**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PIPGE**

BRUNO SPAGNUOLO BURGHEITI

**“PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS PARA GRANDES
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS FRENTE ÀS MUDANÇAS
REGULATÓRIAS COM A INCLUSÃO DO LIVRE ACESSO ÀS REDES
DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO ESTADO
DE SÃO PAULO”.**

**SÃO PAULO
2010**

BRUNO SPAGNUOLO BURGNETTI

“PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS FRENTE ÀS MUDANÇAS REGULATÓRIAS COM A INCLUSÃO DO LIVRE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO”.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos.

**São Paulo
2010**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Burghetti, Bruno Spagnuolo.

Perspectivas Estratégicas para Grandes Consumidores Industriais frente às mudanças Regulatórias com a inclusão do Livre Acesso às redes de distribuição de Gás Natural Canalizado no Estado de São Paulo/ Bruno Spagnuolo Burghetti; orientador Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2010. 159f. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1 Gás Natural 2.Gás Natural - perspectivas econômicas 3 - estruturas de mercado 4 - Gás Natural - regulação 5 - Analise Competitiva I. Título.

Folha de aprovação

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF**

BRUNO SPAGNUOLO BURGHEITI

“Perspectivas estratégicas para grandes consumidores industriais frente às mudanças regulatórias com a inclusão do livre acesso às redes de distribuição de gás natural canalizado no Estado de São Paulo”

Dissertação defendida e aprovada em 27/04/2010 pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Paulo Roberto Feldmann – FEA/USP

Profª Drª Virgínia Parente – PPGE/USP

Dedicatória

Este trabalho é dedicado a perseverança,
a busca de um objetivo e a concretização
de um sonho.

Agradecimentos

Ao longo dos anos em que estive no IEE várias conquistas foram realizadas. Agradeço ter conhecido a Professora Dra Virgínia Parente, que me recebeu muito bem no Instituto e por suas sugestões na qualificação para o melhor proveito da aplicação do Modelo de Porter. Agradeço ao Professor Dr. Miguel Udaeta, pelo apoio e amizade conquistada ao longo dessa dissertação e ao Professor Murilo Fagá pela confiança em momentos difíceis.

Ao Professor Edmilson Moutinho dos Santos. Professor das primeiras matérias, ainda como aluno especial. E que ao longo desse tempo de IEE tornou-se meu orientador. Uma pessoa com a qual tenho profunda consideração e respeito. Obrigado pelas conversas, os temas, discussões e das grandiosas orientações nessa dissertação. Aos demais professores do Programa de Pós-Graduação em Energia pela convivência e por criarem um ambiente aberto ao diálogo e discussões, agradeço.

Às bibliotecárias Maria de Fátima A. Mochizuki, Maria Penha de Silva Oliveira, Maria de Lourdes Montrezól, e também às demais pessoas que trabalharam e trabalham na biblioteca. Às secretárias Aparecida Rosa de Souza Tarábola e Adriana F. Pelege e ao secretário Cláudio Diniz.

A todos os novos amigos (que são para sempre), aos colegas de trabalho e funcionários do IEE.

Ao meu pai e minha mãe que sempre me apoiaram neste trabalho e na minha vida. Aos meus irmãos pelo carinho e a minha namorada pela compreensão. Agradeço a Deus por me dar saúde e vida.

À ANP, pela concessão da bolsa de estudos e apoio financeiro e institucional na divulgação de artigos, através do Programa de Recursos Humanos, PRH-04.

RESUMO

Burghetti, Bruno Spagnuolo. **Perspectivas estratégicas para Grandes Consumidores Industriais frente às mudanças regulatórias com a inclusão do Livre Acesso às redes de Distribuição de Gás Natural Canalizado no Estado de São Paulo**, 2010, 130 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

A análise competitiva é focada na indústria de gás, entendida na dimensão da(s) Distribuidora(s) e Comercializada(s). O principal objetivo da pesquisa é contribuir na identificação de propostas estratégicas para os grandes consumidores (indústrias). Observa-se que esses consumidores deverão enfrentar uma nova estrutura regulatória, que exigirá uma eventual migração de um mercado regulado para outro livre, após a introdução da regulamentação do livre acesso às redes de distribuição de gás natural no Estado de São Paulo. Além disso, caracterizam-se os possíveis ambientes de efetivação da abertura do mercado e do livre acesso, bem como de consolidação da figura da Comercializadora de gás natural. O trabalho demonstra a dificuldade de se estabelecer um ambiente de maior concorrência em indústrias que convivem com um agente econômico dominante e que pode influenciar todas as dimensões do modelo teórico das Seis Forças Competitivas (adaptado a partir de Michael Porter). São identificadas as tendências de oferta e demanda nos mercados de gás do Brasil e do Estado de São Paulo. Além disso, o trabalho dedica-se a extensiva apresentação de modelos estruturais e contratuais que caracterizam as indústrias de gás em diferentes momentos de evolução e maturação. Procura-se mostrar que a indústria gasífera brasileira, apesar de ainda precoce em seu desenvolvimento, já apresenta elementos típicos de mercados mais concorrenciais, tornando qualquer análise um exercício pouco trivial. As mudanças do ambiente regulatório das indústrias do gás no Brasil e no Estado de São Paulo são descritas em detalhe, com principal foco nas relações das atividades de Distribuição e Comercialização com as etapas anteriores da cadeia produtiva. Como resultado, a obra oferece estratégias alternativas para o posicionamento dos grandes consumidores industriais em um mercado ainda restrito em sua base concorrencial.

Palavras-chave: Gás Natural, Regulação, Livre acesso, Estratégias Competitivas, Grandes Consumidores.

ABSTRACT

Burghetti, Bruno Spagnuolo. **Strategic insights for Large Industrial Consumers facing regulatory changes with the introduction of Open Access for the Local Natural Gas Distribution Network in the State of São Paulo**, 2010, 130 f. Master's Dissertation - Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, 2010.

The competitive analysis is focused on the gas industry, understood as the Local Distribution and Marketing activities. The research's main objective is to contribute to identify strategic insights for large industrial consumers. Those consumers will face a new regulatory framework, which will require them to an eventual migration from a regulated to a more competitive market after the introduction of the Open Access regulation in the local gas distribution network in the State of Sao Paulo. The text also characterizes the possible environments for an effective competitive market and open access as well as for the consolidation of gas marketers. The work demonstrates the difficulty in establishing a more competitive environment in industries coexisting with dominant economic agents, which can influence all the dimensions underlined by the Six Competitive Forces theoretical model (adapted from Michael Porter). It is identified the supply and demand trends in the gas markets of Brazil and the State of Sao Paulo. Moreover, the work contributes with an extensive presentation of structural models and contractual arrangements that characterize the gas industries in different development stages. The aim is to show that the gas industry in Brazil, although still in its early development, has features which are already typical from more competitive markets, turning any analysis into a nontrivial exercise. The changes in the regulatory environment of the gas industry in Brazil and in the State of Sao Paulo are described in detail, with main focus on the relations between the Distribution and Marketing activities *vis-à-vis* the previous steps of the supply chain. As a result, the work offers alternative strategies for the positioning of large industrial consumers in a market still restricted in its competitive basis.

Keywords: Natural Gas, Regulation, Open Access, Competitive Strategies, Large Industrial Consumers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-Diagrama das Cinco Forças Competitivas de Porter.	18
Figura 2- Incorporação dos volumes do Pré-Sal as reservas provadas	35
Figura 3 - Curva de Oferta de Natural por projetos.....	37
Figura 4 - Produção Total da Petrobras (mil boe/dia).	38
Figura 5 – Participação por Setor no consumo final de Gás Natural (dados até agosto de 2009).....	40
Figura 6- Província do Pólo Pré-Sal.	44
Figura 7 – Balanço de Oferta x Demanda de Gás Natural (milhões m ³ /dia).....	47
Figura 8 - Planos de Expansão da Produção para o Mercado de São Paulo da Bacia de Santos.	48
Figura 9 - Potencial máximo de Conversão do Óleo Combustível ao Gás Natural nos segmentos Industriais. Fonte: Andrades e Canelas/CESPEG, 2009.	49
Figura 10 - Potencial máximo de Conversão do GLP ao Gás Natural nos segmentos Industriais.	50
Figura 11- Eventos relevantes da Evolução do mercado de Gás Natural no Brasil.	51
Figura 12 – Consolidação da Infraestrutura de Transporte.	55
Figura 13 – Evolução do Consumo Final por energético – unidade: 10 ⁹ Kcal.....	60
Figura 14 - Participação do Setor Industrial por Energético (%).	61
Figura 15 - Participação do Segmento Químico (%).	62
Figura 16- Participação do Segmento Têxtil (%).	63
Figura 17- Tarifa média do gás natural cobrada pelas Distribuidoras.....	64
Figura 18 - Comparativo de Preços entre o GN para o Seguimento Industrial (20.000 m ³ /dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo (pagos pelo consumo de energia equivalente - Comgás).	65
Figura 19- Comparativo de Preços entre o GN e OC A1 por volume consumido em São Paulo.	66
Figura 20 - Agentes econômicos e relações contratuais típicas em um sistema de suprimentos de Gás Natural.	72
Figura 21– Modelo de indústria de gás natural verticalmente integrada.....	87
Figura 22 – Modelo de Competição entre produtores de gás natural.	92
Figura 23– Modelo de Livre acesso às infraestruturas de transporte e distribuição e competição no mercado atacadista.	95
Figura 24– Modelo de Separação e Competição no Varejo.	98
Figura 25 - Estrutura de mercado e limites de responsabilidade regulatória na indústria brasileira de gás natural.	107
Figura 26- Consórcios em blocos do pólo Pré-Sal de Santos.....	109
Figura 27 - Estrutura e organização da prestação do serviço no Estado de São Paulo anterior a abertura da atividade de Comercialização.	118
Figura 28- Diagrama das Seis Forças Competitivas de Porter.	128
Figura 29 – Gasodutos em Operação e em Licenciamento (sem exclusividade).	139
Figura 30- Estrutura e organização da prestação do serviço no Estado de São Paulo anterior a abertura da atividade de Comercialização.	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Outras Formas de Concorrência.....	30
Tabela 2- Estimativa dos volumes do Pólo Pré-Sal.....	36
Tabela 3 - Consumo de Gás Natural por Setor.....	40
Tabela 4 – Consumo de Gás Natural por Região (outubro de 2009).	41
Tabela 5 - Gasodutos de Transporte em Operação no país.	53
Tabela 6 - Projetos de Gasodutos de Transporte em Andamento no país.	54
Tabela 7 – Informações de destaque do PAC na área de GN.....	55
Tabela 8 – Extensão da Rede de Distribuição.	56
Tabela 9 - Usos do Gás Natural e seus principais concorrentes.....	58
Tabela 10 – Nova modalidade de contrato Comgás.....	82
Tabela 11 – Nova modalidade de contrato Bahiagás	82
Tabela 12 - Contratos de Transporte de GN.....	84
Tabela 13 - Comparação entre Lei do Petróleo e Lei do Gás Natural.....	112
Tabela 14 - Mudanças trazidas com a Lei do GN	113
Tabela 15 - Mudanças trazidas com a Lei do Gás.....	115
Tabela 16 - ARSESP - Diretrizes para o novo modelo regulatório de São Paulo.....	119
Tabela 17 - Propostas a ambiente de Livre Contratação.	122
Tabela 18- Regras para Usuários Livres.....	123

LISTA DE SIGLAS

ABEGÁS - Associação Brasileira do Gás Natural

ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia

AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Rio de Janeiro

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ARSESP - Agencia Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo

BEN - Balanço Energético Nacional

BG - British Gás

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Social

BOE - Barris de Óleo Equivalente

BP - Britsh Petroleum

BTU - British thermal unit (1 BTU = 1 055,05585 joules)

CEG - Companhia de Energia e Gás do Rio de Janeiro

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo

CIGAS - Companhia de Gás do Amazonas

CSPE - Comissão de Serviços de Energia de São Paulo

DOP - Deliver-or-pay

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

E&P - Exploração e Produção

ERP - Estação de Redução de Pressão

FIPE - Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas

FPSO - Floating, Production, Storage and Offloading

GASBOL - Gasoduto Bolívia-Brasil

GASENE - Gasoduto Sudeste-Nordeste

GASMAR - Companhia de Gás do Maranhão

GASPISA - Companhia de Gás do Piauí

GOIASGÁS - Companhia de Gás de Goiás

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

GN - Gás Natural

GNC - Gás Natural Comprimido

GNL - Gás Natural Liquefeito

GNV - Gás Natural Veicular
GTB - Transportadora de Gás Transboliviano
IEA - Agência Internacional de Energia
LNG - Liquefied Natural Gás
MME - Ministério de Minas e Energia
NYMEX - New York Mercantil Exchange
ONS - Operador Nacional do Sistema
PAC - Programa de Aceleração do Crescimento
PNE - Plano Nacional de Energia
QDC - Quantidade Diária Contratual
QDP - Quantidade Diária Programada
RONGAS - Companhia de Gás de Rondônia
SEC - US Securities and Exchange Commission
SERHS - Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento do Estado São Paulo
SOP - Ship-or-Pay
TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S. A.
TOP - Take-or-Pay
UPGN's - Unidade de Processamento de Gás Natural
YPFB - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

SUMÁRIO

Contexto da Pesquisa.....	14
Delimitação da Pesquisa.....	15
Metodologia da Pesquisa.....	15
Estrutura da Dissertação.....	15
CAPÍTULO 1 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA BASE TEÓRICA	17
1.1 Introdução.....	17
1.2.1 Determinantes estruturais da Intensidade da Concorrência.....	19
1.3 Primeira força do modelo de Porter – ameaça de Entrada.	21
1.3.1 Barreiras de Entrada.	22
1.4 Segunda força do modelo de Porter – Pressão dos produtos Substitutos.....	23
1.5 Terceira força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Compradores.....	24
1.6 Quarta força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Fornecedores.	25
1.7 A quinta força do modelo de Porter – Influência Regulatória.....	28
1.8 Sexta força do modelo de Porter – Intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes.	29
1.9 Conclusão do Capítulo	33
CAPÍTULO 2 - MUDANÇAS E DISPOSIÇÃO DA OFERTA, DEMANDA, INFRAESTRUTURA E DA CONCORRÊNCIA DO GÁS NATURAL NO CENÁRIO NACIONAL	34
2.1 Introdução.....	34
2.2 – Perspectivas de aumento da Produção e Oferta de Gás Natural no Brasil	35
2.3 Evolução da Demanda e da Oferta de Gás Natural no Brasil.....	39
2.3.1 Demanda de Gás Natural por Setor.	39
2.3.2 Demanda de Gás Natural por Região	41
2.3.3 Algumas perspectivas em relação à Oferta de Gás Natural.....	43
2.3.4 – Perspectivas em relação à Demanda de Gás Natural no Brasil	46
2.3.5 – Perspectivas em relação à Demanda de Gás Natural para o Estado de São Paulo ...	47
2.3.6 – Infraestrutura de Transporte	52
2.3.7 - Infraestrutura de Distribuição.....	56
2.4 - Principais concorrentes do gás natural e comportamento do mercado	58
2.5 Comportamento do Mercado	63
2.5 - Conclusão do Capítulo	66
CAPÍTULO 3 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	69
3.1 Introdução.....	69
3.2 A Cadeia de suprimento da indústria de gás natural	69
3.2.1 Características da cadeia de suprimento de Gás Natural	71
3.3 Características dos Contratos de Comercialização de Gás Natural	74
3.3.1 Maturação dos mercados e flexibilização dos Contratos de Gás Natural.....	78
3.3.2 Novas Modalidades de Contratos no Brasil	80
3.3.3 Características dos Contratos de Transporte celebrados na Indústria de Gás Natural Brasileira.....	83
3.4 Modelos de Estruturas de Mercado aplicados à indústria de gás natural	85
3.4.1 Modelo de Integração Vertical	86
3.4.2 Modelo de Competição na Produção de Gás Natural	91
3.4.3 Modelo de Livre Acesso às infraestruturas de transporte e distribuição e Competição no mercado Atacadista.....	94
3.4.4 Modelo de Separação com Competição no Varejo	97

3.4.5 Conclusão	101
CAPÍTULO 4 – TRANSFORMAÇÕES NA REGULAÇÃO DO GN E O ALCANCE DO LIVRE ACESSO NA DISTRIBUIÇÃO CANALIZADA NO ESTADO DE SÃO PAULO	
.....	103
4.1 Introdução	103
4.2 O Transporte e a Distribuição de Gás Natural e os limites de responsabilidade Federal e Estadual	104
4.2.1 O transporte do gás natural	104
4.2.2 A Distribuição do gás natural	106
4.3 Breve panorama da regulação do setor de petróleo e gás natural - Lei do Petróleo.....	108
4.4 Novos conceitos, responsabilidades e incentivos à competitividade na indústria do gás natural - Lei do Gás Natural	110
4.5 Modificações regulatórias no âmbito da distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.	116
4.5 - Objetivos e Diretrizes do novo Modelo de Prestação de Serviço de Gás Natural Canalizado no Estado de São Paulo	118
4.5.1 - Fator de Carga e separação dos custos nas Tarifas entre o Distribuidor e o Comercializador.....	124
CAPÍTULO 4.6 - Conclusão	125
CAPÍTULO 5 - ANÁLISE QUALITATIVA ATRAVÉS DO MODELO DAS FORÇAS DE PORTER	127
5.1 Introdução	127
5.2 Primeira força do modelo de Porter – Intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes.	128
5.3 Segunda força do modelo de Porter – Ameaça de Entrada.	130
5.4 Terceira força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Fornecedores.....	132
5.5 Quarta força do modelo de Porter – Pressão dos produtos Substitutos	134
5.6 Quinta força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Compradores	136
5.7 Sexta força do modelo de Porter – Influência Regulatória.....	138
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO.....	145

Contexto da Pesquisa

As mudanças no ambiente regulatório das atividades de distribuição de gás natural canalizado e de comercialização no Estado de São Paulo, em decorrência da introdução do livre acesso e da abertura do mercado, ocasionam transformações no contexto das relações dos agentes envolvidos. Há necessidades de tomada de decisão por parte dos grandes consumidores (indústrias), que devem decidir entre permanecer no mercado regulado (ou cativo) ou migrar para um mercado livre. A introdução de instrumentos que ensejam maior competição em mercados que se caracterizam como monopólios, como a distribuição de gás natural canalizado, precisa ser analisada e compreendida pelos grandes consumidores (indústrias) para a elaboração de suas estratégias. Tal demanda torna-se ainda mais premente quando tais consumidores deverão conviver com a presença de agentes econômicos dominantes nas etapas anteriores da cadeia de suprimento.

Esta Dissertação de Mestrado visa os **seguintes objetivos gerais**: analisar os impactos das mudanças regulatórias (com a introdução de maior concorrência, através da consolidação da figura da Comercializadora de gás e da introdução do livre acesso na distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo) e propor opções estratégicas para os grandes consumidores (indústrias).

De **forma específica**, a pesquisa visa:

- Apresentar as tendências de oferta e demanda de gás no Brasil e no Estado de São Paulo.
- Caracterizar os agentes, as estruturas típicas e as transações contratuais presentes na indústria do gás natural em diferentes etapas de desenvolvimento.
- Oferecer as principais transformações no ambiente legal e regulatório das indústrias do gás natural no Brasil.
- Apontar as principais estratégias para os grandes consumidores (indústrias) de gás natural, frente às mudanças no ambiente regulatório e tendo como referência a existência de um mercado ainda restrito em sua base concorrencial.

Delimitação da Pesquisa

O estudo analisa a indústria de gás natural canalizado no Estado de São Paulo, a partir do novo marco regulatório proposto pelo regulador estadual durante o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária da Distribuidora Comgás. As mudanças regulatórias propostas visam à introdução de ambientes mais concorrenciais e afetam, particularmente, os grandes consumidores (indústrias), sobre os quais se debruça com maior atenção.

Metodologia da Pesquisa

Para a elaboração deste trabalho, foram pesquisados dados bibliográficos de diversas origens, com grande foco nas informações atuais. Empregou-se uma metodologia de análise qualitativa dos impactos da abertura do mercado e da introdução da competição, tendo como base uma estrutura teórica adaptada do Modelo das Cinco Forças Competitivas de Michael Porter (1986).

O modelo teórico de Porter (1986) define cinco forças competitivas, que determinam a intensidade da competição em um dado setor de atividade econômica. Segundo essa metodologia, as empresas devem encontrar um posicionamento no setor que atuam, o qual lhes permita reagir às forças competitivas que estão ao seu redor ou encontrar uma forma de influenciá-las ao seu favor. A adaptação necessária desse modelo introduz a influência regulatória e legal como uma Sexta Força obrigatória em indústrias que se caracterizam pela forte regulamentação de suas atividades e ambientes concorrenciais.

Estrutura da Dissertação

O Capítulo 1 apresenta a revisão teórica dos fundamentos do Modelo das Cinco Forças Competitivas de Porter (1986). O objetivo deste capítulo é introduzir os conceitos do modelo dentro das características da indústria do gás natural brasileira. Apresentam-se as principais particularidades de cada uma das cinco forças e se introduz a influência regulatória como uma sexta força do modelo.

O capítulo 2 trata do panorama e das tendências de oferta e demanda da indústria do gás natural no cenário nacional e estadual. O capítulo identifica as perspectivas em relação ao

crescimento da produção de gás, em vista das descobertas do Pré-Sal, e o comportamento, no mercado industrial, dos produtos substitutos ao gás natural.

No capítulo 3 são apresentadas as principais peculiaridades da cadeia de suprimento de gás, incluindo os principais tipos de contratos estabelecidos nas relações comerciais entre os agentes da indústria. Realiza-se também uma discussão geral dos modelos de estruturas organizacionais, e suas relações com os processos de desenvolvimento e amadurecimento dos mercados. Procura-se identificar e dimensionar, em tese, as possíveis vantagens que podem ser esperadas a partir da evolução do cenário brasileiro, rumo a ambientes mais concorrenciais.

Já no capítulo 4, as principais transformações no ambiente legal e regulatório das indústrias do gás natural no Brasil são extensivamente apresentadas. Realiza-se o exame da Lei do Petróleo e da Lei do Gás, observando, principalmente, as possíveis barreiras e/ou incentivos que cercam a introdução da concorrência ao longo das etapas da cadeia gasífera. O capítulo finaliza-se com a análise dos principais contornos regulatórios que envolvem a atividade de distribuição e comercialização do gás no Estado de São Paulo.

Os principais elementos teóricos e de contextualização do ambiente concorrencial e regulatório das indústrias do gás tendo sido apresentados, o trabalho volta-se à aplicação do modelo das seis forças competitivas de Porter para analisar as opções estratégicas disponíveis para os grandes consumidores de gás natural no Estado de São Paulo. A discussão dos resultados obtidos será o foco do 5 capítulo. A ótica central da análise e da aplicação do modelo são os grandes consumidores (indústrias).

Um resumo das principais reflexões e das conclusões, bem como as sugestões para avanço das pesquisas e um amplo reconhecimento das limitações impostas a este trabalho, são apresentados no capítulo 6.

CAPÍTULO 1 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA BASE TEÓRICA

1.1 Introdução

A essência na formulação de uma estratégia competitiva é relacionar uma companhia ao seu meio ambiente. Embora o meio ambiente relevante seja muito amplo, abrangendo tanto as forças sociais e políticas como aquelas macro e micro-econômicas, as dimensões principais do meio ambiente de uma empresa são as indústrias¹ em que ela compete. Forças externas às indústrias são significativas, principalmente em sentido relativo; uma vez que as forças externas, em geral, afetam todas as indústrias.

Um ponto chave na formulação de estratégias nas empresas encontra-se nas diferentes habilidades empresariais em lidar com essas forças. Contudo, existem forças e/ou características internas das indústrias que também influenciam o comportamento estratégico das empresas. Por exemplo, a intensidade da concorrência em uma indústria tem raízes em sua estrutura econômica básica e vai além do comportamento dos atuais concorrentes. No caso brasileiro, na formação da indústria do gás, consolidou-se uma estrutura de monopólio natural que implica na existência de um número diminuído de empresas competindo no mesmo espaço geográfico. Esse desenvolvimento tem suas raízes econômicas básicas, que serão apresentadas e discutidas ao longo do texto.

Neste trabalho será adotado como principal modelo teórico a análise qualitativa de forças competitiva de Michel Porter (1986). Trata-se de uma literatura com várias aplicações no estudo da energia do Brasil, podendo mencionar, por exemplo: Zamith (2000), Gaspar e Marques (2005) e Silva (2009).

Segundo Porter (1986), o grau de concorrência em uma indústria depende de cinco forças competitivas básicas. A determinação do conjunto dessas forças gera o potencial de lucro final da indústria, que é medido em termos de retornos no longo prazo sobre o capital investido. Todavia, nem todas as empresas que operam em uma indústria apresentam o mesmo potencial de retorno. As corporações diferem em seu potencial de lucro final na medida em que se encontram mais ou menos aptas para gerenciar o conjunto de forças que caracterizam a indústria. Quando um mercado apresenta uma empresa que ordena todas as

¹ Neste trabalho será adotada a definição de “indústria do gás” como aquele segmento que congrega as empresas que vendem diretamente o gás natural para os consumidores finais, sendo, portanto, constituído por Distribuidora(s) e/ou Comercializadora(s). Quando aplicado no plural, pode referir-se a outros agentes ao longo da cadeia de fornecimento, incluindo o produtor (es), o carregador (es) e transportador(es) do produto, o que será identificado em partes específicas dos textos.

indústrias ao longo de uma cadeia de suprimentos, a introdução de concorrência é dificultada. Nesse caso, uma alternativa é a desfragmentação dessa empresa em submercados. Em se tratando do cenário brasileiro para as indústrias do gás natural, a Petrobras controla a maioria das atividades e a essência da infraestrutura que permite a oferta do gás. Em seu plano de negócios, a Petrobras revela a intenção de se tornar uma empresa de energia, ou seja, demonstra o interesse em manter-se na dianteira nos segmentos que opera além de desenvolver a verticalização e horizontalização de suas operações.

Nesta revisão teórica serão apresentados os principais elementos do Modelo das cinco forças de Porter, que permite identificar as características estruturais básicas das indústrias e determinar o conjunto de forças competitivas que determinam a concorrência atribuída.

Este Modelo foi apresentado no livro "Estratégia Competitiva", (Porter, 1980), sendo a primeira edição brasileira de 1986 (posteriormente atualizada em 1991). Conforme descreve Porter a meta da estratégia competitiva de uma unidade empresarial operando em uma indústria é encontrar a melhor solução para se defender contra forças competitivas adversas ou tentar influenciá-las em seu favor. O diagrama das cinco forças competitivas de Porter é ilustrado na Figura 1.

Figura 1-Diagrama das Cinco Forças Competitivas de Porter.
Fonte: Porter, 1986.

Ao longo dos demais capítulos deste trabalho serão apresentados as diversas etapas da cadeia de valor do gás natural, enfatizando as etapas em que a Petrobrás está presente e suas

formas de atuação, associando esta realidade ao modelo de Porter. Nas seções que seguem, apresentam-se os fundamentos da teoria para cada uma das cinco forças competitivas de Porter.

1.2.1 Determinantes estruturais da Intensidade da Concorrência.

As cinco forças competitivas – entrada, ameaça de substituição, poder de negociação dos compradores, poder de negociação dos fornecedores e rivalidade entre os atuais concorrentes – refletem o fato de que a concorrência em uma indústria não está limitada aos participantes estabelecidos. Clientes, fornecedores, bens substitutos e os entrantes potenciais são todos “concorrentes” para as empresas na indústria, podendo ter maior ou menor importância, dependendo das circunstâncias particulares. Concorrência, nesse sentido mais amplo, pode ser definida, segundo Porter como, ‘rivalidade ampliada’.

A intensidade dessa concorrência ampliada na indústria é determinada pelo conjunto das cinco forças competitivas. Assim, por exemplo, uma empresa com uma posição dominante no mercado, mesmo quando não há ameaça de entrada de novas empresas, por razões legais ou regulatórias, poderá enfrentar a concorrência de um produto substituto, de qualidade superior ou mais barato que o seu.

Como descreve Moutinho dos Santos et. al. (2002), o gás natural encontra-se sempre em concorrência com outros energéticos substitutos, em particular com o óleo combustível, a eletricidade ou o GLP (gás liquefeito de petróleo). Em muitas situações, como será discutido ao longo do texto, ao deparar-se com preços e/ou condições de suprimentos mais vantajosos, os consumidores, preferencialmente indústrias, migram para esses energéticos substitutos. Em outras condições, o GN (gás natural) não consegue deslocar os energéticos concorrentes, mesmo quando apresentam vantagens de preço. Segundo Porter (1986), a intensa rivalidade limitará os retornos potenciais em um determinado mercado.

O caso extremo de intensidade competitiva é a indústria em concorrência perfeita, que, na definição de Hall (2003), apresenta uma estrutura de mercado na qual existem muitos compradores e vendedores, o produto é padronizado, os vendedores podem entrar ou sair facilmente do mercado e a rivalidade é desenfreada porque as numerosas empresas e produtos são todos semelhantes.

Segundo Hall (2003), as hipóteses básicas de um mercado em concorrência perfeita são:

1. Existência de um grande número de compradores e vendedores. Cada um compra ou vende apenas uma pequena fração da quantidade total do mercado;
2. Os vendedores oferecem um produto padronizado, isto é, são substitutos perfeitos entre si;
3. Não existem relações interpessoais entre os compradores e vendedores;
4. A entrada e saída de firmas no mercado são livres;
5. As compras e vendas individuais são incapazes de alterar o preço do produto.

As análises a serem apresentadas no Capítulo 3 mostram a dificuldade para a indústria do gás, em qualquer mercado, aproximar-se deste modelo de concorrência perfeita. Em mercados mais maduros, através de mudanças regulatórias profundas, os governos têm tentado (nem sempre com sucesso) criar condições mais favoráveis à implementação de ambientes mais concorrenciais. Procura-se alterar, com a “força da Lei”, o equilíbrio das cinco forças competitivas de Porter. Em mercados gasíferos emergentes, como ocorre no Brasil, à distância em relação a qualquer modelo de concorrência perfeita torna-se gritante. A própria aplicação do modelo de Porter, como será demonstrado, torna-se comprometida, exigindo cuidados especiais na interpretação dos resultados.

Todavia, a estrutura básica de uma indústria, refletida na intensidade das forças competitivas de Porter, deve ser distinguida dos muitos fatores de curto prazo que podem afetar a concorrência e a rentabilidade de maneira transitória. Por exemplo, flutuações nas condições econômicas podem influenciar a rentabilidade no curto prazo de quase todas as empresas, em muitos segmentos. A competitividade relativa entre diferentes energéticos também pode alterar-se ao longo dos ciclos econômicos. Do mesmo modo, as faltas de materiais, as greves, piques de demanda e outros fatores semelhantes podem influenciar decisivamente a rentabilidade de uma indústria ou o sucesso de uma empresa específica.

Embora esses fatores possam ter significado tático, o foco da análise será a estrutura da indústria. Na “análise estrutural”, procura-se identificar as características básicas de uma indústria, enraizadas em seus fundamentos econômicos e tecnológicos, que modelam a arena na qual a estratégia competitiva deve ser estabelecida. Uma série de características técnicas e econômicas genéricas são importantes, e muitas vezes críticas, na determinação da intensidade de cada força competitiva em cada indústria particular. Nas próximas seções, algumas dessas características são apresentadas e exploradas no contexto das cinco forças competitivas de Porter.

1.3 Primeira força do modelo de Porter – ameaça de Entrada.

Segundo Porter, as novas empresas que entram em uma indústria trazem consigo nova capacidade de produção, novas tecnologias, o desejo de ganhar parcela de mercado e, frequentemente, recursos substanciais para investimentos. Como resultado, os preços podem diminuir ou os custos dos participantes podem aumentar, reduzindo, assim, a rentabilidade do negócio. Companhias provenientes de outros mercados (ou mesmo de outras indústrias), e que estão se diversificando através de aquisições em uma determinada indústria, com frequência empregam seus recursos para introduzir mudanças, como mecanismo de diferenciação em relação aos atuais participantes. Assim, a aquisição de uma empresa já existente em uma indústria, tendo a intenção de construir uma posição no mercado, também deve ser vista como uma entrada, muito embora nenhuma empresa inteiramente nova tenha sido criada. Nesse trabalho, a entrada da figura da Comercializadora no mercado de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo; a participação de outras empresas nesse segmento, por exemplo, da Petrobras e da Comgás, não será resultado de aquisição, mas sim, de verticalização para frente de suas atividades no mercado.

Informações e acessos privilegiados a insumos ou clientes, possibilitam que algumas empresas exerçam integração para trás ou para frente da cadeia. Nesse caso, a estratégia de entrada confunde-se com a integração vertical, podendo apresentar riscos ainda maiores para os agentes já estabelecidos em uma indústria. Como exemplo a ser detalhado no Capítulo 3, a oportunidade de ofertar energia elétrica proveniente de usinas térmicas, por ocasião da crise de abastecimento de energia elétrica de 2001, propiciou à Petrobras aprofundar a integração vertical na cadeia de valor do gás, passando a atuar como produtor independente de energia elétrica. A Petrobras tornou-se o principal entrante na indústria de energia elétrica. Ao mesmo tempo, tornou-se o único operador completamente integrado na indústria do gás.

Outro fato que merece destaque é a política governamental. Através da regulamentação setorial, pode-se coibir ou impulsionar a presença de novos entrantes em uma determinada indústria. Aliás, como comenta Juris, (1998(a)), um dos papéis das Agências de Regulação é de criar forças de mercado, capazes de estabelecerem processos concorrenciais, permitindo a entrada de novos atores, mesmo em situações onde o monopólio natural tende a prevalecer. Essa questão será amplamente analisada nos capítulos 3 e 4, com destaque para as características inusitadas no caso da distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

A ameaça de entrada em uma indústria depende das barreiras de entrada existente e da reação que o novo concorrente pode esperar por parte dos concorrentes já existentes. Além

disso, entrada também tende a ser reduzida em indústrias que apresentam elevadas barreiras de saída, sendo este o caso da indústria de gás natural, como também será discutido no capítulo 3.

1.3.1 Barreiras de Entrada.

Existem algumas fontes principais de barreiras de entrada tais como: economia de escala, diferenciação de produtos, necessidade de capital, custos de mudança, acesso aos canais de distribuição, desvantagens de custo independentes de escala e políticas governamentais. No caso de indústrias de rede, como será apresentado no capítulo três, as barreiras de entrada são tão críticas que caracterizam verdadeiros monopólios naturais. A regulação setorial tem procurado mecanismos para reduzir ou superar tais barreiras.

Dentre as possíveis formas de proibir ou limitar a entrada de uma empresa em uma determinada indústria, pode-se sugerir aquelas barreiras que tendem a ser mais eficazes em inibir mecanismos ou ameaças de entrada de novas empresas na indústria de gás natural. Assim, as principais forças que norteiam as barreiras de entrada no segmento do gás natural são:

- **Economia de diversificação:** um tipo de barreira de entrada na forma de economia de escala ocorre quando existem vantagens econômicas na integração vertical, ou seja, na operação em estágios sucessivos da produção à distribuição. Nessa situação, a empresa entrante pode enfrentar desvantagens, por exemplo, de custo, assim como, uma possível ‘exclusão’ na disponibilidade dos insumos para seu produto se a maioria dos concorrentes estabelecidos estiver integrado. A exclusão, nessas situações, deriva do fato de que a maior parte dos clientes compra de unidades filiadas (ou a maioria dos fornecedores vende seus produtos para o mesmo grupo a que pertence). A empresa nova encontrará maiores dificuldades, em relação aos concorrentes integrados, para obter condições mais favoráveis de preço, segurança ou quantidade de produtos e/ou insumos. A vantagem de custo de escala e de diversificação só pode ser igualada se atingida uma escala comparável ou uma diversificação adequada de modo a permitir a divisão de custos. A empresa diversificada ou que opere em grande escala pode dividir custos fixos de suas instalações eficientes, entre um grande número de unidades. Enquanto que a empresa entrante, mesmo quando possua instalações tecnologicamente eficientes,

não conseguirá utilizá-las plenamente. Esse caso é uma característica típica apresentada na indústria gasífera brasileira, tendo a Petrobras como detentora da maioria dos ativos e tecnologia ao longo da cadeia e pela sua diversificação na oferta de produtos, inclusive de produtos substitutos ao gás natural.

- Custos de mudança: uma barreira de entrada é criada pela presença de custos de mudança, ou seja, custos com que se defronta o comprador quando muda de fornecedor e/ou de produto. Embora esse custo de mudança, por exemplo, do óleo combustível para o gás natural, recaia, normalmente, nos clientes, trata-se de um problema que também é enfrentado pelas empresas entrantes, as quais necessitam conquistar clientes e ganhar mercado, seja desenvolvendo novos clientes ou capturando aqueles dos seus concorrentes.
- Acesso aos Canais de Distribuição: uma barreira de entrada pode ser criada pela necessidade de se assegurar a distribuição dos produtos. Trata-se da questão essencial no tema do livre acesso aos gasodutos de transporte ou distribuição, no caso do gás natural. Quanto mais limitado é o acesso aos canais, no atacado e no varejo, e quanto maior o controle dos concorrentes sobre esses canais, mais difícil será a entrada no setor. Algumas vezes, esta barreira é tão elevada que, para ultrapassá-la, uma empresa entrante precisa adotar tecnologias de distribuição, ou de acesso aos produtos, inteiramente novos, por exemplo, os sistemas de distribuição a granel de gás natural comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL).
- Acesso aos insumos: assim como a barreira de acesso aos canais de distribuição, o acesso ao insumo na indústria de gás natural é regido pelo acesso (não discriminatório), tanto dos gasodutos de transporte como de distribuição. Uma forma da empresa participante criar barreira e dificultar o acesso ao insumo da empresa entrante é estendendo sua participação para trás da cadeia, ou seja, verticalização para trás.

1.4 Segunda força do modelo de Porter – Pressão dos produtos Substitutos

Todas as empresas em uma indústria estão competindo, em termos amplos, com empresas de outras indústrias que fabricam produtos substitutos. Os substitutos reduzem os retornos potenciais de uma indústria, colocando um teto nos preços que as empresas podem praticar com lucro. Quanto mais atrativa a alternativa de preço-desempenho oferecida pelos

produtos substitutos, mais firme será a pressão sobre os lucros da indústria. Os substitutos em uma indústria são produtos, serviços ou soluções, que não seriam escolhidos naturalmente, mas que acabam sendo priorizados frente a ausência de atendimento dos requisitos de qualidade ou de preço dos produtos, serviços ou soluções inicialmente desejados. Um bom exemplo é a geração a diesel pelos clientes industriais e comerciais no horário de ponta do setor elétrico. Por mais que sejam bem estruturados os sistemas energéticos próprios de uma indústria ou comércio, quase sempre será mais cômodo e simples comprar a energia elétrica e recebê-la de sua distribuidora local. Contudo, as elevadas tarifas de energia e demanda no horário de ponta, que podem ser duas ou até seis vezes superiores às tarifas praticadas fora desse horário, tornam soluções como a geração própria a diesel atrativas, apesar dos investimentos e dificuldades operacionais que representam. (Silva, 2009).

Segundo Porter, (1986) os produtos substitutos que mais exigem atenção são aqueles que estão sujeitos a tendências de melhoramento de sua relação de preço-desempenho vis-à-vis o produto da indústria, ou são produzidos por indústrias com altos lucros. Em particular na concorrência entre gases combustíveis, deve-se verificar as relações amplas de preço-desempenho entre o GN e o GLP.

1.5 Terceira força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Compradores

Os compradores competem com a indústria, forçando os preços para baixo, barganhando por melhor qualidade ou mais serviços, e jogando os concorrentes uns contra os outros, podendo comprometer a rentabilidade da indústria. O poder de cada grupo importante de compradores depende de certas características quanto à situação do mercado e da importância relativa de suas compras em comparação com seus negócios totais. Assim, dependendo do potencial de demanda que uma empresa tem, em diferentes situações de mercado, o seu poder de barganha pode ser utilizado no objetivo de assegurar melhores condições nas negociações de preço, quantidade vendida, condições de entrega especiais e, até mesmo, impedindo ou limitando o fornecimento do produto às demais empresas do setor. No Brasil, como sugere Muller-Monteiro, a ABRACE (Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia) organizou-se para congrega os grandes consumidores de energia e buscar aumentar seu poder de barganha em relação aos fornecedores de energia. No passado, quando os setores energéticos eram controlados por poderosos monopólios estatais, a ação da ABRACE era mais discreta. Porém, a Associação tornou-se ‘importante’ após as

privatizações dos anos de 1990 (ABRACE, 2009). Como a associação reúne grandes empresas com elevado consumo de energia, ela possui mais força para barganhar por melhores condições frente aos seus fornecedores.

Para o estudo do comportamento do comprador de gás natural (Distribuidora e Comercializadora), frente ao fornecedor do produto (Petrobras), o modelo de Porter (1986), infere algumas circunstâncias que, se forem verdadeiras, podem influenciar nas negociações em prol do comprador final do produto (grandes consumidores).

- O Cliente (comprador) está concentrado ou adquire grandes volumes em relação às vendas do vendedor: se uma parcela grande das vendas é adquirida por um determinado comprador, isto aumenta a sua importância nos resultados, ganhando barganha nas negociações frente aos concorrentes, na medida em que volumes menores aumentam os custos de transação para os fornecedores, diminuindo o poder de negociação dos clientes. No mercado de distribuição, a Distribuidora Comgás apresenta-se como a maior compradora da Petrobras. (ABEGAS, 2009).
- Compradores que são uma ameaça concreta de integração para trás: se os compradores são parcialmente integrados ou colocam uma ameaça real de integração para trás, eles estão em posição de negociar concessões². O poder do comprador pode ser parcialmente neutralizado quando as empresas do setor ameaçam com uma integração para frente no setor do comprador
- O comprador tem total informação: quando o comprador tem todas as informações sobre a demanda, preços reais do mercado, e, mesmo sobre os custos dos fornecedores, isto em geral lhe dá mais poder para a negociação do que quando a informação é deficiente.

1.6 Quarta força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Fornecedores.

Os fornecedores desempenham um papel importante em todas as indústrias. O sucesso e o fracasso das organizações estão muito associados às parcerias estabelecidas com seus fornecedores. Por essa razão, os conceitos e normas de qualidade tratam cada vez mais os

² Se as motivações dos compradores no sentido de uma integração se baseiam mais em segurança de fornecimento ou em outros fatores não ligados diretamente a preços, isto pode implicar que as empresas na indústria tenham que oferecer grandes concessões de preços para impedir a integração.

fornecedores como parceiros, que devem ser avaliados e monitorados por meio de um relacionamento que vai além da simples compra e venda de produtos e serviços; passando-se à construção de relações de parceria com objetivos de ganhos mútuos (Silva, 2009).

Os fornecedores podem exercer poder de negociação sobre os participantes de uma indústria ameaçando elevar os preços ou reduzir a qualidade dos bens e serviços fornecidos, inclusive reduzindo a disponibilidade do bem e mudando as condições de entrega.

Quando os fornecedores são poderosos, eles podem sugar a rentabilidade de uma indústria, incapaz de repassar os aumentos de custos a seus próprios preços. Além disso, um fornecedor poderoso, operando em múltiplos mercados, inclusive ofertando produtos substitutos, pode restringir o desenvolvimento de uma indústria, já que procurará maximizar sua rentabilidade total, a qual pode, eventualmente, estar associada aos produtos substitutos.

Na indústria de gás natural no Brasil, as Distribuidoras e Comercializadoras convivem com um mesmo supridor poderoso, a Petrobras, que estabelece o preço da *commodity* entregue as distribuidoras no *city gate*. No caso das distribuidoras Paulistas, a margem de distribuição é imposta e controlada pela agência estadual de regulação ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo). A rigor as Distribuidoras apenas controlam as políticas de descontos a serem oferecidos aos consumidores para que o GN possa, por exemplo, substituir outros energéticos. Todavia, o mercado apresenta-se sob forte influência do único fornecedor do gás natural, que se garante sempre elevando poder de barganha. A Petrobras impõe condições contratuais, como por exemplo, indicando privilégios no abastecimento de gás para suas unidades (uso interno e termelétricas, a grande maioria de sua propriedade); além disso, a Petrobras estabelece a disponibilidade de contratos firmes ou interruptíveis, ditando, assim, o ritmo de evolução da indústria de gás. A Petrobras controla a produção, mas também as capacidades de estocagem ao longo da cadeia de suprimento. Portanto, a indústria do gás delega a seu supridor exclusivo os instrumentos essenciais para a garantia de suprimento a seus clientes. Como consequência, principalmente junto aos grandes consumidores, as Distribuidoras tender a perder competitividade em relação às políticas de integração vertical para frente de seu supridor.

Por exemplo, no mercado consumidor de gás natural do Estado de São Paulo, o setor que apresenta o maior poder de barganha frente ao fornecedor (Distribuidora) é a indústria, correspondendo por 75,9 % e 76,5 % do total consumido nos anos de 2008 e 2009³, respectivamente, contra uma participação do segmento de termogeração, cujo montante

³ Dados até abril de 2009.

representou 5,6% e 3,7% no mesmo período. O segundo setor que mais consumiu gás foi do automotivo, tendo 9,4% e 9,6% de participação no mercado total entre os anos de 2008 e 2009, respectivamente (ABEGAS, 2009).

Como comenta Porter (1986), as condições que tornam os fornecedores poderosos tendem a refletir aquelas que tornam os compradores poderosos. Um grupo de fornecedores obtém poder de barganha em relação a uma indústria quando:

- É dominado por poucas companhias e é mais concentrado do que a indústria para a qual vende: Fornecedores vendendo para compradores mais fragmentados terão, em geral, capacidade de exercer considerável influência em preços, qualidade e condições. Por sua vez, se os clientes interagem de forma mais concentrada, eles diminuem o poder de negociação dos fornecedores. Uma integração vertical de fornecedores pode contribuir para o aumento de seu poder de barganha, como se verifica em grupos de mesmo controle acionário, representados, novamente pela Petrobras, que detém participações acionárias em várias distribuidoras.
- Não está obrigado a lutar com outros produtos substitutos na venda para indústria: Alternativas de produtos substitutos diminuem o poder de barganha de um fornecedor, da mesma forma que a situação inversa possibilita o aumento desse poder. Como exemplo, fornecedores de óleo diesel ou óleo combustível podem ter seu poder de negociação reduzido pela disponibilidade de gás natural na mesma região. Porém, quando a disponibilidade final dos vários energéticos é controlada pelo mesmo supridor, os efeitos de uma concorrência acirrada são minimizados. Por exemplo, fornecedores de energia fotovoltaica, para regiões isoladas, possuem um elevado poder de barganha, visto que representam a única alternativa para essa localidade. Clientes residências de energia elétrica não possuem ‘nenhum ‘poder de barganha, visto que, esse produto da distribuidora local torna-se a única possibilidade de uso.
- Insumo não armazenável: quando o insumo oferecido não pode ser armazenado, como é o caso da atual infraestrutura brasileira de gás natural, o poder do fornecedor é ainda mais abrangente, pois impede que o comprador forme seus estoques.
- Quando o grupo de fornecedores é uma ameaça concreta de integração para frente. Esse caso foi apresentado como poder do comprador, mas também pode

ser aplicável no caso do fornecedor (Distribuidora), que poderá exercer essa atividade caso seja um Comercializador.

- Custos de mudanças associados à troca do fornecedor: barreiras de saída podem ser elevadas, o que pode dificultar ou mesmo inviabilizar a troca de fornecedor-cliente. Contratos de fornecimento de energia, equipamentos que utilizam apenas um determinado combustível (por exemplo, fornos e caldeiras a gás natural) podem dificultar ou impossibilitar a troca de parceiros comerciais. A barreira de saída e/ou entrada faz com que a mobilidade de uma indústria seja maior ou menor entre os seus diferentes *players*.

1.7 A quinta força do modelo de Porter – Influência Regulatória.

Uma sexta força que deve ser obrigatoriamente considerada nesta análise é a influência regulatória do governo. A indústria do gás opera em regime regulado, cabendo ao Poder Concedente e aos agentes regulatórios definir as principais regras do jogo concorrencial. Em muitas indústrias, o poder de compra (ou venda) do Estado é fator decisivo de economia de escala ou de exclusividade. Muitas vezes, o papel do governo como fornecedor ou comprador é determinado por fatores políticos, que alteram as condições econômicas. Assim, no caso da política de preços do gás natural no Brasil, verifica-se um complexo processo interativo entre a Petrobras e o governo Federal. Atos regulatórios do governo também podem afetar a rivalidade entre os concorrentes, influenciando o crescimento do mercado e/ou sua estrutura de custos através de regulamentação.

Para o propósito da análise estratégica, Porter (1986) considera que o governo afeta a concorrência através das cinco forças competitivas. Neste trabalho, opta-se por considerar a ação regulatória como uma sexta força competitiva. Acredita-se que tal escolha torna o modelo mais esclarecedor na identificação da importância da regulação ao procurar estabelecer (e modificar) as regras do jogo concorrencial de uma indústria regulada.

No caso da indústria do gás, principalmente do Brasil, como será apresentado no capítulo 3, os regimes regulatórios são altamente influenciáveis por questões políticas que afetam as distribuidoras, principalmente, na questão tarifária, mas também em suas relações com os demais agentes. Deve-se lembrar que a Petrobras, a principal empresa da cadeia e valor, embora seja uma empresa de capital aberto, possui o Governo Federal como principal acionista. Assim, a atuação da Petrobras encontra-se mais vulnerável a influências políticas.

Essa atuação política da Petrobras, tendo o Governo Federal na retaguarda, pode gerar severos impactos nas forças competitivas que regem as indústrias de gás. Portanto, nenhuma análise estrutural estará completa, sem um diagnóstico sobre como o ambiente regulatório (atual e futuro) afetará as condições estruturais.

O poder de influência do governo será tratado neste trabalho como uma sexta força do modelo de análise competitiva.

1.8 Sexta força do modelo de Porter – Intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes.

Em economia, segundo a definição de Hall (2003) e do Manual, et.al, (1998), concorrência corresponde à situação de um mercado em que os diferentes produtores/vendedores de um determinado bem (ou serviço), atuam de forma independente face aos compradores/consumidores, com vista a alcançar um objetivo para o seu negócio – lucros, vendas e/ou quota de mercado –, utilizando diferentes instrumentos, tais como: preço, qualidade dos produtos/serviços e serviços pós venda. A concorrência é um estado dinâmico de um mercado, que estimula as empresas a investir e a inovar com vista à maximização dos seus ganhos e ao aproveitamento ótimo dos recursos escassos disponíveis. Um mercado concorrencial perfeito é aquele (caso ideal), cujo funcionamento está de acordo com o livre jogo da oferta e da procura, sem intervenção do Estado. Na microeconomia, também se identificam outras formas de competição sobre as quais nos ausentamos de elaborar⁴. Na Tabela 1 têm-se um resumo de outras formas de concorrências previstas na microeconomia.

⁴ A rigor, uma análise competitiva dos consumidores de gás deveria seguir caminhos muito distintos. O analista deveria considerar as forças concorrenciais em cada segmento industrial (que é regido por suas próprias forças concorrenciais), sendo que a energia e o gás deveriam entrar mais como um insumo a ser considerado por esses consumidores. Obviamente, essa abordagem ultrapassaria o escopo deste trabalho e, eventualmente, a própria perspectiva pertinente a uma análise energética. Reconhece-se que a metodologia adotada tende a superestimar o papel da energia nas decisões dos consumidores. Vide maiores comentários em Rossetti, 1994; Samuelson, 1975 e Simonsen, 1974 e Hall, 2003.

Tabela 1- Outras Formas de Concorrência.

Formas	Conceitos
Monopólio	O comportamento da empresa monopolista difere do comportamento da empresa perfeitamente competitiva à medida que, no monopólio, a empresa tem amplo domínio sobre o mercado em que opera. Não há um preço de mercado ao qual ela deva subordinar-se. Em um mercado perfeitamente competitivo, não existem barreiras significativas à entrada de novas firmas. O monopólio, ao contrário, surge por causa das barreiras à entrada. São consideradas três barreiras mais comuns responsáveis pela criação e manutenção dos mercados monopolistas: economias de escala, controle de um insumo escasso e barreiras criadas pelo governo.
Monopólio Natural	Um monopólio natural existe quando, devido a economias de escala, uma firma pode produzir com um custo médio por unidade inferior ao que podem produzir duas ou mais firmas. A economia de escala na produção faz com que a curva de custo médio no longo prazo da firma incline-se para baixo. Quando as economias de escala persistem até o ponto em que uma única firma esteja produzindo para todo o mercado, chamamos de um monopólio natural.
Oligopólio	Uma estrutura de mercado na qual um pequeno número de firmas estrategicamente interdependentes produz a maior parte da produção do mercado. Nos oligopólios há poucos fornecedores e cada um detém uma parcela grande do mercado, de forma que qualquer mudança em sua política de vendas afeta a participação de seus concorrentes e os induz a reagir.
Concorrência monopolista	Uma estrutura de mercado na qual existem muitas firmas que vendem produtos diferenciados, embora ainda sejam substitutos próximos e na qual existe livre entrada e saída. Trata-se de uma estrutura do mercado situada entre os extremos da concorrência perfeita e do monopólio. O número de empresas é suficientemente grande, mas o produto é real ou imaginariamente diferenciado.

Fonte: Adaptado a partir de Hall, 2003; Rossetti, 1994.

A força de intensidade da rivalidade refere-se ao nível de competição dentro do próprio setor, que é moldado pela concorrência entre os competidores, mas também pelo arcabouço regulatório vigente. Segundo Porter (1986), a competição tende a ser mais intensa em um setor no qual o número de empresas é grande, inclusive tornando mais difíceis formas mais ou menos disfarçadas de conluios e oligopólios.

A distribuição de gás natural é feita através de concessões, caracterizados como monopólios naturais, não havendo, dessa forma, competidores diretos para as distribuidoras de gás natural, mas sim para o produto distribuído. Nesse sentido, a competição é limitada, mas variará de acordo com o modelo regulatório vigente em cada mercado. No caso brasileiro, essa talvez seja a questão mais complexa que impede uma maior generalização dos modelos de análise. Cada distribuidora convive com uma situação particular e isso poderá ser significativo para definir seu futuro. Embora existam áreas de concessão pré-estabelecidas, cada distribuidora convive num ambiente concorrencial próprio e concorre com diferentes

intensidades em relação aos energéticos substitutos, com maior ou menor flexibilidade no tratamento de consumidores livres. A rivalidade entre os concorrentes existentes assume a forma corriqueira de disputa por posição no mercado.

A utilização de táticas para persuadir os consumidores e combater mais eficientemente essa rivalidade é uma prática muito utilizada. O uso de táticas como concorrência de preço, batalhas de publicidade, introdução de produtos e aumento de serviços ou das garantias ao cliente, entre outras são vistas como ferramentas de proteção e como uma barreira de entrada.

No setor de petróleo, embora a presença da Petrobras evidencie um monopólio em boa parte de sua cadeia produtiva, verifica-se, no segmento de combustíveis automotivos, uma efetiva competição na revenda ao cliente final. Verifica-se, também, uma competição no mercado de GLP, onde diferentes agentes competem pela ‘preferência’ do consumidor.

Para a indústria de gás natural, especificamente no Estado de São Paulo, na disponibilização do gás ao consumidor final, a utilização de práticas como melhores condições de preço, de flexibilização contratada, com a utilização sazonal do gás, de segurança de abastecimento ou de agregação de outros serviços aos contratos de compra e venda de gás são aplicáveis e representam diferentes estratégias ou táticas para intensificar a rivalidade entre os agentes.

Na maioria das indústrias, os movimentos concorrenciais de uma firma têm efeitos notáveis sobre seus concorrentes e podem, assim, incitar retaliações ou esforços para contenção. Este padrão de ação e reação permite, em geral, que cada empresa e a indústria como um todo se aprimorem. Contudo, cabe destacar que algumas formas de concorrência, notadamente a concorrência através da redução de preços, são altamente instáveis, sendo bastante provável que deixem toda a indústria em pior situação do ponto de vista da rentabilidade. Os cortes de preços são rápidos e facilmente iguados pelos rivais, reduzindo as receitas para todas as empresas, a menos que a elasticidade-preço da indústria seja bastante alta e os cortes de preço sejam compensados por grandes expansões de demanda. Caso contrário, a perda de rentabilidade através da ‘canibalização’ dos preços tende a reduzir os investimentos, podendo resultar em diminuição do acesso para novos consumidores ou a perda de qualidade e segurança de suprimento para os consumidores existentes.

Essas consequências podem ser muito negativas em relação a mercados de gás em fase de estruturação. As batalhas publicitárias e tecnológicas podem ser mais úteis, na medida em que expandem a demanda e podem aumentar o nível de diferenciação do produto no mercado, gerando benefícios a todo setor, ao contrário da guerra de preços.

A rivalidade dentro de um mercado é consequência da interação de vários fatores estruturais tais como:

- Concorrentes numerosos ou bem equilibrados: quando um setor é altamente concentrado ou dominado por uma ou poucas empresas são escassos os enganos quanto à força, e o líder ou líderes podem impor disciplina. Assim como, desempenhar um papel coordenador na indústria através de meios como liderança de preço ou de produtos. No caso das indústrias do gás natural no Brasil, a Petrobras desempenha esse papel de liderança.
- Crescimento lento da indústria: o crescimento lento da indústria transforma a concorrência em um jogo de aquisição de parcelas de mercado para as empresas que procuram expansão e redução de participação para as empresas menos competitivas. A concorrência por parcela de mercado é muito mais instável do que a situação em que o crescimento rápido da indústria assegura que as empresas podem melhorar seus resultados, apenas se mantendo em dia com o mercado.
- Grandes interesses estratégicos: a rivalidade em uma indústria se torna ainda mais instável se algumas empresas tiverem muitos interesses em jogo, com o propósito de obter sucesso em determinada indústria de modo a promover a sua estratégia empresarial global. Em tais situações, os objetivos destas empresas podem ser diferentes e desestabilizadores, porque elas são expansionistas e estão potencialmente inclinadas a sacrificar a lucratividade. No caso do GN no Brasil, a Petrobras tende a buscar um interesse corporativo que também precisa considerar seu papel dominante nos mercados dos produtos que competem com o gás. Com frequência as decisões da Petrobras são tomadas, em detrimento da expansão da indústria do gás.
- Barreiras de saída elevadas: as barreiras de saída são fatores econômicos, estratégicos, que mantêm as companhias competindo em uma determinada indústria, mesmo que estejam obtendo retornos baixos (ou até negativos), sobre seus investimentos. Grandes necessidades de investimento permeiam quase todas as atividades relacionadas ao setor energético, o que dificulta a entrada e a saída de novos atores. Para as distribuidoras de gás natural, a expansão dos mercados está associada à construção de redes de distribuição de gás e demais infraestruturas capazes de aproximar os pontos de oferta e de demanda, além

de uma força de vendas e de operação segura de todo o sistema. As principais barreiras de saída relacionadas ao mercado de gás natural encontram-se nesses ativos altamente especializados, que somente podem ser plenamente empregados em uma determinada atividade e localização. Os gasodutos apresentam valores baixos de liquidação e altos custos de transferência ou conversão. A utilização desses gasodutos fora do setor de gás e/ou petróleo é praticamente impossível.

1.9 Conclusão do Capítulo

O Modelo das Cinco Forças (mais uma) de Porter serve como ferramenta de análise para determinar a natureza competitiva e proporcionar aos integrantes de uma indústria uma visão de como se preparar para a concorrência. Evidentemente, o analista pode utilizar o modelo para enfatizar qualquer uma das forças em particular. Uma análise completa ultrapassa o escopo de uma dissertação de mestrado.

Como já mencionado na introdução do trabalho, o foco principal desta reflexão será o grande consumidor industrial, o qual, por sua vez, não pode desconsiderar as características e efeitos das demais forças competitivas no momento de definir suas estratégias.

Nesta seção procurou-se identificar as principais características da metodologia proposta que envolve o ambiente concorrencial que a indústria do gás natural do Brasil está inserida, particularmente, sobre como os diversos atores dessa indústria podem utilizar-se de mecanismos para melhorar suas condições nas negociações frente a uma empresa dominante como a Petrobras. No próximo capítulo será apresentado um perfil do mercado de gás natural no Brasil para caracterizar o ambiente concorrencial, focado principalmente na oferta e demanda de gás da bacia do Pré-Sal e da disposição de infraestrutura para o escoamento do gás até o seu consumo.

CAPÍTULO 2 - MUDANÇAS E DISPOSIÇÃO DA OFERTA, DEMANDA, INFRAESTRUTURA E DA CONCORRÊNCIA DO GÁS NATURAL NO CENÁRIO NACIONAL

2.1 Introdução

Na elaboração do Modelo das Cinco Forças concorrenciais de Porter, a cenarização dos ciclos de oferta e demanda do gás natural e da ampliação da infraestrutura de escoamento são fundamentos importantes para a caracterização do ambiente concorrencial. Ciclos de excesso ou restrição na oferta do gás alteram o jogo o concorrencial para todos os atores da indústria do gás. O Brasil caminha para um cenário potencial na produção do gás natural, em virtude das descobertas da fronteira do Pré-Sal, podendo se deparar com um mercado insuficiente para absorver todo esse gás, surgindo um quadro paradoxal de ‘excesso de gás na produção’ e ‘falta de acesso’ no consumo. O desenvolvimento de infraestrutura de escoamento, assim como maiores incentivos para o mercado consumidor, principalmente grandes consumidores, para absorver esse excesso na oferta precisam ser planejados com antecedência. Deste modo, o objetivo desta seção é identificar perspectivas em relação a produção e consumo do gás, o quanto da infraestrutura de transporte e distribuição, com base em um dado crescimento da oferta, em vista das descobertas do pólo do Pré-Sal, direcionando, eventualmente, essa oferta para o Estado de São Paulo. Serão apresentadas previsões de oferta para o Estado de São Paulo além de tendências de consumo nos diversos setores, focando, principalmente, o consumo industrial. Essa seção também irá apurar a participação e competição do gás natural no setor industrial e o comportamento de substituição das fontes de cada combustível. Apresenta-se as perspectivas de substituição de óleo combustível, GLP e eletricidade pelo gás natural na indústria de São Paulo.

Este capítulo não busca apresentar a evolução histórica de toda indústria de gás no Brasil⁵. Dessa forma, a preocupação está concentrada na disponibilidade de gás para o mercado interno, ou seja, restringe-se apenas à quantidade de gás. Foge ao escopo deste estudo uma análise sobre a composição das tarifas, bem como questões regulatórias relativas ao Pré-Sal, sabendo-se que o desenvolvimento do mercado depende do equacionamento dessas questões.

⁵ Cf. Barufi, 2008.

2.2 – Perspectivas de aumento da Produção e Oferta de Gás Natural no Brasil

Para estimar a produção de gás natural no Brasil serão inicialmente consideradas as informações divulgadas pela Petrobras em relação ao volume projetado de produção de gás natural nas diferentes bacias produtoras. O Plano de Negócios 2009-2013 será a principal fonte de informação para essa discussão. Mesmo que as estimativas em relação ao Pré-Sal guardem grandes incertezas e ainda não possam resultar em dados confiáveis, as informações apresentadas no Plano de Negócios da Petrobras são mais prováveis de se materializarem, já que se trata de uma visão de futuro corporativo oficial, submetido ao crivo de analistas de mercado. Na Figura 2 é apresentada a evolução das reservas provadas de petróleo e gás natural.

Figura 2- Incorporação dos volumes do Pré-Sal as reservas provadas
Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Segundo a Petrobras, os testes preliminares realizados em quatro áreas do Pré-Sal (três na Bacia de Santos e uma na Bacia de Campos), apontam para volumes recuperáveis entre 10,6 bilhões e 16 bilhões de barris equivalentes (petróleo e gás). Caso o volume seja confirmado - após o processo de avaliação das descobertas -, as reservas brasileiras dobrariam de volume.

O campo de Tupi, já em exploração, é o que tem maior estimativa de volumes recuperáveis, de 5 bilhões a 8 bilhões de barris equivalentes, seguido pelo campo de Iara,

também na Bacia de Santos, (entre 3 bilhões e 4 bilhões de barris), Guará (1,1 a 2 bilhões de barris) e Parque das Baleias (na Bacia de Campos, em frente ao Estado do Espírito Santo, de 1,5 a 2 bilhões de barris).

A Tabela 2 demonstra as previsões de incremento às reservas brasileira classificando os cenários em previsões moderadas e otimistas. No entanto, mesmo na consideração de incremento moderado, as estimativas já seriam bem animadoras, praticamente dobrando nossas reservas atuais.

Tabela 2- Estimativa dos volumes do Pólo Pré-Sal.

Bacia do Pré-Sal (Bilhões boe)	Moderada	Otimista
Tupi	5	8
Iara	3	4
Guará	1,1	2
Parque das Baleias	1,5	2
Total	10,6	16

Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Em relação à produção do gás natural, a Petrobras em seu Plano de Negócios 2009-2013 planeja produzir em torno 71 milhões de metros cúbicos/dia de gás entre 2011 e 2015. O volume vai a 75 milhões de metros cúbicos/dia em 2016, para 80 milhões metros cúbicos/dia em 2017 e permanece nesse patamar até 2020. Na Figura 3 é possível observar a evolução da produção de gás, incluindo os projetos da fronteira do Pré-Sal.

Figura 3 - Curva de Oferta de Natural por projetos.
Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Evidentemente, ainda é cedo para assumir que toda essa produção de gás natural será ofertada ao mercado doméstico. A Petrobras ainda não definiu quais os eventuais destinos deste gás, podendo citar, por exemplo, usos nas refinarias, uso como matéria-prima, quanto desse volume poderá ser exportado, destinado exclusivamente as termelétricas, ente outros possíveis destinos. Porém, o objetivo proposto nessa seção é de evidenciar as perspectivas do aumento na produção de gás no Brasil. Entre os projetos que merecem destaque estão os campos de Mexilhão que deve entrar em operação em 2010, Uruguá e Tambaú com previsão para 2010 e Juruá e Araracanga que devem entrar em operação em 2011.

Na Figura 4 é possível observar o cenário de evolução da produção total de hidrocarbonetos da Petrobras desde o ano de 2001, dados históricos, e as metas de produção para o ano de 2013 e estimativas para 2020.

Figura 4 - Produção Total da Petrobras (mil boe/dia).

Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

As projeções evidenciam um cenário de grande salto de produção, fruto das novas descobertas da fronteira do Pré-Sal. A taxa de crescimento ficou estável entre os anos de 2001 a 2008 na ordem de 5,6% a.a. Porém, após as descobertas da camada do Pré-Sal, as taxas elevaram na para a ordem de 8,8% a.a. entre os anos de 2008 a 2013 e de 7,5% a.a entre 2009 e 2020. Note que o pico de produção ocorre em 2020.

A produção agregada de óleo e gás deverá dar um salto de 3,6 milhões de barris diários de óleo equivalente (medida que inclui petróleo e gás) em 2013, para 5,7 milhões de barris equivalentes em 2020. Do crescimento de 1.240 mil bpd na produção nacional de petróleo entre 2013 e 2020, a maior contribuição virá do Pré-Sal. Para 2015, a Petrobras prevê a produção de 3,34 milhões de barris/dia de petróleo e 4,14 milhões de barris/dia de óleo equivalente, volume que sobe para 3,60 milhões de barris/dia de petróleo e 4,48 milhões de barris/dia equivalentes em 2016.

Para 2017, a expectativa da empresa é produzir 3,74 milhões de barris de petróleo diários e 4,70 milhões de barris diários de óleo equivalente, volume que salta para 3,83 milhões de barris/dia de petróleo e 4,83 milhões de barris/dia de óleo equivalente em 2018 e para 3,90 milhões de barris/dia de óleo e 5,08 milhões de barris/dia de óleo equivalente em 2019.

Para 2015 estão previstos quatro sistemas de produção no pré-sal, além de uma plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) para produzir óleo pesado no campo de Siri, na Bacia de Campos; e da plataforma do campo de Papa -Terra, também na Bacia de Campos. No ano seguinte, a estatal planeja colocar em operação outros quatro sistemas no Pré-Sal.

Previsto para entrar em operação em 2018, o campo de Júpiter - na fronteira do Pré-Sal da Bacia de Santos, com expectativa de reservas gigantescas de gás natural - vai permitir o aumento da participação do gás na produção total da Petrobras no país. Além disso, considera-se a perspectiva de novos terminais de gás natural liquefeito (GNL) além dos dois terminais do Rio de Janeiro e do Ceará que iniciam sua operação em 2009. Prevê-se também que a importação de gás importado da Bolívia permanecerá estável nos níveis atuais.

A oferta total de gás nacional alcançará o patamar de 80 milhões de m³/dia em 2017, que acrescidos ao gás boliviano importado e à futura capacidade de importação de 35 milhões de m³/dia via GNL, ampliarão a capacidade de oferta para 165 milhões de m³/dia em 2017. O que se vê nas projeções da estatal é que a importância do gás cresce, acelerando o movimento a partir de 2018, com o início da produção de Júpiter.

Até setembro de 2009, o País já acumulava uma média de 33 milhões m³/dia por dia excedentes de acordo com dados do Ministério de Minas e Energia. Já no ano que vem, o excedente deve ser ampliado em pelo menos 10 milhões de m³/dia, com a entrada em operação da plataforma de Mexilhão. A entrada em operação está prevista para meados de 2010.

2.3 Evolução da Demanda e da Oferta de Gás Natural no Brasil

2.3.1 Demanda de Gás Natural por Setor.

Em 2009 (dados até o mês de agosto), o maior consumidor de gás natural em volume de vendas foi o segmento industrial, seguido do segmento de geração e co-geração de eletricidade, consumo automotivo, residencial e comercial. Pela participação nas vendas, pode-se inferir que o segmento industrial e de geração de eletricidade, como também o gás natural veicular (GNV), são estratégicos para a ampliação da malha de transporte e de distribuição de gás natural, embora possuam dinâmicas diferentes. Na Tabela 3 têm-se o consumo médio de gás natural por setor.

Tabela 3 - Consumo de Gás Natural por Setor.

Consumo de GN por Setor (em Milhões de m ³ /dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009								Média 2009	2009 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago		
Industrial	29,46	30,79	32,24	33,4	25,18	24,86	25	25,91	27,92	28,36	29,86	30,45	27,32	62,4
Automotivo	5,28	6,31	7,01	6,63	5,66	6,07	5,92	5,74	5,69	5,68	5,55	5,57	5,73	13,1
Residencial	0,61	0,65	0,66	0,72	0,64	0,61	0,57	0,68	0,78	0,84	0,85	0,87	0,73	1,7
Comercial	0,5	0,56	0,58	0,61	0,55	0,58	0,58	0,56	0,6	0,6	0,56	0,61	0,58	1,3
Geração de Energia Elétrica	10,26	7,98	6,43	14,94	7,26	6,26	7,52	4,69	10,85	9,14	4,71	2,82	6,66	15,2
Co-Geração	1,43	1,81	1,92	2,26	1,73	1,73	1,68	1,89	2,51	2,48	2,65	2,82	2,18	5,0
Outros	0,07	0,32	0,23	0,15	0,16	0,72	0,71	0,72	0,59	0,6	0,67	0,66	0,6	1,4
Total	47,61	48,42	49,07	58,71	41,18	40,83	41,98	40,19	48,94	47,7	44,85	43,8	43,8	100%

* Inclui consumo direto do produtor.

Fonte: MME/Boletim mensal, 2009.

Note que a média total de consumo no ano de 2009 (43,8 milhões de m³/dia) está bem abaixo do apresentado em 2008 (58,72 milhões de m³/dia), em decorrência da crise financeira do final de 2008 e da retração na produção industrial (ABEGÁS, 2009). Todavia, nos números apresentados o setor industrial foi o grande consumidor de gás natural no Brasil, evidenciando seu papel fundamental no desenvolvimento da indústria de gás natural. Na Figura 5 é apresentado a participação de cada segmento no ano de 2009.

Figura 5 – Participação por Setor no consumo final de Gás Natural (dados até agosto de 2009).

Fonte: MME/Boletim mensal, 2009.

Até a década passada, o segmento industrial era praticamente o único grande consumidor em volume de gás natural. Até então, as malhas de transporte e distribuição eram desenvolvidas praticamente em função desse segmento, ou seja, só o volume consumido pelas indústrias relevava a expansão das malhas de gasodutos. Atualmente esse quadro sofreu mudanças, com o incremento de consumo dos segmentos termelétricos e de GNV. Para as distribuidoras de gás, esse segmento é o que possui uma das menores margens de lucro, uma vez que o segmento apresenta uma das maiores elasticidades preço da demanda. Isso impede a prática de preços elevados sob o risco de perda de clientes.

A captura de clientes é dificultada não somente pelo baixo preço do óleo combustível, como também pela necessidade de investimentos na troca ou adaptação dos equipamentos e nas instalações dos consumidores. A influência da força que os bens substitutos ao gás natural possuem, deslocando ou impedindo (custos elevados de adaptação) os grandes consumidores de utilizarem o gás será apresentada no quinto capítulo.

2.3.2 Demanda de Gás Natural por Região

Cada Estado possui uma rede de transporte e distribuição particular. Essa infraestrutura é considerada de grande importância para o desenvolvimento da indústria de gás de cada região. Para que o gás possa chegar ao seu consumidor final é necessário que esta rede de gasodutos esteja desenvolvida. Na Tabela 4 é apresentada a participação de cada região e por segmento no consumo de gás natural em outubro de 2009.

Tabela 4 – Consumo de Gás Natural por Região (outubro de 2009).

Consumos de gás por região (10 ³ m ³ /dia)							Outubro	2009
Região	Industrial	Automotivo (Postos)	Residencial	Comercial	Ger.Eletr.	Co-Geração	Outros (GNC)	Total
Norte	-	2,5	-	-	-	-	2,5	2,5
Nordeste	3.667,3	1.106,2	7,1	43,8	1.228,4	1.218,6	497,0	7.729,4
Sudeste	18.694,8	3.884,2	791,6	522,1	1.352,5	1.146,9	320,4	26.457,0
Sul	2.678,6	663,3	9,0	39,9	-	462,0	200,3	3.968,1
Centro-Oeste	178,2	45,8	0,6	2,9	-	5,4	19,4	233,4
TOTAL	25.218,9	5.701,9	808,2	608,7	2.580,9	2.832,9	1.039,6	38.390,4

Fonte: ABEGAS, 2009.

O Estado de São Paulo mantém a liderança regional do consumo (em 2009, apresentou participação de 43% no consumo regional de gás), e sua participação tem crescido desde 2003, fruto dos investimentos na expansão das malhas de distribuição das concessionárias estaduais de gás. Outro estado que registrou crescimento do consumo acima da média da região foi o Rio Grande do Sul, impulsionado pelo crescimento no consumo de gás automotivo. A indústria é o segmento que mais consome gás nas Regiões Sudeste e Sul (55,7% do total em outubro 2009), como pôde ser observado na Tabela 4, com destaque para a participação do consumo industrial no total consumido no Estado de São Paulo, com cerca de 49%, a maior do Brasil.

O consumo médio diário de gás natural registrado no mês de outubro atingiu 38,3 milhões de metros cúbicos em todo o país, de acordo com dados consolidados da ABEGÁS. Este número representa um crescimento de 4,42% em relação a setembro de 2009; porém, com relação ao mesmo período no ano anterior (outubro), os dados não são animadores e continuam revelando uma queda acentuada no consumo: - 25,76%. Os setores que mais influíram nesta redução acentuada foram o industrial e o termelétrico, que apresentaram retração, respectivamente de, 4,86% e 81,67%. Os dados mostram ainda que, de um ano ao outro, à exceção do segmento de co-geração, todos os outros apresentaram retração.

Além da desaceleração da produção industrial (fruto da crise no final de 2008), a redução na utilização de usinas térmicas movidas a gás natural, em decorrência do satisfatório nível dos reservatórios das hidrelétricas, e a perda de competitividade do gás natural frente aos energéticos concorrentes contribuíram para essa redução. Em consequência à expressiva queda no consumo, as importações de gás boliviano e a oferta interna de gás nacional também caíram, e como consequência houve um substancial aumento na queima⁶ do gás natural.

Apesar deste panorama, as companhias continuam investindo em infra-estrutura para disponibilizar o gás natural em todas as regiões do país⁷. A rede de distribuição de gás natural aumentou 6,22% em 2009, de 16.919,95 km em janeiro para 17.971,60 km em outubro de 2009. E mais de 6 mil clientes descobriram o benefício do gás natural no último mês, seja em indústria, comércio, residência e outros, somando-se aos mais de um milhão e meio de usuários deste insumo. A região Sudeste continua sendo a maior consumidora de gás natural com 26,4 milhões m³/dia consumidos por dia em outubro, seguida pelas regiões Nordeste com

⁶ A queima de gás aumentou 68% de 2008 para 2009, chegando a 13,2 milhões m³/d em junho passado (ABEGÁS, 2009).

⁷ Maiores informações consultar Planos de Negócios das três distribuidoras de São Paulo. Vide site: www.arsesp.org.br.

7,7 milhões m³/dia e Sul com 3,9 milhões m³/dia. Já as Regiões Centro-Oeste e Norte consumiram, respectivamente, 233,4 mil m³/dia e 2,5 mil m³/dia.

2.3.3 Algumas perspectivas em relação à Oferta de Gás Natural

Segundo o Anuário Estatístico da ANP (MME/ANP, 2008) no período de 1997 a 2007, que compreende os primeiros dez anos do atual regime regulatório gasífero, as reservas provadas⁸ brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 12,6 bilhões de barris e as reservas provadas de gás natural cresceram de 228 bilhões de m³ para 365 bilhões de m³. Ou seja, apresentaram crescimentos anuais médios de 77% e 60%, respectivamente. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo aumentou de 316 milhões de barris para 669 milhões de barris, e a produção anual de gás natural passou de 9,8 bilhões de m³ para 18,2 bilhões de m³. Portanto, a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que dobrou em 10 anos.

Em abril de 2008, 72 grupos econômicos – 36 de origem brasileira, incluída a Petrobras, e 36 de outros 19 países, tais como Angola, Canadá, Cingapura, Colômbia, Coreia do Sul, Estados Unidos, França, Holanda, Índia, Noruega, Portugal e Reino Unido atuavam no Brasil em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em investimentos de pequeno e de grande porte.

Apesar dos rápidos avanços nas atividades de E&P, o Brasil ainda é considerado um país de fronteiras exploratórias extremamente promissoras para novas descobertas. De acordo com a ANP, o Brasil possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisas de hidrocarbonetos, totalizando um território de 7,5 milhões de km² (cerca de 2,5 milhões de km² no mar). Menos de 5% dessa área está sob concessão para as atividades de exploração e produção.

Em 08 de novembro de 2007, às vésperas da realização da 9ª Rodada de Licitação da ANP, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) anunciou, na sede da Petrobras, as primeiras avaliações sobre as reservas estimadas para a maior província petrolífera jamais descoberta pela empresa em território nacional, denominada de Tupi, localizada na bacia de Santos. Inicialmente, estimou-se que a reserva de Tupi contivesse cerca de quatro bilhões de

⁸Nota do autor: Reservas provadas de petróleo e gás são os volumes estimados de petróleo bruto; gás natural e líquido de gás natural, cujos dados geológicos e de engenharia demonstrem com razoável grau de certeza, se podem ser explorados, em anos futuros, a partir de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes, i.e., com preços e custos da data da estimativa.

barris de óleo equivalente (BOE); estudos mais precisos já indicam que essa formação pode deter sozinha, aproximadamente oito bilhões de barris de óleo equivalente (BOE).

A confirmação desses resultados aumentará as reservas brasileiras de hidrocarbonetos em mais de 50%. O anúncio da descoberta em Tupi deu início a uma série de declarações acerca da possível existência de reservas gigantescas em uma nova área de fronteira exploratória, denominada camada de Pré-Sal. Tal denominação deve-se ao fato de que essas reservas encontram-se armazenadas abaixo de uma espessa camada de sal, a aproximadamente seis mil metros de profundidade.

A região do Pré-Sal, conforme se apresenta na Figura 6, localiza-se a uma distância média de 170 quilômetros da costa brasileira, distribuindo-se ao longo de uma faixa de aproximadamente 800 quilômetros de extensão, entre o litoral dos Estados do Espírito Santo e Santa Catarina. A área que corresponde à região do Pré-Sal está destacada na Figura na cor azul.

Figura 6- Província do Pólo Pré-Sal.

Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Apenas as descobertas de Tupi já seriam suficientes para posicionar o Brasil como um potencial exportador líquido de petróleo. A Petrobras, porém, tem indicado que a região do Pré-Sal poderá conter muito mais petróleo e gás natural. De acordo com a Estatal, essa nova área exploratória poderá fazer o Brasil pular da atual 24ª colocação entre as maiores reservas

de petróleo do mundo para 8º ou 9º lugar, posições atualmente ocupadas por Venezuela e Nigéria, respectivamente.

Estima-se que as reservas brasileiras recuperáveis possam atingir os 100 bilhões de BOE elevando o Brasil a categoria de grande produtor e exportador de hidrocarbonetos⁹. As primeiras descobertas de petróleo e gás natural do Pré-Sal iniciou uma série de discussões na esfera governamental e na sociedade civil, sobre a necessidade de alteração na estrutura jurídico-regulatória estabelecida para as atividades de E&P. A motivar essas discussões encontram-se, entre outros temas, as preocupações com a ampliação das receitas do Estado derivadas das atividades de E&P; o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional; e a robustez do controle do Estado sobre a indústria e os recursos naturais do setor.

Em julho de 2008 foi criada uma Comissão Interministerial para analisar e sugerir diversas alterações ao marco regulatório para as atividades de E&P a serem desenvolvidas na região do Pré-Sal. O estabelecimento de um novo marco institucional objetiva assegurar o caráter estratégico e harmônico das decisões relativas à produção de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal. A comissão traz três inovações na formulação e implementação das políticas públicas no setor energético:

- i. Estabelece novo regramento de regime de partilha de produção na área do Pré-Sal, preservando o marco normativo do modelo de concessão e os contratos de concessão já estabelecidos. A Petrobras será a operadora em todos os contratos de partilha, com o mínimo de 30% de participação no consórcio contratado;
- ii. Cria uma nova empresa Pública que será responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal, zelando pelos interesses da União;
- iii. Cria um Fundo Social para gerir os recursos de forma mais adequada permitindo investimentos de porte, em especial, em programas sociais, de educação, de ciência e tecnologia.

⁹ Dado a contemporaneidade dos fatos e as incertezas ainda existentes, este trabalho ausentar-se-á da análise mais detalhada do novo marco regulatório a ser adotado para o Pré-Sal. Evidentemente, que as mudanças que serão aprovadas poderão gerar um novo ambiente concorrencial para as indústrias do gás no Brasil, podendo, precocemente, desatualizar muitas reflexões que seguirão nos próximos capítulos. Trata-se de uma escolha consciente e tendo como perspectiva maior, o fato de que os principais elementos do atual ambiente concorrencial (analisados a seguir e nos capítulos 3 a 5), tenderem a reforçar-se.

2.3.4 – Perspectivas em relação á Demanda de Gás Natural no Brasil

As recentes descobertas de petróleo na chamada camada Pré-Sal estão gerando uma expectativa na indústria, de que haja mais gás natural disponível para os processos produtivos. Como a produção de óleo está associada à do gás, será possível aumentar a produção do produto, como mostrando anteriormente. Todavia, no Brasil, a prioridade é destinar o gás natural para a geração de eletricidade.

Contudo, o Brasil já teria sobra de gás natural para voltar a fechar contratos de longo prazo para consumo industrial, segundo estudo da consultoria Gás Energy. A sobra de gás natural no País já atinge os 40 milhões de m³/dia e pode aumentar para 60 milhões de m³/dia até 2011, alertou a consultoria Gas Energy, tomando como base as plataformas da Petrobras que deverão entrar em operação principalmente em 2010. O cálculo considera 10 milhões de metros cúbicos por dia que deixaram de ser importados da Bolívia, 20 milhões m³/dia de GNL contratados com flexibilidade de entrega e mais 10 milhões de m³/dia de campos com produção suspensa. A sobra também considera o volume queimado nos campos em que o gás é associado ao petróleo, portanto não pode deixar de ser produzido.

Para Marco Tavares, sócio-diretor da Gas Energy, a Petrobras e o governo Federal estão assumindo uma posição conservadora ao não disponibilizar esse gás à indústria. Segundo ele, o mercado de gás entrou numa lógica diferente de dois anos atrás, quando havia falta do combustível para o setor elétrico. Para mostrar essa sobra, o estudo explica que mesmo despachando todas as usinas termelétricas em 2010 e 2011, algo em torno de 55 milhões m³/dia, as sobras de gás natural seriam maiores que 10 milhões m³/dia, considerando uma oferta de 105,9 milhões m³/dia em 2010 (67 milhões m³/dia produção nacional somados ao GASBOL e terminais de GNL), e de 115 milhões m³/dia em 2011.

Tavares lembra que essa perspectiva ainda é ousada, já que o pico de despacho para as termelétricas até hoje foi de 20 milhões m³/dia em fevereiro de 2008. “Há um grande excedente, antes mesmo da entrada do Pré-Sal, que está sendo vendido em leilão de curto prazo ou sendo queimado”, diz Tavares. A queima de gás aumentou 68% de 2008 para 2009, chegando a 13,2 milhões m³/dia em junho passado (Gás Brasil, 2009).

A Figura 7 apresenta o balanço do mercado entre a oferta e a demanda do consumo de gás natural projetado.

Figura 7 – Balanço de Oferta x Demanda de Gás Natural (milhões m³/dia)

Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Observe que a oferta de gás acompanhará a evolução do consumo. O consumo para geração elétrica, priorizado pela Petrobras, apresenta um crescimento de 30 milhões de m³/dia entre os anos de 2009 e 2013, respectivamente. Já em relação ao consumo industrial, a evolução é mais acentuada. A previsão é que o consumo incrementado, entre os anos de 2009 a 2013, seja de 11 milhões de m³/dia. Ou seja, as projeções indicam que o principal foco para o uso do gás natural continuará a ser a geração de eletricidade.

2.3.5 – Perspectivas em relação à Demanda de Gás Natural para o Estado de São Paulo

O objetivo desta seção é apresentar informações sobre o potencial de gás natural que será ofertado ao mercado, em especial para o Estado de São Paulo, após as descobertas na fronteira do Pré-Sal. A Petrobras pretende oferecer um adicional de cinco milhões m³/dia de gás natural para o estado de São Paulo a partir de abril de 2010.

A informação foi dada pela diretora de Gás e Energia da Petrobras, Maria da Graça Foster, em reunião com membros do governo paulista que formalizou um protocolo de intenções entre o Estado e a petrolífera para um esforço conjunto no sentido de evitar atrasos no cronograma de obras para reforçar a malha de gasodutos em São Paulo, condição necessária para aumentar a oferta do insumo no estado. Segundo a executiva, o aumento da

oferta depende da conclusão de uma série de projetos de infra-estrutura que estão em andamento. Os cinco milhões de m^3/dia a mais planejados para abril 2010 estão condicionados ao desenvolvimento do gasoduto paulista Caraguatatuba-Taubaté (Gastau), que terá o papel de escoar a produção de gás oriunda da Plataforma de Mexilhão, na Bacia de Santos. No cronograma da Petrobras, o Gastau está previsto para outubro de 2010 e terá capacidade de transportar até 20 milhões de m^3/dia de gás, com possibilidade de ampliação para 25 milhões de m^3/dia , segundo técnicos da companhia.

Além de garantir a conclusão do Gastau no prazo previsto, o foco do protocolo de intenções também recai sobre os gasodutos São Paulo-Santos (Gasam) II e Rio-São Paulo (Gaspal) II. Esses dois empreendimentos têm como objetivo ampliar a flexibilidade da malha de gasodutos do Sudeste, facilitando o escoamento do insumo entre São Paulo e Rio de Janeiro (ABEGÁS, 2009). Na Figura 8 é possível verificar os planos de expansão da produção para o mercado de São Paulo da Bacia de Santos.

Figura 8 - Planos de Expansão da Produção para o Mercado de São Paulo da Bacia de Santos.
Fontes: Plangás/Plano Diretor da Bacia de Santos/Petrobras - Plano de Negócios 2009-2003

No curto prazo, a companhia construirá duas estações de compressão, uma em Suzano (SP) e outro em São Bernardo do Campo (SP), que ampliarão a capacidade de transporte de gás dos gasodutos Gaspal I e Gasam I de oito milhões de m^3/dia para 12 milhões de m^3/dia .

As instalações estão previstas para entrar em operação em abril de 2010 (ABEGÁS, 2009). A Petrobras acredita que a atual sobra de gás natural no mercado brasileiro poderá ser aproveitada por alguns clientes específicos das distribuidoras do produto.

Estrategicamente, o diretor de Gás da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), Zevi Kahn, afirmou que os investimentos da Petrobras para ampliar a flexibilidade da malha de dutos em São Paulo são importantes para reduzir a dependência do gás boliviano. "São Paulo passa a receber grandes volumes de gás de diversas fontes supridoras (gás nacional da Bacia de Santos e da Bacia de Campos, e gás boliviano) e se torna um *hub* da rede de dutos do País", disse o executivo.

Apesar dos esforços, a secretária Dilma Pena afirmou que o cenário ainda não confere sinalização clara de que haverá gás firme para projetos de expansão da capacidade instalada (ABEGÁS, 2009). Na Figura 9 são apresentados os potenciais máximos de conversão do Óleo Combustível ao gás natural nos segmentos industriais.

Figura 9 - Potencial máximo de Conversão do Óleo Combustível ao Gás Natural nos segmentos Industriais. Fonte: Andrades e Canelas/CESPEG, 2009.

As perspectivas do potencial máximo de conversão do óleo combustível ao gás são bem animadoras. Setores como de alimentos, papel e celulose, química, entre outros apresentam grande potencial para substituição. O entrave nestes casos são os investimentos necessários para adequar todo processo produtivo ao gás natural. Trocar todo processo e correr o risco de um eventual desabastecimento ou elevação no preço do gás são eventos que

contribuem para a manutenção do óleo combustível. Na Figura 10 é apresentado o potencial máximo de conversão do GLP ao gás natural.

Figura 10 - Potencial máximo de Conversão do GLP ao Gás Natural nos segmentos Industriais.

Fonte: Andrades e Canelas/CESPEG, 2009.

Existe uma vantagem na conversão do processo produtivo de GLP para o Gás Natural. Os investimentos não são tão elevados, pois ambos são gases. Neste caso, uma proposta para mitigar eventuais riscos é a manutenção dos aparelhos como *flex fuel*. A análise da força dos produtos substitutos do Modelo de Porter será realizada no 5 capítulo.

Em função da sazonalidade na disposição do gás natural e da prioridade no suprimento do gás para as termelétricas, a Petrobras deu início a um ‘novo’ modelo de contratação do insumo, buscando adequar o perfil da produção e oferta do gás.

A Petrobras passou a oferecer quatro novas opções de contratos: Firme Inflexível; Firme Flexível; Interruptível; e Preferencial (1º Legal Gás Fórum, 2008), os quais serão apresentados no capítulo três. Segundo a Petrobras, este conjunto de modalidades contratuais já está disponível, e a expectativa da companhia é que já possa ser utilizado no processo de renovação dos contratos em curso com as distribuidoras de gás natural. (vide Figura 11).

Figura 11- Eventos relevantes da Evolução do mercado de Gás Natural no Brasil.

Fonte: CEG/1º Legal Gás Fórum, 2008.

Nessa figura é possível verificar os eventos que ocorreram na indústria de gás brasileira entre os anos de 2003 a 2008. Cabe uma análise de alguns pontos relevantes que proporcionam o desenvolvimento dessas novas classes contratuais:

- 2003 a 2007- oferta maior que a demanda; crescimento do consumo de GN no segmento industrial, comercial e de GNC para frota, grande incremento de consumo de GNV (em 2007 mais de 450 postos de GNV no Rio de Janeiro); despacho de GN para as termelétricas.
- Em 2007 - interrupção no fornecimento afetou postos de GNV e indústrias, tendo maior impacto no Rio de Janeiro onde as indústrias já não dispunham mais de adaptações para o uso de óleo combustível.
- 2008 - surgimento de novas modalidades de contratos de fornecimento de GN (Comgás, Bahia Gás, CEG e CEG Rio, entre outras).

Observa-se que esse ‘novo’ modelo não se apresenta como a melhor alternativa em termos de gás firme para que as distribuidoras possam garantir gás aos seus clientes. Como existe a prioridade no abastecimento das termelétricas e a característica de sazonalidade na oferta do gás, a Petrobras pretende “criar” um mercado secundário complementar ao uso termelétrico, adequando seus consumidores através de contratos mais flexíveis.

Contudo, trata-se de uma introdução de contratos como instrumentos de flexibilização em momentos de escassez que, sem dúvida, contribuem para melhorar a competitividade da infraestrutura. Na verdade, a tentativa de modernização dos contratos não surgiu de uma evolução histórica (quase natural). Surgiu das características presentes do atual estágio da indústria brasileira de gás natural, que apresenta alta concentração da Petrobras em todas as

etapas, infraestrutura insuficiente e a presença de poucos atores. Como será apresentado no capítulo 3, item 3.4, na medida em que a estrutura da indústria do gás evolui, novas tentativas de modernização são inseridas.

Assim, as perspectivas de oferta de gás para o mercado industrial de São Paulo são favoráveis. Contudo, os tipos de contratos de gás devem ser considerados. As distribuidoras precisam de contratos firmes de gás para oferecer as indústrias. Caso esse excesso de gás não venha em condições de garantir a oferta firme, as indústrias, responsáveis por 49% da demanda por gás natural no Estado de São Paulo, continuarão sem capacidade para elevar o consumo do combustível. Afinal, ao impossibilitar a indústria de contratar o fornecimento firme de gás, a Petrobras ameaça a sustentação do desenvolvimento industrial e de novos investimentos.

2.3.6 – Infraestrutura de Transporte

Esta seção apresenta o cenário atual dos gasodutos de transporte e distribuição de gás natural no país e a sua projeção de investimentos. A importância desta cenarização é basilar para a aplicabilidade do Modelo concorrencial das cinco forças competitivas de Porter, pois o acesso aos gasodutos de transporte e distribuição pode diminuir ou fortalecer o poder de barganha dos participantes.

Em termos de infra-estrutura de transporte de gás natural no país, merece destaque o trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil, atualmente o maior projeto de importação de gás natural implantado, ligando as reservas da Bolívia a mercados brasileiros de cinco estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). Trata-se de um trecho de gasodutos de transporte com um total de 2.593 km de extensão, cuja capacidade viabilizou a expansão do mercado gasífero brasileiro entre 2000 e 2008 (PNE 2030).

A Tabela 5 apresenta-se os gasodutos brasileiros de acordo com o estágio em que se encontram: operação e construção. Também são apresentados parâmetros destes gasodutos, englobando a extensão, diâmetro e a capacidade máxima de transporte, incluindo igualmente, data de operação e a origem e término de cada um destes gasodutos, bem como os investimentos programados no caso de novos gasodutos.

Tabela 5 - Gasodutos de Transporte em Operação no país.

GASODUTO	ORIGEM	TÉRMINO	DIÂMETRO (pol)	COMPRIM. (km)	CAPACIDADE (mil m ³ /dia)	DATA DE OPERAÇÃO
1. Bolívia-Brasil						
Gasbol (trecho brasileiro – SE)	Corumbá (MS)	Guararema (SP)	32 a 24	1.418	30.000	1999
Gasbol (trecho brasileiro – Sul)	Paulínia (SP)	Canoas (RS)	24 a 16	1.165	6.000	2000
2. Malha Sudeste						
Gasduc	Macaé (RJ)	D. Caxias (RJ)	16	182	4.000	1982
Gasbel	D. Caxias (RJ)	B. Horizonte (MG)	16	357	2.000	1996
Gasvol	D. Caxias (RJ)	Volta Redonda (RJ)	18	95	4.000	1986
Gaspal	Volta Redonda (RJ)	Mauá (SP)	22	325	4.000	1988
Gasar	Mauá (SP)	Cubatão (SP)	12	42	960	1993
3. Espírito Santo						
Lagoa Parda-Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	8	100	1.000	1986
Gasvit	Serra (ES)	Viana (ES)	8	46	660	1997
4. Malha Nordeste						
Candeias-Aratu	Candeias (BA)	Aratu (BA)	12	21	700	1970
Santiago-Camaçari I	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	14	33	1.000	1975
Santiago-Camaçari II	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	18	33	1.800	1992
Candeias-Camaçari	Candeias (BA)	Camaçari (BA)	12	37	600	1981
Gaseb	Atalaia (SE)	Catu (BA)	14	230	1.100	1974
Gasalp	Pilar (AL)	Cabo (PE)	12	204	2.000	2000
Nordestão	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	12	424	850	1986
Gasfor	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	12 e 10	384	800	1999
Termopernambuco	Cabo (PE)	UTETermope(PE)	16	12	2.200	2004
Candeias-Dow	Candeias (BA)	Aratu (BA)	14	16	2.700	2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	4	7	35	2004
Ramal Termofortaleza	Pecém (CE)	UTE Termof (CE)	10	1	1.700	2003
5. Outros						
Uruguaiana-Porto Alegre	Uruguaiana (RS)	P. Alegre (RS)	24	50	2.800	2000
Lateral Cuiabá (trecho brasileiro)	Cáceres (MT)	Cuiabá (MT)	18	267	2.500	2001
Urucu-Coari ⁷	Urucu (AM)	Coari (AM)	18	280	4.000	1998

Fonte: BNDES Setorial, 2007.

A grande maioria dos gasodutos é controlada pela Petrobras e suas subsidiárias, incluindo o GASBOL (cujo trecho brasileiro é controlado pela Gaspetro, subsidiária da Petrobras). Além disso, pode-se notar que, atualmente, somente a Petrobras, a principal produtora de gás natural no país, vem investindo na ampliação da malha nacional de gasodutos de transporte. Na Tabela .6 estão apresentados os principais projetos de ampliação da rede de transporte.

Tabela 6 - Projetos de Gasodutos de Transporte em Andamento no país.

PROJETO/ GASODUTOS	INÍCIO	TÉRMINO	DIÂMETRO (pol)	COMPRIM. (km)	CAPACIDADE (mil m ³ /dia)	INVEST. PREVISTO (mm R\$)	PREVISÃO OPERAÇÃO
1. Projeto Malhas							
Campinas-Rio	Paulínia (SP)	Japeri (RJ)	28	453	5.800	1.190	2006
Aratu-Camaçari	Aratu (BA)	Camaçari (BA)	14	27	3.800	90	2006
Termoaçu	Guamaré (RN)	Açu (RN)	12	59	2.200	54	2007
Catu-Pilar	Catu (BA)	Pilar (AL)	26	441	6.600	1.000	2007
Atalaia-Itaporanga	Atalaia (SE)	Itapor. (SE)	14	29	3.000	56	2006
2. Projeto Gasene							
Cacimbas-Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	26	125	11.000	210	2006
Cabiúnas-Vitória (Gascav)	Cabiúnas (RJ)	Vitória (ES)	28	300	11.000	700	2007
3. Projeto Coari-Manaus							
Coari-Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	20	383	5.500	975	2008

Fonte: BNDES Setorial, 200 7.

Dos projetos acima apontados, merece destaque o Projeto Malhas, que permitirá uma ampliação significativa na capacidade das malhas do Sudeste e do Nordeste; o gasoduto GASENE fará toda a interligação efetiva entre a malha do Sudeste e do Nordeste. Observar-se que todos os projetos em andamento, cujo investimento total previsto é de cerca de R\$ 4,6 bilhões, estão tendo como patrocinadora a Petrobras e suas subsidiárias.

Assim sendo, toda a indústria de gás do Brasil depende exclusivamente das ações da Petrobras para desenvolver infraestrutura de escoamento. De acordo com o Plano de Negócios da Petrobras (2009-2013), os dutos de transporte de gás terão sua extensão total partindo de 5.451 km, em 2003, chegando a 7.930 km, em 2009, devendo alcançar em torno de 9.265 km, no final de 2013, ou seja, um incremento de 3.814 km em sete anos. A Figura 12 abaixo apresenta a consolidação da infraestrutura de transporte dutoviário gasífero no país em 2013.

Figura 12 – Consolidação da Infraestrutura de Transporte.
Fonte: Petrobras - Plano de Negócios 2009-2013.

Observe que a infraestrutura existente e os projetos em implantação são na sua grande maioria realizados nas regiões que se estendem da costa do Rio Grande do Sul até o Ceará. Contudo, fica evidente a falta de projetos em estados interioranos do país, como Tocantins, Maranhão, Minas Gerais, Bahia, entre outros. Na Tabela 7 abaixo são expostas informações de destaque do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) na área de Gás Natural, do andamento de obras dos gasodutos até o mês de agosto de 2009.

Tabela 7 – Informações de destaque do PAC na área de GN.

Informações do PAC sobre o andamento das obras dos gasodutos até agosto/2009:

- Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté
Enterramento de 24,8 km de tubos, de um total de 96 km
 - Gasoduto Cacimbas – Catu
Enterramento de 724,3 km de tubos, de um total de 954 km
 - Gasoduto Paulínia - Jacutinga
Enterramento de 91,4 km de tubo, de um total de 93 km
 - Gasoduto GASDUC III
Enterramento de 128,7 km de tubo, de um total de 178,5 km
 - Gasoduto Pilar – Ipojuca
Abertura de pista de 118,7 km, de um total de 187 km
-

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN / MME, outubro/2009.

Observa-se que os gasodutos de transporte ainda não atenderão vastas regiões do Brasil. Além disso, os sistemas estarão precariamente interligados. Haverá dois grandes sistemas em operação: o sistema GASBOL- Sudeste, que atende parcialmente Mato Grosso do Sul e os estados da Região Sudeste e da Região Sul; e o sistema Nordeste, que atende, de forma descontínua, o litoral dos estados do Nordeste, de Salvador a Fortaleza.

A dificuldade para o desenvolvimento e emprego de competição nos gasodutos de transporte no Brasil está na concentração predominante da Petrobras que vai de encontro com a abertura de terceiros ao acesso dos gasodutos, assunto que será apresentado e considerado no 4º capítulo; e que somente a Petrobras desempenha o papel de investir na ampliação da infraestrutura de gasodutos de transporte.

2.3.7 - Infraestrutura de Distribuição

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento de gás natural aos consumidores. O país registra a existência de 25 distribuidoras de gás canalizado, que operavam até 2003 uma extensão total de dutos de 8.987 km (Portal Gás e Energia, 2004). O Estado de São Paulo detinha cerca de 3.550 km (aproximadamente 40% do total nacional). Em 2009, a extensão da rede de distribuição havia expandido a 17.971,6 km. Na Tabela 8, tem-se a extensão das redes de distribuição em cada estado.

Tabela 8 – Extensão da Rede de Distribuição.

<i>Distribuidoras</i>	<i>Total / KM</i>
Algás	254,3
Bahiagás	573,3
BR	174,9
Cebgás	0,3
Ceg	4.045,1
Ceg Rio	884,2
Cegás	273,1
Comgás	6.150,5
Compagás	514,0
Copergás	446,4
Gás Brasileiro	608,3
Gasmig	658,1
Msgás	151,8
Pbgás	248,4
Potigás	281,3
São Paulo Sul	1.283,3
Scgás	808,8
Sergas	138,30
Sulgás	477,2
TOTAL	17.971,6

Fonte: Gás Brasil, outubro de 2009.

Deve-se notar que, além das distribuidoras citadas, que estão atualmente em operação, existe também as seguintes distribuidoras, em fase pré-operacional: Goiásgás (GO), Gaspisa (PI), Gasmar (MA), Cigas (AM), Rongas (RO) e Gasap (AP) (BNDES Setorial, 2007). Observe que o estado de São Paulo continua a abrigar mais de 45% das redes de distribuição. Somando os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a concentração chega a 72%.

Nesses estados, destacam-se as distribuidoras Comgás (SP) e CEG (RJ), as maiores do país em volume comercializado, número de clientes e extensão da rede de distribuição. Ambos estados têm redes de distribuição de gás que remontam a mais de um século, e tiveram suas distribuidoras privatizadas entre 1997 e 2000. Após as privatizações, os investimentos na ampliação das redes de distribuição nesses dois estados possibilitaram o início da interiorização, antes restrita às capitais.

Um fato importante é que somente as distribuidoras Comgás (SP) e CEG (RJ) atendem, de forma relevante, os mercados residencial e comercial. Esses mercados demandam redes mais capilarizadas e, normalmente, são desenvolvidos pelas distribuidoras em momentos posteriores ao da instalação inicial da rede, já que é difícil viabilizar uma rede de distribuição para atender somente esses mercados quando os consumos específicos são baixos¹⁰.

As demais distribuidoras têm como foco os mercados industriais e de geração elétrica. Nesses casos, a rede de distribuição em geral não é muito extensa e atende somente alguns clientes-âncoras, em distritos e áreas industriais. Deve-se, igualmente, mencionar que o mercado automotivo (GNV) desempenha um papel importante para muitas distribuidoras. Ressaltar-se, que o crescimento do mercado de GNV permitiu que as redes chegassem a vários municípios e estradas. O GNV tem funcionado como uma âncora para extensão das redes de distribuição. Outro fato importante é a falta de oferta do produto, em especial na Região Nordeste, onde atualmente diversas distribuidoras estão tendo que retardar investimentos por falta de gás para atender a potenciais clientes (Gás Brasil, 2009).

Além disso, nos estados de Minas Gerais e Paraná, a empresa de distribuição de gás pertence à empresa de distribuição de energia elétrica, o que cria um conflito de interesses (em alguns mercados, o gás natural concorre com a energia hidroelétrica) e faz com que investimentos em gasodutos não seja prioridade – o mercado de energia elétrica tem maior maturidade e penetração que o de gás natural no Brasil e, em geral, tem prioridade de investimentos.

¹⁰ Maiores informações do consumo per capita destes consumidores consultar Barufi, 2008.

O Estado de São apresenta-se com a malha mais desenvolvida (8.042 km ou 44,7 %) e acumula o maior consumo de gás do país (43% incluindo o segmento termelétrico ou 35% sem o segmento termelétrico) (Gás Brasil, 2009).

2.4 - Principais concorrentes do gás natural e comportamento do mercado

A concorrência com produto substitutos é aspecto relevante em todas as indústrias, incluindo as indústrias de gás natural. Embora a atividade de distribuição de gás natural seja monopólio natural, seu serviço de suprimento do gás sofre grande pressão competitiva de uma série de outros produtos substitutos. Em relação aos principais usos do gás natural, a Tabela 9 destacou os principais energéticos concorrentes e algumas considerações.

Tabela 9 - Usos do Gás Natural e seus principais concorrentes.

<i>SETOR RESIDENCIAL</i>	<i>ENERGÉTICOS</i>
Aquecimento de água	GLP, eletricidade, lenha
Cocção de alimentos	GLP, eletricidade, lenha
<i>SETOR COMERCIAL</i>	<i>ENERGÉTICOS</i>
Aquecimento/ar condicionado	Eletricidade
Cocção de alimentos	GLP, eletricidade, lenha
<i>SETOR INDUSTRIAL</i>	<i>ENERGÉTICOS</i>
Fabricação de aço	Óleo comb., Eletricidade, gás alto forno
Processamento de aço	Coque
Metalurgia (diversos)	Óleo comb., Eletricidade, gás alto forno
Minerais e não metálicos	Eletricidade, óleo combustível, GLP
Alimentos e bebidas	Óleo comb., coque, carvão, biomassa
Caldeiras	GLP, diesel, eletricidade
Equipamento de torrefação	Eletricidade, óleo combustível, GLP
Têxteis	GLP, óleo combustível, lenha
Papel e cellulose	Óleo combustível, lenha, carvão
Química e petroquímica	Óleo combustível, nafta, eletricidade
<i>SETOR TRANSPORTES</i>	<i>ENERGÉTICOS</i>
Veículos leves	Álcool, gasolina
Ônibus e caminhões	Óleo diesel

Fonte: Strapasson, adaptado 2004.

Na indústria do gás natural, o óleo combustível, o GLP, lenha e energia elétrica são os principais insumos que podem deslocar o gás natural. Contudo, dependendo do uso específico, o gás natural agrega valor em oposição aos seus concorrentes. Por exemplo,

quando o gás natural é utilizado como processo de aquecimento nas indústrias cerâmicas, ele apresenta muitas vantagens quando comparado a outros combustíveis, por não possuir impurezas, possibilitar controle automatizado da temperatura e a utilização de queimadores de alta velocidade de combustão. Outro exemplo é o setor têxtil e couro que em sua fase de tratamento há grande potencial para uso do gás natural como combustível, já que sua queima é mais limpa, sendo ideal para a chamuscagem, onde fiapos de tecido são eliminados.

Assim, as empresas devem ficar ‘atentas’ a entrada de novos produtos, principalmente aqueles que agregam valor ao produto, como é o caso do gás natural. Porém, no Brasil, a energia elétrica pode ser destacada com um substituto muito ‘respeitável’, pois caso o preço praticado no mercado, seja muito baixo, o proprietário pode preferir manter-se, a investir no processo para utilizar-se do gás natural, além de proporcionar maior garantia quanto à interrupção do suprimento.

Observa-se que o GLP surge como o principal concorrente do gás natural, visto que, na grande maioria, as indústrias não precisam alterar ou modificar drasticamente suas instalações. Muitas indústrias podem manter suas instalações *flex fuel*, ou seja, estão aptas a utilizar tanto o GLP quanto o GN. Assim, via de regra, as indústrias podem se proteger de eventuais elevações de preços ou escassez de suprimento. Contudo, tanto o GLP quanto o óleo combustível são energéticos com um mercado mais desenvolvido e antigo quando comparado ao gás natural, já que esse último começou a se desenvolver mais acentuadamente no Brasil a partir do ano de 2000.

Em relação ao consumo de energia elétrica observa-se que o gás não consegue competir diretamente ou deslocar seu uso por razão de disponibilidade e preço, salvo em setores onde o gás proporciona ganhos produtivos de qualidade, como os setores de papel e celulose, química e petroquímica, têxteis, alimentos e bebidas.

No segmento residencial, o energético substituto para o gás natural canalizado é o GLP. Ele é praticamente, o combustível exclusivo das áreas ainda não atendidas por rede canalizada de distribuição. Porém, deve-se chamar a atenção para o fato de que, mesmo em algumas regiões que possuem malha de distribuição de gás, muitos consumidores permanecem utilizando GLP, sobretudo os de baixa renda. Isso porque, a política de governo de subsídios ao preço do GLP, atualmente vigente, torna-o mais competitivo do que seu substituto gás natural residencial.

Nota-se, portanto, que o desafio para os próximos anos não é apenas com a expansão da malha de distribuição, para possibilitar o atendimento a um número maior de

consumidores, mas também o modo pelo qual será possível mudar a preferência dos consumidores, de maneira a incentivá-lo a adotar o gás natural canalizado em sua residência.

No comércio, a utilização do gás natural permite obter melhor aproveitamento do espaço e eliminar riscos inerentes ao uso do GLP e diesel. A conexão de novos clientes no mercado comercial é resultante principalmente da relação de preços do gás natural versus os combustíveis alternativos, sendo que incentivos à conversão são fundamentais no processo decisório dos clientes potenciais em função da limitada capacidade de investimentos dos estabelecimentos comerciais.

No segmento automotivo, os principais energéticos substitutos para o GNV são o álcool e a gasolina. Entretanto, observa-se a priorização do gás natural para a geração térmica e desestímulo do uso do GNV, dada a existência de outros energéticos substitutos para este uso. Além disto, o mercado vem sofrendo um movimento de aumento dos preços e consequentemente a diminuição da atratividade para investimento na conversão do veículo.

Na Figura.13 têm-se a evolução do consumo final por energético, onde é possível observar que o GN vem deslocando o GLP e o óleo combustível em grande escala, isto pode ser decorrente, principalmente, em função da substituição de caldeias e fornos industriais movidos, originalmente, por óleo combustível.

Figura 13 – Evolução do Consumo Final por energético – unidade: 10^9 Kcal.
Fonte: BESP (2005), elaboração própria.

Na Figura acima foi desenvolvida uma linha de tendência linear e projetada uma evolução do consumo para mais três anos (2006-2007-2008). Como pode ser observado, o GN tem o maior crescimento de uso, ultrapassando o consumo do GLP e do Óleo Combustível nos anos de 2001 e 2003, respectivamente. E na projeção linear realizada, ele continua a ser o energético mais consumido. Também cabe observar que entre os anos de 2001 a 2003 houve uma queda mais acentuada do óleo combustível e GLP, resultante da política de expansão do uso do gás na indústria e na geração de eletricidade, após o ‘apagão’ de 2001.

Partindo dessa análise, é possível destacar o crescimento do consumo do gás. Contudo, para destacar quais atividades estão contribuindo para esse crescimento, cabe uma análise mais precisa dos principais setores industriais. Na Figura 14 fica exposta a participação do gás natural na indústria de São Paulo. O que pode ser visto, como ponto positivo, é o crescimento do GN e o declínio frente os seus concorrentes diretos (Óleo combustível e GLP).

Figura 14 - Participação do Setor Industrial por Energético (%).
Fonte: BEESP (2005), elaboração própria.

O gás, a eletricidade e o bagaço de cana são os únicos energéticos que mantêm a mesma tendência de crescimento ao longo dos anos. Como o bagaço de cana, neste caso do segmento industrial, não é considerado um concorrente direto, pois seu uso fica mais restrito

ao segmento sucroalcooleiro é possível destacar a forte tendência do gás, perdendo, apenas, para a eletricidade.

No entanto, para simplificar a análise dos segmentos industriais, dentro do escopo de avaliar os substitutos potenciais ao gás, será avaliado o comportamento dos energéticos em dois segmentos industriais. O objetivo é verificar como a competição e substituição das fontes de cada combustível está se comportando. Os segmentos escolhidos foram: segmento Químico e Têxtil. A Figura 15 apresenta a evolução do uso dos principais energéticos utilizados no segmento químico nas indústrias do Estado de São Paulo. É possível ressaltar o comportamento de declínio do óleo combustível e do gás de refinaria frente ao constante crescimento do uso do gás natural. Isso pode ser um reflexo da melhor queima do gás frente aos demais combustíveis, além dos menores reflexos quanto às emissões de poluentes e particulados.

Figura 15 - Participação do Segmento Químico (%).

Fonte: BESP (2005), elaboração própria.

No segmento Têxtil, Figura 16, o gás surge como o único energético a apresentar um crescimento regular, tendo o ano de 2004 uma forte elevação de consumo. Aqui também cabe ressaltar o declínio de seu concorrente, óleo combustível e também da eletricidade, porém, em menor escala.

Figura 16- Participação do Segmento Têxtil (%).
Fonte: BESP (2005), elaboração própria.

2.5 Comportamento do Mercado

Cabe ressaltar que o a última edição do Balanço Energético de São Paulo (BESP) foi no ano de 2005 e o comportamento do consumo de gás natural nos anos subsequentes foi crescente,¹¹ tendo o ano de 2008 o maior pico de consumo. O volume comercializado no acumulado do ano de 2008 atingiu a média diária de consumo de 49,5 milhões m³/dia, crescimento de 20,25% em relação à média do ano de 2007. O ano de 2008 foi marcante para a indústria do gás natural, tendo sua participação na matriz energética acrescida de 3,7% em 1998 para 9,3%.

Em 2004 a Petrobras criou o Programa de Massificação do uso do Gás Natural para, dentre outros objetivos, maximizar a utilização do GASBOL (em razão dos compromissos de *take-or-pay* e *ship-or-pay* firmados). Dando prosseguimento a política governamental de incentivos à expansão do mercado gasífero nacional, a Petrobras manteve tanto o preço do gás natural nacional quanto o importado vendido às distribuidoras inalterados nos anos 2003 e 2004 Comgás (2009).

¹¹ De janeiro a abril de 2009, por falta de competitividade em relação aos demais combustíveis em decorrência da crise financeira, o consumo de gás natural teve uma diminuição de 34,97% se comparado ao mesmo período do ano passado. O segmento industrial foi responsável e viu seu consumo despencar de 26 milhões para 18,7 milhões de m³/dia (ABEGÁS, 2009).

Do ano de 2007 a 2008, o preço do GN saltou em média 40% de acordo com dados do MME. O maior aumento aconteceu na região Sudeste que sofreu uma elevação de US\$ 6,7214/MMBtu para US\$ 7,9115/MMBtu, o que representa 17,71% de reajuste.

Na Figura 17 é apresentada a comparação das tarifas médias cobradas por cada distribuidora em cada Estado em março de 2009.

*tarifa da CEG.

Figura 17- Tarifa média do gás natural cobrada pelas Distribuidoras.

Fonte: ABRACE, 2009.

Note que as três distribuidoras do Estado de São Paulo são as que possuem as maiores tarifas. Ao mesmo tempo em que o gás natural sofreu reajustes, o GLP ganhou espaços graças à legislação alinhada às práticas internacionais e ao Código de Defesa do Consumidor, a liberdade de preços e da elevada intensidade de rivalidade entre os concorrentes, além do fato que o GLP tem subsídio do Governo Federal.

Na Figura 18 têm-se o comportamento no segmento industrial do Estado de São Paulo (distribuidora Comgás) da competitividade do gás frente a outro concorrente direto, o óleo combustível tipo A1.

Figura 18 - Comparativo de Preços entre o GN para o Seguimento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo (pagos pelo consumo de energia equivalente - Comgás).
Fonte: MME/Comgás, 2009.

Observe que o gás natural não consegue competir diretamente com o óleo combustível em decorrência do preço praticado. O problema se agrava, pois a Petrobras, detentora de cerca de 70% do mercado de óleos combustíveis está com uma política agressiva de descontos, o que inviabiliza a entrada do gás em parte do setor industrial. A política de descontos da Petrobras foi a forma encontrada pela empresa para manter parte do mercado que estava perdendo com o aumento da participação do gás natural no mercado industrial. Toda esta questão tem origem na produção do petróleo nacional, que é muito pesado e que gera grandes quantidades de óleo combustível Camacho (2005).

Outra característica é o fato da mesma empresa comercializar os principais concorrentes substitutos ao gás natural. Na Figura 19 têm-se a comparação entre o gás natural e o óleo combustível tipo A1, porém, por diferentes faixas de consumo.

Figura 19- Comparativo de Preços entre o GN e OC A1 por volume consumido em São Paulo.
Fonte: MME/Comgás, 2009.

Em 1º de maio de 2009, o preço do gás natural, que é corrigido trimestralmente, sofreu redução de 3%. Deste modo, ao avaliar os segmentos industriais do Estado de São Paulo é observada uma forte tendência na utilização do GN nos diversos setores industriais e uma tendência de queda de consumo dos seus principais concorrentes diretos, podendo apontar que o GN está ‘deslocando’ seus rivais. Contudo, uma política de preço mais adequada do gás deve ser pretendida e defendida, principalmente pelos usuários do segmento industrial, responsáveis por 60,8% do consumo médio em 2009 (ABEGAS, 2009).

2.5 - Conclusão do Capítulo

A geração termoeétrica a gás natural é relativamente recente no Brasil. Seu papel é de complementar a geração hidroelétrica, uma energia sazonal. A termoeletricidade é mais solicitada em períodos de estiagem ou para atender a demandas de pico¹². Quanto maior a

¹² A curva de consumo diário de eletricidade apresenta um pico bastante elevado no horário entre 18h e 22h, período durante o qual algumas usinas são despachadas. Usinas de baixo custo fixo, mas não muito competitivas por causa dos custos variáveis (custo de combustível), como as termoeletricas a gás, óleo combustível e diesel, são mais adequadas para atender à demanda nesse horário.

participação termoeletrica na matriz, menor o risco de déficit de energia elétrica. Para o setor de gás, o elevado consumo unitário das termoeletricas serve como âncora para a construção de gasodutos de transporte. Em alguns casos, em que não há concentração industrial, a construção do gasoduto só se torna viável se uma usina termoeletrica for instalada na região, operando um número mínimo de horas por ano. Do ponto de vista do produtor de gás, é interessante que as usinas termoeletricas operem um mínimo de horas por mês, ainda que os contratos de fornecimento sejam protegidos por cláusulas *take-or-pay*, que garantem uma receita mínima aos produtores de gás. Isso ocorre porque o consumo efetivo da molécula de gás natural permite que sejam produzidos líquidos de gás natural, produto de elevado valor no mercado, e possibilitam a geração de receita adicional ao produtor de gás

Porém, esse quadro só é favorável para a indústria brasileira em momentos de excesso de gás. Quando os reservatórios ficam vazios e as termoeletricas precisam ser acionadas, os volumes de gás são priorizados ao seu atendimento, deixando um déficit de gás para outros setores, como o industrial. Neste caso, as térmicas ‘sufocam’ e congestionam os sistemas, gerando incertezas e menor atratividade para os consumidores firmes. A não disponibilidade de contratos firmes de gás, por parte da Petrobras, gera incertezas para as indústrias investirem na substituição de outros combustíveis ou na elevação do consumo de gás.

O fato é que a demanda da maioria dos consumidores industriais é contínua e não pode ser interrompida para que o gás possa ser destinado para a geração de eletricidade. Mesmo que esse comprometimento varie de setor para setor, indústria para indústria, nos casos mais graves há unidades em que a produção não poder interrompida sob pena de perda das instalações fabris, como é o caso dos fabricantes de vidro. Além disso, no caso das indústrias que podem operar com combustíveis substitutos, como o óleo combustível e o GLP, a flexibilidade não é automática, necessitando de investimentos em equipamentos e logística, sem contar o fato que o uso desses combustíveis representa um impacto ambiental muito superior, como também, queda na qualidade do produto final, por exemplo, no setor de cerâmica.

Dentro da lógica do Modelo de Porter, a competitividade entre os segmentos dentro de uma indústria é considerada como a força de Rivalidade entre as firmas existentes, e uma vez que existe certa prioridade no uso do gás às termoeletricas, o poder de barganha que ela detém é superior e influencia todo a indústria, distorcendo a concorrência.

As perspectivas da elevação da produção de gás são favoráveis, em virtude das descobertas da fronteira do Pré-Sal e da entrada de novos campos, como de Mexilhão. Pelo lado da demanda a seção apresentou o consumo dos setores por região, apontou os potenciais

máximos de conversão do óleo combustível e do GLP ao gás natural nos segmentos industriais do Estado de São Paulo. A seção mostrou que a Petrobras ainda não definiu o provável destino do incremento na produção de gás. Para alavancar o consumo de gás, as distribuidoras necessitam de garantias como contratos firmes de gás natural para oferecer as indústrias. Assim, os grandes consumidores permanecem sem garantia para investir na substituição ou aumentar o consumo atual do gás.

A infraestrutura de distribuição de gás canalizado pode se constituir, efetivamente, em um obstáculo à expansão do consumo de gás natural na grande maioria dos estados brasileiros. Mesmo naqueles estados onde se observa uma malha de distribuição de gás canalizado com maior extensão, caso de São Paulo e Rio de Janeiro, ainda permanece substancial desafio de expandir a base de consumo, em especial aqueles setores com menor porte individual de demanda de gás natural, como o setor residencial e comercial. Para o desenvolvimento do mercado de gás natural, seja qual for a sua aplicação, é vital que exista uma malha de distribuição que permita a disponibilização deste gás ao usuário final, pois o excesso de capacidade e de molécula de gás natural são condições necessárias para que a competição se desenvolva na cadeia do gás natural (IEA, 1998).

A seção apresentou o atual quadro da infraestrutura dos gasodutos de transporte e distribuição, identificou os gasodutos que entrarão em operação e os investimentos programados. Identificou que a Petrobras controla a maioria dos gasodutos de transporte em operação e os programados, sendo a grande responsável pelos investimentos. Entre os projetos que contribuirão para maior oferta do gás, cabe destacar o projeto Malhas, que permitirá uma ampliação significativa na capacidade das malhas do Sudeste e do Nordeste; o gasoduto GASENE, responsável por toda a interligação efetiva entre a malha do Sudeste e do Nordeste. Apresentou também a evolução da malha de distribuição, destacando o Estado de São Paulo com a maior rede de gasodutos de distribuição.

Este capítulo identificou que o desenvolvimento de mercados como o termelétrico contribuem para o desenvolvimento de infraestrutura. Demonstrou também o potencial de gás natural considerando as descobertas da fronteira do Pré-Sal, apresentou o balanço de oferta e demanda para o Estado de São Paulo e, por último, o comportamento da competição entre os principais produtos substitutos ao gás natural. Assim, após apresentar a metodologia de Porter no primeiro capítulo, o próximo capítulo irá apresentar as principais peculiaridades da cadeia de suprimento de gás, incluindo os principais tipos de contratos estabelecidos nas relações comerciais entre os agentes da indústria e as principais características da cadeia de suprimento na indústria do gás natural.

CAPÍTULO 3 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

3.1 Introdução

De acordo com o Modelo das Cinco Forças Competitivas de Porter, o papel e efeito das diferentes forças serão distintos em função da estrutura industrial em que se opera. O ambiente concorrencial adquire um papel determinante, sendo, posteriormente, transformado pela ação dos agentes e pelas próprias forças competitivas. Quando as forças competitivas alteram-se, na medida em que a estrutura da indústria evolui, então, o mesmo acontece com as perspectivas estratégicas para os diferentes agentes, incluindo os grandes consumidores.

Este capítulo completa o escopo proposto no capítulo anterior, descrevendo o ambiente de negócios que se pretende analisar em relação às estratégias disponíveis aos grandes consumidores industriais para a aquisição de gás natural no Estado de São Paulo.

São apresentadas no decorrer deste capítulo as principais características da cadeia de suprimento nas indústrias do gás natural. Também são introduzidos os principais tipos (e características) de contratos, que estabelecem as relações comerciais entre os agentes, bem como, operam como instrumentos de distribuição e mitigação de riscos, proporcionando maiores garantias para os investidores. Discutem-se as modalidades de contratos adotadas no Brasil em decorrência do perfil dos consumidores de gás natural e do estágio de desenvolvimento das indústrias gasíferas. Por fim é feita uma discussão geral dos modelos de estruturas industriais de gás, tendo como referência diversos contextos de mercados gasíferos em diferentes países. Esta discussão permite dimensionar, em tese, as possíveis vantagens que podem ser esperadas a partir da evolução do cenário brasileiro rumo a ambientes mais concorrenciais, marcados por novas formas de interação entre os agentes do mercado.

3.2 A Cadeia de suprimento da indústria de gás natural

A cadeia de suprimentos dos gases combustíveis é complexa e muitas vezes associada à cadeia do petróleo. Nesta seção não se pretende explorar todas as inter-relações que descrevem a cadeia do gás como um sistema logístico complexo e multimodal. Além de envolver processos de transformação físico-químico do produto, bem como relações econômicas de complementaridade e substituição. Moutinho dos Santos et. al. (2002) e

Demori (2008) aprofundam a descrição dessa cadeia de suprimentos, cujo objetivo maior é conectar as necessidades de usos finais de energia dos consumidores com as disponibilidades de recursos naturais na forma de gases combustíveis dos produtores.

Carvalhinho (2003) e Demori (2008) caracterizam com precisão os riscos econômicos associados a essa cadeia de suprimento, os quais estão fortemente relacionados, entre outros, a riscos geológicos e técnicos da própria produção, aos riscos financeiros típicos de projetos intensivos em capital, os quais representam barreiras de entrada importantes para os investidores, principalmente em ambientes com incertezas econômicas, políticas ou de mercado. Além disso, em se tratando de investimentos fixos, dedicados e de pouca flexibilidade¹³, Carvalhinho (2003) e Demori (2008) identificam os problemas de “oportunismo”, que foram absorvidos pela teoria econômica a partir dos trabalhos seminais de WILLIAMSON (1985, 1979, 1975), que definiu oportunismo como uma condição de busca do interesse próprio com avidez, prevalecendo-se de uma situação conjuntural (acréscimo do autor).

Segundo Carvalhinho (2003), a propensão ao oportunismo em cadeias verticais de fornecimento torna-se uma barreira para novos investimentos. Nenhuma das partes em uma transação comercial desejará antecipar investimentos cuja renda poderá, posteriormente, ser apropriada por outro agente. Ainda mais em ambientes regulatórios em transformação como o brasileiro. Para restringir a ocorrência de comportamentos oportunistas, mantendo os incentivos para a realização de investimentos, as partes recorrem a contratos de longo prazo com cláusulas que procuram garantir o repasse dos compromissos com investimentos específicos de um elo da cadeia para outro, os quais, em última instância, são repassados para o consumidor final do produto. Para que a atividade econômica da cadeia seja viável, o compromisso máximo que se poderia repassar para o consumidor deve ser tal que torne o gás competitivo frente a outros energéticos disponíveis. O mínimo compromisso que efetivamente seria repassado dependeria em última instância do poder de barganha do consumidor. Os tipos de contratos transacionados na indústria do gás serão apresentados nessa seção.

Para reduzir os riscos associados à indústria de gás natural, bem como mitigar comportamentos oportunistas dos agentes, as transações comerciais desta indústria são formalizadas através de contratos (muitas vezes contratos de longo prazo). Destacam-se dois

¹³ Segundo WILLIAMSON (1989, p. 142), “Ativos Específicos tem referência para o grau em que um ativo pode ser redistribuído para usos alternativos e por usuários alternativos sem sacrifício do valor produtivo. Na definição de PERRY (1989, p. 188), “Ativos Específicos significa que um investimento da empresa a montante ou a jusante tem efeito de tal forma que o valor de troca é maior quando ocorre entre essas duas empresas e não com outras empresas.”

instrumentos contratuais presentes na cadeia produtiva do gás natural: i) contratos de comercialização (compra /venda) de gás; e ii) contratos de serviço de movimentação do gás (principalmente contratos de transporte).

Os contratos de compra e venda de gás natural importado consideram a fronteira entre o país exportador e o Brasil como ponto de entrega do produto, ou seja, onde o produto é nacionalizado e, portanto, sujeito à tributação.

Nas próximas seções descrevem-se com mais detalhes o ambiente e as principais características da cadeia de suprimento de gás natural e as relações dos agentes envolvidos, analisando os possíveis desdobramentos do ambiente de negócio para a aplicação do Modelo de Porter.

3.2.1 Características da cadeia de suprimento de Gás Natural

O desenvolvimento dos mercados de petróleo e gás natural proporcionou o nascimento de diferentes atores que participam do negócio, os quais assumem riscos distintos na execução de suas atividades. No negócio de gás, chama-se “Transportador” o proprietário e operador da infraestrutura de transporte em alta pressão. Este fornece um “Serviço de Transporte” para o proprietário do gás, denominado de “Carregador”. O serviço de transporte no Brasil é considerado um monopólio natural. Praticamente não há competição entre gasodutos para conectar dois pontos onde haja uma oferta e uma demanda de gás.

Muito raramente investidores distintos constroem gasodutos paralelos para servir o mesmo mercado e competir entre si. A expansão marginal de um primeiro duto quase sempre é mais econômica do que a construção de um segundo duto, sendo esta uma importante característica dos monopólios naturais Moutinho dos Santos et al. (2002). Assim, para evitar comportamentos abusivos do transportador e discriminações em relação aos carregadores, o serviço de transporte normalmente é regulado por uma autoridade governamental.

Os carregadores compram gás direta ou indiretamente dos produtores, devendo comercializá-lo junto aos consumidores finais ou às companhias de distribuição de gás (os “Distribuidores”), que se encarregam de entregá-lo aos consumidores finais. O Distribuidor tem a função de movimentação do gás em baixa e média pressão - em geral, através de uma malha de dutos - bem como de venda final aos consumidores. Em algumas situações, o distribuidor apenas presta um serviço de movimentação, cabendo a um Comercializador a venda aos consumidores finais.

A permissão para que os comercializadores, os distribuidores ou mesmo os carregadores possam vender diretamente aos consumidores requer uma definição regulatória. O Brasil possui uma regulação que se caracteriza pela existência de um ente regulador Federal, a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), que regula os gasodutos de transporte e, no caso dos gasodutos de distribuição, a regulação é exercida através de entes estaduais. No Estado de São Paulo trata-se da ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo). A regulação deve estabelecer se os vários agentes da cadeia de suprimento, incluindo os produtores e consumidores, podem atuar como agentes verticalmente integrados, operando, por exemplo, ao mesmo tempo como carregador/transportador ou comercializador/distribuidor.

Os carregadores e os comercializadores necessitam contratar serviços de transporte. Esse contrato será estabelecido junto ao transportador (no caso de gasodutos de alta pressão), ou com o distribuidor (em se tratando do uso da malha de distribuição em média e baixa pressão). A Figura 20 esquematiza essas complexas relações contratuais. O carregador entrega o gás ao transportador, que o manterá sob sua custódia até um determinado ponto de entrega, denominado *city-gate*. A custódia do gás é então transferida para o distribuidor, que será responsável por conduzi-lo até os consumidores finais. Ao longo desse caminho, o gás sofre diversas reduções de pressão em Estações de Redução de Pressão (ERPs).

Figura 20 - Agentes econômicos e relações contratuais típicas em um sistema de suprimentos de Gás Natural.

Fonte: Moutinho dos Santos e Ferreira, 2008.

A propriedade do gás também se transfere no *city-gate* do carregador para o comercializador (ou distribuidor ou consumidor). Mesmo sendo monopólios naturais, os governos podem estabelecer regulamentos que induzam maior competição entre os carregadores (ou comercializadores) no uso de uma infraestrutura de transporte (ou distribuição) de gás. O objetivo será incitar mais eficiência no uso de eventuais capacidades ociosas disponíveis nos gasodutos, conduzindo a menores tarifas e a uma consequente expansão do consumo (inclusive por meio da incorporação de novos consumidores ao sistema de suprimento).

A expansão do consumo tende a viabilizar a própria expansão das redes de transporte e distribuição, aumentando assim as possibilidades de acesso ao gás por parte dos consumidores. Em outras palavras, um grau maior de utilização dos dutos tende a aumentar a competitividade do gás em relação a outros energéticos, expandindo sua demanda.

Operando em um ambiente mais concorrencial, espera-se que os carregadores e os comercializadores usem sua criatividade e capacidade de inovação para proporcionar soluções de suprimento mais adequadas aos consumidores. Em particular, tendo livre acesso aos dutos, os carregadores e os comercializadores podem tentar firmar melhores acordos de compra de gás, transferindo total ou parcialmente essas vantagens aos consumidores (Moutinho dos Santos e Ferreira, 2008). Essas condições são geralmente acondicionadas em contratos de curto-prazo e/ou ao surgimento do mercado *Spot*.

Normalmente, uma maior concorrência entre carregadores (e comercializadores) no acesso às capacidades ociosas disponíveis nos gasodutos existentes, ou mesmo às capacidades novas a serem construídas, não deveria representar maiores problemas. Carregadores novos adquirindo o direito de acesso aos gasodutos representam receitas adicionais para os transportadores, as quais, provavelmente, serão revertidas a todos os demais carregadores, bem como aos consumidores ou distribuidores, por meio do aumento na qualidade do serviço ou da redução nas tarifas de transporte. A garantia de receitas adicionais aos transportadores também pode viabilizar novos investimentos para a expansão da capacidade de transporte dos gasodutos. O mesmo efeito positivo pode ser esperado nas malhas de distribuição a partir do acesso de novos comercializadores. Contudo, em mercados incipientes, nos quais há escassez de demanda de gás, a concorrência entre os carregadores no uso de um gasoduto, ou dos comercializadores e distribuidores no uso das malhas de distribuição, pode não ser igualmente benéfica para todos. Ganhos de mercado por parte de um novo carregador (ou comercializador) somente serão obtidos à custa de perdas de mercado da parte dos carregadores (ou comercializadores e distribuidores) existentes. Estes assistirão sua demanda

de gás declinar na medida em que os novos entrantes adquirem participações de mercado (Moutinho dos Santos e Ferreira, 2008). Então, podem surgir conflitos entre os agentes econômicos entrantes e os já estabelecidos, já que, em geral, os agentes existentes podem previamente, ter assumido os riscos de uma operação *greenfield*, isto é, assinaram contratos que viabilizaram a construção da infraestrutura com base em expectativas de mercado, que podem ser frustradas, no caso de haver inesperado aumento da concorrência. Por esta razão, os reguladores devem procurar equilibrar a competição com a implementação de incentivos adequados ao desenvolvimento do mercado, pois a maior competição pode diminuir os incentivos para os investimentos.

Também podem surgir problemas quando as empresas tentam construir negócios de gás verticalmente integrados, como uma manobra para criação de barreiras à entrada de competidores. Tais comportamentos anti-competitivos prejudicam os consumidores, aumentando-lhes o custo de acesso ao gás e limitando o crescimento do mercado (Moutinho dos Santos e Ferreira 2008). No entanto, em mercados incipientes, a verticalização pode ser mais apropriada para a distribuição de margens e riscos entre os diferentes agentes da cadeia de suprimento, podendo-se vislumbrar distribuições que sejam mais atrativas para induzir a expansão dos mercados.

De particular interesse para este estudo serão as integrações verticais entre Transportador e Carregador, e entre Distribuidor e Comercializador. O acesso aos dutos torna-se essencial para que uma empresa possa conectar as atividades de produção aos consumidores, principalmente quando os mercados não se encontram próximos do lugar onde o gás é produzido. O acesso a toda cadeia, desde a exploração até a entrega do gás ao consumidor, quando fragmentando em várias companhias, gera potencial de desenvolvimento para o mercado, graças à diminuição de riscos iniciais, à menor dependência física entre os agentes e ao emprego de competitividade e de fácil acesso.

3.3 Características dos Contratos de Comercialização de Gás Natural

Na indústria brasileira de gás natural, como foi apresentado no capítulo dois, as opções de aquisição da *commodity* gás são limitadas ao gás importado (GASBOL) e ao suprimento dos campos desenvolvidos pela Petrobras. A importação de gás natural líquido (GNL), através dos terminais de Pecém e do Rio de Janeiro configura outra opção. Todavia, esse fornecimento é prioritariamente destinado ao abastecimento de termelétricas.

Os contratos de comercialização de gás natural são instrumentos contratuais de compra e venda que delineiam todas as etapas da operação comercial a serem realizadas entre os agentes. Nos contratos de comercialização são definidas cláusulas que asseguram a exequibilidade do compromisso mencionado no objeto do contrato. Para tal, são definidas características como quantidades envolvidas, qualidade do produto, as condições e locais de entrega, ações a serem tomadas frente às situações de inadimplência, penalidades por falha de fornecimento, situações onde se possa optar por uma rescisão contratual, duração do contrato, cláusulas de reajuste de preços, entre outras (Laureano, 2002).

Para entender-se os Contratos de Comercialização de Gás Natural é importante compreender a terminologia utilizada na indústria do gás. A Quantidade Diária Contratual (QDC) se refere à quantidade de gás objeto do contrato, em que a vendedora compromete - se a aceitar uma determinada Quantidade Diária Programada (QDP).

A QDP significa a quantidade de gás objeto do contrato que a compradora, em sua programação de retirada, tenha solicitado à vendedora para que lhe seja colocada à disposição no Ponto de Entrega, no correspondente dia e que tenha sido confirmada pela vendedora.

Tendo em vista a importância que o gás natural vem assumindo no cenário energético internacional, torna-se oportuno tratar de uma das questões mais relevantes nos contratos de compra e venda de gás, isto é, as cláusulas "*take-or-pay*" (Almeida, 2000).

Em linhas gerais, "*take-or-pay*" é um arranjo contratual que estabelece que o comprador do gás fica obrigado a (1) receber/retirar um determinado volume mínimo de gás junto ao vendedor, pagando o preço acordado pelo volume mínimo ou (2) caso não possa retirar o volume mínimo acordado, apenas pagar o preço ajustado. Da mesma forma que a cláusula de TOP (*take-or-pay*) é uma garantia para o vendedor, através da cláusula de DOP ("*delivery-or-pay*") o vendedor se compromete a entregar o gás ao comprador ou pagar uma penalidade pela não entrega do volume de gás programado.

As cláusulas "*take-or-pay*" e "*delivery-or-pay*" servem, primariamente, para garantir a estabilidade do fornecimento do gás ("*security of supply*") do ponto de vista tanto do comprador quanto do vendedor. Sob a perspectiva do vendedor, considerando que os investimentos em infraestrutura são normalmente de capital intensivo e de longo prazo, a cláusula de "*take-or-pay*" funciona para assegurar o fluxo financeiro que será usado na remuneração aos acionistas e/ou no pagamento da dívida tomada pelo vendedor para construir a infraestrutura do projeto.

Do ponto de vista do comprador, a cláusula de "*delivery-or-pay*" garante o acesso ao gás e/ou a remuneração do investimento realizado pelo comprador para converter-se ao gás .

Por outro lado, se o comprador é um intermediário que também operará como fornecedor do gás a ser adquirido, a cláusula de "*deliver-or-pay*" garantirá que esse comprador tenha condições de atender a demanda de seus próprios consumidores, inclusive estabelecendo com eles contratos com cláusulas "*take-or-pay*". No cenário ideal, um intermediário deve procurar contratar com seus clientes, via arranjos de "*take-or-pay*", procurando garantir um fluxo financeiro suficiente para cumprir com as suas próprias obrigações de "*take-or-pay*" assumidas perante seus fornecedores de gás. Essas estruturas são conhecidas como "*back-to-back provisions*".

Como comenta Carvalhinho (2003), em contratos de longo prazo com cláusulas "*take-or-pay*" e ou "*deliver-or-pay*", as partes devem se certificar de que o contrato tem condições de sobreviver caso haja alteração nas circunstâncias sob as quais a contratação foi celebrada. É nesse contexto que entram em cena cláusulas como os direitos de recomposição e compensação; interrupção do "*take-or-pay*"; bem como fórmulas de revisão dos preços e condições de renegociação.

O direito de recomposição ("*make-up rights*") estabelece que, caso o comprador tenha pago pelo gás nos termos do acordo de "*take-or-pay*", mas não tenha retirado o volume mínimo acordado, poderá compensar o volume de gás pago e não retirado com volumes futuros a serem retirados acima da obrigação de "*take-or-pay*".

No caso dos direitos de compensação ("*carry-forward rights*"), o comprador compensará volumes retirados (e pagos) acima da obrigação de "*take-or-pay*", com volumes não retirados no futuro, ou seja, com retiradas abaixo da obrigação de "*take-or-pay*", não sendo obrigado a pagar pelo resíduo de TOP não retirado (exatamente em razão da compensação).

A cláusula de interrupção do "*take-or-pay*" ("*take-or-pay holidays*") prevê que a obrigação de "*take-or-pay*" será reduzida nos anos iniciais do contrato. Com isso, a partir de determinado ponto, volumes retirados a menor serão compensados a uma taxa (anual ou mensal) acordada entre as partes - via acréscimo de percentual no volume mensal a ser retirado pelo comprador, até que o volume não retirado no início seja completamente tomado, por exemplo.

A cláusula de aumento do preço ("*price escalation*") protege as partes contra variações imprevistas no preço de mercado de produtos concorrentes do gás (ou outros comparativos como a inflação, ou taxas cambiais que podem afetar o equilíbrio do contrato). No caso da revisão do preço ("*price-break*"), o preço será revisto periodicamente (mensal, quinzenal, semanalmente etc.) sem qualquer razão específica.

Por fim, nas cláusulas de renegociação ("*renegotiation clauses*"), as partes apontam alguns eventos possíveis de ocorrer durante a vigência contratual, estabelecendo um novo equilíbrio contratual entre as partes. Alternativamente, as partes podem simplesmente concordar que, na ocorrência de qualquer evento que afete o equilíbrio contratual, as partes envidarão melhores esforços para negociar uma solução. Seja qual for o mecanismo de negociação, desde que previsto no contrato, será, provavelmente, a via menos onerosa a ser seguida pelas partes.

As cláusulas de *Take-or-pay*, *Deliver-or-pay* e *Ship-or-pay* (SOP) são consideradas como os principais mecanismos contratuais de repasse dos compromissos assumidos ao longo da cadeia de valor do gás natural, assegurando-se, por meio delas, garantias de acesso ao gás e/ou de fluxos de caixa mínimos para os agentes. Portanto, essas cláusulas têm, respectivamente, como propósito: garantir retornos mínimos aos investimentos; mitigar riscos e administrar incertezas inerentes à indústria gasífera. A presença dessas cláusulas é uma função do número de agentes da indústria. Em uma indústria incipiente essas cláusulas são muito utilizadas, a fim de reduzir os riscos de mercado. No Brasil, tal prática foi introduzida através da construção do gasoduto GASBOL, cuja operação comercial iniciou-se em 1999. Até então, como indica Moutinho dos Santos e Ferreira (2008), todos os demais gasodutos construídos no Brasil tinham tido a Petrobras como principal financiadora, articuladora e gestora dos riscos. Diferentemente, no caso do GASBOL, o contrato de suprimentos de gás firmado entre a Petrobras e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) apresenta, por exemplo, um *Take-or-pay* de 70%, e o contrato de transporte de gás firmado entre a Petrobras e a Transportadora Brasileira de Gás (TBG – controladora do GASBOL) apresenta um *Ship-or-pay* de 100% (ANP, 2009).

Sobre as práticas contratuais de *Take-or-pay* e *Ship-or-pay*, pode ocorrer dos consumidores se sentirem ‘desconfortáveis’. A rigor estranha-se que os consumidores finais tenham que arcar com os ônus contratuais e financeiros que viabilizarão a construção da infraestrutura gasífera. Infelizmente, a falta de uma “cultura gasífera” no país, aliado ao fato do gás natural não apresentar nenhum mercado realmente cativo¹⁴, tornam a indústria do gás extremamente vulnerável ao comportamento oportunista dos agentes (principalmente dos grandes consumidores). Assim, a realidade contratual torna-se ainda mais rígida. Como será visto a partir do item 3.4 (sobre os Modelos de Estruturação das indústrias do gás), a inflexibilidade contratual pode ser ultrapassada, em mercados incipientes, através da

¹⁴ Cf. Moutinho dos Santos et. al. 2002

verticalização de alguns agentes dominantes que, assumirá para si a responsabilidade e os riscos de construção dessa indústria.

3.3.1 Maturação dos mercados e flexibilização dos Contratos de Gás Natural

O mercado financeiro tende a se desenvolver a partir da situação em que o mercado físico do gás atinge certo grau de maturidade e a maior parte do gás é negociada em contratos de curto prazo. Dado que poucos países possuem um mercado *Spot* maduro e líquido, o mercado financeiro de gás é relativamente novo para a indústria de gás. A título de exemplo, somente os Estados Unidos possuem, atualmente, um mercado financeiro de gás desenvolvido. A definição de contratos financeiros de gás natural é resultado da experiência Americana EIA (1994) e NYMEX (2002). Esses contratos são divididos em duas categorias. Os contratos do tipo futuro e opções são oferecidos e negociados por bolsa de valores, enquanto que os demais contratos são oferecidos por intermediários financeiros, podendo variar significativamente, o que reflete variação nas transações.

Em mercados mais maduros e flexíveis a demanda por instrumentos capazes de minimizar os riscos de preços levam ao desenvolvimento de um mercado financeiro de gás. Geralmente, um nicho de mercado no quais contratos financeiros de gás são negociados (não necessariamente para a entrega física da *commodity*), e utilizados para proteção, especulação e arbitragem. No mercado de gás existem dois tipos de risco de preços. Aquele gerado pela volatilidade nos preços do mercado *Spot*, e o risco base, que é o risco de mudança no diferencial de preços entre localidades, períodos de tempo, qualidade do gás entregue e entre o gás natural e outros combustíveis concorrentes. A descrição dos principais contratos financeiros segue como referência (Júris, 1998, (a) e (b)) e Camacho (2005). Assim os contratos financeiros mais negociados para controlar possíveis riscos são:

1. Contrato Futuro – representa um acordo legal entre um agente que abre uma posição no mercado futuro para comprar ou vender gás natural e a casa de câmbio da *commodity*. O agente concorda em receber ou entregar, durante um período específico, certa quantidade de gás com preço definido, na qual segue princípios de qualidade e entrega especificada pela casa de câmbio.
2. Contrato de *Hedge* – corresponde à posição tomada no mercado financeiro para equilibrar a posição no mercado físico. A expectativa é que os ganhos de perdas decorrentes dos movimentos dos preços nos dois mercados irão

constantemente se anular, até que a posição no mercado financeiro se encerre (o formato ideal é que isso ocorra exatamente ao mesmo tempo em que a posição no mercado físico se encerre). Logo, o contrato de hedge é uma combinação de contratos futuros e físicos que, efetivamente, fixa o preço do gás natural.

3. Contrato *Forward* – contrato de oferta entre um comprador e um vendedor, que obriga o comprador a receber e ao vendedor a entregar uma quantidade fixa da *commodity* a um preço predeterminado em uma data específica.
4. Contrato de Opção – fornece ao seu detentor o direito, e não a obrigação, de comprar ou vender certa quantidade de gás natural, a um preço especificado em uma data futura, em troca do pagamento de um prêmio.
5. Contrato de *Swap* – em sua forma mais geral, envolve o câmbio de fluxos de caixa de acordo com fórmulas que dependem do valor de uma ou mais variáveis de mercado (ex: preço do gás natural). Em um *swap* típico de preços ou *commodities*, as partes trocam pagamentos baseados nas mudanças no preço de um índice de mercado ou *commodity*, fixando o preço pago pela *commodity*.

As principais cláusulas de um contrato de gás receberam as primeiras definições oficiais através da publicação na Seção 1, do Diário Oficial da União (12/2006), o Despacho do Diretor-Geral nº 562, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que dispõe sobre as cláusulas de “*Take-or-pay*”, “*Make-up Gás*” e “*Ship-or-pay*”, atestando que estas representam práticas usuais adotadas no âmbito da indústria do gás natural, no Brasil e no exterior. Assim, foi definido o objetivo dessas cláusulas:

- i. Cláusula de *Take-or-pay*, integrante dos contratos de compra e venda de gás natural, determina a regra pela qual o comprador/importador assume a obrigação de pagar um percentual mínimo sobre a quantidade total contratada de gás natural, em um período de apuração especificado, independentemente do seu efetivo consumo ou da sua internalização neste íterim, objetivando-se assegurar o retorno mínimo dos investimentos realizados na exploração dos campos e tratamento do gás natural ao vendedor/ fornecedor do energético.
- ii. Cláusula de *Make-up Gás*, integrante dos contratos de compra e venda de gás natural, outorga, sob determinadas condições, o direito de recuperação futura de quantidades de gás natural não retiradas, mas pagas pelo comprador/importador em virtude da cláusula de *Take-or-pay*.

- iii. Cláusula de *Ship-or-pay* estabelece a regra de que o agente que contrata capacidade de transporte junto ao transportador para escoar gás natural é obrigado a pagar por ela, ainda que não a utilize, objetivando-se garantir o retorno dos investimentos realizados em instalações de transporte dutoviário de gás natural.

Embora haja uma tendência mundial, em mercados mais maduros, à formação de mercados "*Spot*" e da flexibilidade nos contratos praticados pelos diversos agentes, isso não deve eliminar a importância das cláusulas "*take-or-pay*" no curto e médio prazo. Muito pelo contrário, é razoável concluir que, desde que devidamente redigidas e compreendidas pelas partes, estruturas de "*take-or-pay*" podem conviver com mercados "*Spot*" (Camacho, 2005).

3.3.2 Novas Modalidades de Contratos no Brasil

As novas modalidades contratuais de fornecimento de gás evoluíram para enfrentar importantes particularidades da demanda e da oferta de gás natural no Brasil, as quais foram apresentadas no capítulo dois. Diante da necessidade de se obter maior flexibilidade no fornecimento de gás devido ao quadro de escassez que se aprofundava entre 2005 e 2007, a Petrobras sentiu-se na obrigação de oferecer 4 novas opções de contrato, as quais são apresentadas a seguir:

- I. **Firme inflexível** - Estabelece um compromisso de comercialização com pagamento pelo cliente de quantidades mínimas contratadas (*Take-or-pay* e *Ship-or-pay*), e a respectiva 'obrigatoriedade' de entrega por parte do fornecedor. Na modalidade firme inflexível, a Petrobras assume o compromisso de entrega do volume estabelecido no contrato e a distribuidora assegura o pagamento do volume adquirido. Para os consumidores (industriais) esse tipo de contrato fornece maior segurança na disponibilização do gás.
- II. **Firme Flexível** - A Petrobras garante a entrega de um combustível, podendo substituir o gás natural por outro insumo, por exemplo, (óleo combustível), durante certo período de tempo, sem alterar o preço. Esse contrato de fornecimento voltou-se para aqueles consumidores induzidos a manterem sistemas bicom bustíveis. Esses consumidores, como discutido no capítulo dois, deveriam constituir um mercado secundário complementar ao uso termelétrico

do gás. No regime firme flexível, o fornecimento do gás pode ser interrompido, mas a Petrobras tem o compromisso de cobrir os custos adicionais do combustível substituto.

III. Interruptível - Neste modelo, o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições negociadas previamente em contrato. A diferença entre os contratos Interruptível e Firme Flexível é que, na modalidade interruptível, a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente. Assim, o consumidor interruptível também tem a vocação de constituir o mercado secundário complementar ao termelétrico. O preço do gás natural para o consumidor interruptível deve incorporar um desconto em relação ao preço do gás fornecido em condições firmes.

IV. Preferencial - O consumidor detém a prerrogativa de interromper o recebimento do gás e a Petrobras mantém a obrigatoriedade de fornecer a quantidade contratada caso seja demandada. Neste caso, o preço do gás natural será composto por duas parcelas: uma referente ao custo fixo associado à manutenção da capacidade de entrega do gás; e outra relativa ao custo variável associado à energia efetivamente entregue. Este contrato é predominantemente destinado ao consumo termelétrico, já que, conforme explicado no capítulo dois, esses consumidores não podem garantir a sua operação e consumo firme de gás, pois sua ordem de despacho é centralizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Segue alguns exemplos informativos das novas práticas contratuais praticados pela distribuidora Comgás e Bahia Gás. A distribuidora Comgás apresenta o seguinte quadro de contratos praticados dentro desta nova abordagem conforme se tem na Tabela 10.

Tabela 10 – Nova modalidade de contrato Comgás.

<i>Modalidades de Fornecimento: Firme Inflexível, Firme Flexível e Interruptível;</i>
Fornecimento contratado (em m ³ /dia): 3,5 MM (firme inflexível); 1 MM (firme flexível) e 1,5 MM (interruptível);
Petrobras fornecerá ainda 8,75 MM de m ³ /dia de gás boliviano;
Vigência do contrato: até 2019, assegurando o fornecimento de 14,75 MM de m ³ /dia do insumo à Comgás.

Fonte: CEG/1º Legal Gás Fórum, 2008.

Na Tabela 11 têm-se o quadro de contratos praticados dentro desta nova abordagem, pela distribuidora Bahia Gás:

Tabela 11 – Nova modalidade de contrato Bahiagás

<i>Modalidades de fornecimento Firme Inflexível, Firme Flexível e Interruptível;</i>
Composição do preço de venda do gás: parte corrigida trimestralmente, baseada em cotações de uma cesta de óleos combustíveis no mercado internacional e parte reajustável anualmente pelo IGP-M;
Fornecimento contratado (em m ³ /dia): 3,5 MM (firme inflexível); 500 mil (firme flexível) e 1,1 MM (interruptível, com desconto de até 15% no preço).

Fonte: CEG/1º Legal Gás Fórum, 2008.

A aplicação dessas novas modalidades contratuais proporciona vantagens para todos participantes das indústrias de gás natural. Como será apresentado a partir do item 3.4, as iniciativas da Petrobras procuraram antecipar no Brasil, transformações contratuais que se registram em muitos outros países com indústrias gasíferas mais sofisticadas e maduras. Podem ser citadas como estratégias modernizadoras: o fomento de um mercado flexível de combustíveis; o pagamento por quantidades efetivamente utilizadas, ao contrário do que ocorre em contratos com cláusulas restritas de *Take-or-pay*; a composição do preço do gás natural oferece ao consumidor final maior estabilidade nos casos de oscilações de preços em relação aos principais combustíveis substitutos encontrados no mercado. Contudo, estes tipos de contratos foram desenvolvidos pela Petrobras para atender a característica da indústria de gás brasileira, onde o despacho térmico é priorizado originando sazonalidade na oferta.

Como será mostrado a seguir, a flexibilidade do mercado de gás natural leva ao melhor aproveitamento da infraestrutura de produção, transporte e distribuição de GN, evitando ou postergando investimentos no aumento da capacidade de oferta dos sistemas. Além disso, como analisado no capítulo dois, a flexibilização do mercado gasífero torna mais coerente sua interligação com o mercado elétrico brasileiro, já que torna-se possível reduzir substancialmente os custos de geração termelétrica através do despacho flexível das térmicas a gás, levando a uma melhor utilização dos recursos hidroelétricos brasileiros. Nesse sentido, os contratos de fornecimento de gás incorporam-se crescentemente em uma realidade energética com dimensões mais amplas, associada aos próprios energéticos substitutos do gás. Demonstrar-se-ão as dificuldades que isso impõe a uma análise, como o Modelo de Porter.

3.3.3 Características dos Contratos de Transporte celebrados na Indústria de Gás Natural Brasileira

No Brasil, as negociações contratuais entre os agentes participantes da indústria de gás natural, especificamente, daqueles atuantes no segmento de transporte do energético – Transportadores e Carregadores – são realizadas livremente, sem qualquer obrigatoriedade de análise e aprovação dos termos do Contrato pelo órgão regulador competente. A ANP buscando atender essa lacuna publicou em 2004 a Nota Técnica 006/2004-SCG que trata dos contratos de transporte na indústria de gás natural¹⁵, a qual segue como referência desta seção.

Segundo a ANP, Contratos de Transporte de gás natural são instrumentos legais celebrados entre Transportadores e Carregadores para a formalização da prestação de Serviço de Transporte. Estes documentos dispõem de cláusulas que garantem a execução do serviço de movimentação de gás entre os pontos de recepção e de entrega do energético, e devem refletir todas as etapas da prestação do serviço de transporte, bem como os compromissos de cada uma das partes contratuais.

Na Tabela 12 estão apresentadas às principais características dos contratos de transporte do Brasil, em especial, ao tempo de duração dos contratos e dos agentes envolvidos.

¹⁵ A despeito da não intervenção regulatória em negociações privadas relativas à atividade em discussão, a Portaria ANP nº 001/03, de 6 de janeiro de 2003, a qual estabelece os procedimentos para o envio de informações referentes à indústria gasífera nacional, determina, em seu Artigo 5º, que os Contratos de Transporte, vigentes no âmbito da mesma, sejam encaminhados à ANP, para efeito de conhecimento e apreciação de suas disposições, com vistas, sobretudo, a agilizar o processo de Resolução de Conflitos entre agentes.

Tabela 12 - Contratos de Transporte de GN

Contrato	Quantidade contratada (MM m ³ /dia)	Data assinatura	Início da prestação do Serviço	Período de Vigência	Estados supridos
Malha Sudeste firmado entre o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste e a Petrobras	2005 = 34.770 2009 = 41.499 2012 - 2024 = 43.805	1/7/2003*	60 dia após aceitação provisória de tal unidade	20 anos	SP, RJ, ES e MG
Malha Nordeste firmado entre o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste e a Petrobras	2005 = 19.906 2009 = 20.847 2012 - 2024 = 21.584	01/7/2003*	60 dia após aceitação provisória de tal unidade	20 anos	BA, AL, SE, RN, PE e CE
Contrato TCQ Brasil entre TBG e Petrobras	2000 = 9,10 2004 - cada ano subsequente = 18,08	25/2/1999	01/01/00	20 anos	MS, SP, RJ, PR e SC
Contrato TCO Brasil entre TBG e Petrobras	6,0	25/2/1999	01/01/00	40 anos	MS, SP, RJ, PR e SC
Contrato TCX Brasil entre TBG e Petrobras	6,0	25/2/1999	01/01/00	19 anos	MS, SP, RJ, PR e SC
Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural TCX entre TBG e BG**.	0,325	26/12/1999	01/01/03	6 meses	SP
	0,650		01/07/03	7 anos e 11 meses	
Transporte de GN entre TSB e SULGÁS	Trecho I = 2,80 Trecho III = -0,298 (05/07/03 a 31/03/04) e -0,278 (01/04/04 a 04/01/05)	30/5/2000	1/7/2000	19 anos e 6 meses	RS
Serviço Interruptível entre a Gás Transboliviano S.A. e a Nadir Figueiredo Ind. e Com. S.A.	0,100	31/3/2003	—	2 anos a partir da aprovação do contrato pela Sistema de Regulacion Sectorial da Bolívia - SIRESE	SP
Serviço Interruptível entre a Gás Transboliviano S.A. e a Klabin S.A.	0,120	31/3/2003	—	2 anos a partir da aprovação do contrato pela SIRESE	SP

* Contratos foram aditados em 10/10/2003.

** Contrato derivado de Acordo de Cessão de Capacidade TCX, firmado entre Petrobras e a BG em 11/11/02.

Fonte: ANP/NT 006, 2004.

Note que as características dos contratos da Malha Sudeste e o contrato concernente à Malha Nordeste são firmados entre o Consórcio Malhas (Sudeste Nordeste e Sudeste) com a Petrobras num período de vigência de 20 anos, proporcionando característica que vem de encontro à introdução de concorrência nas atividades de transporte, fato este que, dentro de uma análise mercadológica através da metodologia de Porter, classifica-se com uma barreira de entrada a novos participantes (devido ao longo prazo do contrato) e, também, de saída (dada a característica singular do ativo - *sunk costs*).

Já os Contratos de transporte referentes à malha que escoar gás importado, possuem capacidade contratada de transporte junto à TBG, pela Petrobras, referente ao gasoduto GASBOL, totaliza 30,08 MM m³/dia, sendo que, deste montante, 650 mil m³/dia de capacidade TCX foram cedidos à BG, no período compreendido entre 1º julho de 2003 e 30 de maio de 2011. Essa capacidade cedida à outra empresa e não somente a Petrobras caracteriza, grosso modo, uma abertura a terceiros, natureza característica proveniente da

prática de introduzir livre acesso e competitividade. Não obstante, essa foi à única abertura concedida nos gasodutos de transporte até o sancionamento da Lei do Gás. Por fim, os dois Contratos de Serviço de Transporte Interruptível de gás natural, os quais foram ratificados entre a Transportadora Gás Transboliviano S.A. (GTB), operadora do GASBOL em território boliviano, e as empresas Nadir Figueiredo Indústria e Comércio S.A. e Klabin S.A., instaladas no Estado de São Paulo, refletem o interesse de alguns agentes (indústrias) na aquisição direta de gás natural para o suprimento de suas unidades industriais no País, ou seja, pode ser caracterizado como um ‘livre acesso’ ao duto, contudo sem a presença de Comercializadores agindo como *traders*.

Consequentemente, é possível observar que a construção e expansão das redes pela Petrobras, em geral, são contrárias ao modelo de competitividade, pois dificultam/impedem a introdução do livre acesso. Este modelo regulatório pode levar, contudo, à celebração de contratos que apresentam conflito entre suas cláusulas ou que encerram acesso discriminatório às instalações de transporte de gás natural, implicando competição desigual entre os agentes. Além disso, questões técnicas e operacionais, as quais visam à eficiência do sistema de transporte, podem estar sujeitas a estratégias comerciais das empresas proprietárias ou de participação majoritária no capital do gasoduto, especialmente, quando há forte concentração, vertical e horizontal, da indústria, como é o caso brasileiro.

3.4 Modelos de Estruturas de Mercado aplicados à indústria de gás natural

Nesta seção, analisando os modelos de estruturas de mercado e os ambientes concorrenciais gerados, algumas características inerentes às indústrias do gás são apresentadas, tendo como referência contextos diversos de mercados gasíferos em diferentes países. A contribuição desta seção é de identificar como as estruturas da indústria do gás natural evoluem, passando de modelos menos concorrenciais, com a predominância de monopólios naturais, para ambientes mais competitivos, tendo a presença de diversos atores, a introdução do livre acesso a infraestrutura e de novas formas de contratos, que na sua grande maioria são voltados para transações de curto prazo.

Dos itens 3.4.1 ao 3.4.5 são apresentados alguns desenhos peculiares de estruturas de mercado presentes nas indústrias de gás no mundo. Para cada caso, descreve-se como a estrutura física encontra-se constituída e como os agentes envolvidos estão relacionados entre si. Apresentam-se os modelos em uma perspectiva histórica, mostrando evoluções típicas dos

mercados. Tal perspectiva é relevante para o entendimento de como os mercados de gás tornaram-se mais maduros (ou mais complexos) e quais os principais fatores que condicionam seu desenvolvimento. É dentro desse processo evolutivo que os ambientes concorrenciais são reconhecidos e as forças competitivas de Porter se materializam em diferentes contextos.

Através desta seção, que está longe de ser completa, já que adota uma visão esquemática simplificada, pode ser percebido que as condições de desenvolvimento da infraestrutura de escoamento do gás têm tradicionalmente sido garantidas através de um do papel atuante do Estado (normalmente através de empresas estatais monopolistas). A ação do Estado parece ser um elemento chave para o processo de desenvolvimento, estando presentes na grande maioria dos países estudados. Gradualmente, o ambiente concorrencial sofisticar-se e a atuação privada torna-se mais presente.

Quatro desenhos de mercado podem ser considerados típicos, partindo-se de uma estrutura totalmente verticalizada e chegando-se em estruturas mais competitivas, com a presença de mercados de atacado e varejo, bem como transações de curto e longo prazo, regidas por diferentes regimes contratuais. Esta reflexão permitirá dimensionar, para o cenário brasileiro, as vantagens que podem ser esperadas da introdução da competição, do livre acesso e de novas formas de interação entre os agentes do mercado.

Assim, pode-se definir quatro modelos básicos, representando diferentes estágios de desenvolvimento das indústrias de gás natural, são eles: (i) modelo de Integração Vertical; (ii) modelo de Competição na produção de gás natural; (iii) modelo de livre Acesso às infraestruturas de transporte e distribuição e competição nos mercados atacadistas; e (iv) modelo de Separação e competição no Varejo.

A descrição destes modelos tem como referência (Júris, 1998, (a) (b)). Há muitas outras obras que tratam do mesmo tema e identificam, em grandes linhas, as mesmas tipologias. Pode-se citar, por exemplo, Camacho, (2005); Gomes, (2005), Costa, (2003) e Silveira, (2000).

3.4.1 Modelo de Integração Vertical

Este modelo representa uma das estruturas tradicionais da indústria de gás natural, frequentemente encontrada em mercados gasíferos emergentes, no qual a produção, o transporte por gasodutos e a distribuição canalizada são atividades realizadas por uma única empresa, isto é, uma companhia de gás totalmente integrada (frequentemente uma companhia estatal).

A literatura descreve esta estrutura de mercado como tendo todas as atividades rigidamente amarradas (economicamente e contratualmente falando), umas nas outras (*bundling*) e com baixa flexibilidade ao longo da cadeia vertical de suprimento. Através de um ‘olhar simplista’, pode-se dizer que essa estrutura é composta de um só mercado, no qual se transaciona um “gás natural amplo”, isto é, equivalente a um produto integrado da molécula (ou commodity) e dos serviços de transporte e distribuição associados (vide Figura 21). Com essa peculiaridade, a companhia de gás integrada tem posição exclusiva na produção e oferta de gás para os consumidores finais. Seu alcance quase sempre abraça os grandes consumidores industriais através de transações de venda no atacado, as quais são quase exclusivamente regidas por contratos de longo prazo com cláusulas que introduzem elevados TOP, SOP e DOP. Gradualmente, a cadeia vertical integrada estende-se aos mercados de varejo (pequena indústria, comércio e residencial).

Figura 21– Modelo de indústria de gás natural verticalmente integrada.
Fonte: Adaptado de Júris, 1998 (a).

Nos casos em que o gás é vendido como insumo para a produção, por exemplo, de eletricidade, através de termelétricas a gás, não é raro que a cadeia vertical de suprimento do gás incorpore a unidade de consumo. Essa estrutura é tipicamente encontrada em situações nas quais as “companhias de gás” assumem a estratégia de diversificação dos negócios e de mutação em “companhias de energia”. Para tal, promovem a chamada “convergência entre

gás e eletricidade”, isto é, o gás natural passa a ser encarado principalmente como um insumo de uma cadeia vertical de suprimento elétrico.

Neste modelo, a principal característica é que apenas um agente comanda todos os elos ao longo da cadeia de suprimentos, desde a produção até a distribuição ao cliente final, podendo, igualmente, incorporar o consumo para produzir eletricidade, condicionando um modelo totalmente integrado e verticalizado. Como foi apresentado no capítulo 2, essa situação aproxima-se àquela encontrada em vários mercados regionais brasileiros, tendo a Petrobras como empresa âncora. No caso do Estado do Espírito Santo, onde a Petrobras detém 100% da distribuidora estadual, o modelo de integração vertical confirma-se plenamente.

Dentro da estrutura verticalmente integrada, não existe um mercado para os serviços de logística (transporte e distribuição) associados ao gás, pois todas as transações são conduzidas internamente pela companhia monopolista. Não há relações comerciais entre os elos da cadeia. A rigor, não existem preços de mercado para esses serviços. A companhia de gás integrada aloca seus custos no sentido de viabilizar a produção do gás e, ao mesmo tempo, garantir que o produto seja aceito pelo consumidor. Ao longo dos diferentes elos da cadeia, as relações são mantidas através de “preços de transferência”, estabelecidos internamente à companhia e sem qualquer visibilidade externa. Esses “preços de transferência” não têm a preocupação de garantir o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade separadamente, pois o que interessa é a competitividade da cadeia de suprimentos como um todo. A principal decisão corporativa encontra-se na alocação do capital que permita ampliar as redes e incorporar novos consumidores. Para tal, os contratos são instrumentos chaves para a distribuição adequada dos riscos entre o supridor e os consumidores.

Diante deste modelo de estrutura de mercado, a atuação do Estado é definitiva no sentido de promover a viabilidade e expansão da empresa monopolista quase sempre estatal. Tende-se, por exemplo, a concentrar os esforços na criação de instrumentos de proteção ao consumidor, para controlar possíveis abusos do monopolista. Porém os órgãos de defesa à concorrência tendem a “ocultar-se” em relação ao monopólio, aceitando que o gás deve, na verdade, competir acirradamente com energético substitutos. Trata-se de um modelo franqueado por alguma política energética e/ou industrial maior, por exemplo: o melhor aproveitamento de um recurso natural doméstico (viabilizando a utilização do gás em substituição à sua queima em *flare*, em nítido desperdício de riqueza).

Tendo sido garantido o suprimento do gás, este modelo costuma ser menos favorável aos consumidores em relação a preços e flexibilidade contratual. Os consumidores beneficiam-se pelo acesso ao gás (e as vantagens econômicas e energéticas que daí derivam

(vide Moutinho dos Santos et. al. (2002)). Porém, arcam com sal parcela de custos e riscos estabelecidos através de contratos de longo prazo.

A companhia de gás integrada necessita de incentivo adicional para realizar os investimentos que garantam a oferta do produto e dos serviços de logística, os quais, frequentemente, têm baixa rentabilidade e incorporem elevados riscos enquanto unidades de negócio independentes. Em mercados de gás emergentes, as carências de sistemas logísticos apropriados e uma cultura gasífera dos consumidores representam obstáculos importantes para a consolidação de um mercado (Moutinho do Santos, et. al. 2002). A ausência desses investimentos inibe ou impede o desenvolvimento do mercado Carvalhinho, (2003) e Moutinho dos Santos et. al, (2002). O acesso ao gás não é garantido aos consumidores finais, os quais permanecem vinculados a outras fontes de energia dominantes (no caso do Brasil, petróleo e hidroeletricidade).

Tal situação torna-se ainda mais complexa quando a companhia de gás encontra-se inserida em uma estrutura organizacional ainda maior, de uma companhia energética integrada e responsável pelo abastecimento de outros energéticos, tais como eletricidade, óleo combustível e diesel, ou mesmo gás liquefeito de petróleo (GLP), os quais são candidatos a serem deslocados ou substituídos pelo gás natural. A empresa energética integrada procura maximizar seus ganhos totais. Muitas vezes, cercear os consumidores de um acesso amplo e garantido ao gás torna-se a estratégia mais conveniente para o supridor monopolista.

No caso brasileiro, o gás natural aproxima-se desse posicionamento bastante desfavorável em relação a energéticos concorrentes, como produtos derivados de petróleo e eletricidade. A Petrobras encontra-se em posição dominante em relação ao petróleo e cada vez mais presente em relação à geração de eletricidade a gás. O gás é priorizado ao uso termelétrico dentro de uma estratégia maior de maximização de lucros da empresa atuando em vários mercados. Por outro lado, a própria política energética do país incentiva essa solução e contempla o setor elétrico como usuário prioritário do gás. Promove-se a estratégia de “complementação hidrotérmica a gás” no sentido de se garantir o suprimento de eletricidade a um mercado muito maior. A geração elétrica a gás não sendo firme e devendo submeter-se aos “caprichos da sazonalidade climática e da disponibilidade de água no sistema hidrotérmico”, torna os investimentos na cadeia de suprimento e gás ainda mais arriscados, viabilizando-se apenas através de uma companhia estatal verticalmente integrada.

Para todos os demais consumidores (conectados e potenciais) de gás natural, o “abuso de poder” do supridor energético monopolista encontra-se na não disponibilidade garantida do gás. Tais consumidores são assumidos como secundários, para os quais a oferta

de gás pode ser reduzida de acordo com os interesses do supridor.. Os consumidores devem manter sistemas energéticos '*flex-fuel*', que lhes permitam rápidas trocas de combustível. Devem, igualmente, investir em sistemas independentes de *back-up* e *peak-shaving*, pois a logística do gás é incapaz de garantir-lhes segurança de suprimentos em todas as condições de demanda.

Além disso, sendo um energético secundário, os consumidores não realizam conversões plenas de seus sistemas produtivos para tirar a maior vantagem possível do uso do gás. Em outras palavras, os consumidores, geralmente grandes indústrias, não possuem garantias do suprimento do gás e mantêm-se vinculados a outras fontes de energia, aceitando o gás como um energético complementar, muitas vezes depreciado, requerendo importantes descontos e facilidades para sua utilização. Todo esse quadro conduz a enormes inseguranças ao investidor na cadeia de suprimentos gasífero, tornando o ambiente de negócios inóspito ao investidor privado.

Outra apreciação é a característica da precificação do gás, que, neste modelo, estabelece um o preço mínimo praticado de venda, que necessita cobrir, em base contínua, os custos completos de oferta incorridos pela companhia monopolista. Esses custos envolvem as etapas de exploração, desenvolvimento e produção, além dos custos referentes aos serviços de transporte, distribuição e estoque. Em relação ao preço máximo praticado, esse deve ser capaz de refletir o preço pelo qual os consumidores desejam pagar pelo gás em vez de utilizar um combustível alternativo, por exemplo, óleo combustível ou carvão. Como nesta estrutura temos uma companhia de gás totalmente integrada e monopolista, a negociação do *netback value*¹⁶ é realizada no ponto de consumo, já que é a mesma companhia que produz, transporta e distribui o gás aos consumidores finais.

Assim, caso a companhia de gás estabeleça preços abaixo do mínimo, ela não terá capacidade de recuperar seus custos. Sua sobrevivência dependerá de subsídios públicos ou privados. Caso possam ser estabelecidos preços acima do máximo, sem riscos de perda de mercado, com os consumidores substituindo o gás pelos combustíveis mais baratos, a companhia de gás usufruirá de lucros extraordinários que viabilizarão novos investimentos, caracterizando um subsídio cruzado entre consumidores antigos e novos. Na prática, a companhia de gás poderá estabelecer preços menores aos novos usuários, encorajando o crescimento do mercado no longo prazo (adaptado de Camacho, (2005); *apud* Morgan (1998).

¹⁶ Preço do gás que resulta no mesmo custo de geração em comparação com o combustível e planta industrial substitutos, *Word Bank* (2002).

O preço, considerado viável para o bom funcionamento e desenvolvimento do mercado deve flutuar entre o piso e o máximo valor de mercado. Todavia, ambos flutuam intertemporalmente (o preço mínimo pode diminuir caso uma reserva seja descoberta com menor custo e o preço máximo pode aumentar com a elevação dos preços de combustíveis alternativos e concorrentes). Por esta razão, dado que os contratos de suprimento de gás tendem a ser de longo prazo, o preço do gás geralmente é indexado aos preços dos combustíveis alternativos, assegurando o alinhamento dos preços.

Não há garantias para evitar que o fornecedor discrimine preços e condições de venda entre os diferentes consumidores (sendo tal condição, particularmente severa quando parte do gás é utilizado para auto-consumo dos próprios supridores, por exemplo, em suas termelétricas). A ausência de competitividade ao longo da estrutura verticalmente integralizada permite ao monopolista um forte manejo de seus interesses. Como o gás é negociado conjuntamente com os serviços de logística, a regulação deve ser aplicada sobre o produto final e não sobre os serviços de forma independente. Assim, procura-se desenvolver uma maior eficiência econômica global, aplicada a toda a cadeia produtiva ao se restringir o poder de mercado da empresa monopolista verticalmente integrada.

3.4.2 Modelo de Competição na Produção de Gás Natural

Neste modelo de estrutura de mercado, o grande diferencial encontra-se na maior competição entre produtores da molécula, isto é, na primeira fase da cadeia de suprimentos. Essa competição pode ser gerada a partir da existência de um grande número de exploradores/produtores de petróleo e/ou gás, ou como decorrência de um maior comércio internacional, viabilizando diferentes opções de importação de gás para o mercado considerado.

Tal modelo separa a produção do restante da indústria e introduz competição entre os produtores, os quais vendem o gás natural a uma companhia de gás, que, por sua vez, o revende aos consumidores finais. Esta companhia assume a função de “agregadora de produção”, tornando viável um suprimento mais firme e continuado aos consumidores. Além disso, trata-se de criar as condições de venda (muitas vezes de última estância) aos produtores, os quais, de outra forma, teriam de paralisar suas operações ou queimar o gás em *flare*. A diversidade de condições de oferta, quando repassada aos consumidores, permite

atender a variadas condições de demanda, resultando em ganhos de eficiência (vide Figura 22).

Figura 22 – Modelo de Competição entre produtores de gás natural.

Fonte: Adaptado de Júris, 1998 (a).

Como existem vários fornecedores, a companhia de gás, detentora dos dutos de transporte e distribuição, pode praticar melhores condições de compra para atender seus clientes em termos de preço e condições gerais do serviço prestado, incluindo maior segurança no abastecimento e um acesso mais amplo aos consumidores. Assim, via de fato, encerra-se o monopólio na produção do gás, mas a prestação do serviço de transporte e distribuição continua monopolizada. A aquisição do gás permanece monopsônica. A companhia de gás tende a praticar uma política de preços médios, considerando todas as transações realizadas junto aos produtores, porém, mantendo uma estrutura de preço rígida e pouco transparente para os consumidores. No entanto, gradualmente, na medida em que a competição na produção aumenta, surgem pressões por revisões na estrutura de preços associada à molécula (ou *commodity*) e as parcelas referentes ao serviço de transporte e distribuição (o qual permanece “empacotado”, *bundling*).

De fato, uma maior competição na produção gera uma potencial concorrência que pode favorecer os mercados atacadistas de gás, pois grandes consumidores e produtores insatisfeitos poderão estabelecer negociações diretas e instituir o *by-pass* (físico e/ou

comercial) da companhia de gás¹⁷. Note-se, porém, que o transporte e a distribuição continuam a ser realizados pela mesma empresa integrada.

Em outras palavras, esse modelo mantém grande parcela de sua estrutura verticalizada, o que permite à companhia integrada de gás evitar a transferência aos consumidores (*pass-through*) de possíveis reduções de preços ou ganhos nas condições de compras obtidas na aquisição do gás. Essa situação será particularmente verdadeira quando a companhia de gás encontra-se associada a um produtor dominante. Esse produtor dominante procurará ter acesso prioritário às infraestruturas da companhia de gás e aos consumidores. Situações similares a essa ocorrem tanto no Brasil em relação à produção de gás da Petrobras, como na Bolívia, onde a empresa brasileira também mantém esse papel dominante. Portanto, o produtor dominante controla a produção doméstica e o principal canal de importação aos mercados brasileiros.

A companhia de gás integrada ao produtor dominante exercerá o controle sobre o sistema logístico de escoamento e tratamento da produção, incluindo os sistemas de coleta (“*gathering systems*”) e as unidades de Tratamento (ou Processamento) do Gás Natural (UPGN’s). Outros produtores marginais terão dificuldades para escoar seu produto (inclusive para viabilizar sistemas de exportação). Caberá aos agentes dominantes estabelecer as condições de compra da produção de gás encalhada (*stranded* gás) dos competidores, normalmente propondo-lhes um grande deságio e/ou tarifas abusivas de uso da infraestrutura de coleta e processamento (bem como eventuais taxas de comercialização do gás a ser produzido). Nesses casos, os benefícios da competição na produção não são necessariamente transferidos aos consumidores já conectados, sendo capturados pelo produtor dominante e/ou companhia de gás, os quais podem utilizar os lucros extraordinários para expandir a base de consumo.

Quando existe um grande número de produtores e um aumento da competição no início da cadeia de suprimentos, pode-se estabelecer um quadro do qual o preço de venda do gás passa a ser apurado, por exemplo, por meio de procedimentos de lances competitivos. Os produtores fazem propostas de preços e de contratos de oferta para a companhia de gás. Assim, a determinação do preço da molécula é proveniente da competição e adquire maior transparência, refletindo um certo valor de mercado para o gás. No entanto, esse mecanismo de regulação de preço só é possível em um mercado com muitos competidores e fiscalizações

¹⁷ Loss e Marques Neto, 2007 definem *by-pass* comercial como o direito dos grandes consumidores comprarem o gás diretamente do produtor, na boca do poço, isto é, transportador entrega o gás, faturando somente a distribuição e, eventualmente, o transporte; e *by-pass* físico quando há um gasoduto em conexão direta com o gasoduto de transporte, eliminando o vínculo com o distribuidor.

periódicas no sistema de leilões. Em mercados emergentes, nos quais toda a cadeia de suprimentos de gás e a base de consumo ainda são restritas, situações de excesso de oferta podem rapidamente manifestar-se. Os leilões de preço tendem a depreciar o valor do gás beneficiando no curto prazo os poucos consumidores precoces e/ou a companhia de gás. Contudo, a atratividade na produção tende a reduzir-se e toda a cadeia de suprimentos deixa de ser capaz de garantir mais gás para a expansão do mercado. A queda da segurança de suprimento acaba prejudicando todos os consumidores e tende a paralisar o desenvolvimento da indústria, pois os consumidores tenderão a privilegiar a substituição do gás por outros energéticos de maior confiabilidade.

Nesta estrutura já existe a separação entre a produção e o restante da cadeia fazendo com que o preço do gás seja praticado excluindo-se os custos do transporte e distribuição. Gradualmente, os governos buscam incitar alternativas para a abertura do transporte por gasodutos e maior competição na distribuição, promovendo-se a entrada de novos agentes para o desenvolvimento da infraestrutura e de novos canais de comercialização, e dando novas alternativas de suprimento para os consumidores. Além de favorecer a consolidação do mercado de gás, os governos tentam manter a competitividade da sua indústria de exploração e produção, promovendo uma maior geração de tributos.

Deste modo, embora possa haver concorrência no segmento da produção, esta estrutura possui característica de mercado cativo, já que implica a idéia de o produtor ter sua infraestrutura de transporte/distribuição (formando seu próprio negócio) ou ter contratos de prestação desse serviço por um prazo razoável com a empresa dominante, esta última atendendo seu próprio mercado. No limite, o modelo pode regredir à situação do caso anterior de uma única empresa totalmente verticalizada.

3.4.3 Modelo de Livre Acesso às infraestruturas de transporte e distribuição e Competição no mercado Atacadista

Nesse modelo, o grande diferencial encontra-se na introdução de livre acesso aos sistemas de gasodutos, abrindo os segmentos de transporte e, eventualmente, de distribuição a terceiros. Assim, a companhia de gás passa a oferecer dois tipos de serviço, visando atender os consumidores finais livres e aqueles que continuam cativos, normalmente ligados aos mercados de varejo. Os consumidores livres são normalmente, de grande porte e podem transacionar livremente com os demais agentes participantes da indústria, incluindo-se uma

nova categoria de ator, os Comercializadores, os quais adquirem o gás de forma independente dos produtores (Vide Figura 23). Comparado aos anteriores, este modelo apresenta importantes avanços na busca da maior concorrência ao longo da cadeia de suprimentos de gás. Impõe-se o livre acesso às redes de transporte e de distribuição para um conjunto de consumidores ditos livres que poderão operar no mercado atacadista.

Os arranjos possíveis são variados e os produtores podem vender diretamente aos consumidores livres, distribuidores, termelétricas, ou a outros agentes de mercado, os Comercializadores. Em outras palavras, esse modelo apresenta muitas opções de escolha tanto no início como no final da cadeia gasífera. Com o maior número de agentes envolvidos, eliminam-se, gradualmente, os problemas de monopsonio e monopólio apresentados nos modelos anteriores.

Figura 23– Modelo de Livre acesso às infraestruturas de transporte e distribuição e competição no mercado atacadista.

Fonte: Adaptado de Júris, 1998 (a).

Com a introdução do livre acesso, o número de agentes no mercado atacadista de gás tende a aumentar, proporcionando aos participantes (grandes consumidores) alternativas nas negociações da aquisição do serviço e do gás, adequando melhores “casamentos” entre oferta e demanda.

O direito de livre acesso aos dutos condiciona o desenvolvimento de Comercializadores e de intermediações nas transações de compra e venda do gás. Há um

aumento na “complexidade” do negócio, pois a intermediação de transações requer participação ativa dos Comercializadores na procura de gás (junto a produtores) e de serviços de movimentação (junto a transportadores e distribuidores).

A competição entre agentes Comercializadores é o ponto crucial para maximizar os benefícios para seus clientes. Como fruto dessa abertura, os participantes do segmento *downstream* da indústria, tais como distribuidoras e consumidores livres, também podem se beneficiar do livre acesso aos dutos para adquirir gás direto do produtor e, portanto, aumentar as alternativas de escolha na oferta do gás, estabelecendo contratos com condições distintas no que tange à garantia de acesso e sua forma de entrega, bem como em negociações de preços e flexibilidade. Com a diversificação dos agentes e a maturidade da indústria, passa a existir maior diversificação na distribuição dos riscos ao longo da cadeia, transferindo-se os riscos importantes de produtores, empresas logísticas e consumidores para os Comercializadores.

Característica definitiva deste modelo é o fato que o gás natural e os serviços de movimentação são negociados separadamente, na forma de contratos, levando à criação de dois mercados. O gás natural é negociado como molécula (ou *commodity*), enquanto, nos mercados logísticos, ocorrem as negociações dos serviços de movimentação (transporte e distribuição), ou seja, vende-se a alocação de capacidades nos gasodutos para entrega do gás em pontos de recepção desejados.

A princípio, os mercados determinam somente um preço da *commodity* e dos serviços de movimentação em um determinado instante. Isso contrasta com os modelos anteriores, nos quais se podiam estabelecer preços discricionários para cada consumidor final e cada produtor, os quais se encontravam vulneráveis a decisões discriminatórias dos agentes dominantes. Logo, este modelo apresenta mais transparência aos integrantes do mercado, em especial ao consumidor dos custos dos serviços prestados e da molécula do gás devido à separação da cadeia.

Contudo, caso a capacidade dos dutos esteja em seu limite físico, os mercados se tornam desconexos e os balanços de oferta e demanda em um mercado não influenciam os preços em outro mercado. A distribuidora ou o transportador, bem como aqueles que detêm direito de acesso aos dutos, podem beneficiar-se do limite físico do duto para elevar os preços praticados ou até mesmo para criar barreiras de entrada a novos agentes na indústria. Aqui, a atuação de órgãos reguladores deve ser mais rigorosa. As empresas de transporte podem, ainda, fornecer serviços de venda casada (gás e transporte), utilizando subsídios cruzados para reduzir a competição no mercado atacadista e manter seu poder de mercado.

Na oferta de venda casada (gás/transporte/distribuição), no caso da Distribuidora ou Comercializadora em mercado emergente, pode existir a vantagem do acesso ao mercado consumidor, geralmente grandes consumidores, que conseguem alocar volume e contratos de longo prazo garantindo suprimento e serviço de transporte para o proprietário dos dutos de transporte. Neste caso, caso a transportadora tenha capacidade ociosa, a distribuidora tornar-se-á monopsônica frente às transportadoras. Porém, caso a capacidade dos dutos de transporte estejam em seu limite físico, tanto a Distribuidora quanto a Comercializadora, terão acesso ao serviço de transporte dificultado ou impedido e o livre acesso ao sistema de transporte no varejo não será atendido.

Do ponto de vista das vantagens para o mercado consumidor, a competição no atacado proporciona o desenvolvimento de negociações voltadas à competição, que resultam em repasses de possíveis descontos ou melhores condições, tanto do produtor quanto do transportador/distribuidor, que convivem na procura de otimizar sua capacidade de entrega e diminuir a ociosidade dos gasodutos de transporte e distribuição. Entretanto, em mercados incipientes onde os custos dos investimentos (*sunk costs*) ainda não estão totalmente ou parcialmente amortizados, o repasse de possíveis melhorias ao longo do sistema, geralmente, não são repassados ao consumidor final. O produtor ou transportador do gás agregam esses descontos ou melhorias tecnológicas, para otimizar seus retornos de capital. Além do mais, como o livre acesso proporciona a entrada de *traders*, a margem do produtor e transportado/distribuidor é afetada, prejudicando consideravelmente esse possível repasse ao consumidor final.

Além disso, é indispensável a separação contábil e/ou societária das atividades envolvidas (produção, transporte, distribuição e comercialização). Em mercados onde houve evolução dos modelos estruturais da indústria de gás, esse quadro mostra-se comum, permanecendo o poder da empresa no mercado que detenha o maior monopólio ao longo de toda cadeia.

3.4.4 Modelo de Separação com Competição no Varejo

Com a extensão da competição, abraçando todo o mercado e chegando aos consumidores do varejo, os contratos de longo prazo reduzem sua importância enquanto instrumentos de indução a novos investimentos. O gás natural passa a ser negociado, também, por meio de contratos de curto prazo, promovendo o balanço instantâneo da oferta e da

demanda, bem como fornecendo aos participantes mais flexibilidades em suas transações. Um desdobramento que promove maior eficiência ao mercado é a criação do mercado *Spot*. Neste modelo, o mercado apresenta-se em um estágio mais desenvolvido, fazendo com que outras atividades, por exemplo, a distribuição de gás natural ao consumidor final do varejo não seja mais realizada de forma exclusiva por um determinado agente. Note que as distribuidoras e transportadoras possuem uma característica diferente, elas não podem oferecer o serviço de compra e venda de gás e entrega aos consumidores.

Na prática, as transportadoras e distribuidoras de gás têm permissão de oferecer, somente, os serviços de transporte e distribuição. (vide Figura 24).

Figura 24— Modelo de Separação e Competição no Varejo.
 Fonte: Adaptado de Juris, 1998 (a).

Assim, sua função se reportaria apenas a oferecer, como a figura de transportador (proprietário e operador do duto) o serviço de transporte do gás, cuja tarifa cobrada deverá remunerar a sua atividade de transportadora ou distribuidora.

A grande vantagem de utilizar-se dessa prática, também chamada de separação ou desempacotamento (*unbundling*), é habilidade das companhias de gasodutos em restringir a competição no mercado atacadista de gás por meio de medidas, como a oferta de serviços de transporte diferenciados (ex.: de baixa qualidade). A separação elimina essa distorção e, em adição, facilita o desenvolvimento de um grande número de empresas que adquirem o gás

natural no mercado atacadista, revendem no *downstream* e utilizam os serviços de transporte das companhias de gasodutos e distribuidoras.

Com isso, espera-se que a competição entre as companhias ofertantes faça com que os *Mark-ups* de revenda diminuam, facilitando o repasse da redução de custos no segmento produtor para os consumidores finais. Em resumo, com esse mecanismo, as reduções de custos provenientes de fatores tecnológicos na exploração, produção, queda de preços do gás em virtude da sazonalidade dos preços ou ganho de produtividade, não sejam ‘manipulados’ pelo transportador e/ou distribuidor e chegue ao consumidor final, dando condições para introduzir melhorarias no mercado com um todo. Entretanto, para que essa prática do modelo seja aplicada, é necessário que a indústria de gás natural já esteja desenvolvida, que os investimentos em infraestrutura, mais especificamente em gasodutos de transporte e de distribuição, estejam amortizados. Pois, excluindo a atividade de comercialização desses agentes, o fluxo de receitas diminui e os investimentos para o desenvolvimento se tornam desencorajados ou não recuperáveis do ponto de vista financeiro. Também, é imprescindível a separação contábil e/ou societária das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização como observado no modelo anterior. Isto é necessário tanto para estabelecer estruturas tarifárias com base em informações mais precisas de cada atividade quanto para reduzir o impacto de possíveis participações cruzadas.

Na prática, os valores negociados nos contratos celebrados no mercado *Spot* servem como referência aos demais participantes, na avaliação de portfólios de contratos de gás, assim como na precificação de contratos bilaterais de oferta. Em particular, mesmo os contratos de longo prazo que permanecem vigentes passam a adaptar fórmulas de preço que não se distanciam da evolução do preço *Spot*. O desenvolvimento desse tipo de mercado é mais comum em grandes regiões de comercialização onde existe uma cultura do gás consolidada. Para Júris (1998 (a)) o mercado *Spot* geralmente se desenvolve em áreas com alta concentração de compradores e vendedores, bem como amplas interconexões de gasodutos.

Uma indústria de gás integrada verticalmente tem apenas um mercado, onde o gás natural e serviços de transporte são vendidos ao consumidor como um único produto, ou *bundle* (pacote). O livre acesso e a separação (*unbundling*) do gasoduto de transporte levaram à criação de dois principais mercados, onde o gás natural e o transporte são negociados separadamente. O gás natural e o serviço de transporte são divididos em vários submercados, com base nas características dos produtos comercializados. Essas características são determinadas pelas dimensões dos contratos de suprimento de gás natural e de transporte, tais

como: tempo de serviço, a confiabilidade do serviço, local de entrega, tipo de liquidação financeira, e da quantidade e da qualidade de gás natural.

A variabilidade nos contratos leva ao desenvolvimento de tais submercados como de longo e curto prazo. A variabilidade dos contratos ainda pode gerar benefícios aos participantes da indústria, pois eles podem celebrar contratos que melhor atendam às suas necessidades. Cada participante pode formar um contrato (portfólio) que minimize seus custos e riscos e maximize seus benefícios.

Todavia, a abertura do mercado para competição no atacado e varejo pode iniciar uma procura para "mercados" em todos os segmentos da indústria de gás natural. Por exemplo, alguns países introduziram competição em armazenamento, medição e instalação de contadores, rede de gasodutos e balanceamento (Juris, 1998 (a)).

A volatilidade no volume e a desregulamentação dos mercados de gás natural criam a necessidade de maior flexibilidade nos serviços de transporte e distribuição. Os agentes necessitam equilibrar oferta e demanda no curto prazo, o que unicamente é possível se o contrato de suprimento de gás natural acordar corretamente em todas as dimensões com um contrato de transporte e/ou distribuição. Assim, as companhias de transporte e distribuição do gás condicionam seus contratos oferecendo prazos de médio e curto prazo e flexibilidade na escolha dos pontos de injeção e retirada. Em mercados em que a indústria do gás natural apresenta maior desenvolvimento, não raro, surge um mercado secundário do transporte, onde detentores de contratos de transporte ou distribuição podem negociar a capacidade não utilizada, temporária ou permanentemente, com outros carregadores (Júris, 1998 (a)).

A revenda destes supostos contratos de transporte promove a eficiência no mercado e facilita o equilíbrio simultâneo dos mercados e da logística do gás. A necessidade de revenda de contratos surge devido a mudanças, no curto prazo, da oferta e demanda, o que geralmente leva à situação em que alguns agentes não utilizam a totalidade da sua capacidade contratada, enquanto outros não possuem capacidade suficiente para tender seus clientes.

Com o emprego desse mecanismo, a indústria de gás como um todo é beneficiada, pois não motiva ociosidade nos gasodutos (transporte e distribuição), mantendo os recursos financeiros e, as oportunidades de negociações. As negociações no mercado secundário podem tomar várias formas. Disposição típica de negociações são os leilões nos quais companhias de transporte, distribuição e comercializadores (*traders*) disputam contratos de logística disponíveis, submetendo lances de preços. Os leilões são utilizados na negociação de contratos de longo e curto prazo, entretanto, procedimentos rigorosos acabam por desencorajar a revenda de contratos de curto prazo devido às restrições temporais.

Outro formato comum de negociação são os acordos bilaterais, que acabam por facilitar a revenda de todos os tipos de contratos de logística, pois adéquam às companhias transportador-distribuidoras, maior flexibilidade na negociação das condições das transações. A negociação ainda pode ser realizada em um mercado *Spot*, no qual as firmas negociam contratos de curto prazo. A negociação em mercado *Spot* faz com que os contratos sejam padronizados em todas as dimensões importantes, condição essa, que se faz necessária para promover a precificação eficiente dos contratos. Ademais, outras características de liquidez são essenciais: grande número de agentes, capacidade disponível abundante e concentração de negociação em uma ou mais locações.

3.4.5 Conclusão

Este capítulo procurou identificar os modelos da indústria de gás presentes na maioria dos países e suas principais particularidades. O escopo foi mostrar como aconteceu a evolução estrutural dos mercados e quais as principais características que contribuíram para sua transformação. Esta seção evidenciou que mesmo se tratando de estruturas caracterizadas como monopólios naturais, os governos podem estabelecer regulamentos que induzam maior competição entre os carregadores ou comercializadores no uso da infraestrutura de transporte e/ou distribuição de gás, aumentando assim, a eficiência através do uso de eventuais capacidades ociosas disponíveis nos gasodutos, conduzindo, eventualmente, a menores tarifas, e a uma consequente expansão do consumo (já que uma maior utilização dos dutos tende a aumentar a competitividade do gás em relação a outros energéticos, expandindo sua demanda).

Para a indústria do gás caminhar em direção a maturidade é necessário que se tenha um maior emprego de competitividade entre os agentes e do livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição. Tendo livre acesso aos dutos, os carregadores e os comercializadores podem tentar consolidar melhores acordos de compra de gás, transferindo total ou parcialmente essas vantagens aos consumidores. Porém, em mercados incipientes, nos quais há escassez de demanda de gás, a concorrência entre os carregadores no uso de um gasoduto, ou dos comercializadores e distribuidores no uso das malhas de distribuição, pode não ser igualmente benéfica para todos. Ganhos de mercado por parte de entrante (carregador ou comercializador), somente serão obtidos à custa de perdas de mercado da parte dos carregadores ou comercializadores e distribuidores existentes.

O acesso a toda cadeia, desde a exploração até a entrega do gás ao consumidor, quando fragmentando em várias companhias, gera potencial de desenvolvimento para o mercado, graças à diminuição de riscos iniciais, à menor dependência física entre os agentes e ao emprego de competitividade e de fácil acesso. Para reduzir os riscos associados à indústria de gás natural, as transações comerciais desta indústria são formalizadas através de contratos (muitas vezes contratos de longo prazo). Contudo, em mercados incipientes, a verticalização pode ser mais apropriada para a distribuição de margens e riscos entre os diferentes agentes da cadeia de suprimento, podendo-se vislumbrar distribuições que sejam mais atrativas para induzir a expansão dos mercados.

O capítulo encerra-se com uma reflexão de possíveis cenários evolutivos da estrutura do mercado de gás brasileiro. Entre as principais contribuições que se espera extrair deste discurso, destacam-se as suposições que serão assumidas nesta dissertação *vis-à-vis* ao futuro das relações entre os agentes atuantes no mercado brasileiro, as principais práticas contratuais aplicadas e o nascimento das condições de livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição do gás, com o consequente surgimento da figura de Comercializador. No próximo capítulo será apresentado o contexto das principais modificações do ambiente regulatório da indústria do gás natural com as novas regras do livre acesso à atividade de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

CAPÍTULO 4 – TRANSFORMAÇÕES NA REGULAÇÃO DO GN E O ALCANCE DO LIVRE ACESSO NA DISTRIBUIÇÃO CANALIZADA NO ESTADO DE SÃO PAULO

4.1 Introdução

Após apresentar as tendências típicas e os principais elementos do processo de desenvolvimento e amadurecimento das indústrias de gás no mundo, este capítulo tem como escopo apresentar as principais transformações no ambiente legal e regulatório das indústrias do gás natural no Brasil. Como será explorado com maiores detalhes no capítulo 5, os aspectos legais e regulatórios são influenciados e influenciam o ambiente concorrencial que se analisará, condicionando os resultados que serão obtidos a partir da adoção do Modelo de Porter. Em particular, o estudo do ambiente legal e regulatório permite avaliar os processos de evolução estrutural das indústrias de gás no Brasil e o alcance na viabilização de novas regras do livre acesso à atividade de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo, com a eventual modificação do regime de contratação para o abastecimento de gás natural para grandes consumidores. O surgimento da figura do consumidor livre; da atividade de comercialização de gás natural (com comercializadores independentes disputando mercado com as distribuidoras locais); e, também, do livre acesso (para os gasodutos de transporte e de distribuição) são elementos importantes para a constituição de ambientes mais concorrenciais, com novas oportunidades de suprimento aos consumidores nos serviços de movimentação e entrega do gás natural.

O exame da Lei do Petróleo¹⁸ e da Lei do Gás¹⁹ torna-se obrigatório, observando, principalmente, as possíveis barreiras e/ou incentivos que cercam a introdução da concorrência nas atividades de produção e transporte. O capítulo finaliza-se com a análise dos principais contornos regulatórios que envolvem a atividade de distribuição e comercialização do gás no Estado de São Paulo. O contexto de criação de um ambiente mais concorrencial foi proposto pela ARSESP durante o Terceiro Ciclo de Revisão tarifária para a Distribuição de Gás Canalizado negociado com a Comgás²⁰.

Com o encerramento deste capítulo, os principais elementos teóricos e a contextualização do ambiente concorrencial e regulatório das indústrias do gás terão sido apresentados. Poder-se-á, então, mergulhar com a metodologia de Porter para analisar as

¹⁸ Lei Federal nº 9.478 de 06 de agosto de 1997.

¹⁹ Lei Federal nº 11.909 de 04 de março de 2009.

²⁰ As referências a essa metodologia serão apresentadas ao longo do capítulo.

opções estratégicas disponíveis para os grandes consumidores de gás natural no Estado de São Paulo, sendo este o grande objetivo do quinto capítulo.

4.2 O Transporte e a Distribuição de Gás Natural e os limites de responsabilidade Federal e Estadual

4.2.1 O transporte do gás natural

O transporte do gás natural se dá prioritariamente por meio de gasodutos. Como comentam Loss e Marques Neto (2007), a previsão constitucional do Artigo 177²¹ não confere à União o monopólio dos gasodutos, mas sim das atividades de transporte em si. Isso significa que a propriedade dos gasodutos é reservada ao particular, apesar de sua utilização ser limitada pelo interesse público.

A Lei do Petróleo classifica os gasodutos em de transferência e de transporte. Os gasodutos de transferência, conforme Artigo 6º, VIII, é de uso do proprietário ou do explorador das facilidades para a condução do gás natural, em meio ou percurso considerado de seu interesse específico e exclusivo. Os gasodutos de transporte, conforme Artigo 6º, VII, são aqueles usados para movimentação do gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral.

Como apresentado no capítulo três, a atividade de transporte do gás natural, dependendo do modelo regulatório aplicável, pode envolver um ou dois tipos de agentes, quais sejam: o transportador e o carregador. O primeiro caso se verifica em modelos nos quais o transportador é a empresa proprietária da rede de gasodutos, exercendo tanto a atividade de transporte, como a de comercialização do gás natural. Já no o segundo caso, o transportador é a empresa que detém a propriedade ou a posse do gasoduto, que é contratado por carregadores para realizar o transporte do gás natural. Essa solução tende a prevalecer em Modelos mais concorrenciais.

Prevalece no Brasil o modelo de separação de atividades entre o transportador e o carregador. Não obstante o transportador ser a empresa que efetivamente realiza a atividade de transporte, detendo a propriedade e operando os dutos, tal atividade somente poderá

²¹ O artigo 177 da Constituição Federal em seu parágrafo primeiro estabelece que a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas, observadas as condições estabelecidas em lei, a realização das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e de gás natural; a refinação de petróleo nacional ou importado; a importação e exportação dos produtos e derivados de petróleo e gás natural; e o transporte marítimo ou por via duto desses energéticos.

ocorrer por meio da contratação realizada por carregadores que detêm a propriedade do gás transportado. Assim, na Lei do Petróleo, observa-se uma vocação de se criar maiores condições a competição. Como interpretam Loss e Marques Neto (2007, p. 140):

No Brasil, a Constituição Federal e a Lei do Petróleo estabeleceram, de forma evidente, o modelo concorrencial na flexibilização do monopólio do gás natural, já que é permitida a contratação da realização de atividades desse setor com empresas estatais privadas, restando destacado, entre os princípios da ordem econômica nacional e entre os objetivos da política energética nacional, a livre concorrência.

Apesar da vocação legal para modelos mais concorrenciais, o capítulo três revelou que tais modelos estão distantes da realidade brasileira; a Petrobras mantém uma posição dominante, exercendo um monopólio de fato, tanto na função de transportador, como na de carregador. Adicionando-se ao seu domínio nas atividades de exploração e produção, bem como sua função de grande consumidor do gás (por exemplo, nas atividades de E&P; refino; petroquímica; e geração de eletricidade), o modelo das indústrias de gás no Brasil apresenta-se como do tipo I.

Destarte, as questões do livre acesso, e da transparência da Petrobras na definição das tarifas a serem praticadas para o uso de seus dutos e demais instalações, não estão resolvidas (nem para o petróleo e muito menos para o gás). A questão do livre acesso é abordada no artigo 58 da Lei do Petróleo, definindo que “será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulação aplicável”.

No transporte do gás, o principal desafio regulatório não resolvido pela Lei do Petróleo continuou sendo a questão do livre acesso aos gasodutos, exigindo uma regulamentação com regras claras, que possa resolver os conflitos já manifestados, e que, provavelmente, reaparecerão na medida em que novos produtores desejarem escoar o seu produto aos mercados domésticos, o que exigirá expansões relevantes das redes de gasodutos.

Posteriormente, em 2001, após intermediar dois conflitos entre a Petrobras e agentes privados (nos casos a, então, ENRON, e a BG), a ANP regulamentou temporariamente as regras do livre acesso para gasodutos de transporte, as quais, contudo não tiveram continuidade, gerando importante vazio regulatório (vide detalhes em Moutinho dos Santos e Ferreira, 2008).

4.2.2 A Distribuição do gás natural

A distribuição e comercialização de gás natural canalizado não fazem parte das atribuições Federais, sendo da alçada dos governos Estaduais, aos quais é atribuído o poder de atuar no incentivo da competitividade, da eficiência e da modicidade das tarifas no segmento de distribuição, corrigindo imperfeições de mercado e assegurando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Assim a Constituição Federal de 1988 consagrou a desverticalização da cadeia de suprimentos do gás natural, e consolidou a figura do monopólio estadual para as etapas da distribuição e comercialização do gás. A cada Estado é dado o direito de criar seus próprios órgãos de regulação com jurisdição sobre a distribuição de gás canalizado, com destaque para o caso do Estado de São Paulo²².

A atuação da CSPE está embasada no Artigo 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo, com redação alterada pela Emenda Constitucional nº 6, de 18 de dezembro de 1998, que determina: “Compete ao Estado à exploração direta, ou mediante concessão, na forma da lei, dos serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros”²³.

O limite de responsabilidade e competência entre os agentes Federal e Estadual se dá no “city-gate”, que é o ponto de transferência de custódia do gás natural do Transportador para as distribuidor (vide Figura 25).

²² O governo paulista criou em 1997 a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), transformada em 2008 na Agência Regulatória de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) que tem como missão assegurar ao consumidor final a qualidade do produto, do atendimento comercial e do controle das tarifas.

²³ A ação da CSPE também tem como base a Lei Estadual nº 9.361, de 5 de julho de 1996, que instituiu o Programa Estadual de Desestatização sobre a Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético e a Lei Complementar Estadual nº 833, de 17 de outubro de 1997, que criou a CSPE

Figura 25 - Estrutura de mercado e limites de responsabilidade regulatória na indústria brasileira de gás natural.

Fonte: ANP, 2009.

Trata-se de experiência diferente quando comparada a de outros países, a exemplo dos que integram a Comunidade Européia, onde segundo a Diretiva 2003-55-EC, a fronteira entre o transporte *stricto sensu* e a distribuição do gás canalizado guardam relação de pressão a que é submetido o gás natural durante o transporte.

Um marco nesse processo de atração de empresas globais, impulsionado pelo processo de globalização no setor energético, conforme discutido por Moutinho dos Santos et.al. (2002), foi à privatização da Comgás, ocorrida em maio de 1999, quando a maioria das suas ações foi adquirida por um consórcio formado pelas empresas *British Gás* (BG) e *Shell*, com participação majoritária da primeira. Após o leilão de privatização da Comgás, foi assinado contrato de concessão entre os novos controladores e o governo do estado de São Paulo. Esse documento determinou uma série de regras sobre a conduta da concessionária, incluindo metas mínimas de qualidade de atendimento aos usuários, investimentos, meta de aquisição de novos consumidores, regras sobre o término da exclusividade na comercialização para os grandes usuários, dentre outros regulamentos.

Ressalta-se que, as transportadoras de gás natural não podem desempenhar o fornecimento diretamente aos consumidores finais, chamado de *by-pass* físico, o que resulta da determinação de exclusividade prevista nos contratos de concessão dos Estados, variando o período de exclusividade de acordo com o respectivo Estado, ou seja, criou-se uma reserva de

mercado às distribuidoras (monopólio). Em conformidade com o artigo 6º, XXII, da Lei do Petróleo, devem-se entender como distribuição de gás canalizado os serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do artigo 25 da Constituição Federal. Enfim, este é um breve panorama do arcabouço regulatório que o setor de gás natural desenvolveu-se.

4.3 Breve panorama da regulação do setor de petróleo e gás natural - Lei do Petróleo

A regulação da indústria brasileira do petróleo e gás natural adquiriu novos contornos com a Ementa nº 9 à Constituição Federal de 1988 e a Lei do Petróleo, a qual representou, até o ano de 2009, o principal marco legal a definir a regulação Federal de gás natural no Brasil. A Lei do Petróleo encerrou o monopólio formal da Petrobras e abriu espaço para que a iniciativa privada participasse em todas as atividades relacionadas às áreas de exploração e produção do petróleo e do gás natural. Essa Lei também instituiu a ANP²⁴ como o órgão regulador Federal para o setor. Em destaque, o Art. 8º da Lei do Petróleo estabelece que a ANP deve “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes das indústrias do petróleo e gás natural”. Descrições detalhadas sobre as atribuições que a Lei do Petróleo conferiu à ANP são encontrados em trabalhos de Cácio (2006) e Costa (2006).

A participação de capital privado na exploração, produção, transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural, além do refino de petróleo, bem como do processamento de gás, concretizam-se através da possibilidade da União conceder ou autorizar empresas regidas sob leis brasileiras para produção ou prestação desses serviços. O petróleo e o gás podem ser explorados e produzidos em áreas geográficas pré-determinadas, denominadas Blocos, as quais são licitadas pela ANP, devendo o concessionário operar sob seu próprio risco. Após ser extraído do Bloco sob concessão, o petróleo e/ou gás passam a ser de propriedade do concessionário, que pode escoá-los tanto para o mercado doméstico como para exportação. O processo concorrencial de licitação dos Blocos tem se repetido anualmente desde 1999, sendo denominado de Rodadas ou Leilões da ANP²⁵.

²⁴ Atualmente, a sigla ANP designa a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

²⁵ Na verdade, a 8ª Rodada prevista para os dias 28 e 29 de 2006 foi suspensa em seu primeiro dia, por força de duas medidas liminares da Justiça que questionavam a regra que limitava o número de blocos que cada empresa poderia ganhar em uma determinada região.

A partir de 1997, a Petrobras deixou de ser a única executora de atividades de exploração no Brasil. Entre 1999 e 2009, cerca de 79 empresas nacionais e 103 empresas internacionais tornaram-se vencedoras dos blocos exploratórios oferecidos pela ANP (ANP, 2009). A concorrência impôs-se em relação à atuação em novos negócios, nos quais a Petrobras também tem mantido seu domínio, liderando as aquisições nos leilões da ANP, em geral através do estabelecimento de parcerias com empresas privadas nacionais e internacionais. Porém, ainda mais importante para a manutenção do domínio da Petrobras, a Lei do Petróleo não privatizou nenhuma das atividades anteriormente desenvolvidas pela empresa.

Em termos da participação nos blocos do pólo Pré-Sal de Santos, por exemplo, (vide Figura 26), verifica-se uma diversificação de agentes, mas também uma liderança indiscutível da Petrobras.

Bloco	Plano de Avaliação	Consórcio
BM-S-8		BR (66%), SHELL (20%), PETROGAL (14%)
BM-S-9	SPS-50 Area	BR (45%), BG (30%), REPSOL (25%)
BM-S-10	RJS-617 Area	BR (65%), BG (25%), PARTEX (10%)
BM-S-11	RJS-628 Area	BR (65%), BG (25%), PETROGAL (10%)
BM-S-17		BR (100%)
BM-S-21		BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-22		ESSO (40%), AMERADA (40%), BR (20%)
BM-S-24		BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-42		BR (100%)
BM-S-50		BR (60%), BG (20%), REPSOL (20%)
BM-S-52		BR (60%), BG (40%)

Figura 26- Consórcios em blocos do pólo Pré-Sal de Santos.

Fonte: Petrobras, 2008.

A diversidade de agentes atuando na exploração e produção do gás conduz ao desenvolvimento estrutural da indústria de gás brasileira. Como mostrado no capítulo 3, conforme novos agentes são introduzidos na primeira etapa da cadeia (E&P), ocorre um crescente número de futuros produtores ao longo da próxima década. Assim, ainda que atualmente o modelo estrutural da indústria de gás brasileira seja quase do tipo I (único

produtor), com dificuldades de escoar todo o gás (como demonstrado no capítulo 2), a tendência é gerar um Modelo do tipo II. A abertura para novos agentes na exploração é sem dúvida a principal contribuição para que a indústria do gás brasileira possa caminhar rumo à maior maturidade. Isso impacta toda a cadeia de suprimento, portanto, gera não só potencial para o Modelo II, mas também para os outros Modelos mais concorrenciais e flexíveis.

4.4 Novos conceitos, responsabilidades e incentivos à competitividade na indústria do gás natural - Lei do Gás Natural

A atividade de transporte encontrava-se inserida no modelo proposto pela Lei do Petróleo, que prega a livre iniciativa e a concorrência. Logo, a introdução do livre acesso tornou-se basilar. Porém, as dificuldades para sua implementação revelaram-se decisivas para caracterizar a Lei do Petróleo como “insuficiente” para lidar com as questões associadas ao transporte de gás. Estabeleceu-se, assim, um amplo e longo processo de discussão que conduziu à aprovação da Lei do Gás. Desde a edição da Lei nº 9.478/97 que representa o marco regulatório da exploração, desenvolvimento e produção de petróleo no Brasil, a indústria do gás natural se ressentia por não contar com um marco legal específico que reconhecesse a importância do gás natural na matriz energética nacional, definindo seus princípios e diretrizes de modo a assegurar a sua expansão.

Ao longo dos anos, algumas alternativas neste sentido foram cogitadas, entre elas: a criação de uma agência reguladora para tratar exclusivamente a matéria (nos moldes do modelo argentino); a alteração da Lei nº 9.478/97 (de modo a dispor mais detidamente sobre o gás natural) e a criação de uma lei específica que tratasse exclusivamente sobre o mercado de gás natural no Brasil. Essa última alternativa começou a tomar contornos práticos em 2005 (com a Proposta de Lei nº 226/05 apresentada pelo Senador Rodolpho Tourinho). Em dezembro de 2008, a primeira minuta do texto final, elaborada pelo Ministério de Minas e Energia foi disponibilizada às associações, que reúnem os principais agentes do setor e que apresentaram suas sugestões e comentários. Em 04 de março de 2009 foi aprovada a Lei Federal nº 11.909, que passou a ser conhecida como a Lei do Gás. Até o encerramento desta dissertação, a Lei do Gás ainda carecia de sua regulamentação final. Portanto, a análise que segue concentra-se apenas nos princípios que regem a Lei, não considerando os instrumentos que permitirão materializar esses princípios. Além disso, será a prática que gradualmente revelará o alcance da implementação da Lei.

Apesar de ganhar a denominação de Lei do Gás, a Lei Federal nº 11.909 não tem a abrangência da Lei do Petróleo. A rigor, trata-se de uma Lei que dispõe prioritariamente sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural via gasodutos, de que trata o Artigo 177 da Constituição Federal. Com menor profundidade são tratadas também algumas questões relativas às atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Embora estabeleça critérios mais voltados ao transporte do gás natural, a Lei do Gás também tem impactos nos serviços de distribuição, os quais encontram-se dentro das esferas estaduais. O detalhamento desses impactos na realidade do Estado de São Paulo será o tema do item 4.5.

Portanto, a Lei do Gás define mais claramente o conceito sobre o acesso de terceiros (regulado pela ANP); o período de exclusividade para uso dos carregadores iniciais (para gasodutos novos e existentes); e a chamada pública para contratação de capacidade em novos gasodutos ou na ampliação de gasodutos existentes, entre outros. Em sua essência, a Lei do Gás procura ampliar e consolidar as responsabilidades e os incentivos à concorrência que se encontram na Lei do Petróleo. Formalizaram-se legalmente princípios que já haviam sido tratados pela ANP e demais agentes nos vários momentos que se buscou introduzir maior concorrência nos serviços de transporte de gás natural.

Também são introduzidos novos atores que participarão da movimentação e comercialização do gás natural, referindo-se às figuras do Transportador, Carregador, Carregador Inicial, Agente Comercializador, Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador. Igualmente, definem-se alguns termos antes não tratados com precisão na Lei do Petróleo, como, por exemplo, os conceitos de gasodutos de Transporte, de Transferência e de Escoamento. Nos parágrafos que seguem, apresentam-se as principais provisões da Lei do Gás²⁶, bem como as modificações essenciais em relação aos pressupostos da Lei do Petróleo.

Na Tabela 13 apresenta-se uma breve comparação entre as principais características da Lei do Gás e da Lei do Petróleo, no que se refere ao regime jurídico aplicado a gasodutos.

²⁶ O documento completo pode ser encontrado em www.mme.gov.br/mme/legislacao.

Tabela 13 - Comparação entre Lei do Petróleo e Lei do Gás Natural

Lei do Gás nº 11.909.	Lei do Petróleo nº 9.478.
→ Regimes Jurídicos	→ Regimes Jurídicos
<ul style="list-style-type: none"> • autorização (acordos internacionais). • concessão/licitação (gasodutos de interesse geral). 	<ul style="list-style-type: none"> • autorização
→ Acesso de terceiros	→ Acesso de terceiros
<ul style="list-style-type: none"> • regulado pela ANP. 	<ul style="list-style-type: none"> • "negociado" com o transportador. • A ANP fixa a tarifa nos conflitos.
→ Período de exclusividade para uso dos carregadores iniciais	→ Preferência do proprietário
<ul style="list-style-type: none"> • novos gasodutos - MME define; • existentes/licenciamento (10 anos). 	<ul style="list-style-type: none"> • Resolução ANP nº 27 : não é obrigatório conceder acesso em gasodutos novos por 6 anos.

Fonte: Elaboração própria.

Dentre as principais modificações trazidas pela Lei do Gás, a mudança na definição do regime jurídico deverá dar uma característica de maior competitividade à indústria do gás, pois novos interessados poderão participar da atividade de transporte, mediante processo de licitação. Assim, por exemplo, grandes consumidores industriais terão opções de formalizar contratos com outros agentes, diminuindo o poder de barganha da Petrobras como única fornecedora. A exploração de gasodutos de transporte de gás canalizado pelos Transportadores passará a se organizar através do regime de concessão por trinta anos, ou de autorização para fluxos internacionais. Os Transportadores têm a obrigação de servir aos Carregadores e deverão informar a qualquer interessado as características de seus sistemas, bem como tarifas e capacidades disponíveis. Estas informações sofrerão constante auditoria da ANP. O regime jurídico de autorização ficou condicionado apenas para acordos internacionais. Trata-se da possibilidade de empresas realizarem operações de importação de gás e construir gasodutos de interesse para transportar esse gás.

Outra definição trazida pela Lei do Gás foi o acesso de terceiros que será regulado pela ANP. No entanto, deixa claro que os empreendimentos que se encontram em fase do processo de licenciamento ambiental serão cobertos pela Lei, sendo atribuído, desde já, o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e o prazo de 10 de exclusividade sobre o respectivo gasoduto. Observa-se, a princípio, que o tratamento dado pela Lei do Gás assegura o direito adquirido dos proprietários atuais dos gasodutos de transporte e o retorno dos seus

investimentos iniciais. Conforme apresentado no capítulo três, os prazos médios dos contratos celebrados dos gasodutos de transporte em operação no país são de 20. A discussão da influência, na indústria do gás, dos prazos em que os gasodutos estarão disponíveis para o acesso de terceiros será realizada no quinto capítulo. Na tabela 14 é apresentada um resumo das mudanças originadas pela Lei do Gás.

Tabela 14 - Mudanças trazidas com a Lei do GN

Pontos/Atribuições	Lei do Gás - Principais Mudanças
→ Regime Jurídico dos gasodutos existentes	<ul style="list-style-type: none"> • Lei do Gás preserva o regime jurídico vigente na data de sua publicação no que se refere ao suprimento e consumo de gás natural em instalações de refino de petróleo e nas unidades de produção de fertilizantes. • os direitos adquiridos de transportadores e carregadores já existentes não serão prejudicados por novos contratos de concessão ou outorga de autorização para a expansão de instalação de transporte (art. 29). • ratificadas as autorizações pelo prazo de 30 anos contados da publicação desta Lei - inclui os empreendimentos em fase de licenciamento ambiental - (Art. 30, § 2 e §3). • art. 30, § 3 - os carregadores iniciais, com autorizações anteriores a Lei do Gás, terão exclusividade de 10 anos sobre o respectivo gasoduto, contatos do início de sua operação comercial.
→ ANP	<ul style="list-style-type: none"> • promover chamada pública para contratação de capacidade em novos gasodutos ou na ampliação de gasodutos existentes. • promover a licitação para a concessão de atividades de transporte e estocagem. • estabelecer as tarifas de transporte praticado pelos gasodutos concedidos (Art. 28). • aprovar as tarifas propostas para novos gasodutos objeto de autorização. • disciplinar a cessão de capacidade e assumir a coordenação da movimentação na rede de transporte em situações de contingência.
→ MME	<ul style="list-style-type: none"> • planejamento indicativo - propor os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados. • define o regime de concessão ou autorização e celebra os contratos de concessão • defini o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais nos novos gasodutos (Art. 3). • estabelece as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte. • determina a utilização de recursos provenientes da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE, de Parceria Público Privada e da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para viabilizar a construção de gasoduto de transporte.
→ Transporte de GN	<ul style="list-style-type: none"> • autorização - gasodutos de transporte que envolva acordos internacionais. • concessão - gasodutos de transporte considerados de interesse geral, sempre precedida de licitação (critérios de julgamento do processo de licitação: menos receita anual (art. 13) e/ou preço ofertado para a utilização do bem público (art. 15). • atribuição de novas competências para o MME x Redução do escopo da ANP. O MME, ouvida a ANP, fixará o período de exclusividade de exploração da capacidade contratada em novos gasodutos de transporte pelos carregadores iniciais.

Fonte: Lei do Gás/adaptado.

Em relação às novas atribuições dadas a ANP observa-se que a Lei do Gás atribuiu, entre elas, a função de estabelecer as tarifas de acesso aos gasodutos de transporte; de disciplinar a cessão da capacidade, ou seja, cabe a ANP verificar a disponibilidade de acesso

ao gasoduto dada a sua capacidade ociosa. Ressalta-se que a Lei do Gás procura introduzir na atividade de transporte a abertura para a participação de outros agentes e não somente a Petrobras.

O processo de licitação para as atividades de transporte e estocagem, também ficará a cargo da ANP, que irá elaborar os editais, os contratos de concessão e promover os leilões. A exemplo do setor de transmissão de energia elétrica, o vencedor da licitação será a empresa que apresentar a menor receita anual para a prestação do serviço de transporte do gás. Antes de qualquer leilão, a ANP promoverá uma chamada pública para identificar os potenciais "carregadores" para os gasodutos.

Assim, a ANP passa a ter maiores obrigações, em relação à Lei do Petróleo, com destaque para a análise da disponibilidade de acesso aos gasodutos por terceiros, artifício importantíssimo para o incremento de flexibilidade e de novos atores, característica apontada no capítulo três, como um dos processos da indústria do gás rumo à maior maturidade e desenvolvimento.

No que tange às atribuições dadas ao MME, a principal diferença em relação à Lei do Petróleo é o fato de proporcionar ao MME a função e instrumentos de planejamento indicativo. Caberá a ele recomendar a indicação dos gasodutos que devem ser construídos ou ampliados. A utilização de recursos para a ampliação dos gasodutos também foi definida no texto legal, indicando que os investimentos serão providos tanto de recursos do governo Federal, como de parcerias público-privado.

A Lei do Gás procurou com isso, proporcionar um ambiente para novos investimentos, que podem ser realizados por agentes privados e não somente da Petrobras. Logo, novos agentes poderão, estrategicamente, estar ligados as Distribuidoras ou Comercializadoras, para oferecer os serviços de carregador ou transportador do gás natural. Em relação à atividade de transporte de gás natural, as principais mudanças ocorridas dizem respeito à autorização e concessão do gasoduto e a atribuição, ao MME, de deliberar sobre o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais em novos gasodutos. Na Tabela 15 estão resumidas outras mudanças trazidas pela Lei do Gás.

Tabela 15 - Mudanças trazidas com a Lei do Gás

Pontos/Atribuições	Lei do Gás - Principais Mudanças
→ Livre Acesso e Cessão de Capacidade	<ul style="list-style-type: none"> • a Lei do Gás assegura o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos da Lei e da regulamentação (Art. 32). • art. 3, § 2 - caberá ao MME fixar a exclusividade atribuída a carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada nos novos gasodutos de transporte. • não estão sujeitos ao livre acesso: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento, processamento de gás e terminais de liquefação e regaseificação. <p>Obs.: A Lei do Gás não é expressa quanto à aplicação do livre acesso a gasodutos de transferências; mas, o art. 59 da Lei do Petróleo - reclassificação de gasodutos - não foi revogado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • o acesso aos gasodutos será feito primeiramente na capacidade disponível e somente depois da sua total contratação é que ficará garantido o direito de acesso à capacidade ociosa (Art. 33). • preferência: a contratação do serviço de transporte será realizada com base na capacidade disponível (transporte Firme e transporte Extraordinário) e na capacidade ociosa (transporte Interruptível) (Art. 33 e 34). • o acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, dar-se-á mediante chamada pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do MME. Em relação ao acesso aos serviços de transporte interruptível, em capacidade ociosa, e extraordinária, em capacidade disponível, dar-se-ão na forma da regulamentação, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso a todos os interessados (Art. 34).
→ Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador	<ul style="list-style-type: none"> • podem construir instalações e gasodutos para uso específico, quando a distribuidora de gás canalizado não puder atender as suas necessidades (Art. 46). • a operação e manutenção dos gasodutos deverão ser feitas pela distribuidora (Art. 46, § I e II). • órgão regulador Estadual estabelecerá as tarifas de operação e manutenção dos gasodutos.

Fonte: Lei do Gás/adaptado

A questão do livre acesso aos gasodutos de transporte é bem abordada na Lei do Gás. Critérios como os destacados nos Art. 32, que assegura o acesso de terceiros a todos os gasodutos de transporte são importantes evoluções para o arcabouço regulatório vigente. Tal questão é um enorme progresso no intuito de incentivar a participação de outros *players* e não somente a Petrobras. Como apresentado no capítulo três, o acesso de terceiros a infraestrutura de transporte é característica acentuada dos modelos estruturais mais desenvolvidos.

A Lei também define quais infraestruturas não estarão sujeitas ao livre acesso, entre elas, os terminais de liquefação e regaseificação. Nesse sentido, a Lei ausentou-se abrir a terceiros a possibilidade de importação de gás natural via GNL e da utilização dessa infraestrutura. Ora, mesmo que haja prioridade às termelétricas do suprimento de gás via GNL, ele não deixa de ser uma alternativa, mesmo que em longo prazo, da indústria do gás, no combate ao poder de barganha do único fornecedor. Logo, a impossibilidade é caracterizada como um poder de barganha do fornecedor quando analisada pela metodologia das cinco forças de Porter.

Em relação ao acesso através da capacidade ociosa dos gasodutos, a Lei foi clara. Contudo, deve-se alertar que isso não garante a competitividade do setor, pois caso os gasodutos estejam com sua capacidade completamente ocupada ou possua projeção de aumento para os carregadores atuais, a entrada de terceiros não será realizada, caracterizando como uma barreira de entrada ao acesso. A Lei prevê uma adaptação importante das regras das concessões, uma vez que Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores poderão implantar dutos específicos para seu uso, porém repassando às Concessionárias de Distribuição a operação e manutenção destes sistemas. Isso pode reduzir ou eliminar o problema de falta de uma rede de gasodutos. A Lei do Gás manteve ao Governo Estadual a deliberação sobre as tarifas aplicadas na manutenção e operação dos gasodutos de distribuição pelas distribuidoras. Com a definição do ambiente regulatório para o acesso de terceiros nos gasodutos de transporte e o direito de acesso à capacidade ociosa do duto, a Lei do Gás contribui para o ingresso de competitividade, diversidade e flexibilização na cadeia do gás. Tais atribuições cooperam para o ambiente regulatório proposto pela ARSESP. A seguir será apresentado as novas modificações regulatórias na atividade de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

4.5 Modificações regulatórias no âmbito da distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

No mês de março de 2009 foi realizada a primeira Audiência Pública, organizada pelo órgão regulador estadual, ARSESP, para discutir sobre a introdução do Livre Acesso aos Consumidores Livres para utilização das redes de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Trata-se da segunda etapa de implantação do modelo de regulação para a distribuição de gás canalizado no Estado. A primeira etapa havia sido marcada pela privatização das empresas Comgás, Gás Natural SPSN e Gás Brasileiro. Nessa primeira etapa, foi conferido o monopólio absoluto para as concessionárias privadas, garantindo-lhe o direito exclusivo para uso das redes, bem como, para comercialização do gás natural junto a todos os consumidores na área de concessão.

No contrato de concessão assinado no final da década de 1990, estava prevista a introdução desta segunda etapa, através da qual o órgão regulador estadual procurará estabelecer um modelo regulatório com maiores possibilidades de concorrência e com maior flexibilidade de contratação aos consumidores livres.

A abertura do mercado de gás natural foi um dos instrumentos utilizados nos modelos estruturais mais desenvolvidos. A reestruturação da indústria gasífera, para que atinja certo grau de maturidade, conforme apresentou o capítulo três, inclui entre outras características: a privatização de monopólios estatais verticalmente integrados; a separação de atividades da cadeia do gás; o livre acesso às redes de transporte e distribuição; o surgimento de mercados atacadistas; e a livre escolha do fornecedor de gás, entre outros. O novo modelo poderá ser implantado após os períodos de vigência da exclusividade dos Contratos de Concessão e estaria baseado na figura do usuário livre, isto é, o consumidor que poderá adquirir os serviços de comercialização de gás canalizado, tanto das concessionárias, como de outros fornecedores.

Esta seção irá apresentar os novos objetivos e condições iniciais ao processo de abertura do mercado de comercialização e do livre acesso às redes de gás canalizado no Estado de São Paulo apresentados na Nota Técnica RTM/02/2009 elaborada pela ARSESP. Porém, existem nas proposições iniciais apresentadas pela ARSESP pontos de atenção e alguns ‘vazios’ que merecem cuidados e discussão antes da implementação efetiva da abertura, sendo o objetivo desta seção apresentar pontos de discordância, apontando principalmente a posição dos grandes consumidores industriais na obtenção de competitividade e melhores condições de preço, abastecimento e segurança jurídica. Atualmente, as três concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo realizam as seguintes atividades em forma integrada:

- i) Operação da rede de distribuição, cuja operação lhe foi concedida de forma exclusiva;
- ii) Ampliação, manutenção e segurança da rede;
- iii) Comercialização.

Desde os processos de privatização do final do ano de 1990, a organização da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo caracteriza-se pela exclusividade de comercialização e movimentação dada a cada área de concessão do Estado.

Na Figura 27 é apresentado o esquema da estrutura atual, na qual as três Concessionárias concentram as atividades de distribuição e comercialização a todos os segmentos, sejam usuários cativos (R e C) e os usuários livres potenciais (ULPot), dentro da sua área de concessão, respectivamente.

Figura 27 - Estrutura e organização da prestação do serviço no Estado de São Paulo anterior a abertura da atividade de Comercialização.

Fonte: ARSESP, adaptado.

Analizando a estrutura atual da indústria gasífera brasileira e confrontando com os modelos apresentados no capítulo três, observa-se de que a estrutura atual apresenta o mesmo grau de desenvolvimento do modelo I da indústria de gás natural verticalmente integrada. Características como: um único fornecedor integrado de gás, de um único produtor e da não abertura a terceiros da infraestrutura são similares. Diante deste contexto, a ARSESP procurou introduzir elementos para que a indústria do gás pudesse desenvolver-se. Tais diretrizes buscam introduzir elementos que proporcione maior flexibilidade aos usuários, sejam livres ou não, maiores opções na contratação dos serviços de movimentação e na aquisição do gás. Os objetivos e diretrizes para esse novo ambiente são apresentadas a seguir.

4.5 - Objetivos e Diretrizes do novo Modelo de Prestação de Serviço de Gás Natural Canalizado no Estado de São Paulo

Com base nas particularidades da situação atual da prestação do serviço de gás canalizado no Estado de São Paulo, a ARSESP, estabeleceu às diretrizes do novo modelo de prestação a ser implementado a partir da abertura da atividade de comercialização, prevista para 2011, no caso da área de concessão da distribuidora Comgás. Conforme aprestado no capítulo três, o surgimento da figura do consumidor livre, como também da atividade de Comercialização de gás natural são complementos importantes ao aperfeiçoamento dos serviços de distribuição de gás canalizado. A existência de dispositivos adequados no

arcabouço regulatório propicia o alargamento das condições de atendimento a todos os participantes da indústria gasífera.

Os principais objetivos propostos pela agência com a abertura de mercado são de habilitar o direito do usuário de escolher o prestador do serviço; dar acesso sem discriminação ao uso da infraestrutura de distribuição; e manter sustentável os rendimentos de distribuição em condições de entrada de novos Comercializadores. As mudanças propostas pela ARSESP e suas particularidades para o novo ambiente regulatório estão apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 - ARSESP - Diretrizes para o novo modelo regulatório de São Paulo

Novo Ambiente Regulatório de São Paulo
→ O mercado de Usuários Livres poderá ser atendido indiferentemente pelas três Concessionárias atuais (no Mercado Regulado), ou pelos comercializadores afiliados das concessionárias ou comercializadores independentes (no Mercado Livre).
→ Será exigida a separação legal mediante a criação de uma empresa de comercialização por parte da distribuidora para atender esse segmento livre.
→ No Mercado Regulado as concessionárias prestarão serviços regulados aos usuários com tarifa-teto, estes usuários serão os Residenciais e Comerciais, e aqueles outros usuários que não optaram por migrar ao Mercado Livre.
→ As Concessionárias prestarão com exclusividade o serviço de distribuição a todos os usuários.
→ As distribuidoras não podem fornecer a empresas vinculadas (controladas, controladora e coligada) um volume superior aos 30% de suas aquisições de gás.
→ No caso de que a Concessionária negue a um usuário o acesso ao serviço, tendo capacidade disponível ou no caso que ofereça um serviço em condições discriminatórias, a parte afetada pode pedir a mediação da ARSESP.

Fonte: ARSESP, adaptado.

Para atender ao consumidor livre, a Concessionária terá que abrir uma Comercializadora afiliada, com contabilidade separada, e, inclusive, não poderá contar com funcionários comuns na sua administração, nem permitir informação privilegiada com a concessionária. Essa é uma das prerrogativas impostas pela regulamentação no intuito de evitar a determinação da desverticalização da atividade de comercialização. No entanto, há a necessidade de se exigir a adoção de critérios de fiscalização e acompanhamento da abertura do mercado, inclusive com a previsão de regras pertinente às participações cruzadas, a fim de evitar a dominação e verticalização do mercado.

Contudo, as exigências sugeridas pela ARSESP não estabelece restrições sobre as participações na propriedade acionária da empresa Comercializadora. O entendimento da Agência é que a separação legal e operativa fornece a suficiente garantia para uma conduta pró-competitiva no início do processo de abertura. Essas diretrizes apresentadas de separação, também devem ser respeitadas no caso da comercializadora ser associada à Petrobras.

O alcance da atividade de Comercialização compreende a compra-venda de gás natural e de transporte por conta própria ou de terceiros aos usuários livres. A atividade do Comercializador não inclui a compra ou a revenda do serviço de utilização da rede de distribuição, que fica a cargo do usuário. A Comercialização poderá ser exercida em todas as áreas concessionadas do Estado de São Paulo a partir da data de encerramento do período de exclusividade de atendimento aos usuários não residenciais (Não R) e não comerciais (Não C), conforme se estabelece nos Contratos de Concessão.

Ainda sobre o alcance da atividade da Comercializadora (mercado livre), nota-se que a Agência não limitou o território de atuação das Comercializadoras, como fez nos contratos de concessão com as Distribuidoras, e como consequência, uma das vantagens que se espera da abertura é a diversificação da oferta, tanto em termos de quantidade de fornecedores no médio prazo, como nas características dos serviços oferecidos. Com a liberalização do mercado de gás, a ARSESP tem como meta alcançar três objetivos: ampliar a flexibilidade nas opções de serviços disponíveis aos consumidores; eliminar eventuais subsídios cruzados; e reduzir os preços na oferta de gás ao mercado.

Com a abertura da Comercialização de gás passará a existir diferentes opções para o Usuário Livre (UL), que poderá escolher entre as diferentes formas de contratação do serviço, seja um atendimento integrado ou desagregado. Atualmente os contratos firmados entre o usuário e a distribuidora incluem o serviço de movimentação, mais o preço correspondente ao gás. Com as novas regras, se o UL escolhe receber o serviço integrado da Distribuidora, o usuário e a Distribuidora assinam o Contrato de Serviço (gás + transporte + distribuição). A segunda opção é quando o UL escolhe contratar um serviço desagregado. Ele solicita o acesso às redes de distribuição à Distribuidora da sua área de concessão e assina um Contrato de Acesso à rede de distribuição com tarifa regulada (tarifa por uso do sistema de distribuição) com a Distribuidora. Depois, o usuário escolhe um Comercializador e assina um Contrato de Venda de gás com a Comercializadora.

Com as novas regras, o usuário livre terá mais flexibilidade para negociar volumes de gás e a prestação dos serviços de movimentação. A idéia fundamental do processo de *unbundling* do mercado de gás é promover a competição naqueles segmentos da cadeia de gás

que são elegíveis. Por isto, se separam as atividades de fornecimento (produção/importação) e Comercialização do gás, daquelas atividades que, por suas características, operem como monopólios (naturais), transporte e distribuição.

A ARSESP procurou levantar por meio de estudos com experiências de outros países a elaboração das diretrizes para a abertura do mercado. Tais estudos mostraram que, os processos de abertura foram realizados em etapas, incorporando paulatinamente um número crescente de usuários ao mercado livre, liberando primeiro os usuários de maior consumo. No caso Brasileiro, hoje a demanda de gás para São Paulo totaliza 14.643 milhões de m³/dia, tendo às indústrias, o consumo de 11.868 milhões de m³/dia ou 80% do gás ofertado ao mercado em agosto de 2009 (ABEGAS, 2009).

No capítulo 3 onde são exploradas as evoluções das diferentes estruturas dos agentes da indústria do gás é evidenciado que os mercados, conforme vão amadurecendo, sofrem modificações em suas ‘formas’ sempre com o objetivo de buscar maior concorrência e desverticalização entre os participantes. Tomando em consideração que no mercado de gás do Estado de São Paulo a concorrência irá se consolidando no tempo, e que é preciso monitorar o avanço, proporcionando as adequações regulatórias necessárias, a ARSESP definiu as regras para a migração ao ambiente livre.²⁷

A agência reguladora definiu que podem migrar ao ambiente de livre contratação consumidores com demanda igual ou superior a 300 mil metros cúbicos de gás por mês (m³/mês). Na ocasião das audiências públicas para tratar do assunto, alguns representantes do mercado (indústrias, distribuidoras e associações), discordaram da prerrogativa do consumo imposto pela ARSESP. Na Tabela 17 têm-se apresentada os pontos de vista de algumas destas classes.

²⁷ Este cronograma de entrada no mercado livre se aplica a Comgás. Para o caso das demais concessionárias será regulamentado oportunamente pela ARSESP.

Tabela 17 - Propostas a ambiente de Livre Contratação.

PROPOSTAS	ARSESP	DISTRIBUIDORAS	REPRESENTANTES DA INDÚSTRIA
Direito de ser Usuário Livre (m ³ /mês)	300.000	Gás Brasileiro: 5 milhões e 1 milhão em 5 anos	Ind. de Cerâmica: 300.000
		São Paulo Sul: 5 milhões e 1 milhão em 5 anos	ABRACEL: 300.000
		Comgás: 3 milhões	ABEGAS: 3 milhões como no Rio de Janeiro
Prazo do contrato na volta ao mercado Cativo	2 anos	2 anos	2 anos
Reaviso de saída	2 anos antes	2 anos antes	2 anos antes

Fonte: ARSESP, adaptado, 2009.

Segundo a tabela, a distribuidoras não concordam com a faixa apresentada, defendendo a hipótese que haveria grande perda de mercado. Contudo, o argumento da ARSESP é que a abertura está prevista desde as assinaturas dos contratos de concessão, tendo a distribuidora ciência e condições de desenvolver seus clientes.

No caso da Comgás, se o corte fosse em 500 mil m³/mês, entrariam apenas os clientes industriais. Definido em 300 mil m³/mensais, podem entrar grandes consumidores de GNC, GNV, cogeração e termelétricas. Segundo levantamento da ARSESP, cerca de 180 grandes clientes da área da Comgás se enquadram nos critérios definidos para consumidor livre. A grande maioria é industrial, mas há pelo menos dois postos de GNV com consumo suficiente para isso.

A quantidade mínima estabelecida no Estado de São Paulo é inferior, inclusive, ao patamar fixado para o mercado livre no Rio de Janeiro. Lá, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) definiu que a demanda mínima para a migração ao ambiente livre de gás é de 3 milhões de m³/mês.

Sobre o prazo de solicitação do usuário para ser consumidor livre e os prazos dos contratos atuais com as distribuidoras, a agência apresentou as seguintes regras (vide Tabela 18).

Tabela 18- Regras para Usuários Livres

Caso	Data do Contrato	Data do pré-aviso	Data em que o Usuário se torna Livre	Prazo de Desistência do pré-aviso (1)
Caso 1	Assinado antes de 31/05/2009	Pelo menos 2 anos antes da data de vencimento do contrato	Cumprimento do contrato até o vencimento Usuário se torna livre após a data de vencimento do contrato	Até 6 meses após a data do pré-aviso
Caso 2	Novos contratos ou contratos com Novos Usuários assinados entre 31/05/2009 e 31/05/2011	Pelo menos 2 anos antes da data que o usuário deseja tornar-se livre	O Usuário na data de tornar-se livre deverá ter cumprido no mínimo 2/3 do prazo contratual	Até 6 meses após a data do pré-aviso
Caso 3	Assinado antes de 31/05/2009 e com aditivos de prazo assinados entre 31/05/2009 e 31/05/2011	Pelo menos 2 anos antes	Cumprimento do contrato até o vencimento (2)	Até 6 meses após a data do pré-aviso
Caso 4	Contratos e aditivos assinados após 31/05/2011	Mínimo de 6 meses antes da data de vencimento do contrato ou do aditivo	Cumprimento do contrato até o vencimento Usuário se torna livre após a data do vencimento do contrato ou do aditivo	Até 3 meses após a data do pré-aviso

(1) mantendo as condições do contrato; (2) Aditivo não altera o prazo do contrato.

Fonte: ARSESP, 2009.

Apesar de acelerar a liberalização da comercialização, a ARSESP restringiu, neste momento, o tamanho do mercado livre paulista. Inicialmente, o volume comercializado no ambiente de livre contratação será limitado a 30% da demanda total dos consumidores potencialmente livres dentro da área de concessão da distribuidora. Os autoprodutores e autoimportadores de gás, estabelecidos na Lei do Gás nº 11.909, e também, as unidades termoeletricas com consumo mínimo contratual equivalente a 300.000 m³/por mês serão tratados como usuários livres, não sendo aplicáveis, a estes potenciais usuários, os limites estabelecidos para o volume total destinado ao mercado livre.

Essa limitação não é bem vista pelas associações ligadas aos grandes consumidores. Isso porque essa regra impõe que apenas as primeiras empresas que solicitarem a migração para o mercado livre poderão escolher o novo fornecedor de gás, resultando em um tratamento desigual entre os consumidores.

Também foram criadas regras tanto para evitar que a concessionária restrinja a intenção de o consumidor se tornar livre, quanto para permitir que ela tenha um prazo razoável para descontratar o gás. Assim, no primeiro ano de mercado livre, na área da Comgás (entre 2011 e 2012), não mais que 10% do volume desses potenciais consumidores livres podem ser descontratados. Esse percentual, porém, sobe para 30% nos três anos seguintes. Segundo Zevi Kahn, essa é uma transição necessária em função dos contratos que a Comgás tem com a Petrobras. “Até esse patamar verificamos que seria possível uma negociação com a Petrobras para que ela descontrate sem pagar multas”.

Os clientes livres podem retornar a qualquer momento para as distribuidoras, desde que estas tenham gás natural disponível para o atendimento. Para incentivar esse mercado, a ARSESP também buscou facilitar as condições de retorno ao mercado cativo, ao contrário do que ocorreu no setor elétrico. A concessionária não pode recusar esse cliente se ela tiver gás para atendê-lo.

Outro aspecto estabelecido é de que os descontos concedidos pelas concessionárias pela prestação do serviço de distribuição aos consumidores potencialmente livres poderão ser carregados pelos usuários quando migrarem ao mercado livre. Essa medida causou polêmica entre as distribuidoras, sob a alegação de que isso significava uma interferência da agência em suas políticas comerciais. Para ARSESP, a medida teve como objetivo inibir distorções no mercado de gás e evitar que as distribuidoras ‘lucrem’ com a migração do cliente. Isso porque ao mudar de ambiente de contratação, o consumidor pagaria a tarifa integral pelo serviço de distribuição, e não o valor descontado concedido pelas concessionárias quando era usuário cativo.

4.5.1 - Fator de Carga e separação dos custos nas Tarifas entre o Distribuidor e o Comercializador

Nesta revisão tarifária considera-se a determinação de tarifas diferentes para usuários com diferente fator de carga, que será considerado como variável relevante. O conceito de fator de carga considera a relação entre o consumo médio e máximo. Na classificação dos usuários, cujo fator de carga é mais elevado, serão consideradas as informações diárias de consumo, associada a cada tipo de usuário, as sazonalidades, tipos de equipamentos industriais, entre outros, de modo a refletir a estabilidade dos níveis de consumo em um ano. Por exemplo, no caso de dois usuários que tenham a mesma demanda máxima diária, mas diferente fator de carga, o usuário com fator de carga maior gera uma maior receita que o

usuário com menor fator de carga, ainda que contribua em grande parte na recuperação dos custos em termos do dimensionamento da rede de distribuição.

Os grandes usuários costumam ter uma demanda mais sensível a mudanças de preços porque enfrentam alternativas de fornecimento de outros combustíveis a valores competitivos. Esta situação torna razoável o estabelecimento de tarifas para os grandes usuários com maior fator de carga. Em consequência, propõe-se criar uma tabela de tarifas menores para os usuários com consumos maiores do que 500.000 m³/mês e cujo fator de carga supere um valor limite, que será estabelecido conforme as informações sobre o comportamento do fator de carga das unidades usuárias da Concessionária. Assim, os mais beneficiados com estas novas regras serão os grandes consumidores.

A agência também apontou as diretrizes para a separação dos custos das tarifas entre o Distribuidor e o Comercializar. No capítulo 3 foram apresentadas diferentes estruturas da indústria do gás natural. A separação dos custos dos serviços prestados e do gás (*commodity*) são caracterizados em ambientes em que o mercado encontra-se em uma situação mais desenvolvida, caminhando para uma desverticalização nas atividades e maior transparência nas tarifas e serviços cobrados. Os objetivos gerais que guiarão a elaboração da proposta metodológica para a separação dos encargos de comercialização e a fixação das tarifas ou encargos de acesso, apresentados pela agência serão para promover a concorrência na comercialização e incentivar a entrada de novos comercializadores que ofereçam serviços de qualidade e que operem com eficiência e possam competir em condições similares com as distribuidoras ou suas comercializadoras vinculadas; e permitir a sustentabilidade do serviço de distribuição, tentando evitar distorções na estrutura tarifária resultante do processo de desagregação dos serviços que possam possibilitar a deterioração financeira da atividade regulada.

CAPÍTULO 4.6 - Conclusão

Este capítulo examinou os principais contornos do ambiente legal e regulatório da indústria gasífera brasileira. Primeiramente analisou a Lei do Petróleo e o ambiente em que o mercado gasífero se inseria. Apresentou as principais mudanças trazidas pela Lei do Gás, como a introdução da concorrência nas atividades de produção e transporte, os novos conceitos, as novas atribuições dadas ao MME e a ANP, o acesso de terceiros à infraestruturas de transporte, sendo possível constatar que a Lei do Gás procura ampliar e consolidar as

responsabilidades e o estímulo à concorrência que se encontram na Lei do Petróleo. Também apresentou as novas transformações na regulamentação Estadual, especificamente, às atribuições da ARSESP na viabilização das novas regras do livre acesso à infraestrutura; do consumidor livre; da atividade de comercialização e distribuição do gás natural canalizado no Estado de São Paulo.

Portanto, os principais elementos que sustentarão o Modelo das Cinco Forças de Porter foram apresentados. No próximo capítulo será apresentado os elementos principais de cada força e as estratégias para os grandes consumidores de gás, através da aplicação do Modelo de Porter, para o novo ambiente da distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo.

CAPÍTULO 5 - ANÁLISE QUALITATIVA ATRAVÉS DO MODELO DAS FORÇAS DE PORTER

5.1 Introdução

O modelo de Porter adotado para esse trabalho resultará em uma análise qualitativa, considerando-se os grandes consumidores (indústrias) no centro do modelo, com as demais forças externas atuando sobre o mesmo. Na apresentação da metodologia no primeiro capítulo procurou-se demonstrar o alcance do modelo e os tipos de questionamentos que podem ser levantados para o ambiente da indústria do gás.

Este capítulo irá oferecer os principais elementos destacados ao longo da apresentação dos capítulos, que permite identificar as características estruturais básicas das indústrias e determinar o conjunto de forças competitivas que determinam a concorrência atribuída. Cada força do Modelo de Porter será analisada separadamente com a finalidade de apontar possíveis alternativas estratégicas para os grandes consumidores dentro do novo ambiente regulatório.

No modelo sugerido pelo autor, inclui-se a influência da regulação como uma sexta força, já que os recentes desdobramentos da Lei do Gás e das regras para o livre acesso na distribuição de gás natural canalizado do Estado de São Paulo são considerados importantes forças no direcionamento para um maior desenvolvimento da indústria de gás. O modelo de Porter foi alterado em sua estrutura, pois foi incluída a influencia regulatória como uma sexta força do modelo. Na Figura 28 têm-se essa nova estrutura.

Figura 28- Diagrama das Seis Forças Competitivas de Porter.
Fonte: Porter, 1986, adaptado.

Algumas características encontradas podem influenciar diversas forças do modelo. Neste caso, elas foram consideradas como influenciáveis e alocadas no seu contexto. A seguir estão apresentadas os principais elementos das seis forças do Modelo de Porter.

5.2 Primeira força do modelo de Porter – Intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes.

A intensidade da rivalidade refere-se ao nível de competição dentro do próprio setor, que é moldado pela concorrência entre os competidores. Segundo Porter (1986), a competição tende a ser mais intensa em um setor no qual o número de empresas é grande, inclusive tornando mais difíceis formas mais ou menos disfarçadas de conluíus e oligopólios. Como apresentado no primeiro capítulo, a rivalidade entre os concorrentes existentes assume forma corriqueira de disputa por posição no mercado.

O uso de táticas como concorrência de preço, introdução de novos produtos e aumento de serviços ou de garantias aos clientes, entre outras, é visto como ferramenta de proteção e como uma barreira de entrada. Tais práticas são aplicáveis nas indústrias do gás e representam diferentes estratégias ou táticas, que podem intensificar ou diminuir a rivalidade entre os agentes.

A intensidade da rivalidade também se refere à existência de concorrentes numerosos ou bem equilibrados numa indústria. Todavia, essa não é uma realidade na indústria brasileira do gás natural, pois ao longo de toda a cadeia, da produção à distribuição, são poucos os concorrentes e na grande maioria, a participação vertical da empresa dominante, Petrobras, se estende até a distribuição, com a participação em 20 das 24 distribuidoras atuais.

Outro ponto que mede a concorrência da indústria do gás é o nível de crescimento da indústria. Houve crescimento rápido nos anos de 2000 a 2007, como apresentou o capítulo dois. Contudo, a introdução de concorrência, com a entrada de novos agentes ao longo da cadeia gasífera não foi realizada. A indústria de gás permanece com a mesma característica estrutural de monopólio da Petrobras na produção do gás e nos gasodutos de transporte.

Na verdade, como demonstrado no capítulo dois, à indústria de gás brasileira foi incrementada em números de consumidores, volumes de vendas, no desenvolvimento da infraestrutura, tanto nas malhas de transporte como de distribuição. O que não aconteceu foi à entrada e participação de novos agentes na produção, no transporte e na atividade de distribuição/comercialização do gás natural.

No capítulo três, foi apresentado a evolução dos modelos estruturais da indústria de gás presentes no mundo. Observou-se que os modelos foram se desenvolvendo através da diversificação de agentes ao longo de toda cadeia. O surgimento do mercado *spot*, por exemplo, deriva do fato de existir inúmeros *players* exercendo diversas atividades. O consumidor, neste caso, passa a defrontar com alternativas na escolha de seu supridor e da prestação do serviço. Logo, a maior intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes proporciona melhores condições para que esse consumidor aproprie de eventuais vantagens, tais como: descontos na tarifa do serviço, no preço do gás, na garantia do suprimento e na melhoria do serviço oferecido.

Como destaca Porter, o crescimento lento da indústria transforma a concorrência em um jogo de parcela de mercado para as empresas que procuram expansão. Na verdade, esse exemplo pode ser aplicado na indústria de gás paulista, visto a abertura do mercado livre, pois espera-se que o mercado desenvolva-se em quantidade consumida, quanto na expansão de usuários e não somente no deslocamento de consumo de uma classe regulada para outra desregulada. A intensidade da rivalidade, com a introdução de novos agentes na distribuição e com a abertura dos gasodutos de transporte para o acesso de terceiros, após o sancionamento da Lei do Gás, é recebida pelo mercado como fator categórico para o desenvolvimento de toda indústria do gás natural.

5.3 Segunda força do modelo de Porter – Ameaça de Entrada.

Conforme apresentado no primeiro capítulo, em resumo, a primeira força competitiva de Porter, ameaça de entrada, trata da facilidade ou dificuldade que um novo concorrente pode sentir ao começar a fazer negócios em um setor. A análise que envolve a entrada de novos participantes na indústria de gás será realizada através do diagnóstico dos entraves de acesso aos canais de produção, transporte e distribuição, pois o amadurecimento da indústria do gás, como apresentado no capítulo três, fica condicionado ao surgimento de novos agentes ao longo de toda cadeia gasífera. Esse item também irá apresentar as principais estratégias encontradas por parte da Comercializadora associada ou independente para obter acesso não discriminatório aos canais da indústria do gás.

No *upstream*, conforme demonstrou o capítulo dois, depois da descoberta da fronteira do Pré-Sal, na prática, promoveu-se um ‘fechamento do mercado’, através da retirada das áreas que compõem a camada do Pré-Sal da nona rodada. Isto comprometerá a produção futura de petróleo e gás natural por parte das empresas privadas, o que significa adiar a presença de um maior número de produtores de gás natural. Existe a expectativa para o incremento na produção em decorrência das descobertas da fronteira do Pré-Sal e da entrada de novos campos, como de Mexilhão, como na disponibilização do gás, como apresentou o capítulo dois. Contudo, caso o acesso de novos agentes na produção não seja efetivado, os consumidores permanecerão dependentes da Petrobras, inclusive na priorização do suprimento do gás as termelétricas. No capítulo três foi apresentado que o primeiro atributo para o amadurecimento da indústria do gás é o surgimento de novos *players* na produção do gás. Por existir vários produtores de gás, os Carregadores, Distribuidores e Comercializadores podem praticar melhores condições de compra para atender seus clientes em termos de preço e condições gerais do serviço prestado, incluindo maior segurança no abastecimento. Com isto, gera-se maiores alternativas para frente da cadeia beneficiando os grandes consumidores. Nesse momento existe uma Comissão Interministerial discutindo as alterações que poderão ser feitas no marco legal do segmento de *upstream*. Contudo, parece que a tendência é que as recomendações da Comissão Interministerial vão na direção de um maior intervencionismo do Estado brasileiro e um fortalecimento da posição da Petrobras.

Já em relação aos gasodutos de transporte, como apresentado no capítulo dois, a indústria do gás no Brasil apresenta-se limitada, tendo praticamente, um transportador (Petrobras), que pode apropriar-se desse tipo de barreira, por exemplo, para frear (dificultar) a entrada de novas empresas. Ao dificultar a entrada de novas empresas no segmento de

transporte, os grandes consumidores permanecem limitados as atuais práticas de negociação contratual. Além disso, ao dificultar essa entrada, os investimentos para o desenvolvimento de novos gasodutos de transporte também são prejudicados. Outra particularidade que inibi a entrada de novos agentes no segmento de transporte são as características dos contratos de transporte de gás, pois apresentam longos prazos de duração. Além de que, a grande maioria dos contratos são firmados entre empresas controladas pela Petrobras.

Outra ocorrência importante é que a indústria de gás brasileira apresenta a característica de integração vertical, pois praticamente uma única empresa controla a produção, os principais gasodutos de transporte, oferecendo o gás e serviços de transporte de forma integrada. Quanto mais limitado é o acesso aos canais, no atacado e no varejo, e quanto maior o controle sobre esses canais, mais difícil será a entrada no setor.

Contudo, nas questões que envolvem a entrada de novos agentes no segmento de transporte, como também, dos prazos dos contratos dos gasodutos de transporte, espera-se que com o sancionamento da Lei do Gás (apresentado no quarto capítulo), o acesso não discriminatório aos gasodutos de transporte seja realizado. Entretanto, os efeitos que a Lei do Gás proporcionará a indústria do gás, conforme apresenta a análise da sexta força do modelo no item 5.6, deverão ser sentidos no longo prazo.

No segmento de distribuição, do ponto de vista dos grandes consumidores, as novas condições de competição que comprometerão tanto as distribuidoras quanto as comercializadoras, grosso modo, tendem a gratificar os consumidores. Como apontado no capítulo três, as estruturas da indústria do gás se desenvolvem com o surgimento de novos agentes ao longo das etapas da cadeia e com o livre acesso de terceiros às infraestruturas.

Com a ameaça de entrada da comercializadora, as distribuidoras podem utilizar de novas práticas nas negociações para garantir (fidelizar) seus consumidores para que eles não migrem para o mercado desregulado. No caso da comercializadora associada à Petrobras essa poderá, através da verticalização, obter maiores vantagens que a comercializadora independente, já que conta com a infraestrutura de transporte e com o gás natural. Além de garantir os produtos substitutos ao gás natural como: óleo combustível e GLP, para consumidores que operem *flex fuel*, no caso de eventuais interrupções do suprimento.

Todavia, como aponta Porter (1986), as companhias provenientes de outros mercados e que estejam se diversificando através de aquisição ou entrada em um determinado segmento, com frequência empregam recursos substanciais para causar mudanças, como mecanismos de diferenciação, em relação aos participantes iniciais. Essa mudança, seja em melhores condições na quantidade ofertada, preços, garantias e formas de contratos (*take-or-*

pay, ship-or-pay), são substancialmente importantes e de crucial interesse para os grandes consumidores e para o próprio desenvolvimento concorrencial da indústria do gás.

No segmento de transporte e distribuição/comercialização vamos aguardar os possíveis efeitos da Lei do Gás, no sentido de promover novos investimentos e atrair novas empresas. Entretanto, ainda é preciso regulamentar a Lei do Gás e aguardar que passe a fase de transição de 10 anos para que os acessos aos gasodutos de transporte estejam realmente acessíveis. O emprego de maior concorrência na produção, no transporte e na distribuição e de novas alternativas nas condições de suprimento são os benefícios esperados pelos grandes consumidores (indústrias).

5.4 Terceira força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Fornecedores.

Em resumo, os fornecedores podem exercer poder de negociação sobre os participantes de uma indústria através de: ameaça na elevação dos preços, redução da quantidade ou da qualidade dos bens e serviços fornecidos. Estas condições são admissíveis quando a indústria apresenta-se limitada a poucos ou a um único fornecedor do insumo. Na indústria do gás, o primeiro segmento a ser considerado é a produção de gás natural, pois como visto no capítulo três, é tido como o segmento da cadeia com as maiores potencialidades competitivas. A introdução da concorrência na indústria de gás natural depende de se garantir que a competição na produção de gás se repercuta nos mercados consumidores finais do produto, ou seja, depende do número de produtores independentes aos quais os consumidores têm acesso direto ou através de comercializadores.

O fato é que, como apresentou o capítulo três, a presença de muitos agentes independentes requer uma indústria de gás bem desenvolvida. Porém, quanto mais incipientes as redes de distribuição a jusante dos gasodutos de transporte, menor o número de clientes para o gás natural. E, conseqüentemente, menor o espaço de atuação para comercializadores independentes.

No caso brasileiro, as barreiras interpostas à entrada de novos carregadores de gás natural, no segmento de transporte, derivam da concentração vertical prevalecente nesta indústria, mas também, de um número restrito de consumidores âncoras independentes. Como visto no capítulo dois, todas as distribuidoras de gás do Brasil dependem de um único fornecedor, a Petrobras. Além disso, com a abertura do mercado, existe a ameaça da

integração da Petrobras para frente da cadeia, estendo sua participação em todos os elos da indústria.

Para o grande consumidor, a extensão da empresa na atividade da comercializadora proporciona maior competição com as distribuidoras para a ‘fidelização’ ou na ‘captura’ de novos clientes, produzindo condições mais atrativas aos consumidores, por exemplo, na garantia de suprimento, preço, qualidade do serviço e flexibilidade contratual.

Na apresentação do primeiro capítulo foi visto que alternativas de produtos substitutos ao gás, como óleo combustível e GLP, diminuem o poder de barganha do fornecedor. Contudo, na indústria gasífera brasileira, a Petrobras também é a responsável pela produção e comercialização dos produtos substitutos.

O poder de barganha que a Petrobras detém sobre a indústria do gás, faz com que as distribuidoras ou comercializadores tornem-se ‘reféns’ de suas transações. Como visto no terceiro capítulo, o modelo estrutural menos desenvolvido apresenta um único produtor, transportador e distribuidor integrado. Conforme o mercado se desenvolve novas agentes são introduzidos através do livre acesso às infraestruturas de transporte e na produção. Contudo, este ambiente concorrencial apresenta-se distante da indústria gasífera brasileira. Uma alternativa para mitigar o poder de barganha da Petrobras seria a introdução de novos *players* na produção do gás. Porém, como apresentado no segundo capítulo, a grande maioria dos campos produtores de gás atuais pertence à Petrobras. Os blocos que foram leiloados da camada do Pré-Sal (mesmo que demandem de tempo para o início da produção do gás) possibilitariam alternativas tanto para as distribuidoras como para os comercializadores. Mas, como foi visto no quarto capítulo, o governo tende a priorizar os blocos para a Petrobras, mantendo seu poder de barganha frente seus compradores.

Ainda que se argumente que os entraves a evolução da indústria gasífera nacional não advêm da atual concentração de mercado e da restrição do acesso aos dutos, mas sim, da pequena demanda pelo energético, resultante, sobretudo, da baixa competitividade do gás face a seus principais substitutos, a inadequação dos contratos de transporte firmados no âmbito desta indústria não possibilitam a introdução de novos agentes. Como visto no terceiro capítulo, os contratos apresentam longos prazos de vigência (20 anos, em média, alcançando, em alguns casos, 40 anos).

Além disso, um fornecedor poderoso como a Petrobras, operando em múltiplos mercados, inclusive ofertando produtos substitutos, pode restringir o desenvolvimento de uma indústria. A Petrobras impõe condições contratuais, como por exemplo, indicando privilégios no abastecimento de gás para suas unidades (usos internos e nas termelétricas, a grande

maioria de sua propriedade); além disso, estabelece a disponibilidade de contratos firme-flexível ou interruptíveis, onde não há garantia de entrega firme do gás, ditando, assim, o ritmo de evolução da indústria do gás. A Petrobras repassa para as distribuidoras o ônus da garantia não firme do gás e, as distribuidoras, repassam para os consumidores.

Para o grande consumidor industrial, os efeitos do poder de barganha da Petrobras como única fornecedora de toda cadeia gasífera adia a introdução da concorrência e de novas alternativas nas transações com as distribuidoras e comercializadoras, que resultem em melhores condições de acesso, preço, segurança.

5.5 Quarta força do modelo de Porter – Pressão dos produtos Substitutos

Grande parte do mercado potencial das Distribuidoras é hoje, atendido por outros derivados de petróleo, principalmente óleo combustível e gás liquefeito de petróleo (GLP). A troca pelo gás natural, no caso de indústrias que utilizam predominantemente óleos combustíveis e GLP, está fundamentada em razões de ordem técnica, econômica, logística e ambiental. No segmento industrial, é que o gás natural enfrenta o maior número de concorrentes. Há a disputa com derivados de petróleo (óleo combustível, óleo diesel e GLP), biomassa (lenha e bagaço de cana) e eletricidade. Em 2004, conforme apresentou o capítulo dois, a Petrobras criou o Programa de Massificação do uso do Gás Natural. Dando prosseguimento a política governamental de incentivos à expansão do mercado gasífero nacional, a Petrobras manteve tanto o preço do gás natural nacional quanto o importado vendido às distribuidoras inalterados nos anos 2003 e 2004.

Esta política de preços baixos estimulou muitos setores industriais a adaptarem suas plantas de produção para permitir o uso de gás natural como combustível, ao invés do óleo combustível, mais caro no mercado e mais poluente. Setores como de vidro e cerâmica, por exemplo, se beneficiaram com a utilização de gás em seus processos de fabricação, uma vez que, sendo este energético uma fonte mais limpa e geradora de menos resíduos, a qualidade dos produtos aumentou e elevou sua competitividade. Outro exemplo é o setor têxtil e couro, já que a queima do gás natural é mais limpa, sendo ideal para a chamuscagem, onde fiapos de tecido são eliminados.

Porém, a perspectiva de escassez de gás natural e aumento nos seus preços acabam ocasionando consideráveis impactos no setor industrial nos anos seguintes, reduzindo a confiança dos agentes, e induzindo a investimentos em equipamentos bicomcombustíveis (*flex*

fuel). Com isso, o setor industrial ficou mais vulnerável às condições do mercado de gás natural.

Conforme observou-se no capítulo dois, o gás vem recuperando gradativamente sua competitividade em relação ao óleo combustível, principalmente quando seu consumo é maior. Com a regulamentação para a introdução do livre acesso na distribuição, a ARSESP indicou, conforme apresentou o quarto capítulo, que algumas classes de consumo teriam determinada espécie de descontos. Esse nível de consumo, porém, deve favorecer apenas grandes consumidores (indústrias) visto seu alto consumo de gás.

O gás também sofre grande concorrência com a eletricidade em seu uso final, como também, pelo fato da priorização do gás às termelétricas pela Petrobras. Isso faz com que as Distribuidoras não disponham de contratos de gás firme para negociar com as indústrias. Mesmo que a geração de eletricidade a gás não seja considerada um substituto direto do gás natural, a priorização do suprimento para as térmicas implica em menor condição de oferta para a indústria. Outro fator que merece destaque é que tanto o óleo combustível, o GLP, quanto o gás natural são fornecidos pela mesma empresa, a Petrobras. O que vem de encontro ao desenvolvimento através de um modelo concorrencial, pois a companhia, por questões internas, pode optar por oferecer ao mercado condições e práticas de preços mais atrativas, visando o desenvolvimento de um mercado ou apenas de um produto.

Contudo, num horizonte de curto prazo esta questão apresenta-se sem recurso razoável. Uma alternativa para o incremento do consumo do gás, principalmente pelas indústrias seria o desenvolvimento e a participação de outros *players* no início da cadeia produtiva, proporcionando uma competição sadia na ponta da cadeia, e a abertura dos gasodutos de transporte para terceiros (livre acesso), proporcionando ao mercado a possibilidade de novas alternativas e condições de negociação entre os agentes envolvidos.

Outra alternativa seria as empresas investirem em processos produtivos *flex fuel* para se protegerem de eventuais falta no suprimento ou de flutuações na política de preço do gás. Para mitigar os riscos de interrupção no suprimento do gás, aos grandes consumidores poderiam firmar contratos de gás com a distribuidora e com a comercializadora. Assim, os consumidores poupariam investimentos para que seus processos produtivos fossem *flex fuel*. Contudo, conforme apresentou o terceiro capítulo, a Petrobras não indica a opção para oferecer às Distribuidoras novos contratos firmes de gás. Na prática, a Petrobras passou a oferecer novas modalidades de contratos mais flexíveis, com política de descontos, mas sem a garantia firme do suprimento gás natural.

5.6 Quinta força do modelo de Porter – Poder de negociação dos Compradores

O poder de barganha dos compradores está sujeito a certas características quanto à situação do mercado e da importância relativa de suas compras em comparação com seus negócios totais. Dependendo do potencial de demanda que uma empresa tem, em diferentes situações de mercado, o seu poder de barganha pode ser utilizado com o objetivo de garantir melhores condições nas transações com o fornecedor, podendo, até mesmo, impedir ou limitar o fornecimento do produto às demais empresas do setor.

Conforme apresentou a revisão da metodologia no primeiro capítulo, existe situação em que os compradores são uma ameaça concreta de integração para trás da cadeia. No caso da indústria de gás natural no Estado de São Paulo essa questão apresenta-se bastante instigante, pois a Petrobras poderá absorver a figura de Comercializadora, após a abertura do mercado, exercendo uma integração ainda maior para ‘frente’ da cadeia. Todavia, a Distribuidora, como é o caso da Comgás, também poderá exercer a integração para trás da cadeia, através da aquisição ou participação em campos produtores de gás ou em gasodutos de transporte. Um exemplo desta situação é o caso da Companhia BG que possui participação nos blocos localizados na Bacia de Santos (camada Pré-Sal), e, possui o controle majoritário da Distribuidora Comgás. Na Figura 26 observou-se a participação da BG nos blocos do pólo Pré-Sal de Santos. Porém, com as eventuais mudanças do Governo Federal no ‘favorecimento’ da Petrobras nos blocos do Pré-Sal, percebe-se uma barreira para a entrada de novas empresas na produção.

Na prática, a fornecedora (Petrobras) e a compradora do gás (Distribuidora/Comercializadora), estarão competindo pelo mesmo mercado consumidor. Como os grandes consumidores podem escolher em migrar para ao mercado desregulado ou manter-se no mercado cativo, as negociações, fruto da maior concorrência entre os agentes, proporciona aos grandes consumidores vantagens para barganhar por melhores condições na aquisição do gás. Porém, caso a comercializadora associada à Petrobras priorize o atendimento para grandes consumidores termelétricos e não o industrial, então, esses benefícios não serão alcançados.

Na revisão da metodologia de Porter, quando um comprador possui total informação de seu mercado consumidor, então, seu poder para barganhar frente seus concorrentes entrantes é maior. Essa questão também será vista, quando da abertura do mercado, pois a fornecedora do gás (Petrobras) poderá ser uma concorrente da compradora (Distribuidora) na figura da Comercializadora. Nesse caso, a Distribuidora terá um poder de barganho maior,

pois a princípio ela detém maiores informações das características do mercado consumidor do que a comercializadora entrante. Entretanto, caso a distribuidora detenha de maiores benefícios que a comercializadora, a concorrência entre elas pode proporcionar vantagens, (antes não praticadas), pois a comercializadora terá que ofertar condições ainda mais favoráveis para ‘capturar’ o consumidor.

Um consumidor pode melhorar sua postura estratégica descobrindo compradores que possuam um poder mínimo para influenciá-las negativamente em relação ao volumes adquirido. Na indústria de gás natural, esse quadro só poderá ser aplicado quando existirem novos agentes atuando no suprimento (produção e transporte) do gás às distribuidoras ou a dependência em relação ao comprador for mitigado com a introdução da comercializadora e do livre acesso aos gasodutos de transporte.

Porém, quando se avalia o poder de compra do consumidor de gás da Petrobras, verifica-se que a distribuidoras podem utilizar deste poder de barganha para pressionar a fornecedora por melhores condições frente seus concorrentes (comercializadora). Conforme apresentou o capítulo dois, no ano de 2008, de um total de 58 milhões de m³/dia de gás ofertado pela Petrobras às distribuidoras, na média, em torno de 16 m³/dia ou 27% do mercado foi fornecido ao Estado de São Paulo. Com a abertura da comercialização, a distribuidora poderá verticalizar-se para frente atuando com uma Comercializadora integrada, tendo nesse caso, maior poder de barganha na compra do gás com a Petrobras, incorporando volumes da distribuidora e da Comercializadora. Na prática, a ARSESP institui a separação física e contábil das empresas coligadas. Todavia, as negociações em conjunto (distribuidora e comercializadora associada) para adquirir melhores condições com a Petrobras não foi mencionada na regulamentação.

Em se tratando do cenário que a Comercializadora independente irá desenvolver-se fica improvável identificar alguma vantagem nas negociações envolvendo a Petrobras, pois os maiores clientes da fornecedora são as distribuidoras e, qualquer prática de preço mais agressiva que favoreça as comercializadoras independentes, a princípio, também deverá ser considerada para as distribuidoras. Sem a entrada de novos produtores, que poderiam assumir custos iniciais para entrar no mercado, e sem acesso aos dutos, a comercializadora fica sem condições de desenvolver-se. Uma solução seria comprar pequenos volumes com as ofertas de gás realizadas pela Petrobras (*Spot*) negociando contratos não firmes de gás com as indústrias. Porém este tipo de prática é recente no Brasil. Outra alternativa seria ofertar contratos do tipos Firme Flexível para consumidores que operem com sistemas *flex fuel*, onde a Petrobras garante a entrega de um combustível substituto, por exemplo, óleo combustível e GLP,

durante certo período de tempo, sem alterar o preço. Assim, as comercializadoras independentes poderiam priorizar o atendimento para grandes consumidores biocombustíveis.

Para ao grande consumidor de São Paulo, a entrada da Petrobras, estendo sua participação na comercialização do gás é bem vista. Como ela detém os principais produtos substitutos ao gás (óleo combustível e GLP), a princípio, a garantia de fornecimento, no caso de eventuais interrupções, seria maior quando comparada as demais agentes.

Assim, com a abertura do mercado para a entrada de novos agentes na comercialização do gás, os grandes consumidores podem melhorar suas condições arbitrando por melhores condições entre a distribuidora e comercializadora afiliada ou independente. Conforme apresentou o quarto capítulo, a ARSESP não limitou a área de atuação das comercializadoras que podem exercer essa atividade em qualquer área do Estado de São Paulo. Isso gera a possibilidade dos grandes consumidores, por exemplo, que estão na área de concessão da Comgás, firmarem contratos com comercializadoras afiliadas das distribuidoras Gás Natural São Paulo Sul ou da Gás Brasileiro, negociando eventuais ‘sobras’ de gás.

5.7 Sexta força do modelo de Porter – Influência Regulatória.

A inclusão da influência regulatória como uma sexta força do modelo de Porter foi atribuída, pois nenhuma análise estrutural estará completa, sem um diagnóstico sobre como o ambiente regulatório compromete as condições estruturais. Acredita-se que essa opção torna o modelo mais esclarecedor na identificação da importância da regulação, ao procurar instituir as regras do jogo concorrencial de uma indústria regulada. Porém, a influência regulatória possui potencial para mudar até algumas das realidades, afirmações e restrições colocadas nos itens 5.1 a 5.5.

Alguns escopos apresentados pela Lei do Gás no quarto capítulo podem conflitar-se, ou seja, são excludentes. Por exemplo, quando a Lei define as figuras do consumidor livre, do autoprodutor e autoimportador, dando a eles a livre iniciativa para a construção de redes complementares às das distribuidoras e o acesso aos gasodutos de transporte, a Lei do Gás, ao apresentar, exclusividade de 10 anos aos carregadores iniciais em gasodutos existentes e em licenciamento e até 10 anos para carregadores iniciais em novos gasodutos, está instituindo uma barreira de entrada a novos *players*, pois a exclusividade no uso da rede vem de encontro com o livre acesso. O que se percebe é que a Lei do Gás procurou garantir aos investidores, por um determinado tempo, o retorno dos investimentos realizados.

Assim, após a análise da Lei do Petróleo e das características dos contratos de transporte e da Lei do Gás no quarto capítulo, qual ambiente regulatório dos gasodutos de transporte é esperado. Para responder a essa e demais questões que poderão aparecer será apresentado uma análise da situação atual da malha de gasodutos de transporte existente e em fase de licenciamento. Conforme visto no segundo capítulo, existem, atualmente, 40 gasodutos de transporte em operação no Brasil, totalizando 7,2 mil km e 12 projetos em fase de licenciamento/construção que juntos somarão 2,4 mil km. Na Figura 29 é possível notar a evolução dos gasodutos em operação e em licenciamento, sem exclusividade, até o ano de 2020.

Figura 29 – Gasodutos em Operação e em Licenciamento (sem exclusividade).
Fonte: MME, 2009.

Realizando uma sucinta análise, considerando a exclusividade de 10 anos a partir do início das operações, verifica-se que atualmente 42% dos gasodutos estão sem exclusividade. Esse número sobe até 2015 para 61%. Apenas no ano de 2020 é que todos os gasodutos (9,6 mil km) estarão desimpedidos para o acesso de terceiros, ou seja, ainda demandará tempo para que os reflexos da Lei do Gás proporcione ao mercado brasileiro a finalidade de competitividade através do livre acesso aos gasodutos de transporte.

Essas limitações quanto ao acesso à rede de transporte inibe o surgimento de um mercado atacadista concorrencial e de dimensões nacionais no curto e médio prazo. Um cenário provável é de grandes consumidores verticalizados; que novos produtores criem

alternativas de suprimento em mercados regionais, através da aquisição de capacidade em novos gasodutos e nas ampliações dos existentes; e no uso da capacidade ociosa em trechos da malha sem exclusividade. A Lei do Gás promoveu para a ANP melhores condições para regular a capacidade ociosa dos gasodutos, diminuindo o poder de barganha da fornecedora e, também, institui ao MME o papel de planejador para a construção de novos gasodutos. Com isso, espera-se que a limitação à dependência da Petrobras na construção, investimentos e priorização no uso dos gasodutos de transporte seja menor.

Em relação aos contratos dos gasodutos de transporte é possível observar que a construção e expansão das redes pela Petrobras, em geral, são contrárias aos modelos mais concorrenciais, conforme foi visto no quarto capítulo, pois dificultam/impedem a introdução do livre acesso. Este modelo regulatório pode levar, contudo, à celebração de contratos que apresentam conflito entre suas cláusulas ou que encerram acesso discriminatório às instalações de transporte de gás natural, implicando competição desigual entre os agentes. Além disso, questões técnicas e operacionais, as quais visam à eficiência do sistema de transporte, podem estar sujeitas a estratégias comerciais das empresas proprietárias ou de participação majoritária no capital do gasoduto, especialmente, quando há forte concentração, vertical e horizontal, da indústria, como é o caso brasileiro.

Entretanto, deve-se lembrar que na época da elaboração do projeto de construção dos gasodutos, em especial do GASBOL, não existia um mercado demandante (especialmente grandes consumidores) para proporcionar menor risco e garantia aos investimentos, ou seja, a Petrobras foi o único *player* capaz de “bancar” esses investimentos, assumindo compromisso de *take-or-pay* e *ship-or-pay*, sem um mercado firme que consumisse o gás. Assim, a formulação dos contratos foi desenvolvida para atender as características do mercado consumidor e do perfil dos investimentos daquela época. Espera-se que tais problemas sejam resolvidos para a indústria do gás natural como a Lei do Gás.

O livre acesso, a gasodutos de transportes pode ser considerado o principal incentivo a investimentos, tanto em exploração quanto em infraestrutura de transporte de gás natural. Ao permitir a ligação direta entre produtores e consumidores de grandes volumes, o livre acesso garante a utilização plena e eficiente dos gasodutos existentes e, com isso, viabiliza economicamente investimentos nos elos da cadeia industrial do gás.

Já em relação ao tratamento dado ao Consumidor Livre, a Lei do Gás buscou proporcionar um ambiente favorável a livre iniciativa do consumidor, geralmente caracterizado por grandes consumidores industriais. Um consumidor livre, auto-importador e autoprodutor, poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso

específico, mediante celebração de contrato, que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção. A introdução das definições do consumidor livre, autoprodutor e auto-importador de gás no texto legal permitirá que grandes empreendedores possam construir gasodutos para uso próprio, bem como o desenvolvimento de um mercado livre de gás, nos moldes do existente no setor elétrico.

É importante ressaltar que essas definições também precisam ser incluídas nas regras dos Estados, já que estes são responsáveis pelo setor de distribuição, conforme foi visto no quarto capítulo. Além disso, precisam ser incluídas nos contratos de concessão das distribuidoras. Nesse sentido, a nova legislação apresenta um alinhamento da visão econômica do setor sem invadir a competência dos Estados, com clara definição das figuras jurídicas e respeito à Constituição.

Assim, mesmo com a introdução do livre acesso na distribuição do gás canalizado em São Paulo, a opção de incremento no fornecimento e o desenvolvimento de novos comercializadores (independentes da distribuidora e da Petrobras), conectados às infraestruturas, ainda demandarão de tempo para se concretizar. Nesse caso, o ambiente que os consumidores esperam não será muito diferente do atual cenário. O controle da Petrobras sobre a infraestrutura de transporte ainda prevalecerá e, o destino do gás para abastecer as termelétricas continuará a ser prioritário.

O seguinte esquema (Figura 30) demonstra a estrutura da indústria de gás natural no Estado de São Paulo que possivelmente ficará estabelecida a partir da abertura do mercado em 2011.

Figura 30- Estrutura e organização da prestação do serviço no Estado de São Paulo anterior a abertura da atividade de Comercialização.

Fonte: ARSESP, adaptado.

O alvo primordial da Lei do Gás foi dar tratamento específico ao gás natural, desvinculando-o da cadeia de suprimentos do petróleo. Trata-se de explicitar características de uma indústria independente, com regulação específica e que promova maior concorrência para o setor do gás natural no Brasil.

Sobre a regulamentação da ARSESP para a abertura do mercado a partir de 2011, uma preocupação é referente ao estabelecimento do direito de ser consumidor livre aquele que consumir pelo menos 300.000 metros cúbicos de gás natural por mês. Pode ser arriscado estabelecer um consumo tão baixo num mercado onde existe um monopolista do porte da Petrobras a montante da indústria do gás e com isso pode-se tornar um Comercializador imbatível. Contudo, sob o ponto de vista das dos grandes consumidores, tais patamares de consumo são aceitáveis por conseguir compreender grande parcela dos usuários.

Em relação às regulamentações da ARSESP, a possibilidade de um possível tratamento desigual, na solicitação do usuário para migrar ao mercado livre, que se dará conforme a ordem de solicitação, onde os usuários que fizerem primeiro a solicitação terão privilégios sobre os demais, estabelecendo assim, um tratamento desigual. Na verdade, tal

prática não favorece os grandes consumidores, pois cria-se uma competição entre os consumidores e não entre as comercializadoras e distribuidoras na captura desse usuário livre.

Porém, no cenário atual fica ‘impraticável’ alguma indústria ter previsibilidade sobre quais os comercializadores e as formas de negociações que podem ser concretizadas. Até o momento da confecção deste trabalho, não havia nenhum pedido de solicitação á ARSESP para a figura da Comercializadora, ou seja, mesmo com tais regras sendo impostas, as indústrias continuam incapazes de prever quais os futuros entraves para sair do mercado regulado e migrar para o desregulado.

Sobre o aviso que o usuário tem que realizar (seja a opção de entrar ou voltar para o mercado regulado), algumas diretrizes podem originar conflito. Se o cliente optar pela volta ao mercado, a distribuidora poderia utilizar de contratos não firmes de gás e, assim, dificultar o retorno ou impedir sua saída, forçando seu cliente no mercado cativo (barreira de saída). Com a necessidade de comunicação, pelo usuário, do interesse na migração no prazo de dois anos anteriores à efetiva abertura, sem que as regras e os possíveis comercializadores estejam plenamente definidos, as distribuidoras poderiam negociar novas condições de preço, quantidades e novas formas de contrato, como apresentado no terceiro capítulo, para ‘segurar’ tais usuários ao seu mercado cativo.

Outra questão é na hipótese de desistência da migração pelo consumidor. Os consumidores que migrarem para o segmento livre enfrentarão problemas caso o Comercializador não garanta a entrega física do gás ou não cumpra com as condições e quantidades definidas no contrato. Na verdade, as diretrizes apresentadas pela ARSESP, grosso modo, privilegiam as distribuidoras, pois elas podem utilizar do poder de barganha, como fornecedora principal nas negociações, ao dificultar o acesso já que a regra diz “sempre que houver disponibilidade comprovada pela concessionária”. Além do risco do usuário enfrentar tarifas mais elevadas. Os consumidores livres podem retornar a qualquer momento para as distribuidoras, desde que estas possuam gás natural disponível para o atendimento. Para incentivar esse mercado, a ARSESP também buscou facilitar as condições de retorno ao mercado cativo, ao contrário do que ocorreu no setor elétrico. A concessionária não pode recusar esse consumidor se ela tiver gás para atendê-lo.

Essa volta, porém, obedece a uma lógica de preço. Se a concessionária tiver folga de suprimento, o consumidor poderá pagar pelo gás o mesmo preço dos outros clientes. Se a concessionária, contudo, tiver de contratar um gás mais caro para atendê-lo, ele vai pagar mais caro, saindo da média dos preços dos contratos em vigor. Todavia, para diminuir os riscos de abastecimento ou elevação de preço nas tarifas do gás cobrado, tanto dos

comercializadores vinculadas ou não as distribuidoras, no caso de migração para o mercado livre, os consumidores podem formar dois contratos de suprimento:

- a. Contrato de Venda de Gás com a Comercializadora associada à Distribuidora;
- b. Contrato de Venda de Gás com o Comercializador independente.

Contudo, em vista das incertezas e do alto risco na segurança do abastecimento, no caso de suprimento pela comercializadora independente, o grande consumidor (indústria), para diminuir esse risco, pode realizar transações com a Comercializadora vinculada à Petrobras (caso ela realmente entre nesse mercado). Como a Petrobras é a grande detentora de toda infraestrutura (produção e transporte), o risco de abastecimento é mitigado. Além do fato que, os principais produtos substitutos, como visto no segundo capítulo, no caso de eventuais interrupções no suprimento do gás ou quando firmarem contratos na modalidade Firme-Flexível ou Interruptível são da Petrobras.

A agência admitiu, porém, que a competição plena no mercado de gás se dará apenas no médio a longo prazo. Hoje a indústria de gás brasileira possui alta concentração na oferta de gás por uma única empresa e, isto, não se modificará significativamente no curto e médio prazos, mesmo com a Lei do Gás. Inclusive, essa restrição foi considerada pela agência na definição dos parâmetros para a abertura do mercado. Essa condição tornou necessária, segundo a ARSESP, permitir a existência de um mercado cativo, ainda que temporariamente, até que se conclua a transição para um mercado concorrencial.

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO

Esta dissertação de mestrado reuniu os elementos conceituais teóricos do Modelo competitivo das Cinco Forças (incluiu-se a influência regulatória como a sexta força) de Michael Porter, com o objetivo de apresentar as principais estratégias alternativas que os grandes consumidores devem se orientar para o novo ambiente regulatório da indústria do gás natural, em especial do Estado de São Paulo.

Verificou-se que o acesso a toda cadeia, desde a exploração até a entrega do gás ao consumidor, quando fragmentando em várias companhias, gera o potencial de desenvolvimento para a indústria, graças à diminuição de riscos iniciais, à menor dependência física entre os agentes e ao emprego de competitividade e de fácil acesso. Com isto, geram-se maiores alternativas para frente da cadeia beneficiando os grandes consumidores. Verificou-se que a indústria de gás brasileira foi incrementada em números de consumidores, volumes de vendas, no desenvolvimento da infraestrutura, tanto nas malhas de transporte como de distribuição. O que não aconteceu foi à entrada e participação de novos agentes na produção, no transporte e na distribuição. A participação da Petrobras ao longo de toda cadeia gasífera pode ser considerado o grande problema para o desenvolvimento em bases competitivas da indústria do gás.

Existe a expectativa para o incremento na produção em decorrência das descobertas da fronteira do Pré-Sal e da entrada de novos campos, como de Mexilhão. Porém, a política do Governo Federal de retirar as áreas do Pré-Sal da participação privada é componente que vem de encontro à introdução de concorrência. O que se percebe é um fortalecimento da Petrobras. A manutenção de seu monopólio na produção praticamente limita a possibilidade de novos produtores. Isto comprometerá a produção futura de petróleo e gás natural por parte das empresas privadas.

Por apresentar um único fornecedor e ausência de forças competitivas, não existe incentivos para a prática de melhores condições, e a consequente redução dos preços para os grandes consumidores. Além disso, não existem garantias para evitar que o fornecedor discrimine preços e condições de venda entre os diferentes consumidores, principalmente, quando os consumidores de gás forem às termelétricas de sua propriedade.

Observou-se que as características dos atuais contratos de transporte proporcionam a Petrobras poder de barganha pelo fato de ser a única fornecedora de gás e a grande proprietária dos gasodutos de transporte atuais e em fase de construção. A Petrobras pode

apropriar-se desse tipo de barreira, por exemplo, para frear (dificultar) a entrada de novas empresas. Ao dificultar a entrada de novas empresas no segmento de transporte, os grandes consumidores permanecem limitados as atuais práticas de negociação contratual.

Sobre a Lei do Gás observa-se que ela oferece ao mercado um ambiente mais concorrencial. A entrada de novos *players* no segmento de transporte, através do livre acesso ou na construção/ampliação de novos gasodutos é visto como um evento importante para o estímulo ao desenvolvimento. O direito de Livre Acesso aos dutos condiciona o desenvolvimento de comercializadores e intermediações nas transações de compra e venda do gás. Há um aumento na complexidade do negócio, pois a intermediação de transações requer participação ativa dos comercializadores na procura de gás (junto a produtores) e de serviços de movimentação (junto a transportadores e distribuidores). Mesmo a Lei do Gás regulando o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, não se garante a competitividade do setor, pois caso os gasodutos estejam com sua capacidade completamente ocupada, a entrada de terceiros não será realizada. A distribuidora ou transportador, bem como aqueles que detêm direito de acesso aos dutos, podem beneficiar-se do congestionamento para elevar os preços praticados ou até mesmo para criar barreiras de entrada a novos agentes no setor.

Contudo, foi verificado que os resultados da aplicabilidade da Lei do Gás não terão efeitos no curto prazo, visto que, o direito dos atuais participantes dos contratos de transporte será preservado. Apenas no ano de 2020 é que todos os gasodutos de transporte estarão desimpedidos para o acesso de terceiros. Um cenário provável é de grandes consumidores verticalizados; que novos produtores criem alternativas de suprimento em mercados regionais, através da aquisição de capacidade em novos gasodutos e nas ampliações dos existentes; e no uso da capacidade ociosa em trechos da malha sem exclusividade.

Sob o ponto de vista da regulação estabelecida pela ARSESP para a introdução do livre acesso na distribuição do gás, o ambiente de incerteza para os consumidores (indústrias) permanece. Sem o desenvolvimento de novos produtores de gás independentes, limita-se a introdução de competição e o livre acesso fica desconexo. Novos comercializadores não vinculados a distribuidora ou a Petrobras serão incapazes de assumir altos riscos e competir de igual, pois a Petrobras não aponta a prática de contratos do tipo Firme.

Com isso, uma solução para as comercializadores independentes seria o foco em indústrias que tenham seu processo produtivo do tipo *flex fuel*. Através de contratos do tipo Firme-Flexível ou Interruptível, a comercializadora poderia capturar este tipo de consumidor. Outra opção para as comercializadoras independentes seria alocar volumes através de contratos de curto prazo com a Petrobras por meio dos leilões de gás. A comercializadora

negociaria as condições de preço abaixo do que é oferecido às distribuidoras. Contudo, a dependência em relação à política da Petrobras não parece trivial. Mudanças nas ‘regras do jogo’ por parte da Petrobras são consideradas normais já que ela detém também o monopólio sobre os principais produtos concorrentes ao gás, como óleo combustível e GLP.

Portanto, a capacidade de gestão dos riscos torna-se fundamental para o sucesso e sobrevivência dos comercializadores independentes. Novos comercializadores vinculados a empresas produtoras poderiam dar ao mercado um ambiente mais propenso á contratos mais flexíveis. Contudo, sem a participação de novos produtores, as comercializadoras, vinculadas às distribuidoras ou a Petrobras, seriam as únicas opções reais para a figura da comercializadora. No caso da comercializadora associada à Petrobras essa poderá, através da verticalização, obter maiores vantagens que a comercializadora independente, já que conta com a infraestrutura de transporte e com o gás natural. Além da maior garantia dos produtos substitutos ao gás natural como: óleo combustível e GLP, para consumidores que operem *flex fuel*. Porém, caso a comercializadora associada à Petrobras priorize o atendimento para grandes consumidores termelétricos e não o industrial, então, esses benefícios não serão alcançados.

As regras de migração das indústrias para o mercado livre não estão ‘transparentes’. Como o mercado ainda não está desenvolvido, a opção de migrar, que deve ser informada 2 anos antes da migração nos contratos atuais são incertas. Outra questão é na hipótese de desistência da migração pelo consumidor que obedecerá a uma lógica de preço. Se a concessionária tiver folga de suprimento, o consumidor poderá pagar pelo gás o mesmo preço dos outros clientes. Se a concessionária, contudo, tiver de contratar um gás mais caro para atendê-lo, ele vai pagar mais caro, saindo da média dos preços dos contratos em vigor. Essa incerteza tende a favorecer as distribuidoras, pois elas podem com dessa prerrogativa para ‘fidelizar’ seu cliente no mercado regulado. A solicitação do consumidor para migrar ao mercado livre, que se dará conforme a ordem de solicitação estabelece um tratamento desigual. Na verdade, tal prática não favorece os grandes consumidores, pois cria-se uma competição entre os consumidores e não entre as distribuidoras e comercializadoras.

Um problema ainda maior para o desenvolvimento da competitividade na indústria do gás seria a verticalização completa da Petrobras na figura da comercializadora. Contudo, do ponto de vista do consumidor final, essa parece ser a melhor opção, pois a Petrobras detém o monopólio da produção e do transporte, tendo condições de garantir o abastecimento e competir igualmente com as distribuidoras. E, nos caso em que os contratos com o grande

consumidor forem do tipo Firme-Flexível ou Interruptível, a garantia no suprimento do óleo combustível e GLP também seria maior.

Uma opção para os grandes consumidores que migrarem para o mercado livre, para diminuir eventuais riscos de interrupção no abastecimento ou elevação de preço nas tarifas cobradas, tanto dos comercializadores vinculados ou desvinculados às distribuidoras, seria firmar dois contratos de venda de gás, ou seja, contrato de venda com a comercializadora associada à distribuidora e contrato de venda de gás com o comercializador independente. O grande consumidor pode arbitrar esta opção para negociar por melhores condições. Cada consumidor pode formar um contrato (portfólio) que minimize seus custos e riscos e maximize seus benefícios.

Entretanto, conforme apresentou o terceiro capítulo, a Petrobras não indica a opção para oferecer às distribuidoras novos contratos firmes de gás. Na prática, a Petrobras passou a oferecer novas modalidades de contratos mais flexíveis, com política de descontos, mas sem a garantia firme do suprimento gás natural. Outra alternativa seria as empresas investirem em processos produtivos *flex fuel* para se protegerem de eventuais falta no suprimento ou de flutuações na política de preço do gás. Com as novas práticas contratuais, a garantia no suprimento dos produtos substitutos é maior.

Por fim, este trabalho buscou apresentar as principais mudanças regulatórias que envolvem a indústria de gás brasileira e o ambiente que os grandes consumidores industriais vão enfrentar para nessa nova fase do mercado. Como resultado, a obra oferece estratégias alternativas para o posicionamento dos grandes consumidores industriais em um mercado ainda restrito em sua base concorrencial. Espera-se que os resultados obtidos nesta Dissertação de Mestrado sejam uma contribuição e incentivo para a construção do entendimento científico e do comportamento da indústria de gás natural.

O autor reconhece algumas deficiências na elaboração desta dissertação, que podem influenciar nas percepções apresentadas no trabalho. O desenvolvimento mais abrangente de uma pesquisa, nos segmentos industriais, do comportamento dos produtos substitutos ao gás natural, podendo, eventualmente, aprofundar-se em questões relativas às tarifas cobradas e das políticas de preços dos combustíveis, podem melhorar e contribuir para uma melhor percepção competitiva entre os combustíveis; como também, o desenvolvimento de pesquisas em outros segmentos em que o gás natural está presente; o aprofundamento nas questões relativas às novas regras do Governo Federal que envolve os blocos localizados na fronteira do Pré-Sal; bem como, o eventual uso e destino do incremento na produção do gás; realizar

uma análise *in loco* das perspectivas das distribuidoras, indústrias e demais agentes envolvidos na indústria do gás natural sobre o novo ambiente regulatório.

Tendo em vista que o objetivo desta dissertação foi apresentar as possíveis estratégias para os grandes consumidores dentro deste novo ambiente regulatório do Estado de São Paulo, particularmente, podem-se apontar algumas linhas de pesquisa que poderiam ser desenvolvidas e que podem agregar valor teórico e prático a essa dissertação:

- Desenvolvimento de outro(s) modelo(s) concorrenciais que consiga captar diferentes percepções e contribua para o desenvolvimento da indústria gasífera.
- Aplicação do modelo competitivo das Seis Forças adaptado de Porter, porém, considerando na ótica da análise às Distribuidoras ou Comercializadoras.
- Desenvolvimento de modelos que considerem a formação de mercados alternativos para o gás natural, isto é, mercados interruptíveis, de forma a aumentar as transações da indústria e promover sua competitividade.
- Análise dos contratos de comercialização praticados entre a distribuidora e os grandes consumidores, buscando, eventualmente, a percepção das especificações nas negociações (volumes negociados, política de desconto, preços e condições do suprimento).

Referências Bibliográficas

ANUATTI NETO, Francisco (Org) et al. *Regulação de infraestrutura no Brasil: Casos Didáticos*. São Paulo: Singular, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS AGÊNCIAS DE REGULAÇÃO. Disponível em: <<http://www.abar.org.br>>. Acesso em: 15 Jun. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE GÁS CANALIZADO. Disponível em: <<http://www.abegas.com.br>>. Acesso em: 19 Ago. 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: Jun. 2009

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Gás natural e Biocombustíveis*: boletim do Gás. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: Junho, 2009.

_____. *Anuário Estatístico 2007*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_estat.asp>. Acesso em: Jul. 2009.

_____. *Anuário Estatístico 2008*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_estat.asp>. Acesso em: Jun. 2009.

_____. *Compromissos existentes ao longo da cadeia de Gás Natural: Contratos de Transporte, 2004*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/gasnatural>>. Acesso em: Out. 2008.

AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO do Rio de Janeiro. *Informativo mensal volume I, edição I*. Disponível: <<http://www.agenersa.rj.gov.br>>. Acesso em: Jul. 2008.

_____. *Relatório de audiência pública. Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado aos Consumidores Livres – Parágrafo 18º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão Relato 24 de junho de 2008*. Disponível: <<http://www.agenersa.rj.gov.br>> Acesso em: Jul. 2008.

ALMEIDA, Edmar L. F. *Competitividade e estratégias de mercado para difusão do gás natural na indústria*. Projeto Rumos e Perspectivas da Indústria de Gás Natural e a Nova Regulação no Brasil - Gás Petro/IE-UFRJ, Nov. 2000.

_____. *Competitividade do gás natural e estratégia de mercado nos segmentos de consumo*. Projeto Rumos e Perspectivas da Indústria de Gás Natural e a Nova Regulação no Brasil Gás Petro/IE-UFRJ, Out. 2000

ALVEAL; Carmen; ALMEIDA, Edmar L. F. *Evolução dos Mercados Internacionais de Óleo e Gás*. Projeto Rumos e Perspectivas da Indústria de Gás Natural e a Nova Regulação no Brasil - Gás Petro / IE-UFRJ, Out. 1999.

ALVEAL, C. e ALMEIDA, E. (2001) "Livre Acesso e Investimento na Rede de Transporte da Indústria Brasileira de Gás Natural: questões (im)pertinentes." Grupo de Energia- IE/UFRJ (*mimeo*).

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Disponível em: < <http://www.arsesp.sp.gov.br/>> Acesso em: fev. 2009. Nota Técnica nº RTM/02/2009 - *Metodologia detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo Terceiro Ciclo Tarifário* - Audiência Pública - Fev. de 2009.

_____. *Audiência Pública ARSESP nº 001/2009 - Considerações sobre contribuições e exposições*. Disponível em: < <http://www.arsesp.sp.gov.br/>> Acesso em: Mar. 2009

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, 2006. Brasília, 2006. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br.](http://www.mme.gov.br/)> Acesso em: Abr. 2008.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Brasília, 2006. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br.](http://www.epe.gov.br/)> Acesso em: Jun. 2008.

_____.BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/site/menu>>. Acesso em: Jul. 2008.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. *Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: Jun. 2008.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 04 de março de 1999. *Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: Jun. 2009.

BRITISH GÁS. *Annual Report and Accounts, 2007*. Disponível em: <<http://www.bg-group.com/investors>>. Acesso em: Abr. 2008

BRITISH PETROLEUM. *Statistical Review, 2006*. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 10 Set. 2005.

BURGHETTI, B. S; MOUTINHO dos Santos; SILVA, Diego. F. E. Modelos Estruturais de Mercados aplicados a Indústria de Gás Natural e possíveis Cenários Evolutivos para o Brasil. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 5., 2009, Fortaleza. *Anais*. Fortaleza: ABPG/UFC, 2009. p. 1-10

BURGHETTI, B. S; MOUTINHO dos Santos. *Regulação da Distribuição de GNL a Granel: Conflitos de Competências*. In: Congresso Brasileiro de Energia, 2008. *Anais*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2008.

CAMACHO, Fernando Tavares. *Regulação da indústria do gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

CANAL ENERGIA: Disponível em:< <http://www.canalenergia.com.br>> Acesso em Jun. 2009.

CARVALHINHO FILHO, LEMOS. José Carlos *O valor da flexibilidade em cláusulas "take-or-pay" de contratos para fornecimento de gás natural industrial*. São Paulo: FEA/USP, 2003.

CATARINA, Ricardo Santa. *Regulação Econômica do serviço de distribuição de gás natural canalizado no Brasil*. 2002. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2002

CECCHI, José Cesário. *Indústria Brasileira de gás natural: regulação atual e desafios*. Rio de Janeiro, 2001. (Séries ANP)

COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO. <<http://www.ceg.com.br>>. Acesso em: Jun. 2008.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO - COMGÁS. Plano de Negócios 2009. Análise da metodologia proposta por ARSESP - Audiência Pública - F-CR-121/09 - 26/03/2009. Disponível: < <http://www.arsesp.sp.gov.br>> Acesso em: Jun. 2009.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros *A Regulação do Livre Acesso na Distribuição de Gás Natural Canalizado : o caso de São Paulo*. 2006. 232p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2006

COSTA, H. H. L. MAIA DA. *A Regulação da Indústria do Gás Natural no Brasil. Fatos e Desafios*. Dissertação (Mestrado em Ciências) Programas de Pós- Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/Energia.htm>>Acesso em: Acesso em: Abr. 2008.

DEMORI, Marcio Bastos. *GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil*. 165p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA . Plano Nacional de Energia Elétrica - PNE 2030. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pne>> Acesso em: Agos. de 2009.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Natural Gas 1994: Issues and Trends*. DOE/EIA-0560(94). Washington, D.C. 1994

FUNDAÇÃO INSTITUTO DE PESQUISAS ECONÔMICAS *Uma Agenda de Competitividade para a Indústria Paulista. A Indústria de Petróleo e Gás Natural: Transformações Contemporâneas e Políticas para Desenvolvimento no Estado de São Paulo*. São Paulo, 2008.

GÁS BRASIL. Disponível em:< <http://www.gasbrasil.com.br>> Acesso em Abr. 2009.

GÁS BRASILIANO. Plano de Negócios – Análise da metodologia proposta por ARSESP para o 3º Ciclo Regulatório e projeções para o 4º Ciclo Regulatório. Audiência Pública, 2009. Disponível em : < <http://www.arsesp.sp.gov.br/>>Acesso em: Set. 2009.

GAS ENERGIA. Disponível em:< <http://www.gasenergia.com.br>> Acesso em Jul. 2008.

GAS NET. Disponível em:< <http://www.gasnet.com.br>> Acesso em: Abr. 2008.

GOMES, Ieda, LNG Market Overview and Regulation. In: Congresso Internacional do Direito de Energia, 3. 2005, São Paulo. *Anais*. São Paulo, 2005.

HALL, Robert E., MARC, Lieberman. *Microeconomia: princípios e aplicações*. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. 2002. Paris: IEA, 2002.

_____. *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. Paris: IEA, 1998.

GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL. Análise da metodologia proposta por ARSESP para a 2ª Revisão de Tarifas no Estado de São Paulo - Audiência Pública-2009. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/>> Acesso em: Set. 2009.

GASPAR, M., MARQUES, M. *A Crescente participação da Petrobras no setor do gás natural e suas consequências para as distribuidoras de gás natural privadas*. Monografia (MBA- Energia) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

JURIS, A. *The Development of Markets in the U.K. Natural Gas Industry*. Washington: World Bank, 1998(a). Policy Research Working Paper

_____. *The Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*. Washington: World Bank , 1998(b). Policy Research Working Paper

LAUREANO, Fernanda Helena G. C. *A Indústria de Gás Natural no Brasil e a viabilização de seu desenvolvimento*. Trabalho de Conclusão do Curso- Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002.

_____. *A Indústria de gás natural e as relações contratuais : uma análise do caso brasileiro*. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências e Planejamento Energético) - Programas de Pós- Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

LEGAL GÁS FÓRUM, 1^o, 2008, Rio de Janeiro. Seminário assistido.

LOSS, G.R.; MARQUES NETO, F.P.A. *A Regulação setorial do gás natural*. Belo Horizonte: Fórum, 2007.

MANOEL, Cácio Oliveira. *Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais Aplicáveis ao Mercado de Distribuição de Gás Natural a Granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil*. 2006. 188p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2006

MATHIAS, M. C. P. PIRES. *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição Condicionantes e Desafios*. 2008. Tese (Doutorado em Ciências e Planejamento Energético)-Programas de Pós- Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MELLO ,Celso Antonio Bandeira de. Serviços Locais de Gás Canalizado. In: *Revista Trimestral de Direito Público*, 45/2004, Malheiros, São Paulo, 2004.

MELLO SANT ANA, Paulo Henrique. Desenvolvimento da competição e da infra-estrutura na indústria de gás natural do Brasil. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009.

MONTORO FILHO, André Franco et.al. *Manual de Economia*. 3. ed.. São Paulo: Saraiva, 1998.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. ; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. W. *Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Petrobras, 2002.354 p.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. Gás natural: novas estratégias para uma energia civilizada. *Boletim Petróleo & Gás Brasil*, v.3, n.4, Abr. 2002.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; Loss, Giovani R. *Resource curse thesis* e a regulação das participações governamentais do petróleo e gás no Brasil. *Revista de Direito Público da Economia* , Belo Horizonte, n.4, Out/Dez 2003.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. *The Brazil oil and gas sector: outlook and opportunities*. Cwc publishing limited, 2001.

MULHERIN, J.H. Complexity in long-term contracts: an analysis of natural gas contractual provisions. *Journal of Law, Economics, and Organization*, v.2, n.1, p.105–117, 1986.

NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE. 2002. “Glossary of terms.” Disponível em: <<http://www.nymex.com>>. Acesso em: Jul. 2008

PAULA, C.P. Abertura do Mercado de Distribuição de Gás natural Canalizado em São Paulo: Pressupostos e Perspectivas. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL REESTRUTURAÇÃO E REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL, 2., 2007. Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: NUCA/IE/UFRJ, 2007

PEDRA, D.P.; SALGADO, L.H. Aspectos econômicos e jurídicos do livre acesso ao mercado de gás natural. In: SALGADO, L.H.; SEROA DA MOTTA, R. (Eds.). *Marco regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer*. Rio de Janeiro: IPEA, 2005.p. 315-356.

PETROBRAS. *Plano de Negócios 2008/2011*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: Jul. 2008.

PILIPOVIC', D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. New York: McGraw Hill.1998.

PORTER, Michael E. *Estratégia Competitiva: Técnicas para análise de indústrias e da concorrência*. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1986.

_____. *Competição. On Competition*. Estratégias Competitivas Essenciais. 6. Ed. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

ROSSETTI, José Paschoal. *Introdução a Economia*. 16. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

SECRETARIA DE ENERGIA, RECURSOS HÍDRICOS . Balanço Energético do Estado de São Paulo – 2006. Ano base: 2005. São Paulo, 2006. 212 p. Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br>>. Acesso em: Jul. 2008.

SAMUELSON, Paul Anthony. *Introdução à análise econômica*. 8. ed. Rio de Janeiro, AGIR, 1975.

SILVA, Ana Lúcia Rodrigues da; Marketing Energético: Estratégias Competitivas na Energia. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

SILVEIRA, J. P. *Regulação de Monopólios e Defesa da Concorrência: Um Estudo sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil*. 2000. Dissertação (Mestrado) Instituto de Economia ,Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2000.

SIMONSEN, M.H. Brasil 2002. Rio de Janeiro, ED. APEC, 1974.

Strapassom, Alexandre Betinardi. *A energia térmica e o paradoxo da eficiência energética: Desafios para um novo modelo de planejamento energético*. Dissertação de Mestrado. Programa de Interunidades de Energia da Universidade de São Paulo, 2004.

TORRES DOS SANTOS, R. *Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural: Elementos para Análise de Casos no Brasil*. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

WILLIAMSON, Oliver E. Credible commitments: using hostages to support exchange. *American Economic Review*, v.83, p.518-540, 1983.

_____. *The Economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting*. New York: Free Press, 1985.

_____. *Markets and hierarchies: analysis and antitrust implications*. New York: Free Press, 1975

_____. Transaction-cost economics: the governance of contractual relations. *Journal of Law and Economics*, 22, p.233-262, 1979.

_____. Transaction cost economics. In: SCHMALENSEE, R.; WILLIG, R., *Handbook of industrial organization*. Netherlands: Elsevier, v.1, cap.3, p.137-182, 1989.

ZAMITH, Regina; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. *A Competitividade da indústria parapetroleira nacional: um estudo de caso avaliado à luz do modelo de Porter*. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 10. Rio de Janeiro, 2000. Technical Papers. Rio de Janeiro, IBP, 2000.p. IBP06100/1-8.

ZAMITH, Maria Regina Macchione. *A indústria para-petroleira nacional e o seu papel na competitividade do "diamante petroleiro" brasileiro*. São Paulo, 1999. 251p. Tese (Mestrado) - Programa Interunidades de pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

GLOSSÁRIO E TERMOS TÉCNICOS TRADUZIDOS

Comercializador: jargão da indústria de gás natural, para indicar o agente comercial que busca juntar fontes de suprimento, com os mercados consumidores, através de contratos com produtores, distribuidoras, ou grandes consumidores do energético.

Deliver-or-pay: termo típico dos contratos de fornecimento de gás natural em qualquer um dos elos da cadeia de fornecimento, indicando a obrigação do fornecedor de suprir, normalmente, 100% das quantidades contratadas pelo consumidor. Em caso de falha no fornecimento, são imputadas multas ao fornecedor pelas quantidades demandadas e não supridas.

Drivers: termo inglês para referir-se a algo que exerce influência ou força sobre alguma coisa. Exemplo: “os drivers de valor do consumidor...”. Será traduzido como “os determinantes de valor do consumidor...”

Insight: termo inglês que indica percepção. Exemplo: “os insights oferecidos pela teoria...”. Será traduzido como “as percepções oferecidas pela teoria...”

Investimentos (ou ativos) específicos: expressão técnica muito utilizado na teoria da economia dos custos de transação para se referir a investimentos (ou ativos), cujo objetivo seja específico para uma determinada atividade econômica, e que não podem ser utilizados em outra atividade sem a perda de uma significativa porção de seu valor original.

Make-up-gas: termo técnico dos contratos de fornecimento de gás natural com cláusulas take-or-pay, indicando a possibilidade de recuperação dos volumes mínimos contratados, pagos sem utilização, em períodos posteriores ao crédito, quando o consumo for superior ao take-or-pay.

Opção “muito no dinheiro”: tradução da expressão “deep in the money” para indicar que o valor do ativo objeto, ao qual uma opção de compra se refere, está tão acima do valor do preço de exercício que valeria a pena exercer a opção e adquiri-lo imediatamente.

Oportunismo: seria manifestado por um comportamento oportunista.

Segundo williamson (1985, 1979, 1975) oportunismo seria uma condição de busca do interesse próprio com avidez.

Prêmio da opção: valor a ser pago para obter um direito garantido de optar por algum resultado sobre um ativo no futuro, pagando um preço estabelecido no presente (preço de exercício). Nesta pesquisa se utilizará muito o a expressão prêmio da opção pelas quantidades contratadas de forma intercambiável com a variável *top_ind_pr* que será considerada sua proxy.

Ship-or-pay: termo típico dos contratos de transporte de gás natural através de gasodutos de alta pressão, indicando a obrigação de pagamento por uma capacidade mínima de transporte contratada, mesmo que não utilizada. No contexto desta dissertação, visto que o consumidor de gás natural adquire os serviços de transporte de forma conjunta com o próprio valor do produto gás natural, assume-se que os compromissos de ship-or-pay a que o consumidor está sujeito no seu contrato com a distribuidora de gás natural está implícito no take-or-pay cobrado por esta última no contrato.

Take-or-pay: termo típico dos contratos de fornecimento de gás natural, em qualquer um dos elos da cadeia de fornecimento, indicando uma quantidade mínima contratada que deve ser paga mesmo que não utilizada. Em algumas situações o termo será utilizado para se referir também à forma genérica de cálculo desta quantidade mínima, como um percentual sobre as quantidades totais contratadas pelo comprador, e garantidas pelo fornecedor, em um período de tempo.