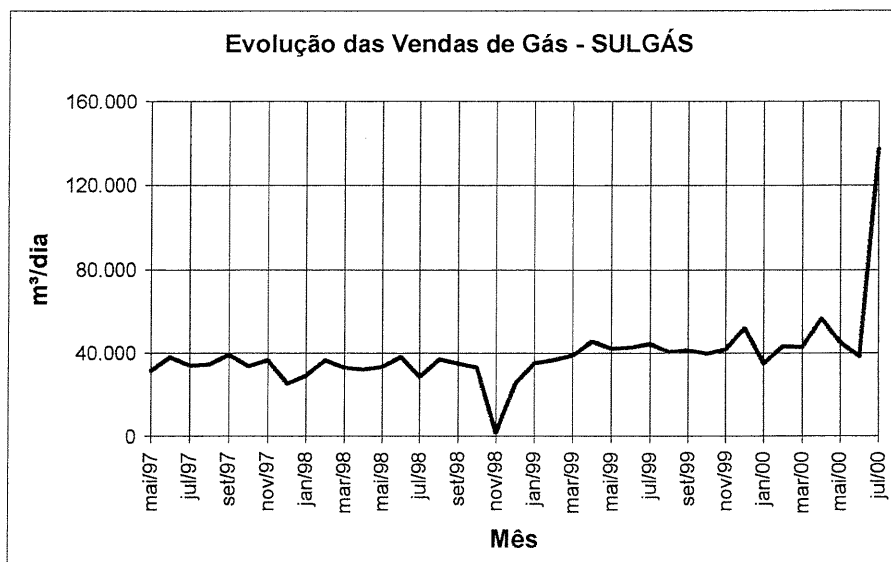


Figura 10 - Vendas de Gás da SULGÁS

A GASPETRO tem um volume de venda de gás contratado pela SULGÁS de 1,2 milhão de m³/dia no primeiro ano de contrato, com aumentos anuais gradativos, até atingir a 1,95 milhão no oitavo ano. O Quadro abaixo, mostra, ano a ano, a evolução do volume contratado:

Quadro 6 - Volumes contratados pela SULGÁS

Ano	Volume (m³/dia)
01	1.200.000
02	1.380.000
03	1.500.000
04	1.580.000
05	1.650.000
06	1.750.000
07	1.850.000
08/20	1.950.000

A SULGÁS concluiu em 1997 a construção de uma rede de 16 km de extensão para suprir, com gás de refinaria, cinco indústrias em Canoas.

Objetivando distribuir os volumes contratados, a SULGÁS está concluindo um total de 220 km de rede, em complemento à rede inicial, de São

Leopoldo até Canoas, no limite de Porto Alegre, onde se concentram os mais variados tipos de indústrias, tais como: calçados, vestuário, móveis, metalurgia e alimentos.

Depois dessa etapa, será instalado o restante da malha, completando 450 km de rede. Esse novo trecho atenderá as regiões de Caxias do Sul, Novo Hamburgo e São Francisco de Paula.

O mercado industrial da Região Metropolitana de Porto Alegre é da ordem de 1.200.000 m³/dia, enquanto que o da Região Serrana (Caxias do Sul, São Francisco de Paula, etc.) atinge à 300.000 m³/dia. A Figura abaixo mostra a segmentação do mercado industrial dessas regiões:

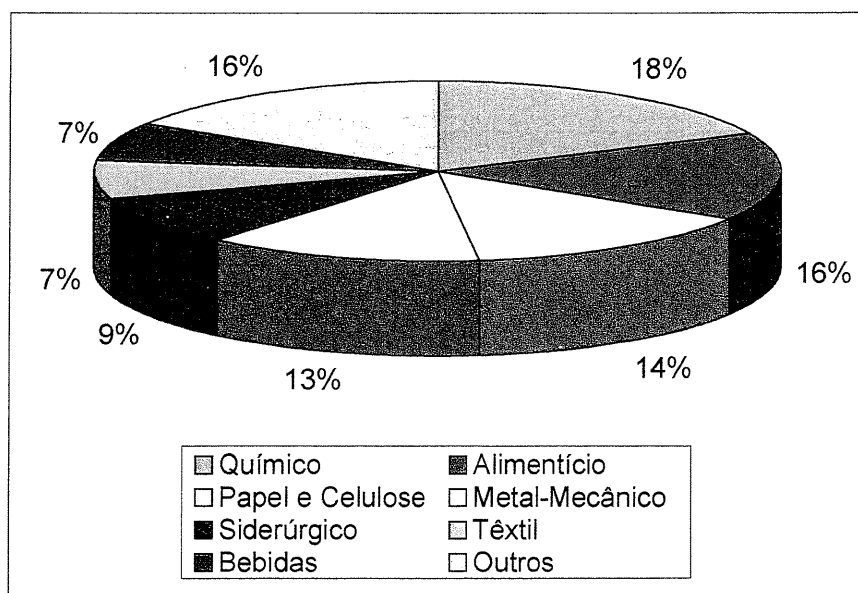


Figura 11 - Mercado Industrial de Gás Natural na RM Porto Alegre e Região Serrana

Além do mercado industrial, essa região tem um importante mercado de cogeração, domiciliar, comercial e veicular. Estudos preliminares, realizados pela SULGÁS, indicam que estes mercados atingem à 1.500.000 m³/dia.

Também nesta região, estão incluídas no Programa Prioritário de Termelétricas a UTE Gaúcha com 500 MW e a UTE Termosul com 750 MW. Além dessas usinas, estão sendo estudadas a implantação de mais duas Usinas de 500 MW, sendo uma na REFAP e outra numa modificação de uma Usina à óleo de 60 MW para operar com 500 MW a gás natural. Caso esses empreendimentos se concretizem, nas redondezas da Região Metropolitana de Porto Alegre, deverão ser instalados 2.250 MW, consumindo cerca de 9.500.000 m³/dia. cada).

Paralelamente à este programa de obras para a Região Metropolitana de Porto Alegre e Região Serrana, a SULGÁS já atende a Usina Termelétrica de Uruguaiana, cuja potência instalada, após totalmente concluída será de 600

MW, correspondendo a um consumo de gás natural da ordem de 2.800.000 m³/dia proveniente da Argentina.

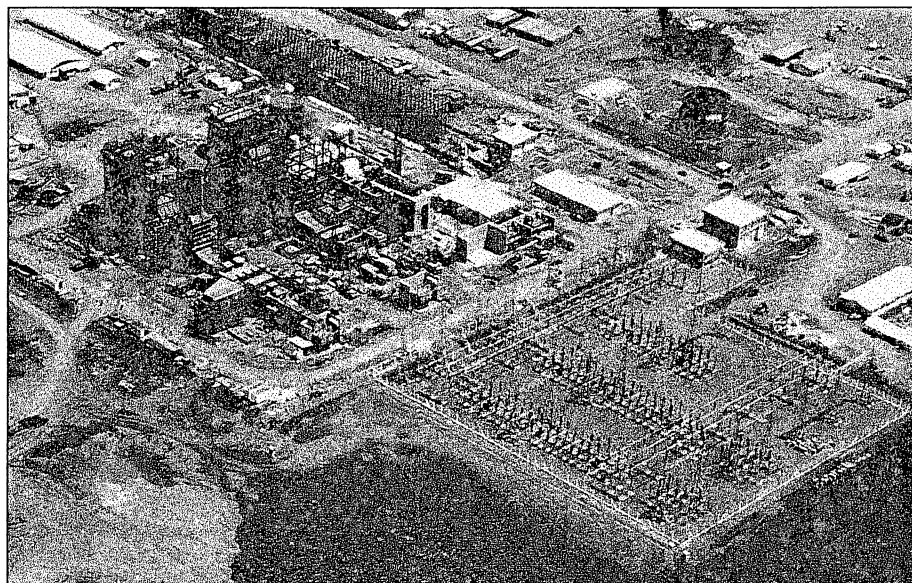


Figura 12 - UTE Uruguiana

Os mercados de Santa Maria, Alegrete, Cachoeira e Santa Cruz, deverão ser atendidos pelo Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre, que terá uma extensão de 615 km e diâmetro de 24”.

Este gasoduto, trazendo gás da Argentina, terá capacidade para transportar, no total, 12 milhões de m³/dia, tendo como âncora a UTE Gaúcha.

Relativamente a Região Noroeste, apesar da região não possuir um mercado industrial interessante para o Gás Natural, está em estudo uma Usina Termelétrica a Gás, com uma potência da ordem de 500 MW, devendo consumir cerca de 2.200.000 m³/dia.

O mapa a seguir, indica os principais mercados do Rio Grande do Sul.

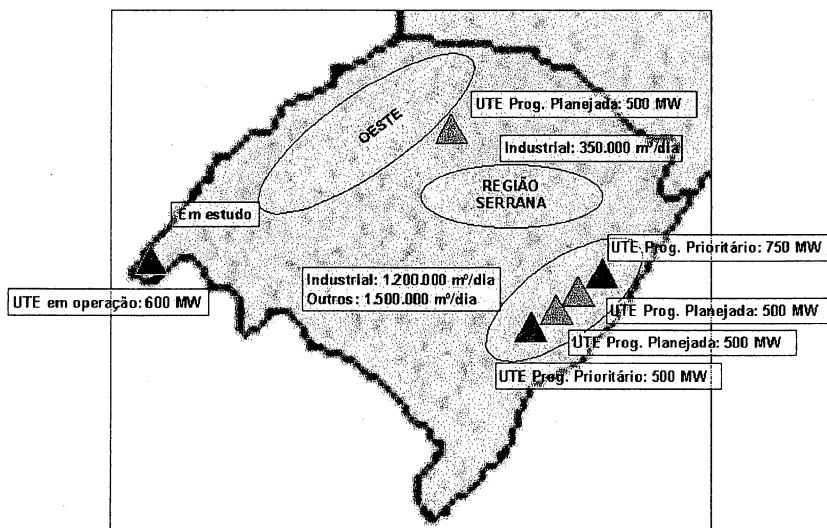


Figura 13 - Mercado Industrial Potencial do Rio Grande do Sul

3 MERCADOS DA REGIÃO SUL

Considerando os mercados factíveis de Gás Natural identificados pelas distribuidoras (mercado potencial excluindo indústrias de difícil captação), e considerando a oferta de gás em todas as regiões dos estados, bem como os projetos termelétricos aprovados e os desejados, chega-se ao seguinte mercado atual:

Quadro 7 - Mercado da Região Sul (m³/dia)

Mercado	Paraná	Santa Catarina	Rio Grande do Sul	Total
Industrial	1.400.000	2.360.000	2.000.000	5.760.000
Termelétrico	8.550.000	5.400.000	14.500.000	28.450.000
Outros	840.000	500.000	1.700.000	3.040.000
Total	10.790.000	8.260.000	18.200.000	37.250.000

Deste mercado, parte já conta com fonte de suprimento contratada ou está em área de influência direta de gasodutos já existentes ou em construção (vide Quadro 30). O restante, a princípio, não tem fontes de suprimento definida (vide Quadro 31).

Quadro 8 - Mercado da Região Sul com fontes de suprimento (m³/dia)

Mercado	Paraná	Santa Catarina	Rio Grande do Sul	Total
Industrial	870.000	1.780.000	1.500.000	4.150.000
Termelétrico	2.250.000	1.800.000	12.300.000	16.350.000
Outros	190.000	300.000	1.500.000	1.990.000
Total	3.310.000	3.880.000	15.300.000	22.490.000

(*) Considerando Gasbol e Uruguaiana-Porto Alegre

Quadro 9 - Mercado da Região Sul sem fontes de suprimento (m³/dia)

Mercado	Paraná	Santa Catarina	Rio Grande do Sul	Total
Industrial	530.000	580.000	500.000	1.610.000
Termelétrico	6.300.000	3.600.000	2.200.000	12.100.000
Outros	650.000	200.000	200.000	1.050.000
Total	7.480.000	4.380.000	2.900.000	14.760.000

É importante ressaltar que o despacho das Usinas Termelétricas devem ser da ordem de 70%.

Considerando-se que todos os mercados fossem supridos, e que ocorresse uma taxa média anual de crescimento de 4,0% ao ano (excetuando-se o termelétrico), em 2010, a região sul passaria a ter o seguinte consumo de gás natural:

- Industrial = 8.520.000 m³/dia
- Outros = 5.320.000 m³/dia
- Sub-Total = 13.840.000 m³/dia
- Termelétrico = 28.450.000 m³/dia
- Total = 42.290.000 m³/dia

O consumo projetado para fins não termelétricos no ano 2010 da Região Sul atinge à 13.840.000 m³/dia, correspondendo à 21% da projeção de demanda do DNDE/MME para o Brasil para aquele ano. A projeção de consumo do DNDE/MME para 2010 foi de 65.300.000 m³/dia.

Este percentual de participação é relativamente elevado (o esperado para região é da ordem de 15% do total do país), porém deve-se assinalar que na projeção da Região Sul está incluído o consumo incentivado para cogeração, enquanto que na projeção do DNDE/MME não incorpora elementos do programa de incentivo à cogeração, criado recentemente pelo próprio Ministério de Minas Energia.

Caso não se considere a cogeração da Região Sul, a participação do consumo projetado para 2010 da região em relação à projeção para o Brasil naquele ano passa a ser da ordem de 16%.

Com relação ao Programa Termelétrico, tudo leva a crer que as Usinas de Uruguaiana, Termosul, Gaucha, Termocatarinense e Araucária, apesar das dificuldades atuais de prazo de entrega de turbinas, risco cambial, obtenção de financiamento e incertezas no contexto regulatório deverão ser construídas. Já a usina de Pitanga depende de um estudo de viabilidade mais aprofundado.

As termelétricas da REFAP (500 MW) e a ampliação da térmica de 60 MW à óleo para 500 MW à gás, têm que obter o PPA.

Com relação às demais termelétricas, a de Londrina é a que está em um estágio mais evoluído, porém depende de uma fonte de suprimento que ofereça um gás no mínimo ao mesmo preço do gás ofertado ao Programa Prioritário. As demais usinas dependem do suprimento de gás a um preço competitivo, bem como dos programas de obras de hidrelétricas e da importação de eletricidade dos outros países latino-americanos.

De qualquer forma, verifica-se um grande interesse, especialmente das concessionárias gaúchas e paranaense, em ampliar a geração térmica em seus estados.

Relativamente ao setor industrial, a tendência é que ocorra um crescimento sustentado no uso de gás natural, tendo em vista:

- um maior grau de desenvolvimento tecnológico dos equipamentos que operam com gás nos diversos processos industriais;
- restrições ao uso de energéticos poluentes;
- interesse das indústrias em obter o certificado ISO 14.000.

Quanto ao mercado domiciliar/comercial, a tendência é de que ocorra um crescimento razoável, principalmente em Curitiba - PR e Porto Alegre - RS, em face das elevadas taxas de urbanização da população brasileira e da difusão de equipamentos domésticos à gás como: secadora de roupa, aquecedor de água, aquecimento de ambiente, etc.

O mercado de gás veicular é o que tende a obter as maiores taxas de crescimento no consumo de gás, tendo em vista a ampliação da rede de postos revendedores de gás, permitindo inclusive viagens interestaduais utilizando-se exclusivamente o gás natural como combustível.

As taxas de crescimento de consumo de gás natural veicular no Brasil têm sido muito elevadas nos últimos anos. O consumo do bimestre Julho-Agosto de 2000 foi 81,9% superior ao do mesmo período de 1999. A taxa média anual de crescimento do bimestre Julho-Agosto de 1996 até 2000 foi de 67,1% conforme pode ser observado no Quadro 32.

Quadro 10 - Vendas bimestrais de Gás Natural Veicular (1000 m³)

	Jan-Fev	Mar-Abr	Mai-Jun	Jul-Ago	Set-Out	Nov-Dez	TOTAL
1996	5.333	5.631	5.565	5.520	5.618	5.672	33.338
1997	5.448	6.647	7.446	8.703	9.723	10.014	47.982
1998	9.900	11.778	12.566	14.069	14.885	15.884	79.082
1999	14.671	17.944	19.959	23.561	24.575	29.717	130.427
2000	28.220	32.968	41.036	43.026	Nd	Nd	145.250 *

Fonte: Sindicom

* até Agosto

Existem atualmente no Brasil cerca de cem postos que trabalham com gás natural. Estimativas da BR Distribuidora indicam que até 2005 haverá um mercado para mil postos no país. As três concessionárias da região Sul estão bastante empenhadas no desenvolvimento do mercado de gás veicular, assim como as distribuidoras de combustíveis, mormente a BR e IPIRANGA.

Considerando que o Sul ocupe a fatia de 15% desta estimativa de mercado, ou seja, 150 postos, o consumo de gás veicular na região poderia chegar a 1.350.000 m³/dia.

Finalmente, o mercado de cogeração é o que apresenta a maior incógnita, pois atualmente os projetos de cogeração nas indústrias só se viabilizam com baixas tarifas para o gás, tendo em vista as baixas tarifas praticadas pelo setor elétrico para suprimento em alta tensão.

Porém este quadro pode se modificar em face da aplicação da Lei 9.648, de 27/05/98, que determina a redução gradativa, na proporção de 25% ao ano, dos volumes de energia inicialmente contratados, que serão liberados para a contratação num ambiente de mercado.

Como o valor normativo (VN) de novos empreendimentos tendem a ser muito superiores (termelétricas e novas hidrelétricas) aos preços de energia praticados atualmente pelas geradoras (hidrelétricas praticamente amortizadas), deverá ocorrer no futuro um sensível aumento das tarifas de energia elétrica, podendo acarretar a viabilização da cogeração em diversas indústrias.

Os Quadros a seguir indicam os VN relativos a julho/99 e a evolução, dos diferentes índices de reajustes (k_1 = IGPM; k_2 =combustível e k_3 =IVC), sobre o VN das fontes competitivas (Hidrelétricas e Termelétricas).

Quadro 11 - Valor Normativo (Referência Julho/99)

Fonte energética	Valor Normativo (R\$/MWh)
Competitiva (inclui gás natural)	57,20
Termelétrica Carvão Nacional	61,80
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	71,30
Termelétrica Biomassa	80,80
Usina Eólica	100,90
Usina Solar Foto-voltáica	237,50

Fonte: Nota Informativa Aneel - 29/07/1999

O peso dos índices de reajustes k_1 , k_2 e k_3 , são definidos nos contratos de compra e venda de energia elétrica e devem refletir as características econômicas que envolvem o projeto de geração.

Quadro 12 - Atualização do Valor Normativo

MÊS	IGPM (*)		COMB		IVC	
	Índice	Variação	Índice	Variação	Índice	Variação
		Acumulada		Acumulada		Acumulada
1999						
Junho	1,12261	-	161,9160	-	1,7654	-
Julho	1,14002	1,55%	182,7016	12,84%	1,8003	1,98%
Agosto	1,15780	3,13%	220,0878	35,93%	1,8808	6,54%
Setembro	1,17459	4,63%	233,5905	44,27%	1,8981	7,52%
Outubro	1,19456	6,41%	243,6350	50,47%	1,9695	11,56%
Novembro	1,22311	8,95%	242,6438	49,86%	1,9299	9,32%
Dezembro	1,24525	10,92%	225,9294	39,53%	1,8428	4,39%
2000						
Janeiro	1,26069	12,30%	238,0723	47,03%	1,8037	2,17%
Fevereiro	1,26510	12,69%	265,8094	64,16%	1,7753	0,56%
Março	1,26700	12,86%	236,1202	45,83%	1,7420	-1,33%
Abril	1,26991	13,12%	232,9385	43,86%	1,7682	0,16%
Maio	1,27385	13,47%	277,2559	71,23%	1,8279	3,54%
Junho	1,28468	14,44%	307,7948	90,10%	1,8083	2,43%
Julho	1,30485	16,23%	303,4274	87,40%	1,7978	1,84%
Agosto	1,33603	19,01%	273,3571	68,83%	1,8092	2,48%

Assim, um contrato de Usina Termelétrica a Gás Natural que em julho/99 tem um VN = R\$ 57,20/MWh para uma configuração $K_1 = 0,3$, $K_2 = 0,4$ e $K_3 = 0,3$, poderia ter um VN de até R\$ 76,63/MWh em agosto de 2000.

Como conclusão, pode-se inferir que existem boas perspectivas de ampliação de mercado do Gás Natural na Região Sul do Brasil, e, até o momento os volumes contratados em relação à projeção do mercado não termelétrico para o ano 2010 é da ordem de 44%.

Quadro 13 - Mercados de gás não termelétricos contratados e a contratar Região Sul (Ano 2010)

Mercado projetado para 2010	13.840.000 m ³ /dia
Volume contratado para 2010	6.150.000 m ³ /dia
Volume a contratar	7.690.000 m ³ /dia

No mercado das termelétricas, a exceção da de Araucária, Termocatarinense, Termosul, Gaúcha e Uruguaiana que já estão com fornecedores comprometidos, todos os demais projetos dependem de fontes de suprimento que possam oferecer preços competitivos que permitam suas viabilizações, e, conseqüentemente, seus despachos.

Quadro 14 - Mercados de gás para termelétricas de gás contratados e a contratar - Região Sul (Ano 2010)

Mercado termelétrico para 2010	28.450.000 m ³ /dia
Volume termelétrico com compromisso de compra	11.050.000 m ³ /dia
Volume termelétrico a contratar	17.400.000 m ³ /dia

3.1 Outros Segmentos do Mercado**3.1.1 Restaurantes**

O consumo de gás natural em restaurantes não deve ser muito significativo na Região Sul, em face do baixo consumo de gás na maioria dos estabelecimentos. Normalmente só são supridos os restaurantes por onde passam a rede de distribuição domiciliar de gás.

Uma das poucas exceções, é o Bairro de Santa Felicidade em Curitiba, grande centro gastronômico do Sul do Brasil, onde atualmente existe um potencial de 1.430 m³/dia de gás natural, num raio de 2km.

3.1.2 Pequenos Estabelecimentos Comerciais

O consumo de gás natural em pequenos estabelecimentos comerciais é desprezível. A utilização de gás pode ocorrer em lavanderias, pequenos clubes, hospitais, hotéis e estabelecimentos que precisam de calor no seu processo. O suprimento de gás natural só ocorrerá nos casos destes estabelecimentos se situarem próximos à rede de distribuição domiciliar de gás.

3.1.3 Grandes Estabelecimentos Privados

É um mercado muito interessante, e pode servir de âncora para uma rede de distribuição de gás domiciliar. Grandes clubes, hospitais, hotéis, geralmente têm um consumo grande de gás natural. Grandes shopping-centers também podem se tornar grandes consumidores de gás, especialmente se for viável a implantação de um projeto de cogeração.

3.1.4 Estabelecimentos Públicos

Não existem perspectivas de grande consumo nestes segmentos.

3.1.5 Rede Pública de Ensino

Também não existe perspectivas de consumo de gás nas escolas da rede pública, pois não existe a cultura de climatização de ambientes no Sul do Brasil.

3.1.6 Pequenos Consumidores Industriais

Trata-se de um mercado promissor de gás natural, especialmente quando as concessionárias de distribuição possuírem uma boa rede de distribuição. Como atualmente as concessionárias estão iniciando a implantação de suas redes, a prioridade é o atendimento de grandes indústrias, suprimindo apenas as pequenas unidades industriais situadas próximas da rede.

3.1.7 Grandes Consumidores Industriais

Todas as concessionárias do Sul do Brasil, iniciaram suas atividades buscando captar os grandes consumidores industriais. Na realidade, os estudos de mercado realizados levaram em consideração basicamente os grandes consumidores industriais, pois, é muito difícil viabilizar redes de distribuição para outros segmentos, a menos que haja uma grande concentração de pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e/ou unidades residenciais.

3.2 Análise de Mercado

3.2.1 Fatores que Influem na Decisão do Consumidor

Os principais fatores que influenciam os consumidores a optarem pelo gás natural, são:

- Tecnológico – o gás natural oferece grandes vantagens tecnológicas em alguns processos industriais, especialmente na indústria cerâmica branca e de vidros.
- Economicidade – em alguns processos industriais o energético utilizado é mais caro que o gás natural, como é o caso do GLP.
- Operacional – O gás natural oferece facilidades operacionais, simplificando o processo produtivo.
- Segurança – O gás, pelo fato de ter uma densidade muito baixa, oferece menores riscos ao usuário.

- Espaço – Tendo em vista que o gás canalizado não exige estocagem, o usuário do gás natural economiza espaço em suas instalações.
- Meio ambiente – Por tratar-se de um energético com baixos índices de emissão de poluentes, diversas empresas optam por este insumo energético por questões de imagem junto à comunidade, bem como para obtenção do certificado da ISO 14000.

3.2.2 Conhecimentos do Consumidor

O gás natural foi ofertado aos estados do Sul do Brasil em março de 2000, razão pela qual a sociedade de um modo geral não possui muito conhecimento das potencialidades e restrições deste energético.

Apenas as grandes empresas tinham algum conhecimento, tendo em vista da sua utilização em outras plantas situadas em áreas com oferta de gás.

As concessionárias de distribuição estão desenvolvendo trabalhos de comunicação social, visando esclarecer à comunidade sobre as características do gás natural, mormente sobre os aspectos ecológicos, de segurança e de conforto.

A comunidade de modo geral tem se interessado em conhecer as características do gás natural, interesse este comprovado pela constante publicações de artigos relativos ao gás natural na mídia, bem como aos inúmeros convites de entidades para reuniões e palestras sobre o tema.

Têm-se percebido que o gás natural está sendo bem recebido pela comunidade em geral, não devendo sofrer restrições para seu desenvolvimento.

3.2.3 Possibilidade de Conversão de Equipamentos

As conversões de equipamentos industriais para o gás natural estão sendo realizadas sem grandes problemas. Existem diversas empresas que têm tecnologia adequada para este tipo de atividade.

Relativamente à conversão de automóveis, diversas empresas no Sul do país estão se aparelhando para realizarem este trabalho. A homologação deve ser concedida pelo INMETRO. A FIAT deverá anunciar a colocação no mercado do modelo Marea, movido a gás natural. A FORD, por sua vez, já anunciou o lançamento do novo FIESTA bi-combustível, que consome gás natural ou gasolina

Quanto ao residencial, não existem grandes problemas para a conversão de fogões e aquecedores de água, que são os principais equipamentos domésticos que deverão ser convertidos. Com o crescimento do consumo de gás natural domiciliar, a tendência é que a indústria de fogões e de aquecedores de água passem a fabricar equipamentos destinados aos uso deste combustível.

O que há necessidade de se desenvolver são outros equipamentos domésticos a gás, como aquecedores de ambiente, secadoras de roupa, etc., pois como o gás não tinha um uso difundido, são poucas as opções de equipamentos a gás no mercado brasileiro.

3.2.4 Evolução do Mercado Residencial

À exceção das cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo, o mercado de gás natural domiciliar é incipiente no Brasil.

No Rio de Janeiro existem cerca de 570.000 consumidores, ao passo que em São Paulo o número é da ordem de 300.000.

O consumo médio por residência é da ordem de 0,7 m³/dia.

É de se esperar que este mercado seja expandido para outras cidades, no Rio de Janeiro, por exemplo, a CEG-Rio está iniciando o atendimento às cidades de Resende e de Campos.

A grande dificuldade da viabilização da distribuição de gás canalizado para o segmento domiciliar reside no fato de que o consumo específico é muito baixo. Em uma pesquisa realizada em bairros nobres de Curitiba, detectou-se que o consumo médio é de 1,08 m³/dia/residência, sendo que nos Estados Unidos, por exemplo, existem 58 milhões de consumidores residenciais, cujo consumo médio é da ordem de 6,3 m³/dia/residência. O principal fato que gera essa grande diferença é que nos Estados Unidos o gás é muito utilizado para climatização, ao passo que no Brasil o mesmo é utilizado somente na cocção e no aquecimento de água.

Em face do baixo consumo específico, para se viabilizar projetos de rede de distribuição de gás canalizado domiciliar, é necessário que haja uma densidade muito grande de residências, pois existe no país um amplo sistema de distribuição de GLP, que é o principal energético competidor com o gás natural domiciliar.

Atualmente o GLP está custando em média R\$ 1,25/kg, equivalente a R\$ 1,00/m³ de gás natural. Nestas condições, considerando um preço de compra de gás a US\$ 3,3550/MMBTU (Bolívia/Brasil), para a viabilização de um projeto de gás residencial, há a necessidade de uma densidade da ordem de 0,3 consumidor/metro de rede.

3.2.5 Evolução do Mercado da Região Sul

As concessionárias da Região Sul estão empenhadas na viabilização de projetos de distribuição de gás canalizado, neste sentido estão mapeando bolsões urbanos com alta densidade populacional próximos à rede existente.

Numa primeira avaliação, pode-se inferir que existe um mercado imediato da ordem de 120.000 m³/dia, porém, com o aumento da rede de distribuição, a necessidade de atendimento novos postos para gás veicular, a

redução dos subsídios ao GLP, a redução do preço de compra do gás natural (mix) e o crescimento urbano, este mercado pode ser ampliado sensivelmente, porém será sempre pouco significativo em comparação com o mercado industrial.

3.2.6 Evolução do Mercado de Veículos Movidos a Gás

Estatísticas recentes mostram que aproximadamente 1,1 milhão de veículos no mundo, espalhados por 50 países, já utilizam gás natural como combustível. As principais frotas encontram-se na Argentina e Itália, com 480.000 e 320.000 veículos convertidos respectivamente.

No Brasil, o programa de gás natural veicular iniciou em Novembro/1991, quando foram inaugurados os primeiros postos públicos de abastecimento nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo. Sua participação atual no cenário brasileiro, embora ainda pequena quando comparada a outros segmentos, vem crescendo a taxas elevadas.

Atualmente existem no país cerca de 100 postos que trabalham com GNV, sendo que metade deles estão localizados no Rio de Janeiro, que é a Unidade da Federação com maior grau de desenvolvimento desta atividade. No estado do Rio de Janeiro 45.000 carros já estão rodando com gás, sendo que a cada dia, mais 70 carros são convertidos para gás.

A Região Sul participa com 21% da frota de veículos no Brasil. O quadro abaixo, mostra, por espécie de veículo, a frota dos estados do Paraná, Santa Catarina e do Rio Grande do Sul.

Quadro 15 – Frota de veículos da Região Sul (1999)

Espécie	Paraná	Santa Catarina	Rio G. do Sul	Total Sul
Automóveis	1.562.497	933.756	1.968.478	4.464.731
Camionetas/Caminhonetes	237.719	117.788	252.601	608.108
Caminhões	145.623	73.369	151.839	370.831
Ônibus	19.490	8.991	23.160	51.641
Microônibus	4.967	3.190	5.843	14.000
Outros	327.119	271.896	500.457	1.099.472
Total	2.297.415	1.408.990	2.902.378	6.608.783

Nota: a sigla "Outros" compreende motocicletas, motonetas, ciclomotores, triciclos, reboques, tratores, etc

A PETROBRAS trabalha com um cenário em que 4,5% da frota brasileira de veículos serão movidos à Gás, o que representará um consumo da ordem de 9.000.000 m³/dia. Considerando-se que a Região Sul participe com 15% deste consumo, o mercado de gás veicular na região seria da ordem de 1.350.000 m³/dia.

As concessionárias de distribuição de gás canalizado do Sul já estão se preparando para o suprimento deste mercado, e as principais distribuidoras de combustíveis também já têm planos para adaptações de postos nos três estados. A BR tem um projeto para implementar imediatamente 25 postos, sendo oito no Paraná, sete em Santa Catarina e dez no Rio Grande do Sul. A

Ipiranga também já está mapeando os três estados para definir quantos e onde serão instalados seus postos de GNV.

4. SETOR ELÉTRICO

4.1 Projeção da Demanda de Eletricidade

O consumo de eletricidade apresentou, no período 70_98, elasticidade de 1,78 em relação ao PIB. Para os períodos 98_2003 e 03_2010 se projeta elasticidades de 1,15 e 1,05, respectivamente. Os principais fatores determinantes destas hipóteses são: redução da participação relativa dos eletrointensivos na indústria, a quase totalidade de residências atendidas, programas de conservação de energia, substituição parcial de eletricidade por gás natural e desenvolvimento tecnológico.

O quadro a seguir, mostra uma provável composição da oferta de eletricidade, consideradas as possibilidades de intercâmbio com os países vizinhos. Merece destaque: (i) a geração a gás natural, que chega a 91,1 MWh em 2010, representando 16% da oferta total e 18% da geração interna do País e, (ii) a geração hidráulica, que cresce apenas 0,3% aa no período 99_2003 e 2,2% aa no período 99_2010.

Quadro 16 - Oferta e Demanda de Eletricidade

Especificação	Unidade	1999		2003		2010	
			(%)		(%)		(%)
Consumo Final de Eletricidade	TWh	310,9	84,4	384,3	87,0	512,5	90,0
Perdas Transmissão e Distrib.	%		15,6		13,0		10,0
Oferta de Eletricidade	TWh	368,6	100,0	441,7	100,0	569,5	100,0
De Gás Natural	TWh			42,0	9,5	91,1	16,0
De Carvão Mineral	TWh	7,2	2,0	8,0	1,8	8,0	1,4
De Diesel	TWh	4,7	1,3	4,4	1,0	3,5	0,6
De Óleo Combustível	TWh	5,5	1,5	5,3	1,2	4,2	0,7
DE Urânio	TWh	4,0	1,1	10,3	2,3	10,3	1,8
Importada	TWh	39,6	10,7	56,1	12,7	54,1	9,5
Itaipu (Paraguai)	TWh	39,6	10,7	40,0	9,1	38,0	6,7
Argentina – 2000 MW (0,7 firme)	TWh			12,3	2,7	12,3	2,1
Bolívia - 300 MW (0,7 firme)	TWh			2,1	0,5	2,1	0,4
Venezuela – 200 MW (0,7 firme)	TWh			1,2	0,3	1,2	0,2
Uruguai - 70 MW (0,7 firme)	TWh			0,5	0,1	0,5	0,1
Hidráulica Nacional – Uso Público	TWh	286,9	77,8	289,9	65,6	363,9	63,9
De Autoprodutores	TWh	20,8	5,6	25,8	5,8	34,4	6,0

4.2 Termelétricas

O Plano Decenal de Expansão 2000/2009, do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS, com a participação de 46 concessionárias de energia elétrica, considera dois cenários de crescimento:

- Cenário de crescimento sustentado;
- Cenário de modernização seletiva.

O Quadro abaixo, indica as previsões de consumo para os dois cenários:

Quadro 17 - Previsão de consumo de Energia Elétrica no Brasil (TWh)

Cenário	1999	2004	2009
Crescimento Sustentado	323	434	543
Modernização Seletiva	322	416	520

Fonte: Plano Decenal de Expansão 2000/2009.

Para o suprimento desta demanda, o Plano Decenal de Expansão 2000/2009, prevê que o Brasil terá 107.195 MW de capacidade instalada, sendo 80.131 MW de origem hidráulica (considerando-se somente 50% da capacidade instalada de Itaipu), e 27.064 MW instalados de origem térmica.

Deve-se considerar que o Plano Decenal tem um caráter indicativo, apontando a sequência de projetos, sem definir, a priori, no caso de projetos sem concessão ou autorização, qual o agente responsável pela sua implantação.

O Quadro a seguir mostra a previsão da capacidade instalada por fonte de geração:

Quadro 18 - Evolução da capacidade instalada no Brasil (MW)

Ano	Hidráulica (*)	Térmica	Total
Existente	58.387	5.867	64.254
2000	59.468	8.214	67.682
2001	61.363	8.364	69.727
2002	64.250	11.004	75.254
2003	68.694	20.112	88.806
2004	70.538	24.975	95.513
2005	72.987	25.182	98.169
2006	74.622	26.654	101.276
2007	75.941	26.814	102.755
2008	77.946	26.974	104.920
2009	80.131	27.064	107.195

Fonte: Plano Decenal de Expansão 2000/2009.

(*) Considera 50% de Itaipu.

Para se atingir as metas de expansão, a participação do setor privado passa a ser fundamental. Sempre sob o enfoque da rentabilidade do capital investido e dos riscos do negócio, a legislação atual busca viabilizar uma participação cada vez mais expressiva e crescente do setor privado na indústria de energia elétrica do país. A Figura a seguir mostra a construção do poço do gerador e turbina (1) da UHE Dona Francisca, presente no Programa Decenal de Geração 2000/2009 e prevista para entrar em operação em 2001.

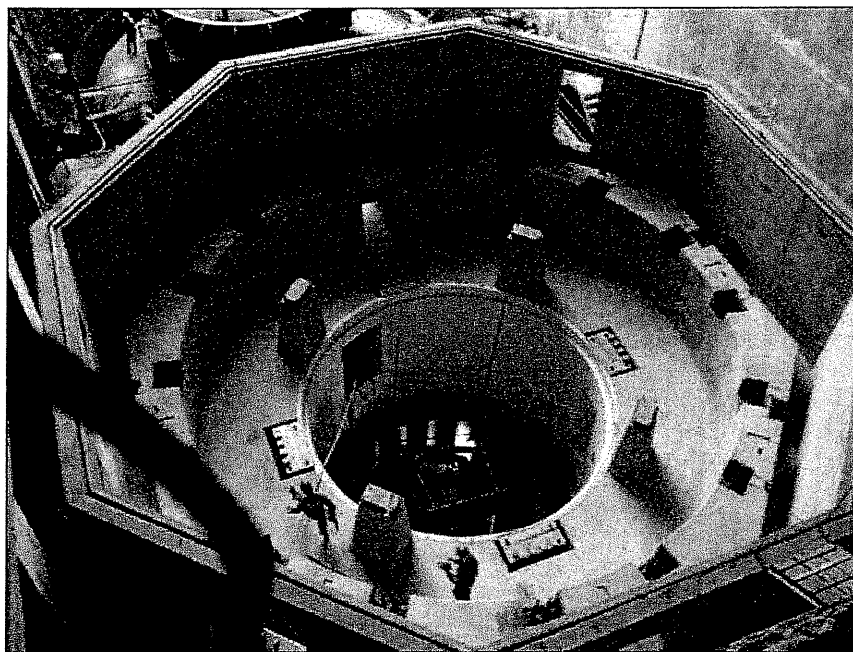


Figura 14 - UHE Dona Francisca (125 MW)

Comparando-se as duas projeções de consumo (GCPS e DNDE), verifica-se que são pequenas as diferenças entre os estudos, pois o GCPS prevê para 2009 um consumo de 543 TWh no cenário de crescimento sustentável e de 520 TWh no cenário de modernização seletiva enquanto o DNDE prevê para 2010 um consumo total de 569,5 TWh.

Relativamente à capacidade instalada de fonte hidráulica, (considerando-se 56% de fator de carga), o GCPS indica uma capacidade instalada em 2009 de 80.131 MW, ao passo que o DNDE prevê para o ano 2010 capacidade instalada de 81.190 MW, verificando-se também uma diferença desprezível entre os dois estudos.

Todavia, no que se refere à energia termelétrica, existe uma discrepância entre os dois estudos, pois o DNDE prevê para 2010 uma potência instalada da ordem de 17 GW e uma importação de 2,5 GW ao passo que o GCPS prevê para 2009 uma potência instalada de 27 GW.

Cabe destacar porém que, em termos de geração termelétrica à gás natural, a diferença entre os dois estudos não é muito expressiva, pois o GCPS indica para 2009, 14.885 MW de potência instalada de Usinas à Gás Natural, ao passo que o DNDE prevê para o ano 2010, a existência de 13.000 MW instalados de Usinas à Gás Natural.

Os aproveitamentos de geração de energia elétrica constantes do Planejamento Indicativo do Programa Decenal de Geração do GCPS 2000/2009 estão listados no Anexo I.

Assim, levando-se em consideração todos os estudos do GCPS e do DNDE, e as intenções catalogadas no âmbito do MME e da ELETROBRÁS, é lícito considerar que, até o ano de 2010, a potência instalada em geração termelétrica a gás natural no Brasil, deve estar contida num "range" entre 13.000 MW e 18.500 MW.

Desta forma, deve ser disponibilizado ao setor elétrico brasileiro, de 58 a 82 milhões de m³/dia, para o suprimento das usinas termelétricas a gás natural. A grande dificuldade é estabelecer o prazo da entrada em operação destas usinas, pois no planejamento do GCPS, estão concentradas entre 2001 e 2004, porém têm-se verificado a existência de grandes dificuldades para o cumprimento deste cronograma.

O Quadro a seguir mostra a situação, junto à ANEEL, até 14 de setembro de 2000, das 55 usinas constantes do Programa Prioritário de Usinas Termelétricas, cuja potência instalada total atinge à 20.929,09 MW, das quais já têm autorização da ANEEL 5.146,52 MW.

Quadro 19 - Acompanhamento de Autorizações das Termelétricas Prioritárias

Nº	Empreendimento	Potência ANEEL (MW)	Município	UF	Empreendedor	Data de Entrada Operação Comercial	Processo de Obtenção de Outorga na ANEEL		
							Situação do Empreendimento na ANEEL	Ato de Referência	Situação
1	UTE Vale do Açú	240.0	Alto Rodrigues	RN	Termoçu S.A.	-	Solicitou Autorização	Carta Iberdrola Energia do Brasil de 31/05/2000	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
2	UTE Sergipe	90.0	Carmópolis	SE	Energisa/Petrobras	-	Sem Informação	Inexistente	-
3	UTE Termobahia	255.0	São Francisco do Conde	BA	Termobahia Ltda	27/10/2002	Autorizada (255.00 MW)	Resolução ANEEL nº 306, de 27/10/1999	Concluída
4	UTE TermoRio	255.0	Duque de Caxias	RJ	TermoRio S/A	04/06/2002	Autorizada (255.00 MW)	Resolução ANEEL nº 161, de 30/05/2000	Concluída
5	UTE Cubatão	180.0	Cubatão	SP	SITHE/Marubeni	-	Solicitou Autorização	Ofício-SCG/ANEEL nº 019 de 10/02/2000	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
6	UTE Rhodia Paulínea	152.0	Paulínea	SP	Energyworks do Brasil Ltda	Fase I = (24,80 MW) 01/12/2001 Fase II = (116,00 MW) 01/09/2002	Autorizada (148.00 MW)	Resolução ANEEL nº 332, de 29/08/2000	Concluída
7	UTE Rhodia Santo André	100.0	Santo André	SP	Energyworks do Brasil Ltda	01/02/2002	Autorizada (53.54 MW)	Resolução ANEEL nº 333, de 29/08/2000	Concluída
8	UTE Alto Tietê I e II	88.0	Suzano	SP	Eletricidade de Portugal - EDP	-	Sem Informação	Inexistente	-
9	UTE Capuava Cogeração	230.0	Santo André	SP	Rolls Royce	-	Solicitou Autorização	Fax-SCG/ANEEL nº 04, de 25/01/1999	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para

PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NO SUL DO BRASIL

									Autorização
10	UTE Valparaíso	260.8	Valparaíso	SP	CVE-Companhia Valparaense de Energia Ltda	01/07/2003	Autorizada (260.80 MW)	Resolução ANEEL nº 128, de 04/05/2000	Concluída
11	UTE Ibitiré	720.0	Belo Horizonte	MG	Petrobras / FIAT	-	Registrada a intenção de realização de estudo de viabilidade técnica econômica	Ofício-SCG/ANEEL nº 076, de 20/07/1999	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112
12	UTE Dunas	250.0	São Gonçalo do Amarante	CE	BP AMOCO / RESOL - YPF	-	Solicitou Autorização	Carta BP Amoco de 11/02/2000	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
13	UTE Paraíba	150.0	João Pessoa	PB	Gaspetro / Paraíba Gás	-	Solicitou Autorização	Carta PB Gás de 26/05/2000	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
14	UTE TermoAlagoas	120.0	Maceió	AL	Alagoas Gás	-	Solicitou Autorização	OF SEINFRA nº 205/2000-GS de 07/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
15	UTE Termopernambuco	300.0	Suape	PE	Iberdrola Energia do Brasil	-	Solicitou Autorização	Carta Iberdrola Energia do Brasil de 31/005/2000	Aguardando documentos previstos na Resolução ANEEL 112 para Autorização
16	UTE Vitória	500.0	Vitória	ES	Escelsa / Petrobras / CVRD	-	Solicitou Autorização	Ofício-SCG/ANEEL nº 014, de 22/03/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
17	UTE Norte Fluminense	720.0	Macaé	RJ	Usina Temelétrica Norte Fluminense S.A.	Fase I = (255,00 MW) 30/09/2003 Fase II = (255,00 MW) 30/12/2003 Fase III = (255,00 MW)	Autorizada (765.00 MW)	Resolução ANEEL nº 331 de 29/08/2000	Concluída
18	UTE Cabiúnas	450.0	Macaé	RJ	Petrobras / Light / Mitsui	-	Solicitou Autorização	Carta GE-013/2000, de 13/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
19	UTE Rio Gen	531.80	Seropédica	RJ	RJG - Rio de Janeiro Generation Ltda.	Fase I = (531,80 MW) 01/12/2003	Autorizada (531.80 MW)	Resolução ANEEL nº 186 de 07/06/2000	Concluída
20	UTE Poços de Caldas	500.0	Poços de Caldas	MG	CEMIG	-	Solicitou Autorização	Carta DPC-1288/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
21	UTE Juiz de Fora	40.0	Juiz de Fora	MG	Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina	31/12/2001	Autorizada (40.00 MW)	Resolução ANEEL nº 341 de 15/12/1999	Concluída
22	UTE Santa Branca	1067.0	Santa Branca	SP	Eletroger / Eletropaulo	-	Solicitou Autorização	Fax SCG/ANEEL nº 179 de 03/11/1998	Solicitado a complementação de documentos previstos na Resolução ANEEL 112 para Autorização
23	UTE Vale do Paraíba	480.0	São José dos Campos	SP	EDP / Petrobras	-	Sem Informação	Inexistente	-
24	UTE Araraquara	500.0	Araraquara	SP	Eleticidade de Portugal - EDP	-	Sem Informação	Inexistente	-
25	UTE Paulínia – TPP	650.0	Paulínea	SP	Flórida Power/Petrobras	-	Solicitou Autorização	Fax SCG/ANEEL nº 142, de 13/10/1999	Solicitado a complementação de documentos previstos na Resolução ANEEL 112 para Autorização
26	UTE Paulínia -DSG	552.5	Paulínea	SP	DSG-Mineração Ltda	31/07/2003	Autorizada (552.50 MW)	Resolução ANEEL nº 343,15/12/1999	Concluída
27	UTE Carioba	750.0	Americana	SP	CPFL/Intergen/SHELL	-	Solicitou Autorização	Ofício 021/P, de 21/01/2000.	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112 para Autorização

PERSPECTIVAS DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NO SUL DO BRASIL

28	UTE ABC	500.0	Mauá	SP	EL PASO / GE/Initec/ITS	-	Solicitou Autorização	Carta EL PASO / GE/Initec/ITS	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112 para Autorização
29	UTE Bariri	700.0	Bariri	SP	CGEET	-	Solicitou Autorização	Carta CT/VP/065/2000 de, 30/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112 para Autorização
30	UTE Cachoeira Paulista	180.0	Cachoeira Paulista	SP	EDP - Eletricidade de Portugal	-	Sem Informação	Inexistente	-
31	UTE Indaiatuba	180.0	Indaiatuba	SP	EDP- Eletricidade de Portugal	-	Sem Informação	Inexistente	-
32	UTE Duke Energy I (Taquaruçu)	510.10	Pederneiras	SP	Duke Energy 1 Brasil Ltda	01/01/2003	Autorizada (510.10 MW)	Resolução ANEEL nº 185, de 07/06/2000	Concluída
33	UTE Araucária	484.5	Araucária	PR	UEG Araucária Ltda	30/06/2002	Autorizada (484.50 MW)	Resolução ANEEL nº 351, de 25/12/1999	Concluída
34	UTE Termocatarinense	300.0	Joinville	SC	Petrobras/CELESC/ Santa Catarina Gás	-	Solicitou Autorização	Ofício SCG/ANEEL nº 014, de 22/03/2000	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112 para Autorização
35	UTE Gaúcha	480.0	Triunfo	RS	Gaspetro/Sulgas/Te chint/ CEEE/Itirapina/RG E	-	Solicitou Autorização	Carta Termogaúcha - Usina Termelétrica S.A de 17/07/2000	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112 para Autorização
36	UTE Termosul	750.0	Monte Negro	RS	AES Brasil Ltda.	-	Solicitou Autorização	Ofício-SCG/ANEEL nº 018, de 25/03/1998	Faltando envio de documentos previstos na Resolução 112
37	UTE Campo Grande	300.0	Campo Grande	MS	Enersul	-	Solicitou Autorização	Carta PR/Enersul nº 122 de 26/05/2000	Documentação em fase de análise
38	UTE Corumbá	250.0	Corumbá	MS	CVRD/Petrobras/EDP	-	Sem Informação	Inexistente	-
39	UTE Cuiabá II	529.20	Cuiabá	MT	Geração Centro-Oeste Ltda.	15/12/2003	Autorizada (529.20 MW)	Resolução ANEEL nº 187 de 07/06/2000	Concluída
40	UTE Termonorte II	340.0	Porto Velho	RO	Termo Norte Energia Ltda.	-	Solicitou Autorização	Carta Termo Norte Energia Ltda.	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
41	UTE Manaus	180.0	Manaus	AM	Manaus Energia	-	Sem Informação	Inexistente	-
42	UTE Termo Norte I	68.0	Porto Velho	RO	Termo Norte Energia Ltda.	Operando	Autorizada (68.00 MW)	Resolução ANEEL nº 162 de 30/05/2000	Concluída
43	UTE Pitanga	20.0	Pitanga	PR	Copel/Gaspetro/ Sócio Privado	-	Solicitou Autorização	Carta SDDA-C / 0887/2000/DPA, de 26/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
44	UTE Repar/Cofepar	616.0	Araucária	PR	PSEG/Petrobras/ Ultrafertil	-	Solicitou Autorização	Carta de 15/08/2000	Faltando envio de documentos Complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
45	UTE Figueira	100.0	Figueira	PR	Copel	-	Solicitou Autorização	Carta SDDA-C/0888/2000/DPA de 26/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
46	UTE São Mateus	70.0	São Mateus	PR	UTE São Mateus/ Campina Copel/Petrobras	-	Solicitou Autorização	Carta SDDA-C/0886/2000/DPA de, 26/06/2000	Faltando envio de documentos previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
47	UTE Sul Caratinense	400.0	Siderópolis	SC	Carboníferas Criciúma e Metropolitana	-	Solicitou Autorização	Ofício-SCG/ANEEL nº 112 de 12/11/1999	Em análise
48	UTE Seival	542.0	Candiota	RS	Copelmi Mineração S.A	31/05/2003	Autorizada (542.00 MW)	Resolução ANEEL nº 011 de 14/01/2000	Concluída
49	UTE Candiota III	350.0	Candiota	RS	Eletrobrás	-	Aguardando definição da CGTEE	-	-
50	UTE Arjona*	110.0	Campo Grande	MS	Gerasul	Fase = III Até 30/04/2001	Autorizada (151.8 MW)	Resolução ANEEL nº 179 de 01/06/2000	Concluída
51	UTE Fafen*	50.0	Camaçari	BA	Petrobras / EDP	-	Sem Informação	Inexistente	-
52	UTE Piratininga*	200.0	Piratininga	SP	Petrobras / EMAE	-	Sem Informação	Inexistente	-
53	UTE Três Lagoas*	320.0	Três Lagoas	MS	Petrobras / FPL	-	Sem Informação	Inexistente	-
54	UTE Macaé Merchant*	700.0	Macaé	RJ	EL Paso Rio Claro Ltda	-	Solicitou Autorização	Carta 04/09/2000	Faltando envio de documentos complementares

									previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
55	UTE Santa Cruz I*	1568,0	Rio de Janeiro	RJ	Furnas / EL Paso	-	Solicitou Autorização	Carta de 04/08/2000	Faltando envio de documentos complementares previstos na resolução ANEEL 112 para Autorização
Total de Potência (MW)		20.929,09	(*) Usinas incluídas no Programa Prioritário Termelétrico após a Publicação da Portaria MME nr.º 043						
Total de Potência Autorizada (MW)		5.146,52							

Fonte: Aneel (Situação em 14 de setembro de 2000)

Ainda, de acordo com o Plano Decenal 2000/2009, existem mais 9 aproveitamentos termelétricos ainda não programados, num total de 4.016 MW, dos quais, 2.306 MW são à Gás Natural, de acordo com o Quadro a seguir:

Quadro 20 - Projetos termelétricos ainda não programados

Usina	Potência (MW)	Estado
Bom Jardim (GN)	800	SP
Fafen (GN)	25	BA
Igarapé (GN)	255	MG
Londrina (GN)	476	PR
Norte Capixaba (GN)	150	ES
Refap (Coque)	70	RS
Regap (GN)	600	MG
Revap (Coque)	320	SP
Sepetiba (Carvão)	1.320	RJ
Total	4.016	

Fonte: Plano Decenal de Expansão 2000/2009.

Assim, considerando os estudos do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético da Secretaria de Energia do MME e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, e levando-se em consideração que alguns projetos termelétricos catalogados no MME e na ANEEL não se viabilizarão, e, que, poderá ocorrer um aumento nas importações de energia elétrica de outros países da América do Sul, a projeção de demanda de gás natural no Brasil para o ano 2010, seria da ordem de 149 milhões de m³/dia à 173 milhões de m³/dia, o que representaria uma necessidade, a ser suprida pela descoberta de novas reservas no Brasil ou pela importação, variando entre 60 milhões de m³/dia à 84 milhões de m³/dia.

Deve-se ressaltar que a projeção elaborada pelo DNDE/MME foi anterior à criação do Programa de Cogeração (com tarifas de gás iguais à do Programa Prioritário de Termelétricas), de forma que os volumes projetados deveriam ser maiores.

As usinas à gás, previstas para a Região Sul, componentes do Programa Prioritário do Ministério de Minas e Energia são as seguintes:

UTE Gaúcha – Esta usina deve ser construída em uma área dentro dos limites do Complexo Básico do Pólo Petroquímico, no município de Triunfo, na Região Metropolitana de Porto Alegre.

A potência instalada prevista é de 500 MW, com um consumo total de gás natural da ordem de 100.000 m³/hora, cerca de 2.400.000 m³/dia.

Esta Usina consta do Programa Decenal de Geração do GCPS, e tem seu início de operação previsto para o ano 2003.

UTE Termosul – Originalmente, esta termelétrica tem uma previsão de potência instalada de 750 MW, correspondendo a um consumo diário de gás da ordem de 3.200.000 m³.

UTE Termocatarinense – O Governo do Estado de Santa Catarina licitou esta usina que faz parte do Programa Prioritário de Usinas Termelétricas. O Grupo El Paso venceu a licitação, estando atualmente discutindo o PPA. A Termocatarinense deverá ser implantada na região de Joinville.

A potência prevista é de 330 MW, com um consumo de gás natural da ordem de 1.800.000 m³/dia.

A Termocatarinense compõe o Programa Decenal de Geração do GCPS, e tem seu início de operação previsto para o ano 2003.

UEG Araucária – As obras da Usina Termelétrica a gás de Araucária, terá uma potência de 480 MW, sendo que suas obras já foram iniciadas, estando prevista a conclusão da terraplanagem para o final da dezembro/2000.

O EPC desta usina já foi contratado, sendo que praticamente todos os equipamentos principais já estão contratados.

O término da obra está previsto para Setembro/2002, sendo que está praticamente acertado o contrato de compra e venda de gás natural num volume de 2.100.000 m³/dia.

UTE Pitanga – A Petrobras descobriu em Pitanga, no centro do Paraná, uma reserva capaz de produzir 150.000 m³/dia. Tendo em vista a inexistência de mercado industrial na região para o gás a ser produzido, está sendo estudada a possibilidade de se implantar uma Usina Termelétrica de 20 MW.

Para a viabilização deste empreendimento, em face do baixo rendimento das usinas deste porte, o preço do gás não pode ser superior à US\$ 1,60/MMBTU, razão pela qual, está se alongando as discussões comerciais para o gás.

Além dessas usinas a gás, está incluída no Programa Decenal de Geração da Eletrobrás a UTE Jacuí à carvão mineral e também fazem parte do Programa Prioritário de Termelétricas os seguintes empreendimentos na Região Sul:

- UTE Candiota III (350 MW) – Candiota - RS – Carvão Mineral.
- UTE Seival (542 MW) – Candiota - RS – Carvão Mineral.
- UTE Sul Catarinense (400 MW) – Siderópolis - SC – Carvão Mineral.
- UTE São Mateus (70 MW) – São Mateus do Sul - PR – Finos de Xisto.
- UTE Figueira (125 MW) – Figueira - PR – Carvão Mineral.
- UTE Cofepar (653 MW) – Araucária - PR – Óleos Combustíveis da REPAR.

UTE Jacuí – Esta usina já está com seus equipamentos comprados, porém existem diversos problemas a ser resolvidos, inclusive a questão do PPA, por esta razão está parada.

UTE Candiota III – A exemplo da UTE Jacuí, os equipamentos de Candiota também foram adquiridos antes da mudança das regras do setor elétrico brasileiro, existindo ainda uma série de problemas a se resolver. Esta usina também está parada.

UTE Seival – Esta usina tem grande possibilidade de ser viabilizada em face do baixo custo do carvão mineral na região, pois as minas são a céu aberto, e o custo do carvão é da ordem de US\$ 1,00/MMBTU.

UTE Sul Catarinense – Ao contrário da UTE Seival, a grande dificuldade de viabilização desta usina é o preço do carvão, pois as minas da região são profundas.

UTE São Mateus – Os finos de xisto são subprodutos da Usina de Xisto, razão pela qual a Petrobras tem interesse em utilizá-lo para gerar eletricidade, vapor e cinzas. O vapor seria consumido pela própria Usina de Xisto, e as cinzas seriam utilizadas pelas cimenteiras. Os estudos estão em andamento, e verificando-se a viabilidade poderá ser implementado.

UTE Figueira – Em Figueira está em operação uma Usina de 20 MW de potência instalada, e, pretende-se ampliar para uma potência total de 145 MW. Esta usina tem boas possibilidades de se concretizar, tendo em vista que deverá obter recursos da RGR.

UTE Cofepar – Tendo em vista a penetração do gás natural no mercado de óleo combustível da área de influência da Refinaria Getúlio Vargas em Araucária, a Petrobras objetiva produzir energia elétrica e vapor, tendo como subproduto sulfato de amônio um produto utilizado como fertilizante, que seria aproveitado pela Ultrafértil que tem uma planta anexa à refinaria. O EIA-RIMA foi concluído, e está-se discutindo o projeto com a sociedade. As ONGs locais estão preocupadas com possível aumento de emissão na região, razão pela qual pretendem contratar uma consultora independente para verificar os prós e contras da implementação do referido projeto.

Além dessas usinas constantes do Programa Prioritário, existem mais dois projetos no Rio Grande do Sul, uma ampliação de uma usina de 60 MW à

óleo para 500 MW a gás natural, e a construção de outra térmica de 500 MW, à gás natural, na REFAP.

4.3 Autogeradores e Cogeneradores

A Portaria 314/2000 do MME de 24 de agosto, revoga a portaria MME 212/2000, e disponibiliza 3.000.000 m³/dia de gás natural para autoprodutores e cogeneradores, nas mesmas condições do Programa Prioritário de Termelétricas, ou seja, a um preço de US\$ 2,475/MMBTU, e um prazo de 60 dias para protocolar a solicitação, anexando o projeto.

O Sr. Ministro de Minas e Energia, informou porém, que o prazo de solicitação foi dilatado, e que será disponibilizado um volume maior.

Conforme informações do Ministério de Minas e Energia existem um grande número de projetos de cogeração catalogados no MME, entre os quais diversos da Região Sul, porém não se tem levantado a potência e o consumo de gás. Os primeiros treze contratos serão assinados no Estado de São Paulo serão assinados no primeiro trimestre de 2001.

Após a assinatura e a qualificação na ANEEL, o projeto fará parte do Programa Prioritário. Ainda de acordo com MME, até o fim de 2001 ou início de 2002 ter-se-á a definição dos que estarão aptos a serem implementados.

A grande dificuldade de se viabilizar diversos projetos de auto-geração e cogeração com Gás Natural reside no baixo preço praticado atualmente pelo setor elétrico ao setor industrial, mormente para fornecimento em tensões elevadas (A1 e A2).

Na maioria os projetos são aproveitamentos de resíduos industriais ou de biomassa e não Gás Natural.

Ocorre que esta política de preços de eletricidade deverá se modificar, o que poderá provocar a viabilização de alguns projetos que atualmente são inviáveis.

5. PREÇOS E TARIFAS

A política de preços de gás natural no Brasil, foi implementada recentemente, e o texto a seguir, produzido no âmbito do Ministério de Minas e Energia, resume as premissas adotadas:

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a desregulamentação dos preços a partir de trinta e seis meses da sua publicação, ou seja, agosto deste ano. No entanto, a estrutura de monopólio que configura hoje a indústria de gás natural no Brasil levará ainda diversos anos para se modificar. E mesmo a entrada, no médio prazo, de algum novo produtor, ou de novas alternativas de gás importado, deverá modificar mercados locais específicos, não afetando a estrutura de monopólio local nas demais regiões. A manutenção de uma política de preços regulados é a mais adequada por um período de tempo ainda consideravelmente longo, até a consolidação dos diversos mercados regionais.

Nesse sentido, o Ministério de Minas e Energia desenvolveu, em colaboração com a Agência Nacional do Petróleo, uma nova política de preços para o gás natural, baseada nas seguintes premissas:

- *Menor volatilidade dos preços em relação à política anterior;*
- *Simplicidade das regras, dada a fase ainda incipiente da indústria;*
- *Separação definitiva, do ponto de vista da formação do preço, entre as atividades de comercialização e transporte;*
- *Introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo subsídios cruzados entre usuários do serviço;*
- *Compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do próprio mercado, visando sempre a defesa dos interesses do consumidor;*

Além dessas, algumas premissas, ou ações, indiretamente ligadas à proposta também foram consideradas, entre as quais se destacam:

- *programa de redução da queima do gás natural associado nos lares, ampliando a oferta de gás de produção nacional;*
- *Restrições ambientais ao uso do óleo combustível no setor industrial próximo aos grandes centros;*

5.1 Objetivos

O objetivo fundamental da nova proposta é o de reduzir as distorções do atual processo de formação de preço do gás natural que refletem a estrutura monopolista que configura ainda hoje a indústria de gás no Brasil, introduzindo mecanismos de preços que reflitam melhor suas estruturas de custos. O preço do gás natural cobrado às distribuidoras locais incorpora um custo de transporte, que representa uma parcela fixa[1], associada a uma atividade de serviço que em nada se relaciona com as atividades de exploração e produção de gás ou petróleo. A separação clara desses custos na composição do preço significa a introdução de mecanismos mais próximos àqueles que guiam os preços do gás nos mercados concorrenciais.

A nova política tem por objetivo permitir o desenvolvimento da indústria do gás natural, rumo ao mercado concursal e à desregulamentação do preço do gás natural no Brasil, com exceção das atividades de transporte (ANP) e de distribuição (agências estaduais)[2].

5.2 O Preço do Gás Natural: Referência Analítica

A atual estrutura de monopólio que configura a indústria de gás natural no Brasil impede a caracterização de um preço de referência dado pelo mercado, sugerindo um modelo de preços regulados, pela determinação de um limite máximo. Os princípios gerais da regulação de preços dos mercados de gás natural são quase sempre os mesmos em quase todos os países: estimular a concorrência, promover o crescimento da indústria e, principalmente, garantir proteção adequada ao consumidor final, tendo sempre em conta que algumas fases da cadeia constituem monopólios naturais.[3]

O preço do gás natural pode ser determinado basicamente de duas formas. O preço pode refletir o custo de ofertar este gás – *cost plus approach*. Nesse caso, o preço do gás deve ser determinado pelo custo marginal de longo prazo mais um *depletion fee* (taxa de desconto intertemporal), que reflete o custo de oportunidade de consumir o gás hoje no lugar de guardar para o futuro. Este preço representaria o limite inferior de preço para o gás, e essa abordagem seria mais adequada a países com excedente de oferta que não pode ser exportado.

Alternativamente, o preço do gás pode ser determinado pelo valor que os consumidores estariam dispostos a pagar por este gás – *market price approach*. O preço do gás natural seria determinado a partir do mínimo entre fontes alternativas de gás (gás importado, por exemplo) e combustíveis alternativos. Este preço representaria o limite superior para o preço do gás, e seria mais apropriado a países como o Brasil, com mercados em fase de desenvolvimento, necessidade de importação para atingir a demanda e, conseqüentemente, necessidade de encorajar as atividades de E&P e o uso eficiente deste energético.

A introdução de um sistema de preços máximos a partir do netback do preço que o mercado se dispõe a pagar, com tarifas de transporte mais adequadas, representaria importante sinalização ao mercado quanto ao incentivo às atividades de E&P e aos princípios de eliminação de subsídios e de estímulo à concorrência.

Além disso, preços máximos diferenciados por ponto de entrega refletiriam melhor seus custos reais de transporte (maior eficiência alocativa), respeitando as vantagens comparativas naturais das localidades próximas às bacias produtoras, hoje ignoradas, e buscando acenar para um futuro de regras mais flexíveis para o processo de definição de preços para o gás natural, com maior liberdade de negociação entre os agentes.

5.3 O Preço do Gás de Produção Nacional no Curto Prazo

Partindo do entendimento com a maior parte dos agentes ouvidos, acredita-se adequada a definição de uma política de preços que esteja de acordo com o atual estágio de amadurecimento da indústria de gás natural no Brasil, permitindo o desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição e a multiplicação do número de participantes tanto pelo lado da oferta quanto da demanda.

O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras locais nos pontos de entrega seria o resultado da soma de duas parcelas:

$$P_{CG} = P_{GT} + T_{REF}$$

Onde

P_{GT} : preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (commodity),

T_{REF} : tarifa de transporte de referência, calculada pela ANP.

É importante esclarecer que o preço controlado continua sendo o preço nos pontos de entrega. Uma vez que as tarifas de transporte acordadas entre as partes podem ser diferentes das tarifas de referência estabelecidas pela ANP, o preço efetivamente pago pelo gás natural (commodity) também pode ser diferente da parcela definida como preço do gás na entrada do gasoduto de transporte. Assim, o P_{GT} não representa preço máximo para o gás e sim mais uma referência para o cálculo do preço máximo nos pontos de entrega.

Uma vez introduzidas tarifas de transporte adequadas a esta atividade, que reflitam melhor seus parâmetros de custo entre ponto de recepção e de entrega e os critérios discriminados na Portaria ANP 169/98, tais como a distância e o volume transportado, passaríamos progressivamente a ter preços diferenciados em cada ponto de entrega.

A introdução de preços diferenciados por pontos de entrega representa uma inovação extremamente relevante, tanto do ponto de vista da definição de preços mais adequados, maior eficiência alocativa, quanto de acenar para um futuro de regras mais flexíveis para o processo de definição do preço do gás natural.

5.4 O Preço do Gás Natural na Entrada do Gasoduto de Transporte (commodity)

O preço inicial do gás natural foi calculado a partir do preço nos pontos de entrega praticado entre os meses de agosto e dezembro de 1999 (130,20 R\$/mil m³), descontado da tarifa de transporte de referência calculada pela ANP. O preço inicial do gás seria então a remuneração da PETROBRAS especificamente com a comercialização do gás naquele momento, a partir da separação entre a venda do produto e o custo do transporte.

Evita-se denominar o preço do gás, aqui definido como na entrada do gasoduto de transporte, por boca do poço dado o fato que este incorpora os custos de transferência e processamento do gás. De fato, este preço não é comparável ao preço na boca do poço em países como Bolívia ou Argentina, onde não há esta concepção de dutos de transferência, e toda a movimentação de gás natural até os city gates é considerada transporte.

O preço do gás natural passará a ser reajustado trimestralmente, com base em uma fórmula similar àquela aplicada sobre o gás natural importado da Bolívia, de forma a permitir, por um lado, maior estabilidade e previsibilidade ao mercado e, por outro, a convergência entre as regras de variação do gás nacional e importado. Reajustes baseados em períodos mais longos apresentam três principais aspectos positivos: (1) maior previsibilidade aos agentes; (2) redução dos efeitos de fortes oscilações temporárias no mercado do óleo; e (3) redução dos custos de transação associados ao momento do reajuste.

A cada trimestre, o preço do gás natural (commodity) será:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Onde:

$P_{GT(ant)}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses $m-4$, $m-3$ e $m-2$, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE;

F1₀, F2₀ e F3₀ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

5.5 Tarifa de Transporte

A estrutura recente de preços do gás natural de produção nacional apresentava ainda um vazio na regulamentação no que se refere a considerar os componentes relativos à distância até os pontos de entrega no preço do produto. Um sistema de preços iguais em todo o país, ou mesmo em toda uma região, a partir de tarifas médias de transporte, significa a manutenção dos subsídios cruzados de uma região para outra, contrariando a legislação que prevê o fim desse tipo de prática.

Tarifas de transporte por custo do serviço, calculadas ponto a ponto para toda a malha existente, juntamente com a metodologia, as premissas e as informações utilizadas como dado de entrada, estarão sendo divulgadas pela ANP como tarifas de referência para cada trecho. O objetivo seria o de orientar o mercado quanto às tarifas consideradas justas pela Agência, as quais seriam utilizadas para o cálculo dos preços máximos nos vários pontos de entrega do sistema.

Dado o sistema até recentemente em vigor, com preços iguais em todos os pontos de entrega do país, a introdução imediata de tarifas proporcionais à distância e preços máximos que reflitam tais diferenças traria enormes dificuldades do ponto de vista da absorção dessas mudanças pelos estados mais distantes.

As tarifas de transporte de referência serão revisadas **anualmente**, com base nos critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou na regulamentação vigente.

5.6 O Preço do Gás Importado

O gás natural importado deverá seguir os preços definidos nos contratos de fornecimento entre as partes.

Todavia, os contratos de transporte de gás natural importado referentes aos trechos em território nacional deverão estabelecer tarifas que estejam de acordo com os critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou da regulamentação vigente.

5.7 O Preço do Gás Natural no Longo Prazo

Com o desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição, a entrada de novos participantes e o surgimento da concorrência de fato, o passo seguinte é da desregulamentação dos preços do gás natural. Serão mantidas sob regime de regulação somente as etapas de transporte, a cargo da ANP, e de distribuição, a cargo dos órgãos estaduais.

[1] A preços constantes.

[2] Atividades que se caracterizam por monopólios naturais.

[3] Por definição, estruturas de mercado onde o equilíbrio se dá com a presença de apenas um ofertante.

Os preços praticados no Brasil são os seguintes (preços para as distribuidoras, sem impostos):

Gás Boliviano:	Commodity - US\$ 1,6905/MMBTU
	Transporte - US\$ 1,6645/MMBTU
	Total - US\$ 3,3550/MMBTU

Gás para Termelétricidade e Cogeração, para os empreendimentos constante do Programa Prioritário de Termelétricas: US\$ 2,475/MMBTU

Gás Nacional:	Commodity - R\$ 0,15784/m ³
	Transporte - Variável por distribuidora (máxima de R\$ 0,02649/m ³ para a Gasmig)

A atual estrutura tributária brasileira é bastante perversa, mormente para empresas que praticam margens pequenas, como é o caso das distribuidoras de gás para as Usinas Termelétricas, porque os impostos PIS/COFINS, CPMF e eventuais taxas para as agências reguladoras incidem sobre o faturamento bruto e não sobre o lucro ou valor adicionado.

Os principais impostos que incidem na comercialização do gás natural são:

- ICMS: variável. Maioria dos estados adota alíquota de 12% sobre o valor adicionado (inclusive sobre o PIS/COFINS). O cliente pode se creditar deste imposto.
- Imposto de Renda: 25% sobre o lucro.
- Contribuição Social: 9% sobre o lucro.
- PIS/COFINS: 3,65% sobre o faturamento bruto.
- CPMF: 0,30% sobre o valor dos cheques emitidos (aproximadamente igual ao faturamento bruto).
- Taxa Agência Reguladora: variável. Incide somente para quem tem contrato de concessão. Pode-se adotar, em média, 0,5% do faturamento bruto.

A título de exemplo, vamos considerar o caso de uma distribuidora de gás que compra o gás a US\$ 2,475/MMBTU (sem impostos) e pretende vender este gás para uma Usina Termelétrica e obter uma margem líquida de US\$ 0,15/MMBTU.

Quadro 21 – Exemplo do impacto da estrutura tributária

Fórmula		US\$/MMBTU
1	Tarifa Venda COM Impostos	3,3625
2=12%*1	Débito ICMS	0,4035
3=3,65%*1	PIS/COFINS	0,1227
4=1-2-3	Tarifa de Venda SEM Impostos	2,8363
5	Custo de Compra SEM Impostos	2,4750
6=5/(1-12%-3,65%)	Custo de Compra COM Imp. (Icms e PIS/Cofins)	2,9342
7=12%*6	Crédito ICMS	0,3521
8=0,3%*1	CPMF	0,0101
9=0,5%*1	Agência Reguladora	0,0168
10=1-2-3-6+7-8-9	Lucro antes IR e CS	0,2273
11=25%*10	Imposto de Renda	0,0568
12=9%*10	Contribuição Social	0,0205
13=10-11-12	Margem Líquida Final	0,1500

Relativamente aos mercados do segmento industrial, as concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado têm pautado sua política de preços no “market price approach” (preço que o consumidor estaria disposto a pagar).

Como o gás concorre em mercados distintos (industrial, comercial, domiciliar, veicular, geração de eletricidade, etc.), envolvendo níveis de investimentos diferenciados, tanto na rede de distribuição como na conversão de equipamentos dos consumidores, os volumes de vendas variam sensivelmente de consumidor para consumidor, e os preços dos energéticos a serem deslocados (óleo combustível, carvão, GLP, lenha, etc.) também são muito diferentes, as elasticidades se comportam de forma distinta em cada um dos mercados.

As concessionárias de distribuição de gás canalizado de forma geral têm que praticar uma tabela de preços que seja interessante para o consumidor e que proporcione o maior Valor Presente Líquido e/ou Taxa Interna de Retorno para seus investimentos. Porém, os elevados preços de compra do gás boliviano, em comparação com os preços de venda dos energéticos concorrentes, não têm permitido às concessionárias ampliar seu mercado, mormente em indústrias que utilizam lenha e carvão.

5.8 O Potencial do Mercado de Gás Natural

Em 1999, o gás natural foi o energético que apresentou a maior taxa de crescimento de consumo no Brasil (15,3%). Este crescimento deveu-se à difusão de seu uso pelo aumento da produção interna, pelo início da importação do gás boliviano, e principalmente pelas ações desenvolvidas pelas concessionárias de distribuição de gás canalizado buscando conquistar novos mercados. O Quadro 3 mostra a variação de consumo entre os anos de 1998 e 1999.

Quadro 22 - Consumo Total de Energia no Brasil

Energético	Unidade	1998	1999	Variação
Derivados de Petróleo	10 ³ bEP/dia	1.697	1.725	1,7%
Gasolina e álcool	10 ³ bEP/dia	551	535	-2,9%
Óleo Diesel	10 ³ bEP/dia	600	611	1,8%
Óleo Combustível	10 ³ bEP/dia	236	223	-5,7%
Querosene Aviação	10 ³ bEP/dia	66	61	-6,3%
Eletricidade	TWh	307	315	2,5%
Gás Natural	10 ⁶ m ³ /dia	18,4	21,2	15,3%

Fonte: Balanço Energético Nacional.

Com esse crescimento acima da média dos demais energéticos, a participação do gás natural na matriz energética brasileira passou de 2,7% em 1998, para 3,2% da oferta interna bruta (consumo total) das fontes primárias de energia em 1999, conforme pode se verificar no Quadro a seguir:

Quadro 23 - Oferta Interna Bruta de Energia no Brasil em 1999

Fonte	Oferta Interna (10 ³ tEP)	Participação
Petróleo	79.730	34,2%
Gás Natural	7.568	3,2%
Carvão Vapor	2.501	1,1%
Carvão Metalúrgico	9.238	4,0%
Urânio (U3O8)	192	0,1%
Energia Hidráulica	84.936	36,4%
Lenha	21.264	9,1%
Produtos da Cana	23.959	10,3%
Outras Primárias	3.755	1,6%
Total Primárias	233.143	100,0%

Fonte: Balanço Energético Nacional.

A maior utilização do gás natural ocorre no setor industrial, porém ainda é representativa a quantidade de gás natural não-aproveitada, conforme Quadro 5 a seguir:

Quadro 24 - Utilização de Gás Natural no Brasil em 1999

Conta	Utilização 10 ³ tEP
Produção	11.517
Importação	343
Oferta total	11.860
Não aproveitada	-2.202
Reinjeção	-2.090
Oferta Interna Bruta	7.568
Total transformação	-1.967
Plantas de Gás Natural	-1.256
Usinas de Gaseificação	-114
Centrais Elétricas Serviço Público	-109
Centrais Elétricas Autoprodutores	-435
Outras Transformações	-53
Perdas Distribuição Armazenagem	-113
Consumo Final	5.488
Consumo final não energético	692
Consumo final energético	4.796
Setor Energético	1.531
Setor Residencial	68
Setor Comercial	40
Setor Público	9
Transporte rodoviário	136
Industrial – Total	3.012

Fonte: Balanço Energético Nacional.

O consumo do setor industrial em 1999 teve uma média diária de 9.630.000 m³/dia, o setor automotivo de 435.000 m³/dia, o setor residencial 216.000 m³/dia e o setor comercial/público de 156.000 m³/dia.

Em julho de 2000, as vendas de gás das distribuidoras já atingia as seguintes médias diárias: Industrial 13.008.000 m³/dia, o setor automotivo 885.000 m³/dia, o residencial 512.000 m³/dia e o comercial/público 292.000 m³/dia.

Como se observa, as taxas de crescimento no primeiro semestre de 2000, total de 52,6%, foram bastante expressivas, e a tendência é que estas taxas continuem em altos patamares, pois todas as concessionárias distribuidoras de gás estão em pleno processo de ampliação de suas redes de distribuição e desenvolvimento de mercado.

O Relatório da Comissão do Reexame da Matriz Energética Nacional (04/91), projetou para o ano 2000 um consumo diário da ordem de 40 milhões de m³/dia, correspondendo a 4,5% da Matriz Energética, e para o ano 2010, 70 milhões de m³/dia, equivalente à 6,0% da Matriz.

O Relatório da Comissão Nacional do Gás Natural do Ministério de Minas e Energia, projetou para o ano 2000 uma participação do gás natural de 9,8% da Matriz Energética, aumentando para 11,9% no ano 2010.

Não existe documento oficial do MME mais recente que projete o consumo de energia no Brasil, porém, no âmbito técnico do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético da Secretaria de Energia do MME, em maio/2000, foi elaborado um trabalho que estima que o gás natural participe com 6,8% da Matriz Energética em 2003 passando para 11,2% de participação em 2010.

Quadro 25 - Participação (%) dos energéticos na Matriz Energética Brasileira

Fontes de Energia	1940	1980	1998	2003	2010
Petróleo e derivados	6,1	39,0	33,6	35,3	35,4
Gás Natural	-	0,8	2,7	6,8	11,2
Carvão Mineral	6,2	4,2	4,9	5,3	5,4
Hidráulica e eletricidade (*)	4,9	26,8	39,0	35,6	33,6
Biomassa	82,8	29,2	19,9	17,1	14,4
Lenha	80,5	22,0	8,5	6,9	5,3
Produtos da Cana	2,3	6,5	10,0	8,8	7,8
Outras de Biomassa	-	0,7	1,4	1,4	1,3

(*) inclusive geração a partir do urânio

Fonte: DNDE

Quadro 26 - Oferta Interna de Energia - 10⁶ tEP

Fontes de Energia	1940	1980	1998	2003	2010
Petróleo e derivados	1,5	54,4	84,0	104,4	133,6
Gás Natural	-	1,1	6,6	20,0	42,1
Carvão Mineral	1,5	5,8	12,3	15,6	20,3
Hidráulica e eletricidade (*)	1,2	37,3	97,4	105,4	126,6
Biomassa	20,1	40,7	48,2	50,7	54,4
Lenha	19,5	30,7	21,2	20,3	19,8
Produtos da Cana	0,5	9,0	25,1	26,2	29,6
Outras de Biomassa	-	1,9	3,4	4,2	5,0
Total	24,3	139,2	250,1	296,3	377,1

(*) inclusive geração a partir do urânio

No horizonte até 2010, novas alterações e desafios deverão ocorrer no desenvolvimento do Sistema Energético Brasileiro, tanto do lado da demanda de energia como do lado da oferta. O país deverá caminhar para o uso mais eficiente da energia, de maneira a reduzir custos e investimentos e se tornar mais competitivo no mercado internacional. Isto significa alterações na estrutura produtiva, agregando mais valor aos produtos, principalmente aos energointensivos voltados à exportação, e forte ação na conservação de energia e no desenvolvimento e uso de equipamentos mais eficientes.

Pelo lado da oferta de energia, uma maior utilização do gás natural deverá contrastar com uma menor utilização da energia hidráulica, esta,

decorrente do processo de privatização que prioriza a geração térmica e decorrente do aumento progressivo dos custos de aproveitamentos hidráulicos.

Assim, num cenário de crescimento do PIB de 4,3% a.a. até o ano de 2010, a Oferta Interna de Energia chega a 377 milhões de tEP, com o gás natural participando com 11,2%, a hidráulica e eletricidade 33,6%, petróleo e derivados 35,4%, carvão mineral 5,4% e biomassa 14,4%.

Em tais condições, a Oferta Interna de Energia apresenta elasticidade de 0,858 em relação ao PIB, elasticidade menor que a verificada no período 70_99, de 1,02. Tal redução decorre: (i) da menor participação de carvoarias nos processos de transformação de energia, (ii) de ganhos de eficiência nos processos de transformação de energia, (iii) da redução das perdas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, e (iv) da redução da participação relativa dos energointensivos e do uso de equipamentos mais eficientes no consumo final de energia.

Conforme se observa no Quadro 8 a seguir, as elasticidades ao PIB da Oferta Interna de Energia e do Consumo Final de Energia, são tão mais elevadas quanto menor é o desempenho da economia. As maiores elasticidades ocorreram, justamente, no período 86_90, quando o PIB cresceu apenas 0,56 a.a.

Nota-se, também, no mesmo Quadro 8, que a Oferta Interna de Energia apresentou, até 1992, taxas de crescimento sempre superiores às do Consumo Final de Energia, resultado de taxas crescentes de perdas na transmissão e distribuição de eletricidade e da maior participação de carvoarias, coquearias e destilarias nos processos de transformação de energia (estes processos apresentam maiores perdas de transformação em relação aos outros). De 1992 em diante, a Oferta Interna de Energia passa a apresentar taxas de crescimento menores que as do Consumo Final de Energia, conseqüência, principalmente, da redução da participação de carvoarias e destilarias. Esta tendência é projetada para 2010, sendo que a redução das perdas de transmissão e distribuição de eletricidade passa a ter grande influência nos resultados.

Quadro 27 - Taxas de crescimento ao ano e elasticidades

TAXAS DE CRESCIMENTO	UNIDADE	70_99	70_73	73_80	80_86	86_90	80_92	92_97	92_98	92_99	99_03	99_10
PRODUTO INTERNO BRUTO	% a a	4,24	12,43	7,18	2,29	0,56	1,28	4,21	3,52	3,13	4,81	4,29
CONSUMO FINAL DE ENERGIA	% a a	4,25	7,76	5,71	3,64	1,71	2,72	4,68	4,40	3,96	4,52	4,14
OFERTA INTERNA DE ENERGIA	% a a	4,33	7,79	5,98	3,78	1,87	2,81	4,59	4,32	3,88	4,00	3,68
ELASTICIDADES AO PIB												
CONSUMO FINAL DE ENERGIA	ÍNDICE	1,0017	0,6244	0,7961	1,5942	3,0469	2,1231	1,1117	1,2498	1,2644	0,9406	0,9640
OFERTA INTERNA DE ENERGIA	ÍNDICE	1,0209	0,6266	0,8332	1,6529	3,3177	2,1883	1,0897	1,2254	1,2381	0,8306	0,8580

Fonte: DNDE

O Consumo Final de Energia apresentou, no período 70_99, elasticidade de 1,0017 em relação ao PIB e se projeta para 2010 uma elasticidade, um pouco menor, de 0,964, conforme comentários anteriores.

Para 2010 o Consumo Final de Energia apresenta uma maior participação do gás natural e da eletricidade e uma menor participação da biomassa. Os derivados de petróleo, praticamente, mantêm a participação de 1998.

Quadro 28 - Consumo Final de Energia - 10⁶ tEP

Fontes de Energia	1970	1980	1998	2003	2010
Derivados de Petróleo	23,1	52,0	80,7	97,6	126,1
Gás Natural	0,1	0,9	5,0	9,4	20,4
Carvão Mineral	1,5	4,3	9,9	12,8	17,2
Eletricidade	11,5	35,6	89,0	111,4	148,6
Biomassa	33,0	34,9	41,9	45,0	49,1
Lenha e Carvão Vegetal	29,5	25,8	17,5	17,2	17,1
Bagaço de Cana	3,1	6,7	16,8	17,8	21,1
Álcool	0,3	1,6	7,2	7,3	7,3
Outras	0,1	0,8	2,2	2,7	3,6
Total	69,2	127,7	228,3	276,2	361,5

Fonte: DNDE

Quadro 29 - Estrutura % do Consumo Final de Energia

Fontes de Energia	1970	1980	1998	2003	2010
Derivados de Petróleo	33,4	40,7	35,3	35,3	34,9
Gás Natural	0,1	0,7	2,2	3,4	5,6
Carvão Mineral	2,2	3,6	4,3	4,6	4,8
Eletricidade	16,6	27,8	39,0	40,4	41,1
Biomassa	47,7	27,2	19,1	16,3	13,6
Lenha e Carvão Vegetal	42,6	20,1	7,7	6,2	4,7
Bagaço de Cana	4,5	5,2	7,4	6,5	5,8
Álcool	0,5	1,3	3,2	2,6	2,0
Outras	0,1	0,6	1,0	1,0	1,0

Fonte: DNDE

No cenário em questão, o gás natural chega a 11,2% de participação na OIE no ano 2010, sendo que em 2003 chega a 6,8% de participação. Estes são números expressivos quando comparados com a participação de apenas 2,7% em 1998.

Em tais condições, em 2010, será necessário um suprimento de 148,8 milhões de metros cúbicos por dia, dos quais, 58 destinados à geração elétrica, 65,3 destinados ao consumo final, 9,6 convertidos em Líquidos de Gás Natural (condensados) e 16 reinjetados e não aproveitados. A capacidade instalada de geração elétrica chega a 13 GW.

Quadro 30 - Oferta e Demanda de Gás Natural - milhões m³/dia

Especificação	1998	2003	2010
Total	29,8	75,4	148,8
Consumo na Geração	1,0	26,8	58,0
Consumo Final	15,5	29,9	65,3
Convertido em LGN	2,5	5,6	9,6
Reinjetado e não aproveitado	10,8	13,1	16,0
Comércio Externo			
Produção interna	29,8	45,4	88,8
Importação	0,0	30,0	60,0
Capacidade Instalada Gás Natural (GW)	0	6	13

Fonte: DNDE

Caso a produção de gás natural apresente o mesmo desempenho verificado nos últimos anos, o País poderá produzir 88,8 milhões de m³/dia em 2010, restando 60 milhões a serem importados da Bolívia e de outros países.

5.9 A Região Sul

De acordo com o Balanço Energético Nacional, em 1985, o consumo final de energia da Região Sul (19.528 mil tEP), correspondia a 13% do consumo final de energia do Brasil (150.190 mil tEP). Neste mesmo ano, o consumo industrial de energia do Sul (6.566 mil tEP) participava com 11% em relação ao do Brasil (59.931 mil tEP).

Neste ano de 1985 a população da região (20.438.312 habitantes) representava 15,5% da população nacional (131.639.272), enquanto que o PIB do Sul (Cr\$ 221.930 bilhões) correspondia a 17% do PIB brasileiro (Cr\$ 1.297.835).

Estes dados mostram que a sociedade sul brasileira nesta época tinha uma intensidade energética inferior ao do Brasil, isto porque o Sudeste tinha uma indústria bem mais desenvolvida, e a agricultura (setor com baixa intensidade energética) do Sul tinha um peso muito maior na economia.

Em 1996 (último Balanço Energético disponível de SC e do RS), o consumo final de energia (29.411 mil tEP) e o consumo industrial de energia (9.318 mil tEP) da Região Sul correspondia a 14% e a 12% do Brasil (208.977 mil tEP e 79.205 mil tEP) respectivamente, o que demonstra que a evolução do consumo de energia da região é superior à da brasileira.

Neste mesmo ano, a população (23.571.133 habitantes) da região reduziu para 15% da nacional (157.481.665 habitantes), enquanto que a participação no PIB aumentou para 18% (Região Sul = R\$ 140.436 milhões e Brasil = R\$ 778.886 milhões), mostrando uma melhoria da produtividade da região em relação à nacional.

Quadro 31 - Participação da Região Sul em relação ao Brasil

Indicador	1985	1990	1996
População	15,5%	15,2%	15,0%
PIB	17,1%	18,2%	18,0%
Consumo Final de Energia	13,0%	13,7%	14,1%
Consumo Industrial de Energia	11,0%	11,5%	11,8%
Consumo de Energia nos transportes	16,9%	18,1%	18,4%
Consumo Residencial de Energia (*)	13,2%	15,0%	15,4%

Fontes: IBGE e Balanço Energético Nacional e Estaduais.

(*) Pode ter ocorrido discrepância no levantamento do consumo de lenha.

O Quadro a seguir mostra a evolução, no Brasil e na Região Sul, dos principais indicadores que influenciam na projeção do consumo de gás natural.

Quadro 32 - Evolução dos Indicadores no Brasil e Região Sul

Evolução dos Indicadores no Brasil			
	1985	1990	1996
População (habitantes)	91	100	109
PIB (valor adicionado)	90	100	118
Consumo final de energia	89	100	123
Consumo final de eletricidade	80	100	128
Consumo industrial eletricidade	86	100	116
Consumo industrial térmico	98	100	123
Consumo industrial Óleo Combustível	81	100	131
Consumo industrial GLP	97	100	303
Consumo industrial carvão	153	100	58
Consumo industrial lenha	118	100	92
Consumo industrial bagaço	110	100	160
Consumo industrial outras fontes	96	100	123
Consumo industrial óleo, GLP e carvão	91	100	125

Evolução dos Indicadores na Região Sul			
Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul			
	1985	1990	1996
População	94	100	108
PIB (valor adicionado)	88	100	123
Consumo final de energia	84	100	126
Consumo final de eletricidade	78	100	140
Consumo industrial eletricidade	Nd	100	129
Consumo industrial térmico	Nd	100	120
Consumo industrial Óleo Combustível	Nd	100	135
Consumo industrial GLP	Nd	100	387
Consumo industrial carvão	Nd	100	90
Consumo industrial lenha	Nd	100	108
Consumo industrial bagaço	70	100	319
Consumo industrial outras fontes	Nd	100	120
Consumo industrial óleo, GLP e carvão	Nd	100	122

Evolução dos Indicadores na Região Sul			
Paraná e Santa Catarina			
	1985	1990	1996
População	94	100	109
PIB (valor adicionado)	-	-	-
Consumo final de energia	84	100	132
Consumo final de eletricidade	78	100	141
Consumo industrial eletricidade	86	100	130
Consumo industrial térmico	87	100	127
Consumo industrial Óleo Combustível	73	100	152
Consumo industrial GLP	19	100	413
Consumo industrial carvão	81	100	58
Consumo industrial lenha	87	100	104
Consumo industrial bagaço	70	100	319
Consumo industrial outras fontes	90	100	128
Consumo industrial óleo, GLP e carvão	74	100	126

O Quadro a seguir, retirada do Anuário Estatístico da ANP, mostra a evolução das vendas de óleos combustíveis no Brasil.

Quadro 33 - Venda de Óleos Combustíveis (t)

Descrição	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Brasil	10.145.711	8.142.662	8.679.611	8.217.025	9.126.256	9.477.901	10.613.707	10.408.835	10.551.801
Região Norte	360.745	426.327	463.931	403.639	463.552	470.243	552.465	497.451	591.763
Rondônia	-	-	-	424	71	-	-	-	35
Amazonas	193.929	263.875	282.919	194.187	251.890	266.324	292.896	265.604	328.684
Roraima	-	-	-	-	20	49	10	10	-
Pará	166.123	161.570	180.062	208.535	211.349	203.147	258.021	230.593	260.540
Amapá	128	190	203	181	70	28	152	34	-
Tocantins	565	692	747	313	152	696	1.386	1.210	2.503
Região Nordeste	1.779.860	1.498.307	1.494.465	1.248.910	1.341.299	1.260.847	1.405.552	1.317.696	1.361.241
Maranhão	104.207	111.168	112.875	116.836	117.551	107.389	115.816	112.629	125.119
Piauí	2.492	6.005	4.463	5.529	7.964	6.086	5.570	6.181	4.348
Ceará	51.116	47.018	44.299	49.859	47.012	69.721	82.427	88.112	96.873
Rio Grande do Norte	6.939	29.996	17.898	20.091	17.933	22.157	21.204	24.435	26.692
Paraíba	88.159	122.942	95.067	100.429	102.965	105.572	126.609	110.995	134.198
Pernambuco	152.106	153.266	143.499	121.143	124.970	95.942	109.672	118.777	138.114
Alagoas	8.440	12.347	10.204	29.972	27.728	7.352	8.051	7.324	9.029
Sergipe	46.230	44.265	47.310	45.022	44.558	42.605	59.583	80.332	114.767
Bahia	1.320.171	971.301	1.018.848	760.027	850.618	804.025	876.621	768.911	712.102
Região Sudeste	6.774.157	5.001.991	5.373.500	5.023.141	5.746.267	6.004.209	6.716.584	6.603.389	6.354.840
Minas Gerais	1.103.602	1.127.187	1.299.475	905.532	1.309.332	1.432.779	1.584.912	1.669.852	1.606.981
Espírito Santo	409.621	377.842	392.966	278.588	464.905	473.428	387.168	428.606	473.507
Rio de Janeiro	1.218.135	519.723	533.229	540.195	570.870	616.816	808.665	780.050	770.305
São Paulo	4.042.799	2.977.239	3.147.831	3.298.827	3.401.160	3.481.185	3.935.839	3.724.882	3.504.047
Região Sul	1.037.656	966.869	1.052.860	1.155.755	1.112.003	1.248.287	1.390.661	1.422.247	1.518.644
Paraná	373.324	370.879	387.456	391.760	423.396	547.090	695.427	758.429	781.514
Santa Catarina	206.828	249.071	265.457	306.486	288.734	305.375	296.866	292.675	340.901
Rio Grande do Sul	457.503	346.919	399.947	457.509	399.873	395.822	398.368	371.143	396.229
Região Centro-Oeste	193.293	249.168	294.855	385.580	463.135	494.315	548.446	568.052	725.313
Mato Grosso do Sul	14.207	18.956	17.482	40.532	55.299	57.391	48.104	54.754	56.045
Mato Grosso	6.102	22.357	32.241	43.089	63.109	77.746	73.042	76.897	100.257
Goiás	104.043	128.768	177.786	225.268	260.268	276.769	328.192	317.495	420.331
Distrito Federal	68.941	79.088	67.346	76.691	84.459	82.409	99.109	118.905	148.679

Fonte: Companhias Distribuidoras

Os volumes referem-se às vendas ao consumidor mais o consumo próprio das companhias distribuidoras.

O consumo de energia elétrica em 1999 na distribuição direta das principais empresas do Sul do Brasil, Copel, Celesc, CEEE, AES e RGE, (não inclui perdas e venda em grosso para outras concessionárias da região) atingiu a 44,9 milhões de MWh, conforme quadro abaixo (com seus respectivos números de consumidores):

Quadro 34 - Consumo de Energia Elétrica por distribuidora

	COPEL	CELESC	CEEE/ AES/RGE	TOTAL SUL
Nº de Consumidores	2.753.619	1.637.670	3.016.945	7.408.234
Residencial	2.159.603	1.260.832	2.437.982	5.858.417
Industrial	43.090	44.765	54.563	142.418
Comercial	235.671	129.529	251.231	616.431
Rural	279.932	186.554	248.644	715.130
Outros	35.323	15.990	24.525	75.838
Distribuição Direta - MWh	15.611.183	11.203.167	18.085.893	44.900.243
Residencial	4.306.162	2.846.773	5.163.098	12.316.033
Industrial	6.237.923	4.975.090	6.565.245	17.778.258
Comercial	2.383.606	1.413.224	2.642.004	6.438.834
Rural	1.082.043	1.151.482	1.851.104	4.084.629
Outros	1.601.449	816.598	1.864.442	4.282.489

O cenário de crescimento sustentado, tem a seguinte previsão de carga própria de energia elétrica:

**Quadro 35 - Previsões Carga Própria de Energia Elétrica
Subsistema Interligado (MW médio)**

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/ C. Oeste	Sul	Brasil
1998	2.321	5.519	23.844	5.989	39.017
1999	2.368	5.697	24.234	6.385	39.932
2000	2.471	5.970	24.838	6.760	42.039
2001	2.612	6.425	25.761	7.224	44.023
2002	2.772	6.782	26.578	7.564	45.698
2003	2.828	7.195	27.223	7.946	47.195
2004	3.000	7.647	27.948	8.412	49.011
2005	3.129	8.063	29.501	8.852	51.550
2006	3.407	8.561	30.828	9.338	54.140
2007	3.611	8.927	32.240	9.821	56.606
2008	3.865	9.304	33.682	10.308	59.167
2009	4.041	9.724	35.309	10.888	61.971

Fonte: ELETROBRÁS/CTEM

Como pode-se observar no Quadro dos indicadores, e na evolução das vendas de óleos combustíveis (o principal energético que o gás deve substituir), o Sul tende a crescer mais que a média brasileira, fato corroborado na projeção de carga da Eletrobrás, que indica que o Sistema Sul terá o seu consumo de eletricidade incrementado em 81,8% no período 1998/2009, ao passo que o Brasil, no mesmo período terá um acréscimo de 58,8%, aumentando a participação relativa do Sistema Sul de 15,3% em 1998 para 17,6% no ano 2009.

A capacidade de geração média da Região Sul, incluindo as quotas de Itaipu e UHE Itá e UTE Uruguaiana de 9.052 MW médios, é cerca de 34% maior que a carga própria do sistema Sul (6.760 MW médios), e é suficiente para o atendimento do mercado de eletricidade projetado para a região em 2005. O atual excedente de energia elétrica é transferido ao Sudeste.

Quadro 36 – Capacidade Instalada e Energia Média da Região Sul

	ITAIPU	GERASUL	COPEL	CELESC	CEEE/ AES/RGE	TOTAL SUL
Potência Instalada - MW	2.268	5.169	4.603	80	1.965	14.085
Hidráulica	2.268	4.174 ⁽¹⁾	4.582	80	850	11.954
Térmica	0	995	21	0	1.115 ⁽²⁾	2.131
Energia Média - MW	1.710	3.233	2.585	45	1.480	9.052
Hidráulica	1.710	2.337	2.566	45	476	7.134
Térmica	0	896	19	0	1.004	1.918

Notas: (1) Inclui UHE Itá
(2) Inclui UTE Uruguaiana

Além da capacidade instalada acima, está prevista a importação de mais 1.000 MW da Argentina.

Para se dimensionar o mercado da região, deve-se considerar os principais mercados para o gás natural, a saber:

- Industrial para fins energéticos;
- Industrial como matéria prima;
- Geração de energia elétrica e cogeração;
- Domiciliar;
- Comercial;
- Veicular.

Os estudos de projeção de demanda de gás natural para fins industriais deve levar em consideração os seguintes fatores:

- A projeção da oferta de gás natural;
- A projeção da demanda potencial para o gás natural;
- A projeção da demanda factível para o gás natural;
- A projeção da demanda de penetração para o gás natural.

A demanda potencial industrial leva em consideração a substituição de todos os energéticos que tem como uso final a geração de calor ou vapor, onde o gás natural seja tecnicamente viável, envolvendo as regiões localizadas na área de influência dos gasodutos e/ou rede de distribuição de gás existentes ou projetados (até 50 km).

A partir da demanda potencial, é possível dimensionar a demanda factível, onde deve ser levado em consideração, de forma realista, condicionantes estratégicos, ambientais, a viabilidade econômica, bem como o

ritmo previsível de implantação dos gasodutos e/ou rede de distribuição e a implantação das modificações internas de cada consumidor.

Para compor a demanda factível, devem ser excluídos da demanda potencial:

- Segmentos industriais sem vocação para o uso de gás natural (por exemplo: cimenteira, cal e cerâmica vermelha);
- Energéticos subprodutos do próprio processo industrial (por exemplo: lixívia e resíduos nas papeleiras, bagaço de cana nas destilarias);
- Energéticos que são considerados cativos dentro do segmento industrial (por exemplo: carvão na siderurgia);
- Energéticos que possuem oferta abundante localmente (por exemplo: casca de arroz no Oeste do Rio Grande do Sul, resíduos na regiões madeireiras do Paraná e de Santa Catarina).

O dimensionamento da demanda de penetração, é oriunda da demanda factível, considerando-se:

- A relação de preço entre o gás e o combustível substituído;
- A capacidade de investimento do produtor, transportador e distribuidor do gás;
- A capacidade de investimento do consumidor;
- As exigências ambientais da região;
- O crescimento dos diversos setores industriais;
- O interesse das partes envolvidas em promover a utilização do gás.

Além do mercado industrial para o uso direto, existe um mercado de cogeração (também presente no setor terciário).

Alguns segmentos industriais são mais vocacionados para a cogeração, por terem processos com grande demanda de energia térmica e também elétrica. Entre esses setores se destacam as indústrias químicas e petroquímicas, indústrias têxteis, de alimentos, cerâmicas, papel e celulose, produção óleo de soja, entre outros.

No setor terciário se destacam os *shopping centers*, os hospitais, hotéis, aeroportos e grandes supermercados.

Após a prévia separação do mercado potencial por segmento, deve-se analisar o balanço térmico e elétrico de cada empresa. As demandas térmica e elétrica deverão ter uma relação que permita a utilização de motores ou turbinas a gás, e deverão ocorrer simultaneamente. Quanto mais estáveis forem essas demandas, melhor para a cogeração.

Para o Setor Terciário, a possibilidade técnica da adoção de cogeração é no momento da realização dos novos projetos de construção, devido aos aspectos operacionais e de espaço físico que uma instalação de cogeração demanda. Outras possibilidades seriam em projetos de ampliação de unidades já existentes, bem como na substituição de equipamentos por obsolescência.

Essa abordagem tem caráter basicamente técnico. Porém, mesmo que a instalação atenda aos requisitos técnicos, a cogeração não se torna viável se as tarifas de energia elétrica e de gás natural não forem favoráveis. Quanto mais o empresário estiver pagando pela energia elétrica, mais viável se torna a cogeração.

A demanda de gás residencial/comercial deve considerar o mercado conquistável dentro das áreas de concentração residencial e comercial, principalmente nas áreas em processo de desenvolvimento urbano.

Ao realizar-se uma pesquisa de uma área promissora, deve-se identificar a existência ou não de instalações prediais internas, para o uso de GLP, que possam ser utilizadas pelo gás natural (diâmetro adequado, estado de conservação, etc.).

Uma projeção do crescimento das áreas urbanas consideradas, deverá ser realizada afim de se estimar os novos volumes de gás que serão demandados pelo mercado em face de novas construções.

A demanda de gás veicular é crescente no Brasil. Num primeiro momento apenas táxis se utilizaram deste energético, com a ampliação do número de postos, especialmente no Rio de Janeiro, outras frotas de veículos como Vans e utilitários passaram a se utilizar de gás.

Com o advento do GASBOL, outros estados estarão desenvolvendo seus mercados de gás veicular, ampliando sensivelmente a rede de postos, permitindo que os veículos que fazem percursos interestaduais em trajetos onde se disponha de postos com gás, possam a fazer uso desse energético. Deve-se destacar que já está sendo disponibilizado gás na Via Dutra, permitindo se deslocar de São Paulo ao Rio com gás natural.

Assim, a tendência é que o mercado inicial seja pequeno, basicamente táxis, mas com grande possibilidade de ampliação.

Finalmente, o mercado de geração termelétrica a gás, está intimamente ligado com o consumo de eletricidade e com os programas de obras de geração que envolvem hidrelétricas, nucleares, termelétricas com outros combustíveis, etc.

Outra particularidade deste mercado no Brasil, é que os sistemas elétricos são interligados, de tal forma que as termelétricas instaladas no Sul podem atender as necessidades elétricas do Sudeste, porém existem gargalos importantes no sistema Sul-Sudeste, necessitando de reforço de porte neste sistema. Atualmente existem apenas três obras importantes em andamento, o 3º circuito do linha de Itaipu, e duas linhas em 500 kV (Bateias e Ibiuna), que possibilitarão despachar cerca de 800 MW.

No início dos anos 90, o Ministério de Minas e Energia realizou um estudo de demanda factível por Estado.

Alguns anos depois a Petrobras também realizou estudo semelhante, cujos resultados podem ser observados a seguir:

Quadro 37 - Análise de Mercado de Gás Natural (mil m³/dia)

Estados	PETROBRAS-2000	MME- 2000
Paraná	1.813	2.727
Santa Catarina	1.874	2.862
Rio Grande do Sul	1.747	2.534
Total	6.221	8.123

Os dados induzem a interpretar que neste mercado não estão inseridos os mercados de cogeração e de termelétricidade, e que o MME provavelmente considerou o mercado potencial e a Petrobras o factível.

As concessionárias distribuidoras de gás canalizado estão desenvolvendo estudos de mercado considerando as questões levantadas acima, e os principais resultados destes estudos estão contidos nos capítulos 3 e 4, e posteriormente, são consolidados os dados das três unidades da Federação, que constituem a Região Sul. O item a seguir informa as principais conclusões desta monografia.

6. CONCLUSÕES

Temos grandes possibilidades para o aumento no consumo de Gás Natural no Brasil e particularmente na Região Sul onde temos acentuados os seguintes pontos :

- Preço do Gás Argentino que atende a Região Sul é mais estável que o gás contratado pelo Gasbol. Existe também a possibilidade de SWAP com Gasbol.
- Mercado de gás no Brasil ainda é pouco explorado.
- Aumento de oferta de gás, reduz o poder das concessionárias tradicionais de energia, viabilizando mercados para novas empresas.
- Desenvolvimento de Empresas Locais de Distribuição de Gás.
- O Racionamento de Energia e a possibilidade de Intercâmbio entre Regiões.
- Aumento das pressões ambientais. Resistência por parte de ONG's a instalação de termelétricas em regiões industrializadas de São Paulo.

Ressaltamos as seguintes ameaças para a evolução do consumo de gás natural na Região Sul:

- Concessionárias do Sul já têm contratos de 20 anos com cláusulas favoráveis com o Gasbol.
- Dificuldade de obtenção de liberação de faixa de passagem para novos gasodutos.
- Necessidade de investimentos de transmissão de energia elétrica.
- Excesso de oferta de eletricidade na Região Sul.
- Outros empreendedores interessados em implementar projetos (Cruz del Sur, Transiguaçu, Transparaguai, Mercosur, etc).
- Livre acesso.
- Não atendimento ao mercado da Região Oeste dos Estados do Sul.
- Concorrência com termelétricas mais próximas do centro de carga.
- Dificuldades de Intercâmbio Elétrico entre Regiões.
- Aumento da atividade de prospecção de petróleo e gás no Brasil.
- Programa Prioritário de Termelétricas na Região Sudeste .

GLOSSÁRIO

ANP - Agência Nacional de Petróleo .

COMPAGÁS – Companhia Paranaense de Gás .

CTEM – Comitê Técnico de Estudos de Mercado da Eletrobrás.

DNDE – Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético do MME.

GASBOL- Companhia de Gás Boliviana.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

MME – Ministério de Minas e Energia.

REFERÊNCIAS

- 1- **MME**, Ministério de Minas e Energia, Sinopse do Balanço Energético Nacional, DNDE, Ano base 1999.
- 2- **ELETROBRAS**, Centrais Elétricas Brasileiras S.A ., Plano Decenal de Expansão, 2000 a 2009.

ANEXO 1

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 2000/2009

Quadro I - Programa Decenal de Geração do GCPS (2000)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2000		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Porto Primavera	1.814,4	403,2
UHE Rosal	55	55
UTE Uruguaiana I (GN)	600	600
UHE Palmeiras Ampl.	7	7
UTN Angra II (N)	1.309	1.309
UTE Cuiabá I (GN)	480	330
UHE Ita	1.450	580
	Total	3.284,2
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
PCH Banabuiú	5	2,5
PCH Oros	6,6	3,3
	Total	5,8
TOTAL NACIONAL		3290

Quadro II - Programa Decenal de Geração do GCPS (2001)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2001		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Porto Primavera	1.814,4	302,4
UHE Itá	1450	870
UHE Manso	210	210
UTE W. Arjona 3 (GN)	40	40
UTE Pitanga (GN)	20	20
UHE D.Francisca	125	125
PCH Salto Bandeirantes	4,4	4,4
UHE Baruito	9,4	9,4
PCH Alto Jauru	20	20
UHE Salto Ampl.	8	8
PCH Salto Caiacanga	9,5	9,5
UHE Salto Natal	14	14
UHE Cazuza Ferreira	9,1	9,1
UHE Dois Saltos	25	25
UHE Poço Fundo	12	12
UHE Porto Estrela	112	112
UHE Itiquira I	60,7	30,4
UHE Pai Joaquim Ampl.	23	23
UHE Ponte de Pedra II	30	30
	Total	1.874,2
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
PCH Banabuiu	5	2,5
PCH Oros	6,6	3,3
EU Paracuru (E)	30	30
PCH Pancada Grande	2,8	2,8
	Total	38,6
TOTAL NACIONAL		1912,8

Quadro III - Programa Decenal de Geração do GCPS (2002)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2002		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UTE C. Paulista	180	180
UHE Porto Primavera	1814,4	403,2
UTE Termorio (GN)	450	450
UHE Itiquira I	60,7	30,4
PCH Agrária	10	10
PCH Pirapó	10	10
UHE Guaporé	120	120
UHE Itiquira II	95,3	95,3
UHE Santa Clara	60	60
UTE Araucaria (GN)	480	480
UTE Jacuí (C)	350	350
UTE Cubatão (RASf)	180	180
UTE Figueira (C)	100	100
UTE Santa Cruz – Rec. (GN) *	525	175
UHE Machadinho	1140	380
UHE Paraíso	21	21
UHE Aimorés	396	132
UHE Funil-Grande	180	60
UTE Capuava (GN)	230	230
	Total	3.466,9
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Lajeado	850	850
UTE Bongi – Rec. (GN) *	213	142
UTE Camaçari – Rec. (GN) *	362	232
UTE Pecém (GN)	240	240
UTE Sergipe (GN)	90	90
PCH Remédios	0,8	0,8
	Total	1.314,8
TOTAL NACIONAL		4761,7

Quadro IV - Programa Decenal de Geração do GCPS (2003)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2003		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Porto Primavera	1814,4	403,2
UHE Machadinho	1140	760
UHE Itaipu 19ª E 20ª	1400	700
UHE Aimorés	396	264
UHE Funil-Grande	180	120
UHE Passo do Meio	30	30
UTE Campo Grande (GN)	300	300
UTE Ibirité (GN)	240	240
UHE Cana Brava	450	450
UHE Queimado	105	105
UTE COFEPAR (RASf)	616	616
UTE Norte Fluminense (GN)	720	720
UHE Jauru	110	36,7
UTE Poços de Caldas (GN)	500	500
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	1400	700
UTE Vitória (GN)	500	500
UTE São Mateus (XISTO)	70	70
UTE Termocatarinense	300	300
UTE Riogen (GN)	500	500
UTE Paulínia (GN)	240	240
UTE Seival (C)	250	250
UTE Vale do Paraíba (GN)	480	480
UTE Gaúcha (GN)	480	480
UTE Santa Branca (GN)	1.067	1.067
UTE Cuiabá II (GN)	480	480
UTE Alto Tietê (GN)	88	88
UTE Santa Cruz – Rec. (GN) *	525	350
UTE Indaiatuba (GN)	180	180
UTE Rhodia Paulínea (GN)	152	152
UTE Rhodia S. André (GN)	100	100
UTE Termosul (GN)	750	750
UTE Paulínea DSG (GN)	550	550
	Total	12.481,9

2003		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
EU Camocim (E)	30	30
UTE Termobahia	460	230
UHE Tucuruí – 2ª Etapa	4.125	1.125
UHE Itapebi	450	450
UTE Paraíba (GN)	150	150
UTE Dunas (GN)	250	250
UTE Termoalagoas (GN)	120	120
UTE Termopernambuco	460	230
	Total	2.585
TOTAL NACIONAL		15066,9

Quadro V - Programa Decenal de Geração do GCPS (2004)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2004		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Jauru	110	73,3
UHE Piraju	70	70
UTE Candiota III (C)	350	350
UHE Irapé	360	360
UHE Barra Do Braúna	39	26
UHE Caldeirão	12	6
UHE Fumaça	10	5
UHE Ponte de Pedra	176	176
UHE Ponte de Pedra-Cf2	3,1	3,1
UTE ABC (GN)	500	500
UTE Araraquara	500	500
UTE Bariri (GN)	700	700
UTE Cabiunas (GN)	450	450
UTE Carioba (GN)	750	750
UTE Corumbá (GN)	250	250
UTE Duke Energy (GN)	350	350
UTE Juiz de Fora (GN)	78	78
UTE Valparaiso (GN)	220	220
UTE Sul Catarinense (GN)	400	400
	Total	5.267,4
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Tucuruí – 2ª Etapa	4.125	1.125
UTE Termobahia (GN)	460	230
UTE Termopernambuco (GN)	460	230
UTE Vale do Açu	240	240
UTE Bongí – Rec. (GN) *	213	71
UTE Camaçari – Rec. (GN) *	362	130
	Total	2.026
TOTAL NACIONAL		7293,4

Quadro VI - Programa Decenal de Geração do GCPS (2005)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2005		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Barra do Braúna	39	13
UHE Caldeirão	12	6
UHE Fumaça	10	5
UHE Cubatão – Sul	45	45
UHE Glicerio	10	10
UHE Ourinhos	44	44
UHE Itumirim	50	50
UHE Campos Novos	880	660
UHE Candonga	95	63,3
UHE Murta	110	73,3
UHE São João	25	25
UHE Bonfante	19	19
UHE Monte Serrat	25	8,3
	Total	1.021,9
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Tucuruí – 2ª Etapa	4.125	1.125
PCH Lafaiete Coutinho	2	2
Projeto WBP-Sigame (B)	32	32
UHE Pedra do Cavalo	300	300
	Total	1.459
TOTAL NACIONAL		2480,9

Quadro VII - Programa Decenal de Geração do GCPS (2006)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2006		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Campos Novos	880	220
UHE Candonga	95	31,7
UHE Murta	110	36,7
UHE Monte Serrat	25	16,7
UHE Quartel II	90	90
UHE Quebra-Queixo	93	93
UHE Espora	48,6	32,4
UHE Serra do Facão	210	140
UHE Traíra II	110	110
UTN Angra III (N)	1.309	1.309
	Total	2.079,5
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Tucuruí – 2ª Etapa	4.125	750
UHE Sacos	114	114
	Total	864
TOTAL NACIONAL		2943,5

Quadro VIII - Programa Decenal de Geração do GCPS (2007)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2007		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Espora	48,6	16,2
UHE Serra do Facão	210	70
UHE Picada	50	50
UHE Bom Retiro	30	25
UHE Capim Branco I	306	306
UHE Couto Magalhães	220	165
UHE Castro Alves	120	80
UHE Corumbá IV	143	143
UHE Capim Branco II	210	140
UHE 14 De Julho	98	24,5
UHE Monte Claro	130	32,5
	Total	1.052,2
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Gatos I	33	22
UHE Araça	120	60
UHE Sítio Grande	19	19
UHE Serra Quebrada	1.328	166
	Total	267
TOTAL NACIONAL		1319,2

Quadro IX - Programa Decenal de Geração do GCPS (2008)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2008		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Bom Retiro	30	5
UHE Couto Magalhães	220	55
UHE Castro Alves	120	40
UHE Capim Branco II	210	70
UHE 14 De Julho	98	73,5
UHE Monte Claro	130	97,5
UHE Bocaina	150	150
UHE Itaocara	195	195
UHE São Jerônimo	284	284
	Total	970
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Gatos I	33	11
UHE Araça	120	60
UHE Serra Quebrada	1.328	664
UHE Estreito	1.200	300
	Total	1.035
TOTAL NACIONAL		2005

Quadro X - Programa Decenal de Geração do GCPS (2009)

PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO		
2009		
SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Lajes	60	60
UHE Tombos	12	12
UHE Portobello	15	15
UHE Salto Pilão	220	220
UHE Barra Grande	690	230
	Total	537
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE		
USINA	TOTAL	ANO
UHE Serra Quebrada	1.328	498
UHE Estreito	1.200	600
UHE Belo Monte	11.000	550
	Total	1.648
TOTAL NACIONAL		2185

ANEXO 2

RESUMO DA LEGISLAÇÃO PERTINENTE A IMPORTAÇÃO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Os principais tópicos da legislação brasileira que interessam à importação de gás estão inseridos nas portarias da ANP de nº 41/98, 43/98, 169/98, 170/98 e 108/00, conforme descrição abaixo:

- Portaria 41/98 – Estabelece normas para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no País.
- Portaria 43/98 – Estabelece a regulamentação para a importação de gás natural.
- Portaria 169/98 – Faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural.
- Portaria 170/98 – Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL).
- Portaria 108/00 – Estabelece as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de Julho de 2000.

Resumo da Portaria 41/98, de 15/04/1998

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM) e da International Organization for Standardization (ISO).

O Gás Natural deverá atender à seguintes especificações:

CARACTERÍSTICAS ⁽¹⁾	UNID.	GRUPOS			MÉTODOS
		B (baixo)	M (médio)	A (alto)	
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	8000 a 9000	8800 a 10200	10000 a 12500	ASTM D 3588
Densidade relativa ao ar		0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82	ASTM D 3588
Teor de Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	20	20	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máx.	mg/m ³	80	80	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Dióxido de Carbono (CO ₂), máx. ⁽²⁾	% volume	2	2	2	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Inertes, máx. ⁽³⁾	% volume	4	4	4	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Oxigênio (O ₂), máx.	% volume	0,5	0,5	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Pto de orvalho de água, 1atm, máx ⁽⁴⁾	°C	- 45	- 45	- 45	ASTM D 5454

Obs.: (1) - Limites especificados são valores referidos a 20°C a 101,33 kPa (1 atm), exceto onde indicado.

(2) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 3,5.

(3) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 6,0.

(4) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de - 39.

O produto deve estar sempre livre de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

O Gás Natural pode ser transportado sem odorização, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis.

É obrigatória a presença de odorante na distribuição.

Os Métodos de Ensaio a serem adotados para a análise e determinação das características do gás, são os seguintes:

- ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
- ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels

- ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers
- ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence
- ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5
- ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C₈ - Gas Chromatography Method

Resumo da Portaria 43/98, de 15/04/1998

A importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e da Portaria 43/98.

Serão autorizadas a exercer a atividade de importação de gás natural as empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, e que atendam, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Serão igualmente autorizados, os consórcios de empresas constituídos com observância, no que couber, do disposto no art. 38 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (I- Comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas; II- Indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, III- Apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio).

O requerimento de autorização deverá ser instruído com os seguintes dados e informações:

- a) razão social, endereço, número do registro da empresa no Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda - CGC-MF e prova de atendimento do disposto no artigo anterior;
- b) volume de gás natural a ser importado e o país de origem;
- c) data prevista para o início da importação;
- d) mercado potencial a ser atendido;
- e) meio de transporte a ser utilizado para a importação do gás natural;
- f) local de entrega no País e, no caso de o gás importado estar na forma líquida, a localização do terminal marítimo e da estação de revaporização do gás;
- g) especificações técnicas do gás natural a ser importado, que deverão estar de acordo com os termos da Portaria ANP nº 41/98, de 15 de abril de 1998.

O contrato de compra e venda de gás natural celebrado pela empresa interessada com o exportador no país de origem deverá ser apresentado à ANP dentro de 15 (quinze) dias consecutivos, contados da assinatura do mesmo, sob pena de imediata suspensão da autorização até o cumprimento desse requisito.

A ANP poderá solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de autorização.

A não apresentação de qualquer dos dados acarretará a sustação do respectivo requerimento até o integral cumprimento de todas as exigências.

A autorização conterá disposições referentes aos dados e informações mencionados, o correspondente prazo de validade e o exato volume de gás natural a ser importado.

A empresa interessada poderá requerer à ANP a renovação do prazo de validade da autorização, justificando, para tanto, o seu pedido.

A autorização será revogada nos seguintes casos:

- a) falência, concordata ou extinção judicial ou extrajudicial da empresa;
- b) requerimento da empresa autorizada;
- c) descumprimento de qualquer norma da legislação aplicável ou desta Portaria.

As empresas ou consórcios autorizados na forma da Portaria deverão apresentar à ANP, até o dia 30 (trinta) de cada mês, um relatório detalhado sobre as atividades de importação realizadas no mês imediatamente anterior, contendo especialmente os volumes importados de gás natural e outros dados pertinentes.

A ANP publicará no Diário Oficial da União os dados e informações que devam ser divulgados para conhecimento geral.

As autorizações para importação de gás natural observarão as diretrizes específicas que forem baixadas pelo Conselho Nacional de Política Energética.

Resumo da Portaria 169/98, de 26/11/1998

A Portaria regulamenta o disposto no art. 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural.

São estabelecidas as seguintes definições:

I - Gás: é o gás natural processado ou não, gás natural liqüefeito regaseificado, gás natural sintético ou qualquer mistura de gases que inclua o metano de forma preponderante;

II - Instalações de Transporte: são os dutos de transporte de Gás, suas estações de compressão e instalações de armazenagem indispensáveis à operação do sistema;

III -Transportador: é a empresa titular das Instalações de Transporte que presta o serviço de transporte de Gás;

IV - Carregador: é a empresa usuária do serviço de transporte contratado junto ao Transportador;

V - Ponto de Recepção: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Carregador ao Transportador;

VI - Ponto de Entrega: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Transportador ao Carregador;

VII - Capacidade Contratada: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador deve movimentar entre Pontos de Recepção e Entrega para o Carregador;

VIII - Tarifa: é a remuneração paga pelo Carregador ao Transportador, referente ao serviço de transporte;

IX - Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador com movimentação de Gás de forma ininterrupta até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;

X - Transporte não Firme: é o serviço de transporte de Gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;

XI - Capacidade Contratada Mínima: é o volume diário de Gás, estabelecido contratualmente, referente ao qual o Carregador é obrigado a pagar a Tarifa, mesmo que movimente um menor volume diário de Gás;

XII - Capacidade Contratada Ociosa: é a diferença entre a Capacidade Contratada e o volume diário de Gás efetivamente transportado para o Carregador;

XIII - Capacidade: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador pode movimentar em suas Instalações de Transporte, entre Pontos de Recepção e Entrega;

XIV - Consumo Próprio: é o volume diário de Gás, adquirido pelo Transportador, necessário na operação das Instalações de Transporte, além do volume de Gás para a formação do estoque inicial;

XV - Capacidade Disponível: é a diferença entre a Capacidade e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio;

XVI - Terceiro Interessado: é a empresa que solicita ao Transportador acesso à Capacidade Disponível ou à Capacidade Contratada Ociosa.

O Transportador permitirá o acesso, não discriminatório, de Terceiros Interessados à Capacidade Disponível e à Capacidade Contratada Ociosa em suas Instalações de Transporte.

O Transportador informará à ANP e divulgará sua Capacidade Disponível, de forma resumida, em 3 (três) jornais nacionais de grande circulação e de forma detalhada através de meio eletrônico (INTERNET) ou disponibilizada em sua sede.

A Capacidade Disponível, inclusive a decorrente de Capacidade Contratada descontínua, isto é, não constante, será ofertada por um prazo de 30 (trinta) dias no 2º (segundo) trimestre de cada ano.

A Capacidade Disponível decorrente de vencimentos de contratos de transporte e do aumento da Capacidade das Instalações de Transporte deve ser ofertada por um prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, anteriores à data prevista para tal ocorrência.

A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

Vencidos os prazos estabelecidos, o Transportador alocará a Capacidade Disponível aos Terceiros Interessados que apresentarem as melhores propostas, em prazo máximo de 15 (quinze) dias, firmando, imediatamente, os respectivos contratos de transporte.

Fora dos prazos estabelecidos, o Transportador atenderá os Terceiros Interessados em Capacidade Disponível, justificando a sua negativa, quando for o caso, aos mesmos e também à ANP em, no máximo, 30 (trinta) dias.

O Transportador não poderá alegar a inexistência de Capacidade Disponível a um Terceiro Interessado se as Instalações de Transporte

estiverem operando abaixo da Capacidade máxima definida no projeto aprovado pela ANP, consideradas todas as estações de compressão, expansões, ampliações e extensões, previstas no referido projeto, sendo o Transportador, neste caso, obrigado a antecipar os investimentos necessários a tal aumento de Capacidade.

O Transportador atenderá, sob a forma de Transporte não Firme, Terceiros Interessados em Capacidade Contratada Ociosa, justificando a sua negativa, quando for o caso, a estes e também à ANP em, no máximo, 7 (sete) dias.

É vedado aos Carregadores a comercialização de suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas.

A capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado será distribuída, entre todos os Carregadores, proporcionalmente às suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas nas Instalações de Transporte envolvidas.

Se Carregadores estiverem movimentando Gás abaixo de suas respectivas Capacidades Contratadas Mínimas, o Transportador alocará ao Terceiro Interessado, inicialmente, a soma das diferenças entre tais capacidades e os volumes diários efetivamente movimentados para estes Carregadores e de forma proporcional a tais diferenças, sendo que:

I - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for menor ou igual à mencionada soma das diferenças, o percentual de 90% (noventa por cento) da receita, descontados os impostos, a ser pago por aquele ao Transportador, será repassado aos Carregadores, segundo um rateio com o mesmo critério de proporcionalidade;

II - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for maior que a mencionada soma das diferenças, o mesmo critério de repasse estabelecido no inciso anterior será mantido, multiplicando-se apenas a receita a ser repassada pela divisão entre a referida soma e a capacidade pretendida.

Caso o Transportador tencione transportar um produto que possa alterar a especificação do Gás de outros Carregadores, esse informará, aos referidos Carregadores, sua intenção, incluindo as especificações técnicas de tal produto, com uma antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data prevista para o início do novo transporte.

Caso não haja manifestação dos Carregadores no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data de recebimento da informação do Transportador, este poderá firmar o novo Contrato.

A qualidade do Gás entregue pelo Carregador ao Transportador no Ponto de Recepção será de responsabilidade do Carregador, e no Ponto de Entrega, esta responsabilidade será do Transportador.

Qualquer serviço de transporte de Gás será formalizado em contrato, que explicitará a tarifa de transporte, entre o Carregador e o Transportador, devendo este último enviá-lo à ANP até 15 (quinze) dias após sua assinatura, bem como, no mesmo prazo, quaisquer alterações contratuais.

Os serviços de transporte, anteriores à data de publicação da Portaria 169/98, que não estejam formalizados em contratos, serão instrumentalizados e os novos contratos remetidos pelo Transportador à ANP, até 60 (sessenta) dias contados da mesma data.

Os contratos assinados anteriormente à data de publicação da Portaria 169/98 serão remetidos pelo Transportador à ANP, até 15 (quinze) dias contados da mesma data.

As tarifas negociadas entre os Transportadores e Carregadores, incluídas nos contratos de transporte, deverão:

I - refletir as modalidades de Transporte Firme, não Firme ou outras, com características especiais, bem como o prazo de sua duração;

II - considerar o volume a ser transportado;

III - considerar as distâncias existentes entre os Pontos de Recepção e Entrega;

IV - considerar a carga tributária e suas eventuais modificações;

V - não ser discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros Carregadores, nem incorporar subsídios;

VI - considerar os custos de operação e manutenção, bem como uma adequada remuneração do investimento.

Caso o Carregador detenha participação acionária, direta ou indireta, acima de 25% (vinte e cinco por cento) no capital votante do Transportador ou vice-versa, os Carregadores enviarão à ANP os seus contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, no prazo de 15 (quinze) dias contados da data de assinatura dos respectivos contratos de transporte.

Caso o contrato de transporte totalize capacidade superior à soma dos volumes diários constantes nos contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

Caso um Carregador seja uma concessionária de distribuição ou um consumidor final, este enviará à ANP, no prazo de 15 (quinze) dias contados da data de assinatura dos respectivos contratos de transporte, os contratos de compra de Gás, sendo que, se a soma dos volumes diários constantes nos

referidos contratos for inferior à Capacidade Contratada, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

O Transportador prestará o serviço de transporte, nos termos de sua Autorização de Operação concedida pela ANP, respeitando as seguintes obrigações específicas:

I - não comprar ou vender Gás, com exceção dos volumes necessários ao seu Consumo Próprio;

II - remeter à ANP, até 31 de julho de cada ano, os dados relativos aos volumes de Gás transportados no primeiro semestre do ano em curso e, até 31 de janeiro de cada ano, os mesmos dados referentes ao segundo semestre do ano anterior;

III - fornecer, a qualquer tempo, as informações requeridas pela ANP, no prazo que esta determinar.

Os Pontos de Recepção e Entrega serão acordados entre as partes envolvidas na produção, transporte, distribuição e utilização do gás.

A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na Portaria 169/98, e trazidas à consideração da Agência pelos Transportadores, Carregadores ou Terceiros Interessados, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

As infrações ao disposto na Portaria 169/98 serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Resumo da Portaria 170/98, de 26/11/1998

A Portaria regulamente a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL), dependem de prévia e expressa autorização da ANP.

Consideram-se instalações de transporte ou de transferência:

- I - Dutos;
- II - Terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres;
- III - Unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL;

As mencionadas instalações incluem os sistemas indispensáveis à operação das mesmas, tais como: estações de bombeamento ou compressão, tanques de armazenagem e sistemas de controle.

Somente poderão solicitar autorização à ANP empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Os dutos de transferência internos a uma planta industrial não estão sujeitos à Portaria aqui resumida.

As autorizações serão concedidas pela ANP em 2 (duas) etapas:

- I - Autorização de Construção (AC);
- II - Autorização de Operação (AO).

O pedido da Autorização de Construção (AC) será encaminhado à ANP, instruído com as seguintes informações:

I - Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial, em se tratando de sociedades comerciais e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores;

II - Comprovação de inscrição nas Fazendas Federal e Estadual;

III - Sumário do projeto da instalação, apresentando o serviço pretendido, as capacidades de movimentação e armazenagem discriminadas para cada etapa de implantação do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;

IV - Planta ou esquema preliminar das instalações;

V- Cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento;

VI - Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

A ANP analisará a documentação apresentada pela empresa solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega. A ANP poderá solicitar à interessada informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado acima passa a ser contado da data de entrega destas informações.

A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - um sumário do projeto pretendido, para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias.

Os dutos de transferência restritos a áreas industriais não estão sujeitos ao presente artigo.

Caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte.

Caso a empresa participe do capital social de outras empresas atuantes na indústria do gás natural, inclusive na atividade de distribuição, ou estas participem do capital social daquela, tal participação societária deverá ser comprovada com os documentos pertinentes.

A ANP, a seu critério, poderá exigir que a empresa solicitante assine um Termo de Compromisso anteriormente à concessão da Autorização de Construção (AC).

Ocorrendo atrasos no cronograma apresentado, estes deverão ser comunicados imediatamente à ANP, com as devidas justificativas.

A ANP analisará as justificativas apresentadas pela empresa solicitante em um prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados da data de entrega das mesmas.

O pedido da Autorização de Operação (AO) será encaminhado à ANP, contendo a seguinte documentação:

I - Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;

III - Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação.

A ANP analisará a documentação apresentada e deliberará sobre a Autorização de Operação (AO), em um prazo máximo de 30 (trinta) dias.

A ANP poderá solicitar informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado acima passará a ser contado da data de entrega de tais informações na Agência.

As autorizações concedidas nos termos da portaria não eximem a empresa autorizada de suas responsabilidades técnicas e legais a qualquer época, bem como do cumprimento de outras obrigações legais correlatas de âmbito federal, estadual e municipal.

A empresa autorizada manterá atualizados o Plano de Manutenção e o Sistema de Garantia da Qualidade, visando à operação segura de suas instalações, que poderão ser fiscalizados a qualquer tempo pela ANP ou, por solicitação desta, através de entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa autorizada, e contratada por esta última.

A empresa autorizada comunicará imediatamente à ANP a ocorrência de qualquer evento decorrente de suas atividades que possa acarretar riscos à saúde pública, à segurança de terceiros e ao meio ambiente, indicando as causas de sua origem, bem como as medidas tomadas para sanar ou reduzir o seu impacto.

No caso de interrupção, redução ou de qualquer outro evento que possa afetar temporariamente a continuidade ou a qualidade dos serviços, a empresa autorizada notificará imediatamente a ANP e os usuários atingidos, informando o problema e a estimativa do tempo necessário ao restabelecimento das condições normais.

As autorizações de que trata a Portaria serão revogadas nos seguintes casos:

I - liquidação ou falência homologada ou decretada;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento das obrigações assumidas nesta Portaria e de outras disposições legais aplicáveis.

Empresas que estejam implantando instalações de transporte ou de transferência já autorizadas pela ANP, na data de publicação da presente portaria aqui resumida, deverão adequar-se à mesma, anteriormente à solicitação da Autorização de Operação (AO).

ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias suscitadas em relação ao disposto na presente Portaria, garantindo o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Resumo da Portaria 108/00, de 28 Junho de 2000

Ficam estabelecidas, através da presente Portaria, as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de Julho de 2000.

As Tarifas de Transporte de Referência para cada Estado, calculadas conforme a metodologia divulgada na Internet (<http://www.anp.gov.br>), estão indicadas na Tabela abaixo, denominada Tabela A.

Estado	(R\$/mil m³)
Ceará	22,13
Rio Grande do Norte	18,67
Paraíba	23,74
Pernambuco	27,51
Sergipe	16,46
Bahia	16,84
Espírito Santo	16,80
Rio de Janeiro	17,31
São Paulo	23,97
Minas Gerais	26,49

Os Estados que consomem gás natural de produção nacional e não estão listados na Tabela A não utilizam os gasodutos do sistema de transporte.

As Tarifas de Transporte de Referência indicadas na Tabela A consideram os gasodutos do sistema de transporte com licença de operação emitida pela ANP até a presente data, que se encontram listados na tabela abaixo, denominada Tabela B.

Origem	Destino	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Guamaré-RN	Aracati-CE	12	213
Aracati-CE	Pecém-CE	10	169
Guamaré-RN	Cabo-PE	12	424
Atalaia-SE	Santiago/Catu-BA	14	230
Aratu-BA	Camaçari-BA	10	20
Candeias-BA	Camaçari-BA	12	37
Santiago/Catu-BA	Camaçari-BA	14	32
Santiago/Catu-BA	Camaçari-BA	18	32
Lagoa Parda-ES	Aracruz-ES	8	38
Aracruz-ES	Vitória-ES	8	62
Serra-ES	Viana-ES	8	46
Cabiúnas-RJ	Reduc-RJ	16	183
Reduc-RJ	Regap_MG	16	357
Reduc-RJ	Esvol-RJ	18	95,2
Esvol-RJ	Tevol-RJ	14	5,5
Esvol-RJ	São Paulo-SP	22	325
Rpbc-SP	Capuava-SP	12	37
Rpbc-SP	Comgás-SP	12	1,5

Para os volumes de gás que não utilizam os gasodutos do sistema de transporte, a Tarifa de Transporte de Referência é igual a zero ($T_{REF} = 0$).

As Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria consideram 30% dos custos proporcionais à distância e serão revisadas anualmente, de forma a refletir melhor a correta identificação e alocação de custos entre os usuários.

As Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria consideram o gás natural à pressão absoluta de $1,033 \text{ kgf/cm}^2$, temperatura de 20° C e Poder Calorífico Superior de 9.400 kcal/m^3 .

A cada 12 meses, a partir de 1º de Julho de 2001, as Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria serão atualizadas monetariamente pela variação do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas.

A ANP deliberará sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos agentes do mercado de gás natural, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas para sessões deliberativas, quando a ANP julgar conveniente.

ANEXO 3

BIG – BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO DA ANEEL

Quadro I – Resumo Estadual Paraná

Usinas – UTE						
Usina	Potência (kW)	Destino Energia	Fase	Município	Combustível	Classe Combustível
Araucária	0	PIE	Construção	Araucária	Gás Natural	Fóssil
Cofepar	650.250	PIE	Outorga	Araucária	Óleo Ultraviscoso	Fóssil
Cofercatu	4.000	APE	Operação	Florestópolis	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Coocarol	4.000	APE	Operação	Rondon	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Cooperval	3.600	APE	Operação	Jandaia do Sul	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Destilaria de Alcool Ibaiti	3.600	APE	Operação	Ibaiti	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Destilaria Melhoramentos	1.980	APE	Operação	Jussara	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Ecoluz	10.000	PIE	Outorga	Guarapuava	Cavaco de Madeira	Biomassa
Balsa Nova	0	PIE	Construção	Balsa Nova	Gás Natural	Fóssil
Figueira	20.000	SP	Operação	Figueira	Carvão Mineral	Fóssil
Jacarezinho	4.600	APE	Operação	Jacarezinho	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Klabin	48.850	PIE	Operação	Telêmaco Borba	Licor Negro	Outros
Perobálcool	2.400	APE	Operação	Perobal	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Pizzatto	2.000	APE	Operação	General Carneiro	Cavaco de Madeira	Biomassa
Processamento de Fumo	900	APE	Outorga	Rio Negro	Óleo Diesel	Fóssil
Protótipo Irati (RECAP)	2.500	APE	Operação	São Mateus do Sul	Efluente Gasoso	Outros
Refinaria Getúlio Vargas (REPAR)	32.000	APE	Operação	Araucária	Gás de Refinaria	Fóssil
Rickli	5.000	APE	Outorga	Carambeí	Cavaco de Madeira	Biomassa
Santa Terezinha (Tapejara)	2.400	APE	Operação	Tapejara	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa

Usinas – UTE (continuação)						
Usina	Potência (kW)	Destino Energia	Fase	Município	Combustível	Classe Combustível
Santa Terezinha (Ivaté)	4.000	APE	Operação	Ivaté	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
UJU	10.000	PIE	Operação	Colorado	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Vale do Ivaí	3.920	APE	Operação	São Pedro do Ivaí	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Total : 22 Usinas				Potência Total: 816.000 kW		

Quadro II – Resumo Estadual Santa Catarina

Usinas – UTE						
Usina	Potência (kW)	Destino Energia	Fase	Município	Combustível	Classe Combustível
Celucal	12.500	APE	Operação	Lages	Licor Negro	Outros
Celulose Irani	4.900	APE	Operação	Vargem Bonita	Licor Negro	Outros
CISFRAMA	4.000	PIE	Operação	Canoinhas	Cavaco de Madeira	Biomassa
Igaras	31.100	APE	Operação	Otacílio Costa	Licor Negro	Outros
Jorge Lacerda I e II	232.000	PIE	Operação	Capivari de Baixo	Carvão Mineral	Fóssil
Jorge Lacerda III	262.000	PIE	Operação	Capivari de Baixo	Carvão Mineral	Fóssil
Jorge Lacerda IV	363.000	PIE	Operação	Capivari de Baixo	Carvão Mineral	Fóssil
Sul Catarinense	440.300	PIE	Outorga	Treviso	Carvão Mineral	Fóssil
Termocatarinense Norte – UTCN	392.810	PIE	Outorga	Guaramirim	Gás Natural	Fóssil
Trombini	4.870	APE	Operação	Fraiburgo	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Urbano Jaraguá	3.000	APE	Operação	Jaraguá do Sul	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
Total : 11 Usinas				Potência Total: 1.750.480 kW		

Quadro III – Resumo Estadual Rio Grande do Sul

Usinas - UTE						
Usina	Potência (kW)	Destino Energia	Fase	Município	Combustível	Classe Combustível
Alegrete	66.000	PIE	Operação	Alegrete	Carvão Mineral	Fóssil
Canoas (Fases I e II)	0	PIE	Construção	Canoas	Gás Natural	Fóssil
Forjasul	1.800	APE	Operação	Encruzilhada do Sul	Serragem Marvalhada	Outros
Charqueadas	72.000	PIE	Operação	Charqueadas	Carvão Mineral	Fóssil
Copesul	74.400	PIE	Operação	Triunfo	Gás de Processo	Outros
Itaqui	4.200	APE	Operação	Itaqui	Casca de Arroz	Biomassa
Jacuí	350.200	PIE	Outorga	Charqueadas	Carvão Mineral	Fóssil
Nutepa	24.000	SP	Operação	Porto Alegre	Óleo Combustível	Fóssil
Piratini	0	PIE	Construção	Piratini	Cavaco de Madeira	Biomassa
Presidente Médici A/B	446.000	SP	Operação	Candiota	Carvão Mineral	Fóssil
REFAP	18.000	APE	Operação	Canoas	Óleo Combustível	Fóssil
Riocell	47.000	APE	Operação	Guaíba	Licor Negro	Outros
Unisinós	4.600	APE	Outorga	São Leopoldo	Gás Natural	Fóssil
São Jerônimo	20.000	SP	Operação	São Jerônimo	Óleo Diesel	Fóssil
Seival	542.000	PIE	Outorga	Candiota	Carvão Mineral	Fóssil
Stepie Ulb	3.300	PIE	Outorga	Canoas	Gás Natural	Fóssil
Urbano São Gabriel	2.200	APE	Operação	São Gabriel	Casca de Arroz	Biomassa
Uruguaiana	639.900	PIE	Operação	Uruguaiana	Gás Natural	Fóssil
Uruguaiana	8.000	PIE	Operação	Uruguaiana	Casca de Arroz	Biomassa
Total : 19 Usinas				Potência Total: 2.323.600 kW		